

Grüner Wasserstoff und Wasserstoffderivate – Kernelemente einer nachhaltigen und sicheren Energieversorgung Deutschlands

Studie im Auftrag des Mittelständischen
Energiewirtschaftsverbands (MEW) e.V.

Autoren:

Frank Merten, Dr. Larissa Doré und
Andreas Pastowski

Mit Unterstützung durch:

Dr. Sascha Samadi, Ansgar Taubitz,
Simon Heck und Steffen Lange

Ansprechpartner:

Frank Merten

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH

Co-Leiter Forschungsbereich Systeme und Infrastrukturen

Döppersberg 19

42103 Wuppertal

Tel.: 0202 2492-126, Fax: -250

E-Mail: frank.merten@wupperinst.org

www.wupperinst.org

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	5
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	6
1 Management Summary	9
1.1 Vorbemerkungen	9
1.2 Motivation für die Studie	9
1.3 Aufgabenstellung und Vorgehensweise	10
1.4 Kernergebnisse und -aussagen	11
1.4.1 <i>Zukünftige Bedarfe an Strom, H₂, PtG/PtL und ihre Deckung</i>	11
1.4.2 <i>Transportoptionen und Exportregionen</i>	12
1.4.3 <i>Infrastrukturen</i>	14
1.4.4 <i>Versorgungssicherheit</i>	15
1.4.5 <i>Generell zu beachten</i>	16
2 Motivation und Zielsetzung	17
3 Vorgehen	18
4 Auswahl der Studien zur THG-neutralen Energieversorgung Deutschlands	19
5 THG-neutrale Versorgungsoptionen für Deutschland und die Rollen von Strom, Wasserstoff und PtG/PtL	22
5.1 Entwicklung des langfristigen Endenergiebedarfs in Deutschland	22
5.2 Entwicklungen im Verkehrssektor	28
5.2.1 <i>Die Bedeutung nicht-technischer Faktoren im Verkehr: Entwicklung der Personen- und Güterverkehrsnachfrage</i>	28
5.2.2 <i>Antriebstechniken und Energieträger im Straßenverkehr</i>	30
5.3 Bedeutung von Importen und inländischer Erzeugung bei der Deckung des zukünftigen Endenergiebedarfs	33
5.4 Entwicklung von Ausbau und Erzeugung von EE-Strom in Deutschland	35
6 Transportoptionen und Infrastrukturen für EE-Strom, Wasserstoff und synthetische Energieträger	39
6.1 Entfernungen, Kosten und Effizienzen der Transportoptionen	40
6.2 Infrastruktur Voraussetzungen und Herausforderungen	45
6.2.1 <i>Verstärkung und Ausbau des Stromnetzes</i>	45
6.2.2 <i>Aufbau von H₂-Produktion und Infrastrukturen</i>	48
6.2.3 <i>Anpassung der Infrastrukturen an Power-to-Liquids</i>	51
7 Versorgungssicherheit einer THG-neutralen Energieversorgung	54
7.1 Strom: Gesicherte Leistungen	56
7.2 Wasserstoff: Speicherung	58
7.3 Power-to-Liquids: Anlagenverfügbarkeiten insbesondere für die klimaneutrale CO ₂ Bereitstellung	60
8 Zusammenfassung	64
9 Ausblick	66
10 Literatur- und Quellenverzeichnis	70

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 5-1: Endenergiebedarf in den Sektoren Industrie, Verkehr, Gebäude	23
Abbildung 5-2: Strom als Endenergieträger in den Sektoren Industrie, Verkehr, Gebäude	25
Abbildung 5-3: Wasserstoff als Endenergieträger in den Sektoren Industrie, Verkehr, Gebäude	26
Abbildung 5-4: PtG und PtL als Endenergieträger in den Sektoren Industrie, Verkehr, Gebäude	27
Abbildung 5-5: Relative Änderung der Nachfrage im Personenverkehr (pkm, 2020 = 100)	29
Abbildung 5-6: Relative Änderung der Nachfrage im Güterverkehr (tkm, 2020 = 100)	29
Abbildung 5-7: Entwicklung der Pkw Bestände nach Antriebsarten und Szenarien	31
Abbildung 5-8: Bestandsaufbau bei vollelektrischen Pkw	31
Abbildung 5-9: Importquoten von Strom, Wasserstoff und PtG/PtL	34
Abbildung 5-10: Nettostromerzeugung nach Energieträgern plus Nettostromimporte	36
Abbildung 5-11: Ausbau der installierten Leistung von Windenergieanlagen in Deutschland, 2030 und 2045/2050	37
Abbildung 5-12: Ausbau der installierten Leistung von PV-Anlagen in Deutschland, 2030 und 2045/2050	37
Abbildung 6-1: Übersicht über die wirtschaftlich sinnvollen Transportentfernungen verschiedener Transportmittel für Strom, Wasserstoff und Power-to-Liquids	41
Abbildung 6-2: Vergleich der Bereitstellungskosten von europäischem H ₂ -Import per Pipeline und Import von LH ₂ und PtL von außerhalb Europas	43
Abbildung 6-3: Vergleich von Effizienzen entlang der Lieferketten von Wasserstoff und Power-to-Liquids	45
Abbildung 6-4: Entwicklung des deutschen Stromnetzes in Trassen-km im Rahmen des NEP im Vergleich zum TN100 Szenario	47
Abbildung 6-5: Entwicklung des deutschen Stromtransportnetzes in Stromkreis-km im Vergleich zum TN-H2 und TN-PtG/PtL Szenario	48
Abbildung 6-6: Elektrolysekapazitäten in Deutschland Stand heute im Vergleich zu Zielen und Szenarienergebnissen	49
Abbildung 6-7: Erdöl- und Produkttransportnetze sowie Raffineriekapazitäten in Deutschland	52
Abbildung 7-1: Struktur der gesicherten Kraftwerksleistung in Deutschland im Jahr 2045 bzw. 2050 (nur BMWI)	58
Abbildung 7-2: Vergleich von gesamter H ₂ -Nachfrage und resultierenden H ₂ -Speicherbedarfen mit den H ₂ -Speicherpotenzialen an Land in Deutschland im Jahr 2045 bzw. 2050	60
Abbildung 7-3: DAC-Anlagenkapazitäten für die CO ₂ -Bereitstellung weltweit heute versus CO ₂ -Bedarfe für PtL-Kraftstoffe in Deutschland 2030 und 2045	63

Tabellenverzeichnis

Tabelle 4-1: Metadaten der analysierten Studien -----	19
Tabelle 4-2: THG-Emissionsminderung in den Szenarien bis 2030 (ggü. 1990)-----	21
Tabelle 5-1: Wasserstoff und PtG/PtL-Bedarfe für die stoffliche Nutzung in der Industrie sowie zur Rückverstromung im Umwandlungssektor -----	28
Tabelle 5-2: Übersicht über die in den Studien betrachteten Export-Regionen -----	35
Tabelle 6-1: Übersicht über die in den ausgewählten Studien betrachteten Transportmittel und Infrastrukturen für Importe nach Deutschland -----	39
Tabelle 7-1: Übersicht über Thematisierung Versorgungssicherheit in den betrachteten Studien -----	55
Tabelle 7-2: Übersicht über wichtige Voraussetzungen für die künftige Versorgungssicherheit -----	56
Tabelle 9-1: Beispielhafte Hemmnisse in den Bereichen Strom, Wasserstoff und Power-to-Liquids -----	67
Tabelle 9-2: Risiken und Bedrohungen für KRITIS -----	68

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

Abb.	Abbildung
AC	Alternating Current, Wechselstrom
BECCS	Bio-Energy with Carbon Capture and Storage (Bioenergie mit CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung)
BECCU	Bio-Energy with Carbon Capture and Usage (Bioenergie mit CO ₂ -Abscheidung und -Nutzung)
BEV	Batterieelektrisches Fahrzeug (Battery Electric Vehicle)
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
CCS	Carbon Capture and Storage (CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung)
CCU	Carbon Capture and Use (CO ₂ -Abscheidung und -Nutzung)
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CSP	Concentrated Solar Power
DAC	Direct-Air-Capture
DACCU	Direct Air Carbon Capture and Utilization
DC	Direct Current, Gleichstrom
EE	Erneuerbare Energien
FTS	Fischer-Tropsch-Synthese
GH ₂	Gasförmiger Wasserstoff
H ₂	Wasserstoff
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme
IEA	International Energy Agency
Kfz	Kraftfahrzeug
KRITIS	Kritische Infrastrukturen
LH ₂	Flüssiger Wasserstoff
Lkw	Lastkraftwagen
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carriers
MS	Methanol-Synthese
Nfz	Nutzfahrzeug
Pkw	Personenkraftwagen
PtG	Power-to-Gas
PtL	Power-to-Liquids
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
Tab.	Tabelle
THG	Treibhausgas
WI	Wuppertal Institut für Klima Umwelt, Energie GmbH

Einheiten und Symbole

\$	US-Dollar
%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius
g	Gramm
kg	Kilogramm
km	Kilometer
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
l	Liter
Mio.	Million
MJ	Megajoule
Mrd.	Milliarde
Mt	Megatonne
pkm	Personenkilometer
PJ	Petajoule
t	Tonne
tkm	Tonnenkilometer

1 Management Summary

1.1 Vorbemerkungen

Die Versorgung mit Energieträgern und Ressourcen steht angesichts des voranschreitenden Klimawandels und der durch den russischen Krieg in der Ukraine ausgelösten Energie- und vor allem Erdgaskrise vor einer Zeitenwende. Nachdem die energie- und klimapolitischen Ziele bisher nicht erreicht werden konnten, ist der Änderungs- und Handlungsdruck weiter gestiegen. Daher müssen nun innerhalb weniger Jahre erheblich größere Fortschritte als bisher erzielt werden. Die aktuellen Geschwindigkeiten, bezogen auf den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und den Ausstieg aus fossilen Energieträgern und Rohstoffen, die Steigerung von Energieeffizienz und Energieeinsparung sowie die Anpassung der Infrastrukturen reichen nicht aus, um diese ambitionierten Ziele zu erreichen. Deutlich erschwerend kommen die Bewältigung der aktuellen Energiekrise und der Bedeutungswandel von Erdgas als "Brücken-Energieträger" für die Transformation zur Treibhausgasneutralität hinzu.

Mit Blick auf die skizzierten Herausforderungen ist offensichtlich, dass die nötigen Lösungswege äußerst ambitioniert und herausfordernd sein werden. Für die Bewahrung eines umwelt- und menschenfreundlichen Klimas und einer nachhaltigen Versorgungssicherheit gibt es bisher keine Blaupause. Auf der anderen Seite zeigen die vorliegenden Szenarioanalysen zur Entwicklung des Energiesystems für zentrale Systemelemente Lösungswege auf, die eingeschlagen werden können. Dazu gehören eine vollständig erneuerbare Stromversorgung sowie – darauf aufbauend – die Nutzung erneuerbaren Wasserstoffs sowie gasförmiger und flüssiger, synthetischer Energieträger (PtG und PtL), die in erster Linie in den schwer zu defossilisierenden Sektoren Grundstoffindustrie sowie den Luft- und Schiffsverkehr eingesetzt werden. Da die in den untersuchten Szenarien aufgezeigten Zielpfade alle sehr ambitioniert sind, wird sich ihre zeitgerechte Umsetzung zur Erreichung der Klimaneutralität schwierig gestalten.

Vor diesem Hintergrund sind die folgenden Analysen und die daraus abgeleiteten Kernaussagen zu verstehen.

1.2 Motivation für die Studie

Die Energieversorgung Deutschlands ist in hohem Maße von Importen verschiedener Primärenergieträger abhängig. Dies gilt besonders für Mineralöl und Erdgas, welche Anteile von 36 % und 24 % am Primärenergieaufkommen haben. Durch die Energiewende, d.h. die Substitution fossiler und nuklearer Brennstoffe durch erneuerbare Energien (EE), wird diese Abhängigkeit grundsätzlich verringert und verändert. Zudem erfordert der Klimaschutz so schnell wie möglich, spätestens jedoch bis zum Jahr 2045, einen vollständigen Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger. Erneuerbare Energien werden daher zukünftig die Energieversorgung prägen und übernehmen. Die größten und kostengünstigsten EE-Ausbaupotenziale – sogenannte Sweet Spots – liegen vor allem in den wind- und sonnenreichen Regionen der Erde jenseits Europas und Deutschlands.

Für elektrische bzw. elektrifizierbare Anwendungen lässt sich EE-Strom grundsätzlich am effizientesten direkt nutzen. Diese Option stößt jedoch mit zunehmender

Entfernung zwischen den meist dezentralen Erzeugungsstandorten und den zentralen Verbrauchsschwerpunkten auch an ihre techno-ökonomischen Grenzen. Zudem lassen sich nicht alle Anwendungen insbesondere im Industrie- und Verkehrssektor elektrifizieren. Hier werden klassische Energieträger höchstwahrscheinlich durch Wasserstoff (H₂) oder Wasserstoffderivate ersetzt werden. Die Nutzung von Wasserstoff und flüssiger oder gasförmiger synthetischer Energieträger, sogenannte Power-to-Liquids (PtL) oder Power-to-Gas (PtG), kann als indirekte Elektrifizierung betrachtet werden. Durch die Versorgung mit Wasserstoff und Wasserstoffderivaten werden neue Versorgungsstrukturen und zugleich neue Abhängigkeiten entstehen. Teilweise können aber auch bestehende Infrastrukturen weiter genutzt werden. Dies wirkt sich auf die Energiewirtschaft sowie die Versorgungssicherheit aus.

1.3 Aufgabenstellung und Vorgehensweise

Mit dieser Studie werden die folgenden Leitfragen untersucht:

- Könnte Deutschland langfristig (bis 2045) ausreichend erneuerbaren Strom produzieren, um den Eigenbedarf (Endenergiebedarf an Strom plus Strombedarf zur Produktion von Wasserstoff bzw. synthetischen Energieträgern) zu decken?
- Falls dies nicht möglich bzw. sinnvoll ist: Auf welche erneuerbaren Energieimporte (Strom, Wasserstoff und/oder synthetische Energieträger) wird Deutschland voraussichtlich angewiesen sein und welche Regionen in Europa und/oder außerhalb Europas kommen dafür in Betracht?
- In welcher Form (Strom, Wasserstoff, synthetischer Energieträger, z. B. Ammoniak, Methanol) kann erneuerbare Energie am effizientesten bzw. kostengünstigsten nach Deutschland transportiert werden?
- Wie ist die Infrastruktur auf die unterschiedlichen Energieträger vorbereitet?
- Welche Auswirkungen könnten die zukünftigen Versorgungsstrukturen von Power-to-Liquids auf die Versorgungssicherheit in Deutschland haben?

Vorgehensweise

Die Beantwortung der oben genannten Leitfragen wird hauptsächlich und vorrangig mittels Metaanalyse, d.h. Auswertung und Einordnung bereits bestehender, einschlägiger Studien insbesondere zu THG-neutralen Transformationspfaden, durchgeführt. Hierzu wurden gemeinsam mit dem Auftraggeber die folgenden Szenariostudien ausgewählt:

- BDI: Klimapfade 2.0 (Okt. 2021)
- Dena: dena-Leitstudie Integrierte Energiewende – Aufbruch Klimaneutralität (Okt. 2021)
- BMWI: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland (Mai. 2021)
- ISE: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen (Nov. 2021)

Solche Szenariostudien zeigen mögliche Transformationspfade des Energiesystems auf. Sie stellen jedoch keine Prognose der Zukunft dar und ermöglichen damit auch keine Ableitung von Wahrscheinlichkeiten für mögliche Transformationspfade.

Da sich durch Szenariostudien aus Erfahrung nicht alle neuen Fragen beantworten lassen, werden in diesen Fällen so weit in diesem Rahmen möglich zusätzliche Recherchen und Analysen oder zumindest Diskurse zur besseren Einordnung der betreffenden Untersuchungsfrage vorgenommen. Abschließend werden die im Laufe der Studie identifizierten Unsicherheiten und offenen Fragen dargestellt, die zukünftige Entwicklungen naturgemäß begleiten sowie eine Zusammenfassung und ein Ausblick gegeben.

Im Fokus der Studie stehen die folgenden Energieträger:

- Elektrischer Strom aus erneuerbaren Energien,
- Wasserstoff (H₂): entweder gasförmig (GH₂) oder flüssig (LH₂) und wenn nicht anders benannt mittels Elektrolyse aus EE-Strom und Wasser hergestellt,
- Power-to-Liquids (PtL): synthetische flüssige Energieträger als auch Rohstoffe, die mittels Fischer-Tropsch-Synthese (FTS) oder Methanol-Synthese (MS) aus H₂ und CO₂ bzw. Synthesegas hergestellt werden. Im Vordergrund der Betrachtung stehen die synthetischen Kraftstoffe Benzin, Diesel und Kerosin, ferner gehören grundsätzlich auch synthetisches Rohöl (aus FTS), Methanol und Ammoniak dazu.

1.4 Kernergebnisse und -aussagen

Die Auswertungen der betrachteten Klimaschutzszenarien sowie die ergänzenden eigenen Analysen lassen sich abschließend in Form der folgenden Kernaussagen zusammenfassen:

1.4.1 Zukünftige Bedarfe an Strom, H₂, PtG/PtL und ihre Deckung

- 1 | Die Klimaschutzszenarien zeigen, dass der Endenergiebedarf Deutschlands in den nächsten Jahrzehnten im Wesentlichen aufgrund einer stärkeren direkten Elektrifizierung in allen Sektoren und damit verbundenen sowie weiteren Effizienzsteigerungen sukzessive sinken wird. Dabei wird bis zum Jahr 2045 (dem im nationalen Klimaschutzgesetz festgelegten Zieljahr für das Erreichen von Treibhausgasneutralität) ein Großteil des Endenergiebedarfs durch den Einsatz elektrischer Energie gedeckt. Dies erfolgt entweder direkt oder je nach Szenario auch indirekt über Wasserstoff bzw. über PtG und PtL. Die steigende Bedeutung der direkten und indirekten Elektrifizierung impliziert – trotz insgesamt deutlich sinkendem Endenergieeinsatz – höhere Strombedarfe in der Zukunft, die klimaverträglich zu decken sind.
- 2 | Haupttreiber für den zukünftig steigenden Strombedarf durch die direkte Elektrifizierung sind vor allem die Sektoren Gebäude und Industrie. Der wachsende Strombedarf durch direkte Elektrifizierung des Verkehrssektors wird im Vergleich dazu deutlich niedriger ausfallen, selbst bei einer starken Einführung und Verbreitung elektrischer Antriebe.
- 3 | Die Szenarien implizieren, dass der Bedarf an Strom für die direkte Elektrifizierung vorwiegend national gedeckt werden kann. Netto-Stromimporte spielen überwiegend eine relativ geringe Rolle und bleiben auf das EU-weite Verbundsystem begrenzt. Maßgeblich dafür sind gesamtsystemische und -wirtschaftliche Gründe inklusive Aspekte der Versorgungssicherheit.

Für Wasserstoff sind unter Einbeziehung der technischen EE-Potenziale in Deutschland zwar ebenfalls hohe Eigenversorgungsquoten möglich (insbesondere, wenn man die hohen Ausbauziele aus dem Osterpaket zugrunde legt); aus ökonomischer Sicht sowie vor dem Hintergrund gesellschaftlicher Akzeptanz ist jedoch eine Mischung aus Eigenerzeugung und Importen sinnvoll. Die betrachteten Klimaschutzszenarien bilden entsprechend Importquoten für Wasserstoff von bis zu 87 % ab.

Die aus Wasserstoff hergestellten Energieträger PtG und PtL werden aufgrund der begrenzten EE-Potenziale in Deutschland und der bestehenden, günstigen Transportmittel vorwiegend importiert. Sie werden vor allem an Standorten mit im Weltmaßstab geringen EE-Erzeugungskosten (sog. Sweet Spots) hergestellt. Gemäß den betrachteten Klimaschutzszenarien werden PtG und PtL langfristig zu mindestens 95 % importiert.

- 4 | Die hohen zukünftigen Strombedarfe für die direkte und indirekte Elektrifizierung bedingen eine deutlich höhere Stromerzeugung in Deutschland als heute. Gemäß den betrachteten Klimaschutzszenarien steigt die Stromerzeugung von heute etwa 580 TWh/a auf gut 700 bis zu knapp 1400 TWh/a im Jahr 2045 an. Voraussetzung dafür ist ein massiver Ausbau von PV- und Windenergieanlagen und des Stromnetzes in Deutschland. Die betrachteten Szenarien zeigen, dass dies technisch und wirtschaftlich möglich ist¹. Die zeitgerechte Umsetzung ist in jedem Fall ambitioniert und keineswegs ein Selbstläufer, nach den ausgewerteten Studien bleibt sie jedoch eine wesentliche Voraussetzung zur Erreichung der gesetzten Klimaschutzziele.

1.4.2 Transportoptionen und Exportregionen

- 5 | Strom wird aufgrund der Leitungsverluste am besten in der Nähe der Verbraucher erzeugt. Ein Strombezug aus günstigen Potenzialregionen im Inland als auch in Europa wird dadurch erschwert bzw. verhindert, dass diese häufig geografisch weit von den Verbrauchsschwerpunkten entfernt liegen. Eine vollständig erneuerbare Stromversorgung erfordert daher neben einem nationalen Stromnetzausbau auch einen starken Ausbau der nationalen Grenzkuppelstellen der Stromnetze und des EU-weiten Verbundsystems. Durch den grenzüberschreitenden Ausbau der Stromnetze können die Schwankungen der EE-Stromerzeugung besser ausgeglichen und auch Regionen mit einem Erzeugungsdefizit jederzeit ausreichend mit EE-Strom versorgt werden.

¹ Inwiefern die ermittelten Zubauten insbesondere von Windenergieanlagen auch auf eine ausreichende Akzeptanz stoßen, lässt sich aus den Studien nicht ableiten. Akzeptanzfragen spielen jedoch bei der Entwicklung von Annahmen und Szenarien in zwei Studien eine nicht unwichtige Rolle. In (BDI, 2021, S. 29) wurden „neben den reinen Kosten ... auch Technologieverfügbarkeit, Akzeptanz, Durchdringungs- und Hochlaufzeiten und weitere Kriterien berücksichtigt“ und in (ISE, 2021) liegen den beiden Szenarien „Beharrung“ und „Inakzeptanz“ Annahmen zugrunde, die eine mangelnde Akzeptanz berücksichtigen.

- 6 | Wasserstofftransporte erfolgen aus energetischer und ökonomischer Sicht am besten gasförmig über umgerüstete Erdgas-Pipelines. In den Fällen, in denen eine Umrüstung nicht möglich ist und im Falle nötiger Lückenschlüsse zu neuen Wasserstoffabnehmern, wird auch ein Neubau von Wasserstoffleitungen erforderlich. Für eine Entfernung von gut 3.000 bis 4.000 km sind Pipelines wirtschaftlicher als Schiffstransporte von flüssigem Wasserstoff. Langfristig werden vermutlich aber auch Schiffstransporte von flüssigem Wasserstoff an Bedeutung gewinnen, wenn es gelingt, spezielle Schiffe und Hafenterminals dafür zu entwickeln, hoch zu skalieren und die noch sehr hohen Transportkosten deutlich zu senken. Folglich kommen für großskalige Wasserstoffimporte nach Deutschland kurz- bis mittelfristig vor allem Regionen infrage, welche per Pipeline angebunden werden können – das heißt Europa und Nordafrika.
- 7 | PtL-Produkte haben im Vergleich zu Wasserstoff eine hohe volumetrische Energiedichte und weisen vergleichbare oder sogar günstigere technische Eigenschaften auf als fossile, flüssige Energieträger. Sie können daher in der Regel ohne größeren Zusatzaufwand mit den bereits existierenden Transportmitteln der Mineralölwirtschaft und mit sehr geringen spezifischen Transportkosten transportiert werden. Die geringen Transportkosten ermöglichen den PtL-Import aus Regionen weltweit, auch aus weiter entfernten Regionen wie dem Mittleren Osten, Nord-/Südamerika sowie Australien.
- Dabei ist zu beachten, dass die Umwandlungskosten für PtL vor dem Transport deutlich höher sind und damit die Importkosten von PtL maßgeblich bestimmen. Die Transportkosten machen dagegen den geringsten Anteil an den Importkosten aus und erhöhen sich auch nur in relativ geringem Maße bei einer Vergrößerung der Transportentfernung. Letzteres gilt jedoch nicht für eine Nutzung des H₂-Trägermediums LOHC, da aufgrund seiner geringen Energiedichte und der nötigen Rücktransporte des LOHC die Kosten bei dieser Lösung mit der Entfernung steigen.
- Eine Rückumwandlung von PtL-Importen in Wasserstoff wird aufgrund der zusätzlichen Energieverluste und Umwandlungskosten als deutlich weniger sinnvoll angesehen als die direkte PtL Nutzung.

1.4.3 Infrastrukturen

- 8 | Für den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung und den Transport von EE-Strom zu den Verbrauchsschwerpunkten sind laut der betrachteten Studien die Stromtransportleitungen in Deutschland im Vergleich zu heute um einen Faktor 1,5 bis 2 auszubauen. Eine besondere Herausforderung stellen dabei insbesondere die Trassen für neue, leistungsstarke HGÜ²-Leitungen aus dem Norden in den Süden dar. Dies gilt mit Blick auf die Kosten vor allem aufgrund der gesellschaftlichen und politischen Wünsche nach der zumindest teilweisen Verlegung von Erdkabeln. Letztere erhöhen im Vergleich zu Freileitungen die Investitionskosten sowie den Reparaturaufwand im Fehlerfall deutlich. Behindernd sind derzeit die sehr zeitaufwendigen Planungs- und Verwaltungsverfahren einschließlich der Diskussionen um den Verlauf von Trassen, die maßgeblich für aktuelle Verzögerungen beim Netzausbau sorgen.
- 9 | Bislang existiert keine umfassende Transport- und Verteilinfrastruktur für Wasserstoff in Deutschland. Die bestehende Infrastruktur für Erdgas kann jedoch auf eine Wasserstoffnutzung umgerüstet werden. Dies ist durch eine sukzessive Umrüstung von nicht mehr zwingend benötigten (redundanten) Erdgasleitungen auf Transportebene sowie dezidiertem Neubau von H₂-Leitungen möglich. Während es hierzu bereits konkrete Pläne der Ferngasnetzbetreiber gibt (H₂-Backbone), mangelt es bisher an konkreten Überlegungen für die nötigen Anpassungen der Verteilnetze. Diese stellen aufgrund ihrer großen strukturellen und technischen Unterschiede und der sehr großen Anzahl an noch nicht H₂-tauglichen Endverbrauchern eine besondere Herausforderung für den Wechsel auf Wasserstoff dar. Eine Beimischung von Wasserstoff in bestehende Erdgasnetze ist ebenfalls möglich, allerdings wird ab einem bestimmten H₂-Volumenanteil eine vollständige Umrüstung auf Wasserstoff technisch notwendig und wirtschaftlich günstiger. Zudem bleibt die CO₂-Reduktionswirkung von grünem Wasserstoff im Erdgas aufgrund seiner geringeren Energiedichte auf etwa 1/3 seines Volumenanteils begrenzt. Eine H₂-Beimischungsstrategie ist daher deutlich weniger wirksam als eine direkte H₂-Nutzung.

² Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

- 10 | Für PtL können die vorhandenen Infrastrukturen im Vergleich zum Wasserstoff mit ggf. wenig Anpassungsaufwand gut weiter genutzt werden. Dazu gehören Pipelines, Schiffe, LKW und Bahnwaggons für den Transport sowie Häfen, Terminals, Tanklager und Tankstellen für den Umschlag, die Speicherung und den Verkauf flüssiger Energieträger. Allerdings werden im Zeitablauf eventuell Anpassungen bei den Kapazitäten erforderlich, sowohl durch die erwarteten rückläufigen Absatzmengen als auch durch Produktionsänderungen an den inländischen Standorten. Eine weitere Herausforderung besteht in der Unsicherheit bezüglich der tatsächlich zu erwartenden PtL-Routen (d.h. kommt es zum Import von Fischer-Tropsch-Produkten oder z.B. Methanol) und des Umfangs der jeweiligen Importströme. Dies hat Auswirkungen auf die Optionen zur Weiterverarbeitung und die damit verbundenen logistischen Strukturen. Diese möglicherweise erforderlichen Anpassungen der Infrastruktur sind jedoch gering für flüssige Energieträger im Vergleich zum Aufbau einer H₂-Infrastruktur.

1.4.4 Versorgungssicherheit

- 11 | Um auch in Zukunft eine hohe Versorgungssicherheit im Stromsektor zu erreichen, sind folgende Elemente besonders wichtig: stark ausgebaute Stromnetze, ausreichend hohe und flexibel einsetzbare Backup-Kraftwerkskapazitäten sowie steuerbare Lasten und Stromspeicher. Bereits bis etwa 2030 sind je nach Szenario etwa gut 40 GW an neuen, möglichst H₂-tauglichen Gaskraftwerkskapazitäten in Deutschland für den Ausgleich von wind- und solarstromarmen Zeiten zu errichten. Das entspricht mehr als einer Verdoppelung des heutigen Bestands und stellt angesichts der aktuellen Gaskrise eine zusätzliche energiewirtschaftliche Herausforderung dar. Dabei gilt grüner Wasserstoff aus Kostengründen als der Hauptenergieträger. Als zweites Standbein für die gesicherte Leistung werden langfristig zudem in nennenswertem Umfang neue Energiespeicher (insbesondere Batteriesysteme) gesehen.
- 12 | Voraussetzung für eine durchgängig sichere Versorgung mit grünem Wasserstoff sind ausreichend hohe Speicherkapazitäten in Deutschland zur Überbrückung von Engpässen und Lieferausfällen. Die Bedeutung von Gasspeichern und deren nachhaltige Bewirtschaftung ist nicht zuletzt durch die aktuelle Erdgaskrise evident geworden. In Europa verfügt Deutschland hier mit einem Anteil von ca. 80 % an den heutigen Kavernenspeichern, die gut auf Wasserstoff als Speichergas umgerüstet werden können, über gute Voraussetzungen. Allerdings ist aus heutiger Sicht mit H₂-Speicherbedarfen in Höhe von 10 bis 30 % bezogen auf die künftige H₂-Nachfrage zu rechnen. Daher wird eine Umrüstung der bestehenden deutschen Kavernenspeicher auf Wasserstoff langfristig in den meisten der betrachteten Szenarien nicht ausreichen. Es braucht einen Neubau bzw. die Erschließung zusätzlicher großer H₂-Kavernenspeicher, um die Versorgung mit Wasserstoff auch in 2045 und danach zu gewährleisten. Dies gilt mit Ausnahme von vier Ländern erst recht für die europäische Ebene, wo es insgesamt weniger Speicherkapazitäten als in Deutschland gibt. Die technischen Potenziale dafür sind vorhanden. Aufgrund der langen Vorlaufzeiten für Umrüstung und Neubauten von H₂-tauglichen Kavernenspeichern (zwischen 5 bis 10 Jahren) müsste mit der Planung bereits zeitnah begonnen werden.

- 13 | Voraussetzung für eine sichere Versorgung mit klimafreundlichen PtL-Produkten ist neben der Bereitstellung grünen Wasserstoffs in ausreichenden Mengen insbesondere die kommerzielle und großskalige Verfügbarkeit von Direct-Air-Capture (DAC)-Anlagen für eine THG-neutrale CO₂-Abscheidung aus der Umgebungsluft. Diese wird den meisten Studien zufolge jedoch erst ab dem Jahr 2030 erwartet. Daher besteht eine zentrale Herausforderung für den Hochlauf der PtL-Produktion darin, die noch nötige Technologieentwicklung und Hochskalierung von DAC-Anlagen parallel und schnell voranzubringen, damit die zunehmenden Nachfragen nach THG-neutralem CO₂ und damit synthetischen Kraftstoffen bedient werden können.

Dabei sind Nutzungskonkurrenzen zu beachten: Zum einen bei synthetischen Kohlenwasserstoffen mit der Chemischen Industrie (Feedstockbedarf) sowie durch die Nachfrage anderer Volkswirtschaften nach ähnlichen technischen Lösungen und zum anderen bei der Erzeugung negativer Emissionen durch die Kopplung von DAC mit anschließender geologischer CO₂-Speicherung (DACCS). Die heute häufig diskutierte Nutzung von CO₂ aus Industrieabgasen (CCU: Carbon Capture and Use), insbesondere aus prozessbedingten Emissionen, als Ausgangspunkt für die PtL-Erzeugung führt nicht zu einer grünen PtL-Route, da das CO₂ mit der Verbrennung des PtL-Kraftstoffs wieder freigesetzt wird, mithin der Kreislauf nicht geschlossen ist. Dennoch kann CCU aus Sicht der Autoren zu geringen Anteilen aus heutiger Sicht sinnvoll sein, wenn damit die Routen für grünes PtL vorbereitet und dessen spätere Markteinführung substantiell beschleunigt wird.

1.4.5 Generell zu beachten

- 14 | Im Hinblick auf die realen Beiträge zur THG-Reduktion ist zu beachten, dass die Kerntechnologien der Systemtransformation (z.B. Wasserelektrolyse und DAC) in vielen Ländern vor Umstellung der Stromversorgung auf erneuerbare Energien und in noch nicht THG-neutrale Systeme eingeführt werden. Dies kann bei nicht entsprechend gesteigertem EE-Ausbau bzw. Energieeinsparungen zu Reboundeffekten bei den CO₂-Reduktionen führen und birgt grundsätzlich das Risiko, dass die H₂- und PtL-Importe nicht vollständig erneuerbaren Ursprungs sind.

Gleichwohl wäre schon heute der Technologiehochlauf der benötigten Anlagen zur Elektrolyse, DAC und PtL-Produktion erforderlich, um dadurch frühzeitig die nötigen Skaleneffekte für Kostensenkungen und rechtzeitig die nötigen Kapazitäten für die Realisierung der Transformation zu erreichen. Dementsprechend wären verlässliche gesetzliche Rahmenbedingungen für derartige Investitionen erforderlich. Dabei sind aus Sicht der Autoren dennoch heute schon die zukünftigen Anforderungen an ein nachhaltiges, d.h. effizientes, ökologisches und ökonomisches sowie sozialverträgliches Gesamtsystem zu antizipieren und sich daran so weit wie möglich schon zu orientieren. Dadurch könnten Lock-In-Effekte umgangen und Fehlinvestitionen vermieden werden.

2 Motivation und Zielsetzung

Die Energieversorgung von Deutschland ist in hohem Maße von Importen verschiedener Primärenergieträger abhängig. Dies gilt besonders für Mineralöl und Erdgas, welche Anteile von 36 % und 24 % am Primärenergieaufkommen haben³. Durch die Energiewende, d.h. die Substitution fossiler und nuklearer Brennstoffe durch erneuerbare Energien (EE), wird diese Abhängigkeit grundsätzlich verringert und verändert. Zudem erfordert der Klimaschutz so schnell wie möglich, spätestens jedoch bis zum Jahr 2045, einen vollständigen Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger. Erneuerbare Energien werden daher zukünftig die Energieversorgung prägen und übernehmen. Die größten und kostengünstigsten EE-Ausbaupotenziale – sogenannte Sweet Spots – liegen vor allem in den wind- und sonnenreichen Regionen der Erde jenseits von Europa und Deutschland.

Für alle elektrischen bzw. elektrifizierbaren Anwendungen lässt sich EE-Strom am effizientesten direkt nutzen. Diese Option stößt jedoch mit zunehmender Entfernung (insbesondere über See) zwischen den meist dezentralen Quellen und den zentralen Senken auch an ihre techno-ökonomischen Grenzen. Zudem lassen sich nicht alle Anwendungen insbesondere im Industrie- und Verkehrssektor, wie z. B. die Produktion von Zement, Stahl und Chemikalien sowie der Luft- und Schiffsverkehr, elektrifizieren. Hierfür braucht es die Herstellung von Wasserstoff (H₂) und von flüssigen oder gasförmigen synthetischen Energieträgern bzw. Rohstoffen, den sogenannten Power-to-Liquids (PtL) oder Power-to-Gas (PtG) (indirekte Elektrifizierung). Dadurch entstehen neue Versorgungsstrukturen und -abhängigkeiten, die sich auf die Energiewirtschaft und Versorgungssicherheit von Deutschland und Europa auswirken.

Vor diesem Hintergrund werden die folgenden Leitfragen untersucht:

- Könnte Deutschland langfristig (bis 2045) ausreichend erneuerbaren Strom produzieren, um den Eigenbedarf (Endenergiebedarf an Strom plus Strombedarf zur Produktion von Wasserstoff bzw. synthetischen Energieträgern) zu decken?
- Falls dies nicht möglich bzw. sinnvoll ist: Auf welche erneuerbaren Energieimporte (Strom, Wasserstoff und/oder synthetische Energieträger) wird Deutschland voraussichtlich angewiesen sein und welche Regionen in Europa und/oder außerhalb Europas kommen dafür in Betracht?
- In welcher Form (Strom, Wasserstoff, synthetischer Energieträger, z. B. Ammoniak, Methanol) kann erneuerbare Energie am effizientesten bzw. kostengünstigsten nach Deutschland transportiert werden?
- Wie ist die Infrastruktur (Transport, Lagerung, Distribution) auf die unterschiedlichen Energieträger vorbereitet?
- Welche Auswirkungen könnten die zukünftigen Versorgungsstrukturen von Power-to-Liquids auf die Versorgungssicherheit in Deutschland haben?

³ BMWI o.J.: Energiedaten: Gesamtausgabe (Stand: Oktober 2019); S.4

3 Vorgehen

Die Beantwortung der oben genannten Leitfragen wird hauptsächlich und vorrangig mittels Metaanalyse, d.h. Auswertung und Einordnung bereits bestehender, einschlägiger Studien insbesondere zu THG-neutralen Transformationspfaden, durchgeführt. Da sich hierdurch aus Erfahrung nicht alle neuen Fragen beantworten lassen, werden in diesen Fällen so weit in diesem Rahmen möglich zusätzliche Recherchen und Analysen bzw. Diskurse zur besseren Einordnung der betreffenden Untersuchungsfrage vorgenommen. Abschließend werden die im Laufe der Studie identifizierten Unsicherheiten und offenen Fragen dargestellt, die zukünftige Entwicklungen naturgemäß begleiten sowie eine Zusammenfassung und einen Ausblick gegeben.

Die Studienbearbeitung wurde in die folgenden fünf Arbeitspakete unterteilt:

- 1 | Auswahl der Studien zur THG-neutralen Energieversorgung Deutschlands
- 2 | THG-neutrale Versorgungsoptionen für Deutschland
(Metaanalyse zur Beantwortung der Leitfragen 1 und 2)
- 3 | Transportoptionen und Infrastrukturen für EE-Strom, Wasserstoff und synthetische Energieträger (Metaanalyse zur Beantwortung der Leitfragen 3 und 4)
- 4 | Versorgungssicherheit einer THG-neutralen Energieversorgung
(Synthese der Metaanalysen im Hinblick auf Leitfrage 5)
- 5 | Zusammenfassung und Ausblick

Als Grundlage für die Metaanalysen wurden gemeinsam mit dem Auftraggeber vier aktuelle, einschlägige Szenariostudien ausgewählt.

Die ausgewählten Studien und Szenarien erfüllen die folgenden Kriterien:

- Aktualität (Veröffentlichung in den letzten 5 Jahren),
- Ausreichendes klimapolitisches Ambitionsniveau, d.h. Klima- bzw. THG-Neutralität bis 2045 bzw. spätestens 2050,
- Inhaltliche Systemgrenzen, d.h. Gesamtsystem und alle Sektoren sowie Betrachtungen von EE-Strom, Wasserstoff, synthetischen Energieträgern und Importen,
- Inhaltliche Wertigkeit, d.h. Transparenz und verfügbare, möglichst differenzierte Daten,
- „Neutralität“ der Autoren und Herausgeber, d.h. öffentliche bzw. wissenschaftlich reviewte Studien
- und nicht zuletzt passende geografische Systemgrenze, d.h. Deutschland in der EU.

Dabei ist zu bedenken: Szenariostudien zeigen mögliche Transformationspfade des Energiesystems auf. Sie stellen jedoch keine Prognose der Zukunft dar und ermöglichen damit auch keine Ableitung von Wahrscheinlichkeiten für mögliche Transformationspfade.

4 Auswahl der Studien zur THG-neutralen Energieversorgung Deutschlands

Für die Metaanalysen in den folgenden Arbeitspaketen liegen in Abstimmung mit dem Auftraggeber die in Tabelle 4-1 aufgeführten Klimaschutzstudien und –szenarien zugrunde. Geografischer Fokus aller Studien ist Deutschland.

Tabelle 4-1: Metadaten der analysierten Studien

Auftraggeber, Herausgeber	Bearbeitung durch	Titel	Veröffentlichungsjahr	Klimaschutzszenarien
dena (dena, 2021a)	EWI et al.	dena-Leitstudie – Aufbruch Klimaneutralität	2021	KN100*, sowie 4 Varianten ¹
BDI (BDI, 2021)	Boston Consulting Group (BCG)	Klimapfade 2.0	2021	Zielpfad*
Eigenforschung (ISE, 2021)	Fraunhofer ISE	Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen	2021	Referenz*, Beharrung*, Inakzeptanz, Suffizienz
BMWi (BWMi, 2021)	Consentec, Fraunhofer ISI, ifeu, TU Berlin	Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3	2021	TN-H2*, TN-PtG/PtL*, TN-Strom

* Diese Szenarien werden in der vorliegenden Metaanalyse berücksichtigt.

¹ Efficient Electrons, More Electrons, Efficient Molecules, More Molecules

Die „dena-Leitstudie – Aufbruch Klimaneutralität“ (dena, 2021a) analysiert modellbasiert, wie die Sektorziele für die THG Emissionsreduktionen im Jahr 2030 und Klimaneutralität im Jahr 2045 erreicht werden können. Es wird dabei aufgezeigt, welche Herausforderungen auf der einen Seite und welche Lösungsansätze und Maßnahmen auf der anderen Seite auf dem Weg zur Klimaneutralität bestehen. Fokus der Analysen ist das Szenario Klimaneutralität 100, kurz *KN100* (dena 2021), welches im Rahmen der vorliegenden Metaanalyse berücksichtigt wird. Im Rahmen von vier Szenariovarianten werden zudem Abweichungen in den Annahmen des Szenarios *KN100* (dena 2021) untersucht. Die Szenariovarianten unterscheiden sich hinsichtlich der Effizienz der Endverbrauchssektoren auf der einen Seite sowie der Durchdringung von strombasierten Technologien (insbesondere Wärmepumpen, batterieelektrische Pkw sowie Technologien zur Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie) auf der anderen Seite.

Die Studie „Klimapfade 2.0“ im Auftrag des BDI (BDI, 2021) umfasst eine modellbasierte Analyse erforderlicher technischer Klimaschutzmaßnahmen zur Erreichung der sektorspezifischen THG-Emissionsminderungsziele in 2030 sowie von THG-Neutralität im Jahr 2045. Die Studie enthält einen klimapolitischen Instrumentenmix, welcher die Erreichung der Klimaziele in 2030 bzw. 2045 ermöglichen

würde. Fokus der Analysen dabei ist das Szenario *Zielpfad* (BDI 2021), welches in die vorliegende Metaanalyse einbezogen wird.

Die Fraunhofer ISE Studie „**Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen**“ (ISE, 2021) zeigt anhand vier verschiedener Szenarien mögliche Entwicklungen auf, mit denen eine Reduktion der energiebedingten THG-Emissionen um 65 % bis 2030 und 100 % bis 2045 erreicht werden kann. Die vier Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Annahmen zum Einsatz neuer Technologien im privaten Bereich, zum Ausbau großer Infrastrukturen sowie zur zukünftigen Verbrauchsentwicklung. Im Rahmen der vorliegenden Studie werden die beiden Szenarien *Referenz* (ISE 2021) und *Beharrung* (ISE 2021) in die Metaanalyse einbezogen⁴. Das Szenario *Referenz* (ISE 2021) stellt ein Vergleichsszenario dar, bei dem die Einschränkungen und begünstigende Annahmen der anderen Szenarien nicht gelten. Das Szenario *Beharrung* (ISE 2021) ist durch einen starken Widerstand gegen neue Technologien im privaten Bereich, z.B. zur Bereitstellung von Gebäudewärme oder im Rahmen der privaten, motorisierten Mobilität, charakterisiert. Die Analyse wird basierend auf dem Energiesystemmodell REMod des Fraunhofer ISE durchgeführt.

Die „**Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3**“ im Auftrag des BMWi (BWMi, 2021) analysieren modellbasiert anhand von drei Szenarien die Erreichung von THG-Neutralität in Deutschland bis zum Jahr 2050⁵. Die Szenarien unterscheiden sich annahmegemäß hinsichtlich der Nutzung der Hauptenergieträger Strom, Wasserstoff und synthetische Kohlenwasserstoffe deutlich voneinander. Im Rahmen der vorliegenden Metaanalyse werden die Szenarien *TN-H₂* (BWMi 2021) und *TN-PtG/PtL* (BWMi 2021) einbezogen, welche eine starke Nutzung von Wasserstoff bzw. synthetischen Kohlenwasserstoffen modellieren. Das Szenario mit einer starken Nutzung von Strom (*TN-Strom* (BWMi 2021)) wird in der vorliegenden Metaanalyse nicht berücksichtigt.

Bei allen in dieser Metaanalyse betrachteten Szenarien handelt es sich um Klimaschutzszenarien, die das Ziel der THG-Neutralität erreichen. Die Szenarien der Studien (BDI, 2021), (dena, 2021a) und (ISE, 2021) basieren auf dem aktuellen Ziel der Bundesregierung, THG-Neutralität bis 2045 zu erreichen (Deutsche Bundesregierung, 2022). Die Szenarien der Studie von (BWMi, 2021) wurden vor der Novelle des Klimaschutzgesetzes berechnet, sodass in dieser Studie die zentrale Zielvorgabe „THG-Neutralität bis 2050“ ist.

Die Vorgaben hinsichtlich der THG-Emissionsminderung bis 2030 differieren stärker zwischen den Studien. Die Studien (BDI, 2021) und (dena, 2021a) geben sektorspezifische THG-Emissionsminderungsziele für 2030 vor. In der Studie von (ISE, 2021) hingegen ist die zentrale Zielvorgabe eine THG-Emissionsminderung über alle Sektoren von 65 % bis 2030 (Berücksichtigung der energiebedingten Emissionen),

⁴ Die beiden weiteren Szenarien, welche in der vorliegenden Metaanalyse nicht berücksichtigt werden, sind *Inakzeptanz* (ISE 2021) und *Suffizienz* (ISE 2021).

⁵ Die Szenarien wurden vor Novelle des Klimaschutzgesetzes definiert und berechnet, sodass das aktuelle Ziel der THG-Neutralität bis 2045 entsprechend nicht in der Studie berücksichtigt wird.

die THG-Minderung in den einzelnen Sektoren ist Ergebnis der Optimierung. Die Studie von (BWMi, 2021) legt hingegen weder Gesamt- noch Sektorminderungsziele zugrunde, die THG-Minderung gesamt und je Sektor ist Ergebnis der Optimierung. In der Studie von (BWMi, 2021) gibt es jedoch weitere Vorgaben, wie zum Beispiel zu EE-Mindestausbaukapazitäten für das Jahr 2030, welche entsprechend eine THG-Emissionsminderung bis 2030 „forcieren“⁶.

Die resultierenden THG-Emissionsminderungen in den einzelnen Szenarien stellt Tabelle 4-2 vergleichend gegenüber. Wie aus der Tabelle ersichtlich, erreichen alle Szenarien eine THG-Minderung über alle Sektoren von etwa 65 bis 66 % bis zum Jahr 2030. Hinsichtlich der THG-Emissionsminderung in den einzelnen Sektoren hingegen sind Unterschiede zu beobachten. Die Szenarien von (ISE, 2021), in denen die THG-Emissionsminderung je Sektor Ergebnis der Optimierung ist, bildet höhere THG-Minderungen in der Energiewirtschaft, in der Industrie und im Gebäudebereich ab, jedoch geringe Minderungen im Verkehrssektor als die Szenarien von (BDI, 2021) und (dena, 2021a), welche Sektorziele vorgeben.

Tabelle 4-2: THG-Emissionsminderung in den Szenarien bis 2030 (ggü. 1990)

Sektor	Energiewirtschaft	Industrie	Gebäude	Verkehr	Landwirtschaft	Abfallwirtschaft, Sonstige	Gesamt
KN100 (dena 2021)	78 %	59 %	68 %	48 %	50 %		66 %
Zielpfad (BDI 2021)	77 %	58 %	68 %	48 %	52 %		65 %
Referenz* (ISE 2021)	80 %	78 %	72 %	36 %	Nicht berücksichtigt		65 %
Beharrung* (ISE 2021)	81 %	81 %	66 %	33 %	Nicht berücksichtigt		65 %
TN-H2 (BWMi 2021)	k.A.	55 %	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	66 %
TN-PtG/PtL (BWMi 2021)	k.A.	52 %	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	64 %

* Eigene Berechnungen auf Basis der in der Studie angegebenen Werte.

Quelle: Eigene Darstellung

⁶ Gemäß (Fraunhofer ISI & Consentec GmbH, 2021a, S. 5) werden keine Zwischen- oder Sektorziele vorgegeben. Gemäß (Fraunhofer ISI & Consentec GmbH, 2021b, S. 13) umfasst die Zieldefinition der Szenarien jedoch THG-Emissionsminderungen für die Industrie bis 2030 (mindestens 49 bis 51 % Minderung) und 2050 (mindestens 95 % Minderung gegenüber 1990).

5 THG-neutrale Versorgungsoptionen für Deutschland und die Rollen von Strom, Wasserstoff und PtG/PtL

Der Endenergiebedarf Deutschlands wird in den nächsten Jahrzehnten im Wesentlichen aufgrund einer stärkeren direkten Elektrifizierung in allen Sektoren und damit verbundenen sowie weiteren Effizienzsteigerungen sukzessive sinken. Dabei wird bis zum Jahr 2045 (dem im nationalen Klimaschutzgesetz festgelegten Zieljahr für das Erreichen von Treibhausgasneutralität) ein Großteil des Endenergiebedarfs elektrisch gedeckt werden. Dies erfolgt entweder direkt oder auch indirekt über Wasserstoff bzw. über PtG und PtL. Die steigende Bedeutung der direkten und indirekten Elektrifizierung impliziert – trotz insgesamt deutlich sinkendem Endenergieeinsatz – höhere Strombedarfe in der Zukunft, die klimaverträglich zu decken sind. Daher soll im Folgenden zunächst die Entwicklung des Endenergiebedarfs in den Klimaschutzszenarien untersucht werden (Kapitel 5.1), wobei im Rahmen von Kapitel 5.2 insbesondere die Entwicklung im Verkehrssektor beleuchtet wird. Darauf aufbauend wird auf die Bedeutung von Importen zur Deckung dieser Endenergiebedarfe eingegangen (Kapitel 5.3). Abschließend wird in Kapitel 5.4 die Entwicklung von Ausbau und Erzeugung erneuerbarer Energien in Deutschland in den Klimaschutzszenarien untersucht.

5.1 Entwicklung des langfristigen Endenergiebedarfs in Deutschland

Die Studien weisen sowohl die Entwicklung des gesamten als auch des sektoralen Endenergiebedarfs bis zum Jahr 2045 bzw. 2050 aus. Darin sind die stofflichen Nachfragen nach Wasserstoff und PtX-Derivaten nicht enthalten. Diese nicht unerheblichen stofflichen Mengen (s.u.) sind bei Interpretationen der folgenden Ergebnisse zusätzlich zu berücksichtigen.

Sowohl die sektoralen Endenergiebedarfe als auch der gesamte Endenergiebedarf sinken im Zeitverlauf mehr oder weniger (je nach Szenario) deutlich (siehe Abbildung 5-1). Dabei sinkt vor allem der Bedarf im Verkehrs- und Gebäudesektor prozentual stark (auf bis zu 45 % bzw. 55 % des heutigen Bedarfs im Verkehrs- bzw. Gebäudesektor).

Langfristig ergibt sich gemäß den Szenariostudien eine Bandbreite des Bedarfs für alle Sektoren von etwa 1.500 TWh/a bis 2.105 TWh/a. Insbesondere die Bedarfe im Verkehrs- und Gebäudesektor schwanken dabei relativ stark zwischen den Szenarien. Der Bedarf im Verkehrssektor liegt zwischen 328 TWh/a (*KN100 (dena 2021)*) und 666 TWh/a (*Beharrung (ISE 2021)*); die Bandbreite im Gebäudesektor ist mit 571 TWh/a (*KN100 (dena 2021)*) bis 888 TWh/a (*Beharrung (ISE 2021)*) etwas geringer.

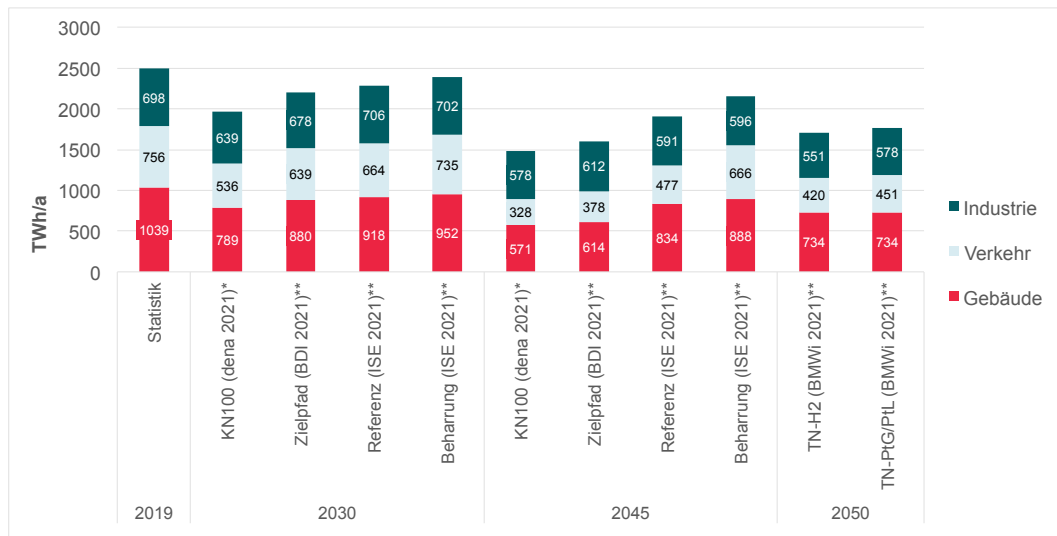


Abbildung 5-1: Endenergiebedarf in den Sektoren Industrie, Verkehr, Gebäude

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Studien- und Szenarienauswahl

* inkl. internationaler Flugverkehr

** inkl. internationaler See- und Flugverkehr

Wesentliche Treiber für die Senkung des Bedarfs in Gebäude- und Verkehrssektor sind der Umstieg auf alternative Technologien und Energieträger und damit verbundenen Effizienzsteigerungen. Weitere wichtige Faktoren sind zum Beispiel Änderungen vom Modal Shift im Verkehrssektor (zu Gunsten von ÖPNV und Bahn etc.) oder die Erhöhung der Sanierungsrate im Gebäudesektor.

Im Verkehrssektor stellen gemäß den Szenariostudien batterie-elektrische Antriebe die kosteneffiziente Technologie für die Defossilisierung von Pkw und leichten Lkw/LNF dar. Andere Antriebstechnologien spielen eine untergeordnete Rolle. Verbrenner kommen nur in den Szenarien, welche dies explizit vorgeben (*TN-PtG/PtL (BMW 2021)*, *Beharrung (ISE 2021)*), großmaßstäblich 2045/2050 zum Einsatz. Im Bereich der schweren Lkw/NfZ ist die Technologievielfalt gemäß den Szenariostudien hingegen größer. In den Szenarien *KN100 (dena 2021)*, *Zielpfad (BDI 2021)*, *Referenz (ISE 2021)* und *TN-H2 (BMW 2021)* spielen vor allem batterie-elektrische Antriebe sowie Brennstoffzellenfahrzeuge in unterschiedlichen Ausprägungen eine Rolle. Die Szenarien mit einem starken Fokus auf konventionellen Technologien (*Beharrung (ISE 2021)* und *TN-PtG/PtL (BMW 2021)*) bilden neben diesen Technologien langfristig auch große Verbrennerbestände ab.

Im Gebäudesektor sehen die Szenarien vor allem Wärmepumpen und szenarioabhängig auch Wärmenetze (Fern- und/oder Nahwärme, einschließlich Quartierslösungen) als kosteneffiziente Technologien zur Wärmebereitstellung an. Weitere Technologien, wie zum Beispiel Biomasseheizungen, spielen in den Szenarien eine untergeordnete Rolle. Gas-Heizkessel kommen nur in den Szenarien, welche dies explizit vorgeben (*TN-H2 (BMW 2021)*, *TN-PtG/PtL (BMW 2021)* und *Beharrung (ISE 2021)*) großmaßstäblich 2045/2050 zum Einsatz.

Zusammenfassend wird deutlich, dass in allen Szenarien – unabhängig von ihrer Szenario-Storyline – von einer stärkeren Durchdringung direkt-elektrischer Technologien im Gebäude- und Verkehrssektor ausgegangen wird, da diese die kosteneffizienten Optionen zur Defossilisierung der Sektoren darstellen. Der Umstieg auf di-

rekt-elektrische Technologien geht aufgrund geringer Umwandlungsverluste im Vergleich zu Wasserstoff und Power-to-Liquids mit einer Senkung des zukünftigen Endenergiebedarfs einher. Entsprechend stellen vor allem Szenarien mit einem starken Fokus auf direkte-elektrische Anwendungen eine vergleichsweise starke Reduktion des zukünftigen Endenergiebedarfs dar (vgl. zum Beispiel *KN100 (dena 2021)*, *Zielpfad (BDI 2021)*). Szenarien mit einem stärkeren Fokus auf konventionelle Technologien im Verkehrs- und Gebäudesektor (vgl. z.B. *Beharrung (ISE 2021)*, *TN-PtG/PtL (BMW 2021)*) hingegen bilden höhere Endenergiebedarfe ab. Unterschiedliche Annahmen in den Szenarien zum Umstieg auf alternative Technologien und Energieträger können entsprechend Unterschiede zwischen den Studienergebnissen erklären. Eine Ausnahme dabei bilden die Szenarien von ISE (ISE, 2021); diese bilden vergleichsweise hohe Endenergiebedarfe ab, welche nur bedingt durch unterschiedliche Annahmen in der Durchdringung direkt-elektrischer Technologien erklärt werden können.

Der Endenergiebedarf der Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäude wird zukünftig in einem großen Maße elektrisch gedeckt werden – entweder direkt-elektrisch mit Strom als Endenergieträger oder indirekt über Wasserstoff, PtG und PtL.

Der Strombedarf steigt in allen Szenarien langfristig an, da alle Szenarien von einer weniger oder stärker ausgeprägten Durchdringung direkt-elektrischer Technologien in den Endverbrauchssektoren ausgehen (vgl. Abbildung 5-2). In einem THG-neutralen Energiesystem ist dieser Strombedarf entsprechend aus erneuerbaren Quellen zu decken.

Dabei treiben vor allem der Gebäude- und der Industriesektor den zukünftigen Endenergiebedarf von Strom. Der Strombedarf im Verkehrssektor steigt zwar prozentual am stärksten gegenüber heute an, ist im absoluten Vergleich zu den anderen beiden Sektoren geringer. Er ist mit 20 % des Strombedarfs aller Sektoren in dem Szenario *Klimapfad (BDI 2021)* am größten, da dieses Szenario die stärkste Durchdringung batterie-elektrischer Antriebe im Bereich schwerer Lkw (Anteil 78 % am Bestand im Jahr 2045) aufweist. Dies verdeutlicht, dass die Elektrifizierung der Antriebe im Verkehrssektor zukünftig zwar wesentlich höhere Strombedarfe bedingt – mit bis zu 50 % der heutigen deutschen EE-Stromerzeugung, das Ausmaß der Elektrifizierung im Verkehrssektor jedoch nur einen begrenzten Einfluss auf den gesamten Endenergiebedarf von Strom hat.



Abbildung 5-2: Strom als Endenergieträger in den Sektoren Industrie, Verkehr, Gebäude

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Studien- und Szenarienauswahl

Abbildung 5-3 und Abbildung 5-4 stellen die Bedarfe nach Wasserstoff sowie PtG- und PtL-Produkten dar⁷. Da nicht alle Studien die Bedarfe nach PtG und PtL getrennt ausweisen, sind sie an dieser Stelle zusammengefasst dargestellt.

Die Bandbreite der in den Klimaschutzszenarien abgebildeten Bedarfe an Wasserstoff bzw. PtG- und PtL-Produkten ist insgesamt und je Sektor relativ groß. Die Wasserstoffbedarfe liegen langfristig zwischen 34 und 550 TWh/a, die Bedarfe für PtG- und PtL-Produkte zwischen 147 und 950 TWh/a. Die großen Bandbreiten resultieren wesentlich aus den Szenarien mit einem starken Fokus auf Wasserstoff (*TN-H2 (BMW 2021)*) bzw. PtG/PtL (*TN-PtG/PtL (BMW 2021)* und *Beharrung (ISE 2021)*). Diese Szenarien sind per Definition durch einen großflächigen Einsatz dieser Energieträger in den Endverbrauchssektoren charakterisiert. Anhand dieser Szenarien wird deutlich, dass ein starker Fokus auf wasserstoffbasierte bzw. konventionelle Technologien zukünftig signifikante Mengen an Wasserstoff bzw. PtG/PtL – bis zur fünf- bis sechsfachen Menge im Vergleich zu Szenarien mit einem stärkeren Fokus auf direkte Elektrifizierung – zur Defossilisierung des Energiesystems notwendig macht.

Abgesehen von diesen drei Szenarien verdeutlichen die anderen Klimaschutzszenarien, dass zukünftig eine Mindestmenge an Wasserstoff, PtG und PtL notwendig ist für Bereiche, in denen eine direkte Elektrifizierung entweder mit zu hohen Kosten verbunden oder technisch nicht möglich ist. Wasserstoff wird dabei in der Industrie insbesondere in industriellen Prozessen wie der Stahl-, Ammoniak- oder Methanolproduktion sowie zur Erzeugung von Hochtemperaturwärme benötigt. Im Verkehrssektor wird Wasserstoff vor allem im Straßenschwerlastverkehr eingesetzt (vgl. Erläuterungen oben zu schweren Lkw mit Brennstoffzellenantrieb und Kapitel 5.4). Szenari-

⁷ Die Abbildungen beinhalten nur die energetischen Bedarfe nach Wasserstoff bzw. PtG/PtL-Produkten. Darüber hinaus entstehen zukünftig noch Bedarfe nach diesen Energieträgern für die stoffliche Nutzung in der Industrie sowie für die Rückverstromung im Umwandlungssektor.

oabhängig trägt Wasserstoff darüber hinaus zur Wärmebereitstellung im Gebäudesektor bei.

Da nicht alle Anwendungen mit Wasserstoff betrieben oder elektrifiziert werden können, entstehen zukünftig zusätzlich Bedarfe nach PtG und PtL, vor allem im See- und Luftverkehr⁸. Damit wird zukünftig grundsätzlich ein Bedarf an flüssigen THG-neutralen Energieträgern bestehen, auch wenn dieser aufgrund einer stärkeren Elektrifizierung sowie des verstärkten Einsatzes von Wasserstoff in den Endverbrauchssektoren sinken wird. Dieser Bedarf muss gemäß den Studienergebnissen aufgrund des begrenzten Biomassepotenzials auch durch PtL-Produkte gedeckt werden.

Darüber hinaus ist allen Szenarien gemein, dass die Bedarfe an Wasserstoff, PtG und PtL aufgrund einer begrenzten Verfügbarkeit erst nach 2030 signifikant ansteigen. Eine Ausnahme stellt das Szenario *Beharrung (ISE 2021)* dar, welches bereits für das Jahr 2030 PtG/PtL-Bedarfe in Höhe von 319 TWh/a abbildet. Für dieses Szenario wurde jedoch eine im Vergleich zu den anderen ISE-Szenarien erhöhte Importobergrenze für PtG/PtL angesetzt, um die Bedarfe decken zu können⁹.

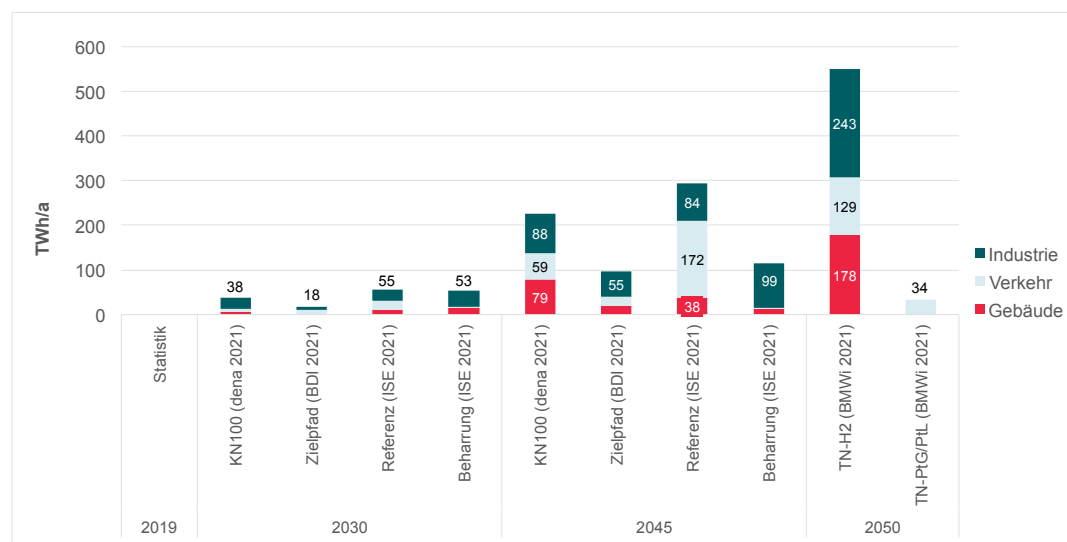


Abbildung 5-3: Wasserstoff als Endenergieträger in den Sektoren Industrie, Verkehr, Gebäude

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Studien- und Szenarienauswahl

⁸ Die Bedarfe nach flüssigen THG-neutralen Energieträgern dieser Sektoren werden im Szenario *TN-H2 (BMWi 2021)* vollständig durch biogene Kraftstoffe gedeckt.

⁹ Dabei stellen die Studienautoren jedoch auch heraus, dass unklar ist, in welchen Mengen PtG/PtL-Produkte langfristig importiert werden können.

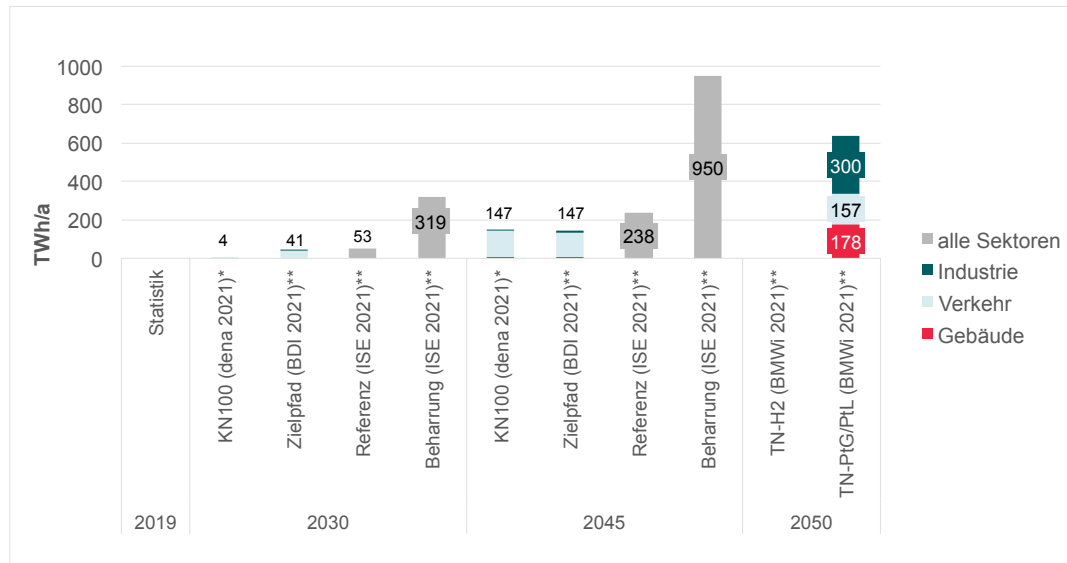


Abbildung 5-4: PtG und PtL als Endenergieträger in den Sektoren Industrie, Verkehr, Gebäude¹⁰

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Studien- und Szenarienauswahl

* inkl. internationaler Flugverkehr

** inkl. internationaler See- und Flugverkehr

Neben den hier dargestellten energetischen Bedarfen werden zukünftig noch Bedarfe für die stoffliche Nutzung in der Industrie sowie zur Rückverstromung im Umwandlungssektor entstehen. Die Höhe der Bedarfe der Klimaschutzszenarien sind in Tabelle 5-1 dargestellt.

¹⁰ Bei den abgebildeten Bedarfen des Szenarios *KN100 (dena 2021)* handelt es sich ausschließlich um PtL; bei den ISE-Szenarien handelt es sich um einen Mix aus PtG und PtL (*Referenz (ISE 2021)*, Jahr 2045: 134,3 TWh/a PtL plus 103,3 TWh/a PtG; *Beharrung (ISE 2021)*, Jahr 2045: 625,7 TWh/a PtL plus 323,8 TWh/a PtG). Die PtG/PtL-Bedarfe im Verkehrssektor der Szenarien *TN-H2 (BMWi 2021)* und *TN-PtG/PtL (BMWi 2021)* werden in der Studie nicht separat, sondern nur summiert mit den biogenen Bedarfen ausgewiesen. Die PtG/PtL-Bedarfe werden für die vorliegende Metaanalyse daher eigens berechnet auf Basis der in der Studie ausgewiesenen PtG/PtL-Bedarfe der weiteren Sektoren sowie den ausgewiesenen Importmengen von PtG/PtL (in der Studie wird die Aussage gemacht, dass PtG/PtL nur Importe gedeckt wird und entsprechend wird für die Berechnung eine Importquote von 100 % für PtG/PtL zugrunde gelegt).

Tabelle 5-1: Wasserstoff und PtG/PtL-Bedarfe für die stoffliche Nutzung in der Industrie sowie zur Rückverstromung im Umwandlungssektor

	H₂-Bedarf Rückverstromung	H₂-Bedarf für die stoffliche Nutzung in der Industrie	PtG/PtL-Bedarf für die stoffliche Nutzung in der Industrie
KN100 (dena 2021)	130 TWh/a	102 TWh/a	101 TWh/a (Methanol und Naphtha)
Zielpfad (BDI 2021)	100 TWh/a	41 TWh/a	160 TWh/a
Referenz (ISE 2021)*	3 TWh/a (+156 TWh/a Methan)	Nicht betrachtet	Nicht betrachtet
Beharrung (ISE 2021)*	0,2 TWh/a (+188 TWh/a Methan)	Nicht betrachtet	Nicht betrachtet
TN-H ₂ (BMWi 2021)	24 TWh/a	116 TWh/a	0 TWh/a
TN-PtG/PtL (BMWi 2021)	69 TWh/a	0 TWh/a	115 TWh/a (PtG)

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Studien- und Szenarienauswahl

5.2 Entwicklungen im Verkehrssektor

5.2.1 Die Bedeutung nicht-technischer Faktoren im Verkehr: Entwicklung der Personen- und Güterverkehrsnachfrage

Im Zusammenhang mit der Dekarbonisierung bzw. Defossilisierung des Verkehrs wird häufig auf die erforderliche „Verkehrswende“ verwiesen, die nicht ausschließlich auf einem Wechsel der Antriebstechniken und der eingesetzten Energieträger beruhen könne. Vielmehr kann Verkehr auch vermieden, auf weniger energieintensive Verkehrsträger verlagert und die Energieeffizienz der eingesetzten Verkehrsmittel gesteigert werden.

Zwar ist eine vollständige Dekarbonisierung auch im Verkehr allein mittels entsprechender Techniken und Energieträger möglich, dies allerdings nur bei einer sehr hohen Nachfrage nach Energie, was deren regenerative Bereitstellung erschweren kann. Hinzu kommen weitere negative Effekte wie Unfälle, Lärm, Feinstaub, Rohstoffverbrauch etc., die allein mittels der technischen Dekarbonisierung nur begrenzt oder überhaupt nicht gemindert werden können. Konkret stellt sich also die Frage, wieweit nichttechnische Maßnahmen für den Verkehrssektor in den betrachteten Szenarien eine Rolle gespielt haben.

Wesentliche Treiber für die Energienachfrage des Verkehrssektors sind die Nachfrage nach Personen- und Güterverkehr. Physisch gemessen wird diese Nachfrage mittels der Personen- und Güterverkehrsleistung, die jeweils das Produkt aus der Personenanzahl bzw. dem Gütergewicht und den zurückgelegten Entfernungen sind (pkm, tkm).

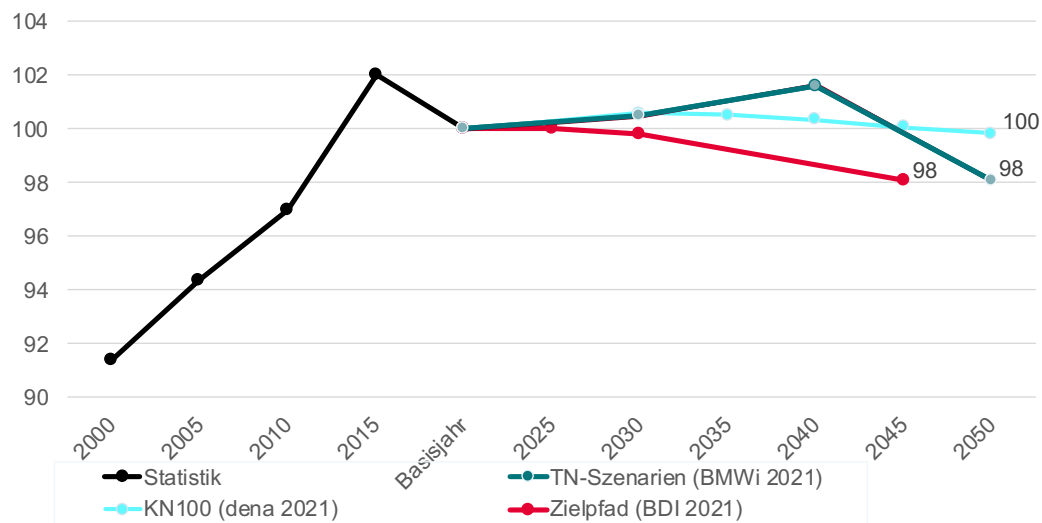


Abbildung 5-5: Relative Änderung der Nachfrage im Personenverkehr (pkm, 2020 = 100)

Quelle: Eigene Darstellung auf der Basis der Angaben in den ausgewählten Szenarien

Ein weiterer wichtiger Faktor sind die Anteile der unterschiedlich energieintensiven Verkehrsträger an der jeweiligen Verkehrsnachfrage (Modal Split). Dazu werden in den Szenarien allerdings nur sehr begrenzt Annahmen ausgewiesen und die Effizienz und THG-Intensität der Verkehrsträger kann durch zukünftige technische Maßnahmen u.U. deutlich verändert werden.

Die beiden Abbildungen zeigen, dass die Szenarien, für die Angaben zur Entwicklung der Verkehrsnachfrage als Teil der Modellannahmen ausgewiesen werden, im Betrachtungszeitraum bis 2050 eine weitgehende Fortsetzung aktueller Trends unterstellen. Danach stagniert die Personenverkehrsleistung auf hohem Niveau, während die Güterverkehrsleistung noch Zuwächse verzeichnen soll (20 bis 34 %). Dies bedeutet, dass eine geringere Nachfrage nach motorisiertem Verkehr als in den Szenarien unterstellt, Potenziale für eine Senkung des Endenergieverbrauchs erschließen könnte.

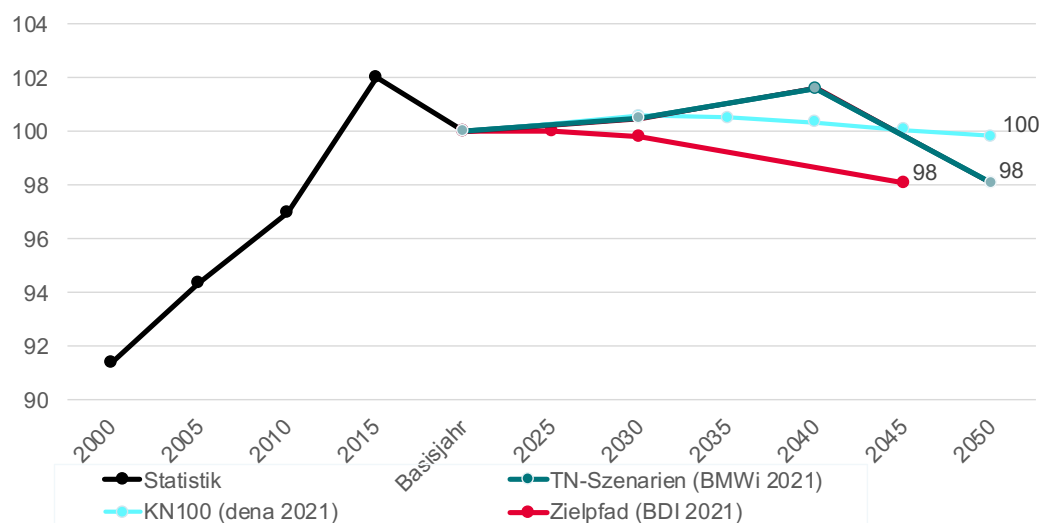


Abbildung 5-6: Relative Änderung der Nachfrage im Güterverkehr (tkm, 2020 = 100)

Quelle: Eigene Darstellung auf der Basis der Angaben in den ausgewählten Szenarien

Beim Modal Split im binnenländischen motorisierten Güterverkehr werden teilweise leichte Anteilsverschiebungen zugunsten von Schiene und Binnenschifffahrt angenommen.

Insgesamt wirken somit die unterstellte stagnierende Nachfrage im Personenverkehr sowie die steigende Nachfrage im Güterverkehr und die mäßig ausgeprägte Verkehrsverlagerung in den analysierten Studien eher kontraproduktiv auf den Erfolg der Transformation des Verkehrssektors. Damit liegt der Schwerpunkt der Studien auf der technischen Dekarbonisierung und dieser kommt bei den Verkehrsmitteln im Güterverkehr eine noch größere Rolle zu als im Personenverkehr.

5.2.2 Antriebstechniken und Energieträger im Straßenverkehr

Hinsichtlich der Antriebstechniken legen die Szenarien aufgrund des großen Anteils am Endenergieverbrauch einen Schwerpunkt auf Pkw sowie Lkw.

Bei den Pkw und leichten Nutzfahrzeugen gehen die betrachteten Szenarien überwiegend davon aus, dass sich elektrische Antriebe durchsetzen werden (siehe Abbildung 5-7). Dabei soll die batterieelektrische Variante dominieren, wohingegen Wasserstoff und Brennstoffzelle, wenn überhaupt, auch bis 2050 maximal Anteile von rd. 20% (Referenz) bis 25% (TN-H₂) am Pkw Bestand erreichen sollen.

Im Verkehrssektor bilden alle Szenarien – unabhängig von ihrer Szenario-Storyline – eine starke Durchdringung batterie-elektrischer Antriebe für Pkw und leichte Lkw/LNF bis 2045/2050 ab. Diese Technologie stellt gemäß den Studien die effiziente und kostengünstige Option für die Defossilisierung dieses Sektors dar. In fast allen Szenarien – selbst im stark H₂-geprägten Szenario *TN-H₂* (BMW_i 2021) – sind batterie-elektrische Antriebe die dominierende Technologie für Pkw und leichte Lkw. Andere Antriebe und Energieträger, wie zum Beispiel Brennstoffzellenfahrzeuge mit Wasserstoff, spielen eine eher untergeordnete Rolle. Lediglich in den Szenarien *Beharrung* (ISE 2021) und *TN-PtG/PtL* (BWM_i 2021) sind neben batterie-elektrischen Fahrzeugen auch Verbrenner langfristig von Bedeutung (BWM_i, 2021; ISE, 2021).

Die Betrachtung allein der Stützjahre in der Abbildung zu den Pkw-Beständen blendet die Bedeutung der Emissionen von Pkw mit konventionellen Antrieben im Übergangszeitraum aus. So ist erkennbar, dass in 2030 noch erhebliche Anteile (zwischen rd. 60% im Szenario Referenz und 81% in den Szenarien TN-H₂ und TN-PtG/PtL) des Pkw-Bestands mit Verbrennungsmotoren angetrieben werden, für die entsprechende Treibstoffe bereitgestellt werden müssten. Für die Jahre 2045 und 2050 wird mit Ausnahme der Szenarien Beharrung und TN-PtG/PtL davon ausgegangen, dass verbrennungsmotorisch angetriebene Pkw praktisch aus dem Bestand verschwunden sein werden.

Tatsächlich wird mit der EU-weiten Festlegung auf die Beendigung des Verkaufs von nicht CO₂-neutral angetriebenen Neufahrzeugen ab 2035 in Deutschland im Zeitraum von 2030 bis 2045/2050 ein allmählicher Prozess der Bestandsumschichtung stattfinden, wie er in Abbildung 5-8 anhand der Entwicklung der Zahl der vollelektrischen Pkw sichtbar wird.

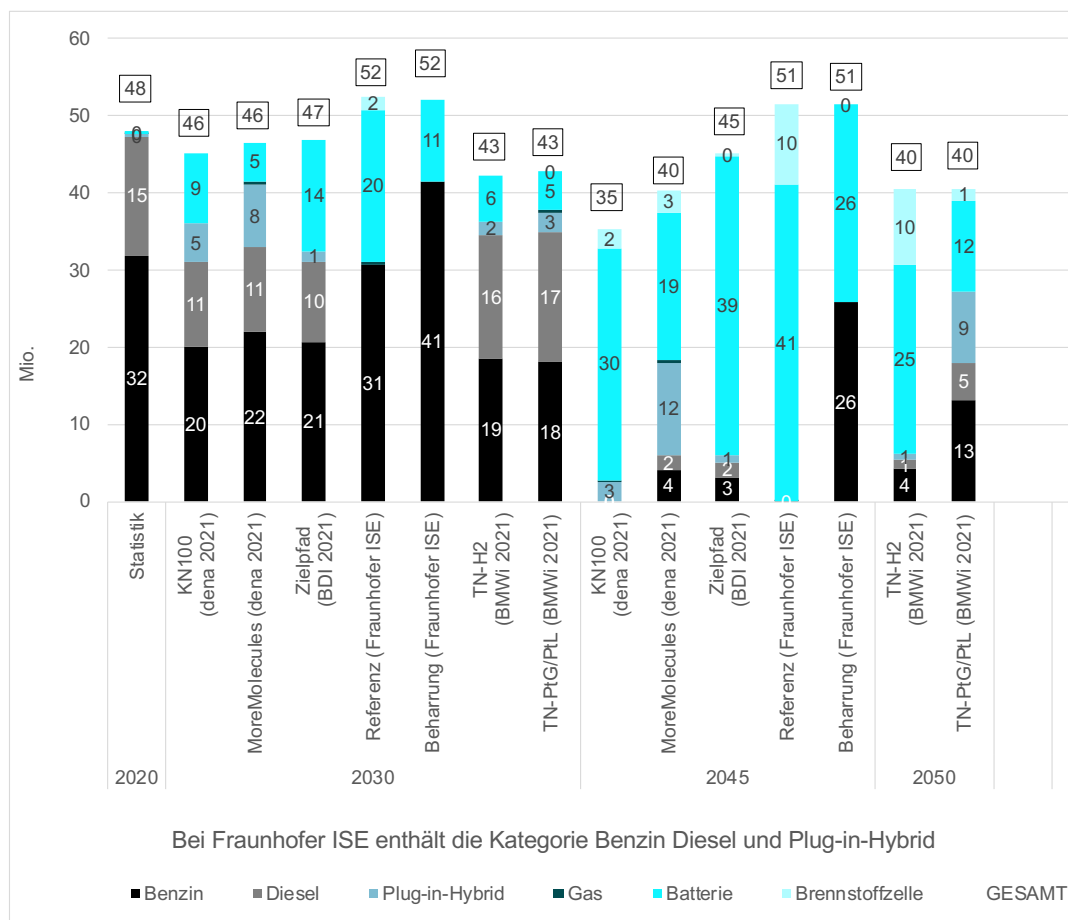


Abbildung 5-7: Entwicklung der Pkw Bestände nach Antriebsarten und Szenarien

Quelle: Eigene Darstellung auf der Basis der ausgewählten Szenarien

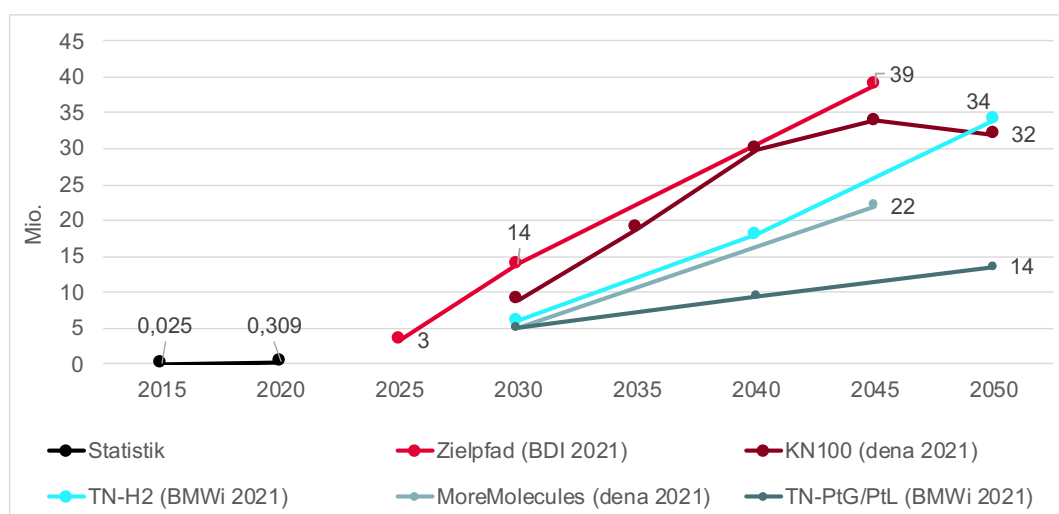


Abbildung 5-8: Bestandsaufbau bei vollelektrischen Pkw

Quelle: Eigene Darstellung auf der Basis der Angaben in den ausgewählten Szenarien

Dies bedeutet, dass in diesem Umstellungszeitraum noch erhebliche Fahrleistungen fossil angetriebener Pkw anfallen und dabei nicht minder erhebliche kumulierte THG-Emissionen freigesetzt werden, für die keine technische Lösung bereitgestellt wird. Eine solche technische Lösung könnten klimaneutral hergestellte synthetische Kraftstoffe sein, vor allem wenn es gelänge, die regulatorischen Rahmenbedingungen für einen Hochlauf dazu zu nutzen, dass solche Kraftstoffe zeitnah in größeren Mengen verfügbar werden.

Bei den Lkw variieren die Anforderungen stark nach Güterart, Transportentfernung und Fahrzeuggröße und beeinflussen die Wahl der Antriebstechnik. Im Straßengüterverkehr werden gegenwärtig seitens der gewerblichen Nutzer vor allem im Nahverkehr („letzte Meile“) teilweise batterieelektrische Antriebe eingeführt.

Im Fernverkehr werden Systeme mit Brennstoffzelle oder Verbrennungsmotoren mit synthetischen Kraftstoffen und für Teile des Autobahnnetzes die direkte Elektrifizierung hybrider Lkw per Oberleitung diskutiert.

Je nach Nutzungsprofil ergeben sich differenzierte Vor- und Nachteile dieser Konzepte. Abgesehen von Teilen des Nahverkehrs ist die Durchsetzung einer einzelnen Antriebstechnik bei Lkw daher eher unwahrscheinlich. Dies bedeutet einen Übergang vom einheitlichen Dieselantrieb zu diversen Antriebstechniken verbunden mit einer entsprechenden Diversifikation der Infrastruktur, geringeren Flexibilität der Lkw und womöglich höheren Kosten.

Entsprechend wird in den Szenarien für die schweren Lkw/NfZ auch zukünftig eine höhere Technologievielfalt gesehen. In den Szenarien *KN100 (dena 2021)*, *Zielpfad (BDI 2021)*, *Referenz (ISE 2021)* und *TN-H2 (BMWi 2021)* spielen vor allem batterieelektrische Antriebe sowie Brennstoffzellenfahrzeuge in unterschiedlichen Ausprägungen eine Rolle.

Die Szenarien mit einem starken Fokus auf konventionellen Technologien wie *Beharrung (ISE 2021)* und *TN-PtG/PtL (BMWi 2021)* bilden neben diesen Technologien auch langfristig große Verbrennerbestände ab. Im Szenario *Beharrung (ISE 2021)* machen Verbrenner (inkl. Hybride) langfristig 85 % des Lkw-Bestands aus; dies ist vor allem auf die Möglichkeit hoher Importmengen von PtG/PtL-Kraftstoffen in diesem Szenario zurückzuführen, welches eine Umstellung der Lkw-Flotte – unter den gegebenen Annahmen in dem Szenario – nicht notwendig macht. Dabei heben die Studienautoren von (ISE, 2021) jedoch auch hervor, dass unklar ist, in welchen Mengen PtG/PtL langfristig produziert und importiert werden können.

Im Szenario *TN-PtG/PtL (BMWi 2021)* machen Dieselfahrzeuge etwa 50 % des Bestands schwerer Lkw aus. Die Studienautoren schlussfolgern, dass bei schweren Nutzfahrzeugen Strom – wenn technisch möglich – zwar langfristig die günstigste Alternative darstellt, auf der Langstrecke jedoch u.a. die verfügbare Infrastruktur und weitere technische Entwicklungen über die genutzte Technologie entscheiden werden.

5.3 Bedeutung von Importen und inländischer Erzeugung bei der Deckung des zukünftigen Endenergiebedarfs

Strom, Wasserstoff und PtG/PtL werden in einem zukünftigen THG-neutralen Energiesystem die wesentlichen Energieträger darstellen.

Wie Abbildung 5-9 aufzeigt¹¹, könnte Deutschland seinen künftigen Endenergiebedarf an Strom – das heißt, der Strombedarf exklusive des Strombedarfs für die Herstellung von Wasserstoff und PtG/PtL – laut Szenariostudien bilanziell (d.h. auf den Jahresverbrauch bezogen) nahezu vollständig durch inländische Stromerzeugung decken; der Beitrag der Nettostromimporte ist in dem Szenario *TN-PtG/PtL (BMW 2021)* mit 108 TWh/a (15 % der Nettostromerzeugung) am größten. In den Szenarien von (ISE, 2021) ist Deutschland sogar Nettoexporteur von Strom. Diese relativ moderaten Stromimportquoten (im Vergleich zu Wasserstoff und Power-to-Liquids) gelten unabhängig von der Durchdringung direkt-elektrischer Technologien und damit der Höhe des Strombedarfs für die direkte Elektrifizierung und ist damit als robuste Implikation anzusehen. Über den Nettostromimport hinaus kommt es zudem zu einem Stromaustausch innerhalb des europäischen Verbundsystems zum Ausgleich der fluktuierenden EE-Einspeisung.

Für Wasserstoff bilden nahezu alle Klimaschutzszenarien einen Bereitstellungsmix aus inländischer Erzeugung und Import ab. Dabei werden Importquoten von 37 % (*Referenz (ISE 2021)*) bis zu 86 % (*KN100 (dena 2021)*) abgebildet. Lediglich das Szenario *TN-H2 (BMW 2021)* bildet eine vollständig nationale Versorgung mit Wasserstoff ab. In diesem Szenario ist ein Wasserstoffimport per Definition nicht erlaubt und die 100 %ige inländische Erzeugung stellt dementsprechend kein Ergebnis der Optimierung, sondern eine Szenarioannahme dar. Die Szenarioergebnisse verdeutlichen, dass hohe H₂-Eigenversorgungsquoten unter rein technischen EE-Potenzialgesichtspunkten möglich sind. Aus ökonomischer Sicht – und szenarioabhängig auch aufgrund begrenzter EE-Potenziale – wird jedoch ein Mix aus nationaler Erzeugung und Importen bevorzugt. Die relative Bedeutung von Importen bzw. nationaler Erzeugung/ Eigenerzeugung wird dabei wesentlich durch die Rahmenbedingungen, wie zum Beispiel Wasserstoffnachfrage oder Wasserstoffimportkosten bestimmt.

Für PtG/PtL-Produkte bilden alle Klimaschutzszenarien langfristig hohe Importquoten von 95 bis 100 % ab. Dies gilt für alle Szenarien und damit unabhängig von relevanten Rahmenbedingungen, wie PtG/PtL-Nachfrage oder Importkosten. Treiber für den Import sind auf der einen Seite die begrenzten EE-Potenziale in Deutschland, auf der anderen Seite die geringen EE-Erzeugungskosten in anderen Regionen der Welt, z. B. in der MENA¹²-Region. Die Transportkosten von PtL sind im Vergleich zu den Transportkosten von Wasserstoff und Strom geringer, sodass für PtL trotz weiterer Transportoptionen der Import die ökonomisch sinnvollere Option darstellt. Aus ge-

¹¹ Die Importquote für Strom wird berechnet als Quotient aus Nettostromimport und Nettostromerzeugung. Importquoten für Wasserstoff und PtG/PtL werden berechnet als Quotient aus Importmenge und Bedarf des jeweiligen Energieträgers. Dabei werden bei Berechnung der Importquoten die Bedarfe für Rückverstromung im Umwandlungssektor und nicht-energetische Bedarfe der Industrie mit einbezogen.

¹² MENA (engl. Abkürzung): Mittlerer Osten und Nordafrika

samtwirtschaftlicher Sicht ist es damit sinnvoll, die heimischen EE-Potenziale für die Erzeugung von Strom und Wasserstoff zu nutzen, welche mit höheren Transportkosten verbunden sind.

Zusammenfassend machen die Ergebnisse damit deutlich, dass Deutschland auch in einem THG-neutralen Energiesystem abhängig von Energieimporten sein wird, auch wenn die importierten Energiemengen zurückgehen werden. Dabei wird die Abhängigkeit von Importen wesentlich durch den Bedarf an Wasserstoff und PtG/PtL-Produkten und damit dem Grad der Elektrifizierung der Endverbrauchssektoren bestimmt. Eine hohe Eigenversorgung mit Energie und damit auch Versorgungssicherheit ist unter Berücksichtigung der nationalen EE-Potenziale aus gesamtwirtschaftlicher Sicht vor allem über direkt-elektrische Anwendungen gegeben.

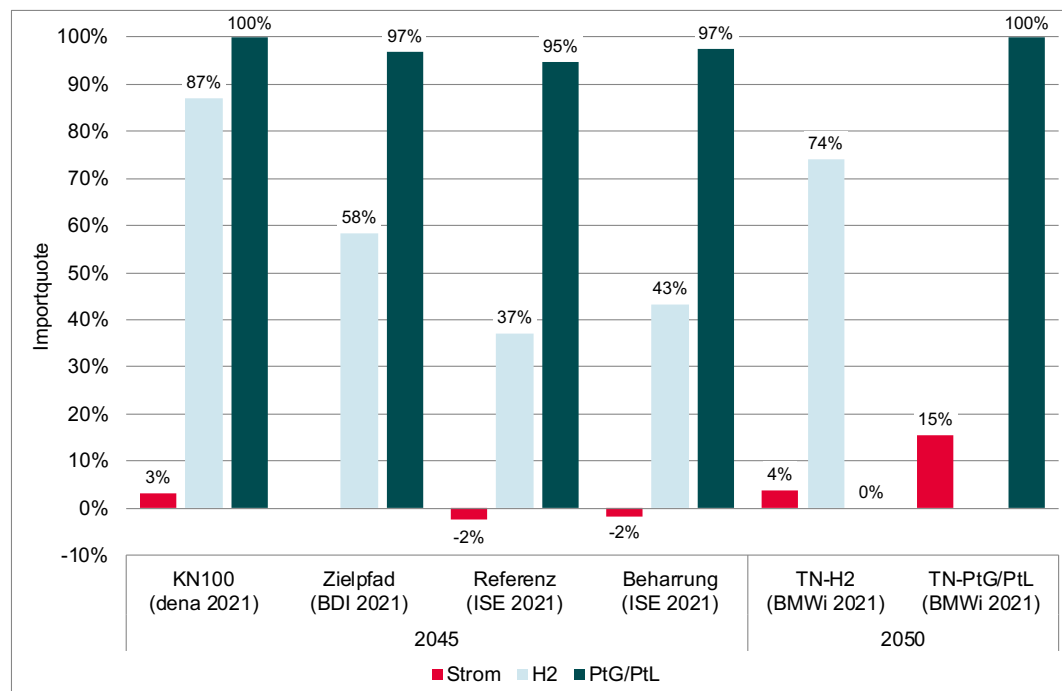


Abbildung 5-9: Importquoten von Strom, Wasserstoff und PtG/PtL

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Studien- und Szenarienauswahl

Die Importe von Strom, Wasserstoff und Power-to-Liquids nach Deutschland stammen in den betrachteten Szenarien aus verschiedenen Weltregionen bzw. Ländern (siehe Tabelle 5-2). Dabei bleiben Stromimporte nach (BMWK, 2021a) und (dena, 2021b) auf Europa begrenzt¹³. Der MENA-Raum weist zwar laut (BMWK, 2021a, S. 36ff) allein in einem Küstenstreifen von 250 km sehr hohe und sehr kostengünstige EE-Potenziale für PV-Freiflächen- und CSP-Anlagen auf, die allein ausreichen würden, um den gesamten Energiebedarf Europas zu decken. Doch auch die europäischen Potenziale für die erneuerbare Stromerzeugung insbesondere aus Windstromanlagen onshore und PV-Freiflächenanlagen sind bis zu einer Stromerzeugung in Höhe von ca. 6.600 TWh konkurrenzfähig und werden vorrangig ausgenutzt. Bei hö-

¹³ Die anderen zwei Szenarien (ISE, 2021) und (BDI, 2021) machen hierzu keine Angaben.

heren Strombedarfen, die insbesondere aus einem höheren H₂-Bedarf resultieren, würden auch Stromimporte aus dem MENA-Raum zunehmend relevant.

Aufgrund der ausreichend hohen Verfügbarkeit kostengünstigen Stroms in Europa und der unterstellten H₂-Transportkosten¹⁴ kommt es im Szenario TN-H₂ auch nicht zu H₂-Importen aus dem MENA-Raum (BMWK, 2021a, S. 39f, 43). Im Szenario TN-PtG/PtL wird ein H₂-Import dagegen per Definition ausgeschlossen. Die anderen Szenarien setzen bei Wasserstoff sowohl auf Importe aus Europa als auch aus anderen Regionen wie Nordafrika und Vorderasien (also MENA).

Im Vergleich zu Strom und Wasserstoff stammen die PtL-Importe in den betrachteten Szenarien aus Ländern außerhalb Europas. Im Vordergrund stehen dabei der Mittlere bzw. Nahe Osten mit z. B. 75 % in (dena, 2021b, S. 114) als auch Südamerika und Australien bzw. Ozeanien mit respektive 15 % und 10 % (ebda.).

Tabelle 5-2: Übersicht über die in den Studien betrachteten Export-Regionen

	Strom	Wasserstoff	Power-to-Liquids
(BMWK, 2021a)	Europa	TN-H ₂ : Europa (UK, ES, Skandinavien) TN-PtG/PtL: keine!	TN-H ₂ : keine! TN-PtG/PtL: außerhalb Europas
	Nicht aus MENA!		
(ISE, 2021)	Keine Angabe von Regionen		
(dena, 2021b)	Europa (Norden, Süden)	Europa, Nordafrika, Osteuropa, Deutschland, Vorderasien	Mittlerer Osten, Südamerika, Australien/Ozeanien
(BDI, 2021)	k.A.	Südeuropa, Nordafrika	Chile, Australien, Nord- und Südafrika oder dem Nahen Osten

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Studien- und Szenarienauswahl

5.4 Entwicklung von Ausbau und Erzeugung von EE-Strom in Deutschland

Alle Klimaschutzszenarien bilden eine steigende Nettostromerzeugung innerhalb Deutschlands bis 2045/2050 ab (vgl. Abbildung 5-10). Die Nettostromerzeugung steigt dabei auf das bis zu 2,4-fache der heutigen Nettostromerzeugung (*Referenz (ISE 2021)*) an. Damit wird deutlich, dass aus gesamtwirtschaftlicher/ökonomischer Sicht – unabhängig vom Elektrifizierungsgrad der Endverbrauchssektoren – eine Steigerung der nationalen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sinnvoll und nötig ist.

Die Bandbreite der Nettostromerzeugung ist mit etwa 700 bis knapp 1.400 TWh/a relativ groß. Vor dem Hintergrund, dass vor allem der Endenergiebedarf an Strom – und in geringerem Maße die Bedarfe an Wasserstoff und PtG/PtL-Produkten – vorwiegend national gedeckt werden, korreliert die Nettostromerzeugung stark mit dem

¹⁴ Für den Import von Wasserstoff aus MENA nach Europa werden mit 30 €/MWh relativ günstige Transportkosten und zudem eher „sehr importfreundliche“ Rahmenbedingungen angenommen, so dass der H₂-Import erst deutlich unter den Transportkosten eine wirtschaftliche Option wird (BMWK, 2021a, S. 39).

Endenergiebedarf an Strom in den Szenarien. Entsprechend hoch ist damit die inländische Stromerzeugung in den Szenarien von (ISE, 2021), vergleichsweise gering in den Szenarien von (BWMi, 2021).

Die Stromerzeugung in einem zukünftigen THG-neutralen Energiesystem wird dabei durch Photovoltaik sowie Windenergie (Onshore und Offshore) dominiert. Die Stromerzeugung aus Onshore-Windenergieanlagen wird zur wichtigsten EE-Quelle. Weitere erneuerbare Energieträger, wie zum Beispiel Wasserkraft oder Biomasse, sowie Gase/Wasserstoff spielen in allen Szenarien eine untergeordnete Rolle.

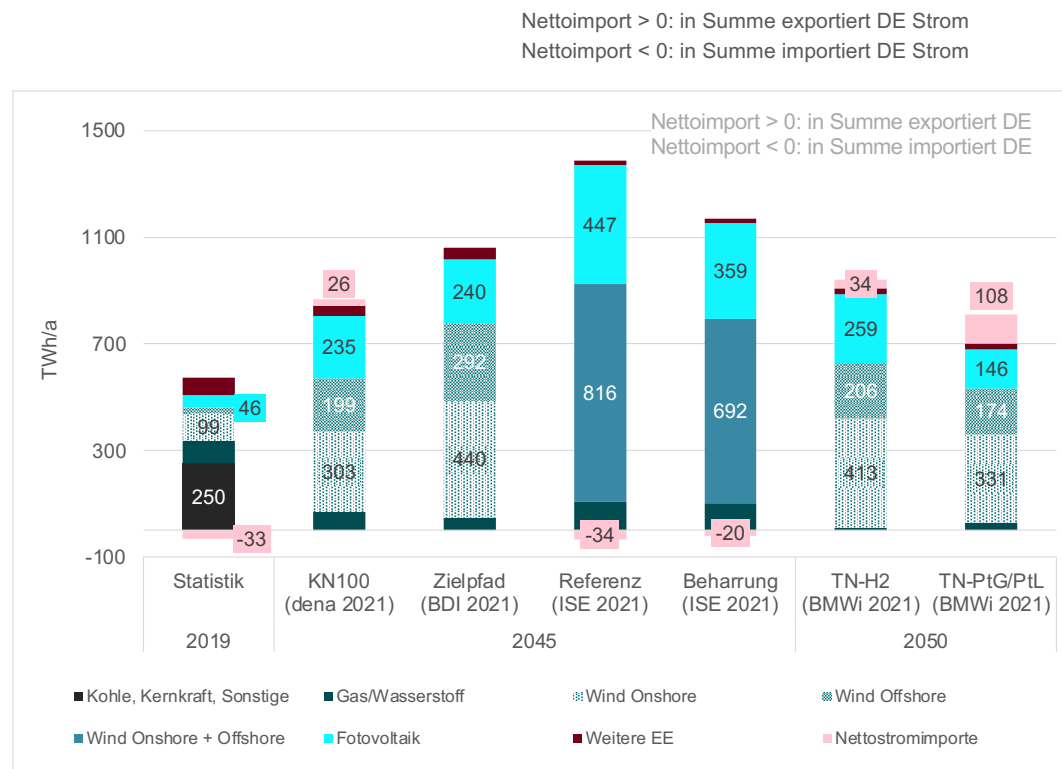


Abbildung 5-10: Nettostromerzeugung nach Energieträgern plus Nettostromimporte

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Studien- und Szenarienauswahl

Die großen erneuerbaren Stromerzeugungsmengen bedingen einen massiven Ausbau der Leistung von Windenergie- und PV-Anlagen, wie in Abbildung 5-11 und Abbildung 5-12 dargestellt. Die Kapazität von Onshore Windenergie muss sich demnach gegenüber heute verdoppeln bis vervierfachen; die Kapazität von Offshore Windenergie muss im Vergleich zu heute um einen Faktor 5 bis knapp 9 gesteigert werden. Die installierte Leistung von PV-Anlagen muss auf das 3- bis 8-fache der heutigen Leistung ansteigen. Diese Zubauten sind sehr ambitioniert und kein Selbstläufer und sie erfordern darüber hinaus einen starken und kostenintensiven Ausbau der Stromnetze in Deutschland als auch in Europa (siehe Kapitel 6.2.1).

Damit ist auch in Szenarien, welche eine vergleichsweise geringe Stromerzeugung in Deutschland abbilden, zum Beispiel aufgrund großer Energieimporte als PtG/PtL (vgl. *TN-PtG/PtL (BWMi 2021)*), ein massiver Ausbau von sowohl Windenergie als auch PV notwendig. Der Ausbau dieser erneuerbaren Energiequellen in Deutschland stellt damit aus gesamtwirtschaftlicher Sicht eine no-regret-Option dar.

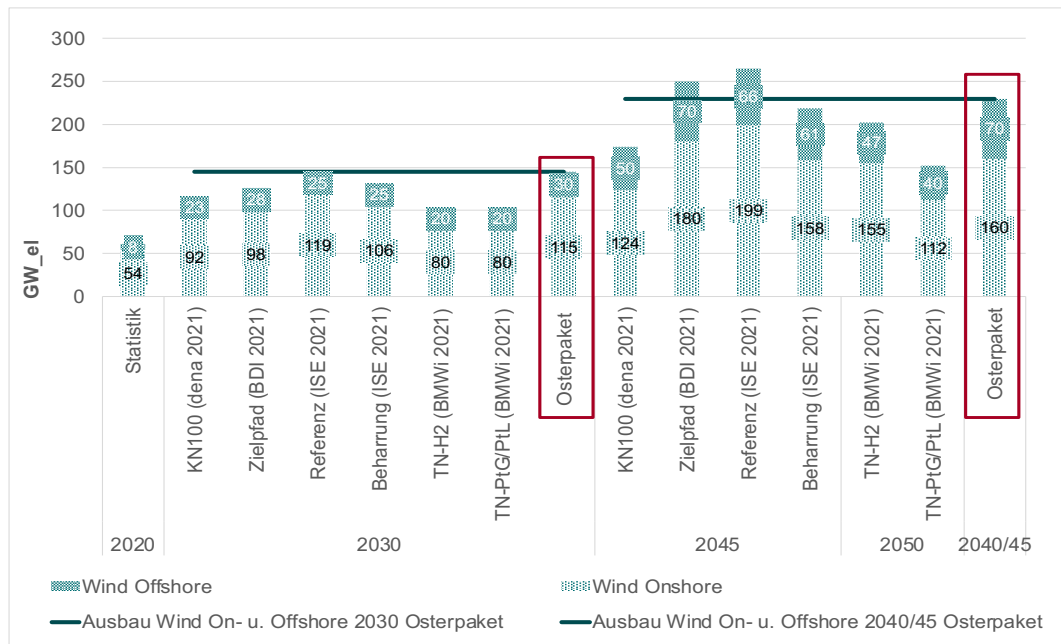


Abbildung 5-11: Ausbau der installierten Leistung von Windenergieanlagen in Deutschland, 2030 und 2045/2050

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Studien- und Szenarienauswahl

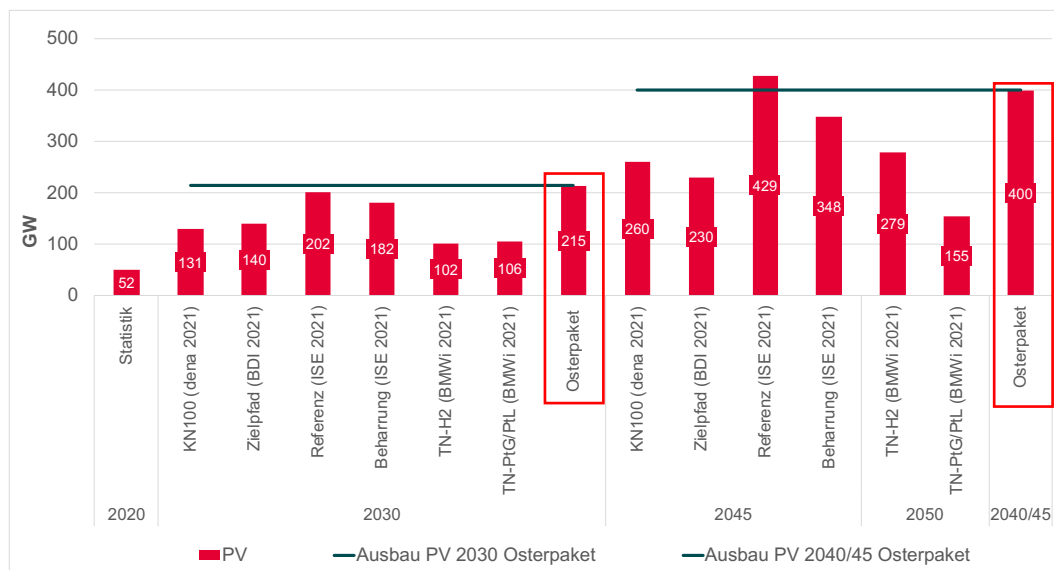


Abbildung 5-12: Ausbau der installierten Leistung von PV-Anlagen in Deutschland, 2030 und 2045/2050

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Studien- und Szenarienauswahl

Das sogenannte Osterpaket, welches vom Deutschen Bundestag 2022 verabschiedet wurde und ab Januar 2023 in Kraft treten soll¹⁵, enthält mehrere Gesetzentwürfe zum Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland und zur Änderung des Bundesnaturschutzgesetzes. Unter anderem enthält es Angaben zu Ausbauzielen und -pfaden sowie Ausschreibungsmengen für PV- und Windenergieanlagen. Diese Aus-

¹⁵ Einzelne Passagen treten schon vor Januar 2023 in Kraft.

bauziele sind in Abbildung 5-11 und Abbildung 5-12 den Klimaschutzszenarien, welche im Jahr 2021 veröffentlicht wurden und entsprechend die Ziele des Osterpakets nicht berücksichtigen, vergleichend gegenüber gestellt. Der Vergleich macht deutlich, dass die Szenarien einen Ausbau von Windenergie mehr oder weniger ähnlich zu den Zielen des Osterpakets abbilden. Lediglich die beiden Szenarien mit einem vergleichsweise geringen Ausbau von Windenergie – *KN100 (dena 2021)* und *TN-PtG/PtL (BMWi 2021)* – bilden einen wesentlich geringeren Ausbau als im Osterpaket vorgegeben ab; die in den Szenarien *Zielpfad (BDI 2021)* und *Referenz (ISE 2021)* abgebildeten installierten Kapazitäten von Onshore Windenergie liegen mit 180 bzw. 199 GW_{el} leicht über den Zielen des Osterpakets¹⁶. Die Leistungen von PV-Anlagen in den Klimaschutzszenarien hingegen liegen – mit Ausnahme des Szenarios *Referenz (ISE 2021)* – zum Teil deutlich unter den Zielvorgaben des Osterpakets.

¹⁶ In den Szenariostudien werden technische Potenzialgrenzen zum EE-Ausbau in der Modellierung berücksichtigt. Entsprechend überschreiten die in den Studien ermittelten installierten Kapazitäten nicht die technischen EE-Potenziale in Deutschland.

6 Transportoptionen und Infrastrukturen für EE-Strom, Wasserstoff und synthetische Energieträger

Für den Import und die Transportinfrastrukturen von Strom, Wasserstoff und Power-to-Liquids kommen verschiedenen Optionen in Frage. Dazu gehören für:

- Strom: Stromleitungen und -kabel für Wechsel-(AC) und Gleichstrom (DC),
- Wasserstoff: Pipelines für gasförmigen Wasserstoff (GH₂) sowie Schiffe (Tanker) für flüssigen Wasserstoff (LH₂) sowie LKW-Trailer und Kesselwagen für eine anschließende (Nah-)Verteilung,
- Power-to-Liquids: Schiffe (Tanker) und Pipelines für den großskaligen Transport, Tanklager für die Lagerung und Distribution sowie Kesselwagen und Lkw für eine anschließende (Nah-)Verteilung.

In den betrachteten Szenariostudien werden insgesamt nur wenig differenzierte Informationen zu den berücksichtigten Transportmitteln angegeben (siehe Tabelle 6-1). Die meisten, teils differenzierten Angaben gibt es zum Stromtransport sowie zum H₂-Transport (allerdings mit Abstrichen bei Umfang bzw. Differenzierung). Zu den PtL gibt es dagegen im Fall von (BMWK, 2021a; ISE, 2021) entweder keine oder nur allgemeine Angaben. Dazu gehören Aussagen, dass bestehende Infrastrukturen genutzt und aufgrund rückläufiger Mengen ggf. zurückgebaut werden (dena, 2021b) oder dass es sich bei Power-to-Liquids um synthetisches Rohöl und Methanol handelt (BDI, 2021). In (BDI, 2021) wird in diesem Kontext auf die Herausforderungen bei den Raffinerien eingegangen (siehe Kapitel 7.3), die allerdings nur mittelbar zur Transportinfrastruktur gehören.

Tabelle 6-1: Übersicht über die in den ausgewählten Studien betrachteten Transportmittel und Infrastrukturen für Importe nach Deutschland

	Strom	Wasserstoff	Syn. Kraftstoffe (PtL)
BMWK 2021 TN-H2	Ausbau AC- & DC-Freileitungen und Erdkabel ^{1a} sowie NB und PST ^{1b}	Pipeline (Neubau & Umwidmung) (LH ₂ offen) ^{1c}	Keine Angaben (vermutlich Schiffe)
dito TN-PtG/PtL		Keine Importe	
ISE 2021 Referenz	Ausbau Kuppelkapazitäten (sonst keine konkreten, weiteren Angaben)	Keine Angaben (vermutlich Pipeline)	Keine Angaben (vermutlich Schiffe)
ISE 2021, Beharrung			
Dena 2021 KN100	AC-Freileitungen (an Land); DC-Kabel (auf See); keine HGÜ	Pipeline (vorrangig Umstellung, bedarfsweise Neubau)	Bestehende Infrastrukturen (Rückbau)
BDI 2021 Zielpfad 2.0	Ausbau Transport- und Verteilnetz ² sowie Kuppelkapazitäten	Pipeline	v.a. Syncrude (synthetisches Rohöl) und Methanol sowie Kerosin
Nicht betrachtet	Super-Grids	Ammoniak oder LOHC als H ₂ -Trägermedium	

Anmerkungen: ^{1a} Pauschale Annahme von 40% Anteil aus Akzeptanzgründen; ^{1b} Netzbooster und Phasenschiebertransformatoren ^{1c} Bei Wasserstoff wird nicht explizit unterschieden zwischen gasförmigem oder flüssigem Wasserstoff und bei PtL nicht zwischen Kerosin, Diesel oder Benzin; ² Inkl. Nutzung von Digitalisierung zur besseren Auslastung;
 Quellen: (BMWK, 2021a, S. 13f 34f); (ISE, 2021, S. 9f); (dena, 2021b, S. 142f, 165f); (BDI, 2021, S. 126f 163f)

6.1 Entfernungen, Kosten und Effizienzen der Transportoptionen

Die Transportmittel für Strom, Wasserstoff und Power-to-Liquids unterscheiden sich maßgeblich in ihren Kapazitäten als auch im Hinblick auf ihre wirtschaftlich sinnvollen Transportentfernungen.

Für den **Stromtransport** sind Freileitungen für Wechselstrom (AC) das vorherrschende und am häufigsten verwendete Transportsystem. Die Übertragungsleistungen liegen für eine in Deutschland übliche Spannung von 380 kV im Bereich von ca. gut 2 GW Leistung, wobei die Transportentfernung aus wirtschaftlichen Gründen auf ca. bis zu 600 km begrenzt ist. (VDE e.V., 2019, S. 76) Für größere Transportleistungen bzw. -entfernungen ist die Spannung zu steigern. Dafür bieten sogenannte Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme (HGÜ) in der Regel technisch-ökonomische Vorteile gegenüber der Wechselstromtechnik. Sie erlauben Übertragungsleistungen von bis zu 10 GW pro System über deutlich längere Entfernungen als AC-Freileitungen. Die weltweit längste HGÜ gibt es laut (ABB, 2015) in Brasilien mit einer Länge von ca. 2.400 km Länge.

Wasserstoff wird heute bevorzugt am Ort der Anwendung erzeugt, ein H₂-Transport findet bisher nur in dezidierten Fällen via Lkw oder Pipeline¹⁷ statt. Lkw kommen aufgrund ihrer kleinen Kapazitäten¹⁸ vorzugsweise für eine Weiterverteilung des Wasserstoffs über Entfernungen von bis zu 200 km (GH₂) bzw. 400 km (LH₂) in Frage. Schiffe für den Transport von flüssigem Wasserstoff (LH₂) werden vor 2030 noch nicht verfügbar sein, da sie sich noch in der Entwicklung befinden (SCI4climate.NRW, 2021, S. 50ff; Staiß et al., 2022, S. 28).

Für den Import großer Mengen an Wasserstoff kommen daher bis 2030 nur Pipelines für den Transport von GH₂ in Frage. Dafür kommen zwei Optionen in Betracht: die Umrüstung bestehender Erdgaspipelines auf den H₂-Transport und der Neubau von H₂-Pipelines. Die Pipelineumrüstung ist aufgrund der Kostenvorteile und der bestehenden Infrastruktur die bevorzugte Variante für den Aufbau einer H₂-Infrastruktur (siehe Kapitel 6.2.2). Sie ist rein rechnerisch bis zu einer Entfernung von 9.000 km kostengünstiger als ein künftiger Schifftransport von LH₂ (Staiß et al., 2022, S. 44), die bestehenden (einzelnen) Leitungslängen in Europa mit bis zu etwa 1.000 km liegen jedoch deutlich darunter (siehe Abbildung 6-1). Ein Neubau großer H₂-Leitungen ist trotz der höheren Kosten bis zu einer Entfernung von ca. 4.000 km kostengünstiger als ein LH₂-Transport per Schiff. Für größere Entfernungen, insbesondere ab Entfernungen von ca. 7.000 km wird der Transport von LH₂ via Schiff kostengünstiger als der Pipelinetransport von GH₂.

Für den Transport von **Power-to-Liquids** kommt eine Vielzahl heutiger Transportmittel (Schiff, Pipeline, Lkw und Kesselwagen) in Frage. Aufgrund der hohen Erzeugungskosten werden PtL vorrangig in Ländern mit sehr günstigen EE-Stromerzeugungskosten wie z. B. in dem Mittleren Osten oder in Südamerika produ-

¹⁷ In Deutschland gibt es bisher drei dezidierte H₂-Pipelinesysteme mit unterschiedlichen Längen von 30 km in Schleswig-Holstein, 150 km in Mitteldeutschland und 240 km in Nordrhein-Westfalen (TÜV Nord, 2022)

¹⁸ Die H₂-Transportkapazitäten von Lkw betragen ca. 1,1 bis 1,5 t für GH₂ (bei Drücken von 200 bis 700 bar) sowie ca. 4,3 t für LH₂. (SCI4climate.NRW, 2021, S. 43ff)

ziert (siehe Tabelle 5-2). Aufgrund der großen Entfernung kommen für den Import von PtL vorzugsweise Tanker in Frage, deren Transportkosten nur wenig mit der Entfernung steigen. Sie werden daher im Vergleich zu Transporten via Pipeline mit zunehmender (insbesondere für sehr große) Entfernungen wirtschaftlich attraktiver.

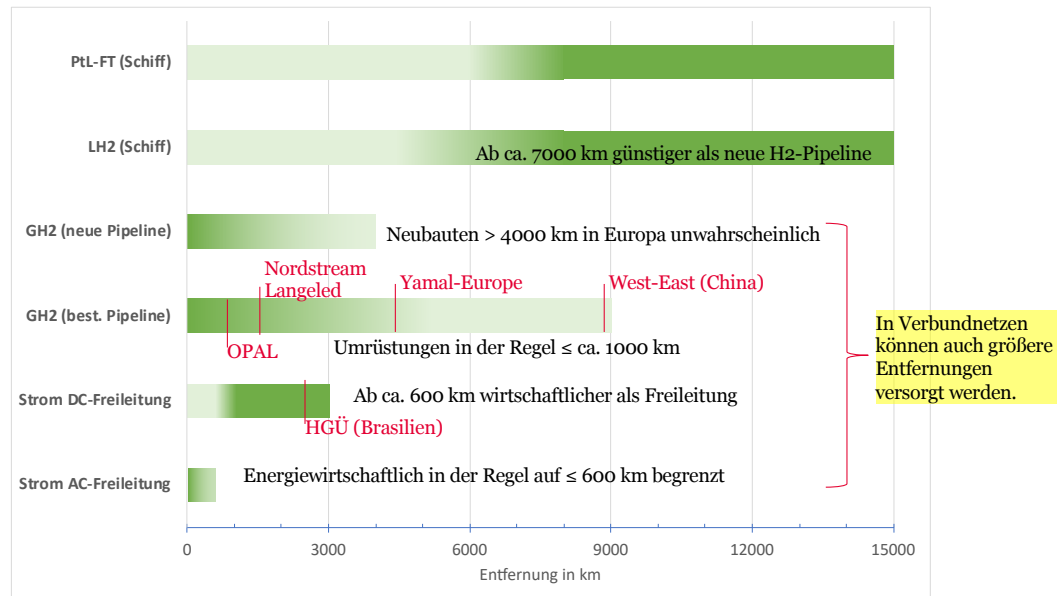


Abbildung 6-1: Übersicht über die wirtschaftlich sinnvollen Transportentfernungen verschiedener Transportmittel für Strom, Wasserstoff und Power-to-Liquids

Quelle: Eigene Darstellung nach (ABB, 2015; Staiß et al., 2022; TGA, o. J.; Wikipedia, 2022)

Importe von Wasserstoff und Power-to-Liquids unterscheiden sich zudem in ihren Bereitstellungskosten (Erzeugungs- und Transportkosten) sowie energetische Effizienzen (s.u.).

Die Bereitstellungskosten für einen „europäischen“ H₂-Import via Pipeline können im Fall umgerüsteter Pipelines etwas unterhalb von denen für „Überseeimporte“ von LH₂ und PtL (via FTS) liegen, bei neu gebauten H₂-Pipelines liegen sie dagegen in etwa einer ähnlichen Größenordnung (siehe Abbildung 6-2). Dahinter steht die Betrachtung vier generischer Fallbeispiele auf der Datenbasis von (Staiß et al., 2022) mit jeweils fallspezifischen Annahmen:

- 1 | Import von GH₂ via umgerüsteter Pipeline und
- 2 | Import von GH₂ via neugebauter H₂-Pipeline über jeweils eine Entfernung von 4.000 km als generischer „europäischer“ H₂-Import sowie
- 3 | Import von LH₂ via Tanker und
- 4 | Import eines PtL-Produktes via Tanker, jeweils über eine Entfernung von 15.000 km als generischer „Übersee-Import“.

Für die ersten beiden Fälle eines europäischen H₂-Imports z. B. aus Spanien¹⁹ nach Deutschland per Pipeline wird unterstellt, dass die H₂-Erzeugungskosten mit 3 €/kg_{H₂} (9 ct/kWh_{H₂}) um ein Drittel höher sind als in einer kostengünstigen Erzeugungsregion in Übersee wie z. B. Chile. Die Transportkosten via Pipeline über eine Transportentfernung von 4.000 km liegen im Fall einer Umrüstung mit 2 ct/kWh ca. halb so hoch wie bei einer neu gebauten Pipeline und machen einen Anteil von ca. 18 % bzw. 31 % an den Bereitstellungskosten aus. Die Bereitstellungskosten liegen damit bei ca. 11 bzw. 13 ct/kWh_{H₂} für einen „Import aus Spanien“ nach Deutschland für eine umgerüstete bzw. neue Pipeline.

Für die beiden Fälle eines Überseeimports von LH₂ bzw. PtL-Produkten (via FTS) werden dagegen günstigere H₂-Erzeugungskosten in Höhe von 2 €/kg (ca. 6 ct/kWh) im Exportland unterstellt. Zusätzlich schlagen hier jedoch auch noch die Umwandlungskosten für die stromintensive Verflüssigung für LH₂ (ca. 4 ct/kWh) und für die energieintensive Bereitstellung von CO₂ mittels DAC-Anlagen für PtL (ca. 8 ct/kWh)²⁰ zu Buche. Die zusätzlichen Transportkosten für eine Entfernung von 15.000 km (z. B. Chile – Deutschland²¹) fallen dagegen in beiden Fällen mit nur ca. 0,05 (PtL) und 0,1 ct/kWh (LH₂) vernachlässigbar gering aus. Insgesamt betragen die Bereitstellungskosten für den Überseetransport von LH₂ ca. 10 ct/kWh und für PtL ca. 14 ct/kWh (Staiß et al., 2022, S. 47ff).

Die Transportkosten für flüssige Energieträger wie PtL sind zwar deutlich niedriger als für H₂-Gas per Pipeline, sie haben zugleich nur einen geringen Anteil an den gesamten Bereitstellungskosten.

¹⁹ Spanien ist per Luftlinie nur etwa rd. 1.700 km entfernt (www.luftlinie.org). Das würde bezogen auf die unterstellten 4.000 km einem Umwegfaktor von rd. 2,4 entsprechen und bedeuten, dass die Transportkosten eher überschätzt werden.

²⁰ Die CO₂-Kosten könnten im Fall einer Nutzung von „unvermeidbaren“ prozessbedingten CO₂-Emissionen z. B. aus der Zementindustrie auf ca. 50 €/t gesenkt werden, sodass die o.g. Umwandlungskosten um ca. 2 auf 6 ct/kWh PtL sinken würden. Allerdings müssten auch in diesem Fall die für die Produktion verwendeten CO₂-Mengen (aufgrund der späteren Freisetzung durch Verbrennung) wieder an anderer Stelle bilanziell durch DAC CCS Anlagen der Atmosphäre entzogen und dauerhaft gespeichert werden (Staiß et al., 2022, S. 34f). Ansonsten wären die PtL-Produkte nicht CO₂-neutral. Zudem wäre die Produktion infrastrukturell an die Standorte der CO₂-Quellen gebunden und könnte nicht hoch skaliert werden.

²¹ Chile ist per Luftlinie etwa rd. 12.000 km von Deutschland entfernt (www.luftlinie.org). Das würde bezogen auf die unterstellten 15.000 km einem Umwegfaktor von rd. 1,3 entsprechen und dürfte die Transportkosten relativ gut wiedergeben.

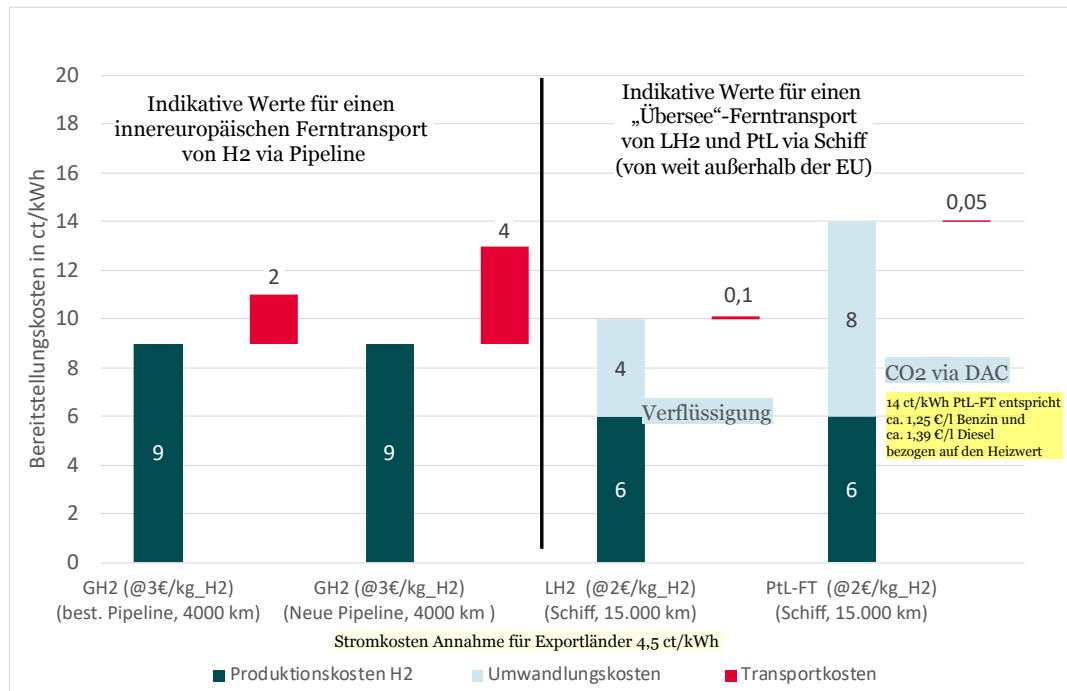


Abbildung 6-2: Vergleich der Bereitstellungskosten von europäischem H₂-Import per Pipeline und Import von LH₂ und PtL von außerhalb Europas

Quelle: Eigene Darstellung nach (Staiß et al., 2022)

Die energetischen Effizienzen der verschiedenen Transportketten von Wasserstoff und von Power-to-Liquids unterscheiden sich zum Teil deutlich voneinander (siehe Abbildung 6-3). Im Vergleich zur direkten Nutzung von Strom (sofern möglich) sind sie deutlich ineffizienter, da sie alle wenigstens die Umwandlung von Strom in Wasserstoff benötigen. Bei heutigen Wirkungsgraden²² der Niedertemperatur-Wasserelektrolyse von ca. 65 % (bzgl. Heizwert) entstehen dadurch bereits signifikante Verluste in Höhe von ca. 35 %. Diese können durch Effizienzsteigerungen voraussichtlich auf ca. 32 % (dena, 2021b, S. 188) und weniger gesenkt werden²³.

Ein Transport von gasförmigem Wasserstoff via Pipeline über 1.000 km erfährt ca. acht Prozent weitere Verluste durch eine Verdichtung von 1 auf 100 bar und 1 % durch entfernungsabhängige H₂-Verluste in der Pipeline. Insgesamt gehen dadurch ca. 41 % bezogen auf den ursprünglichen Stromeinsatz verloren. Dennoch schneidet der Transport von H₂ via Pipeline mit einem Gesamtwirkungsgrad von ca. 59 % im Vergleich zu den anderen Transportketten mit deutlichem Abstand (24 bis 17 %-Punkten) am besten ab.

Beim Transport von flüssigem Wasserstoff per Schiff fallen insbesondere durch die erforderliche stromintensive Verflüssigung hohe zusätzliche Verluste in Höhe von ca. 30 % an. Weitere Verluste im einstelligen Prozentbereich fallen für den Schiffstrans-

²² Hier jeweils bezogen auf den Heizwert.

²³ Im Vergleich zur strombasierten Niedertemperatur-Elektrolyse (NTE) können wärmebasierte Hochtemperatur-Elektrolysesysteme (HTE) deutlich größere Wirkungsgrade im Bereich von etwa 80 % erzielen (Geres et al., 2019, S. 30). Sie sind allerdings technologisch weniger ausgereift (TRL 5-6), noch teurer und weniger flexibel einsetzbar als die NTE.

port über 10.000 km (7 %) und die Rückumwandlung (2 %) in gasförmigen Wasserstoff an. Der Transport von flüssigem Wasserstoff weist damit nur noch einen Gesamtwirkungsgrad von ca. 42 % auf, ist aber immer noch effizienter als der Transport von PtL-Kraftstoff oder von Ammoniak als H₂-Träger.

Die Herstellung von PtL-Produkten wie z. B. synthetischem Kerosin mittels Fischer-Tropsch Synthese (inkl. CO₂-Bereitstellung mittels DAC-Anlage) führt zusätzlich zur Elektrolyse zu ca. 43 % Umwandlungsverlusten. Dieser Verfahrensschritt bestimmt daher maßgeblich den relativ niedrigen Gesamtwirkungsgrad von 37 % für die Transportkette von PtL Produkten. Für synthetisches Methanol als PtL-Produkt würde der Gesamtwirkungsgrad der Transportkette nur leicht auf ca. 41 % ansteigen, da die Methanolsynthese mit ca. 64 % einen höheren Wirkungsgrad als die Fischer-Tropsch Synthese hat, siehe (Staiß et al., 2022, S. 42). Methanol würde jedoch im Gegensatz zu PtL-Kraftstoffen eher als Rohstoff für Raffinerien bzw. die chemische Industrie verwendet werden und damit andere Anwendungsbereiche adressieren.

Wasserstoff könnte nicht zuletzt auch als Bestandteil von z. B. Ammoniak als H₂-Träger mit anschließender Rückwandlung nach Deutschland importiert werden. Neben der Ammoniaksynthese führt hier jedoch insbesondere die H₂-Wiederaufbereitung aus dem Ammoniak mit zusätzlich 34 % Verlusten zu einem nur geringen Gesamtwirkungsgrad von 35 % dieser Transportkette. Sie ist damit noch leicht (aber nicht signifikant) ineffizienter als die Transportkette für PtL-Kerosin.

Der Import von PtL-Produkten und von Wasserstoff via Ammoniak als H₂-Träger bzw. via Verflüssigung benötigt deutlich mehr Energie als für H₂-Gasimporte via Pipeline. Für diese Lieferkette ist daher trotz großen und kostengünstigen Dargebots in EE-reichen Lieferländern auf Effizienzsteigerung zu achten. Letztlich weist jede der Lieferketten, die für die klimaneutrale Transformation gebraucht werden, ihre Vor- und Nachteile auf.

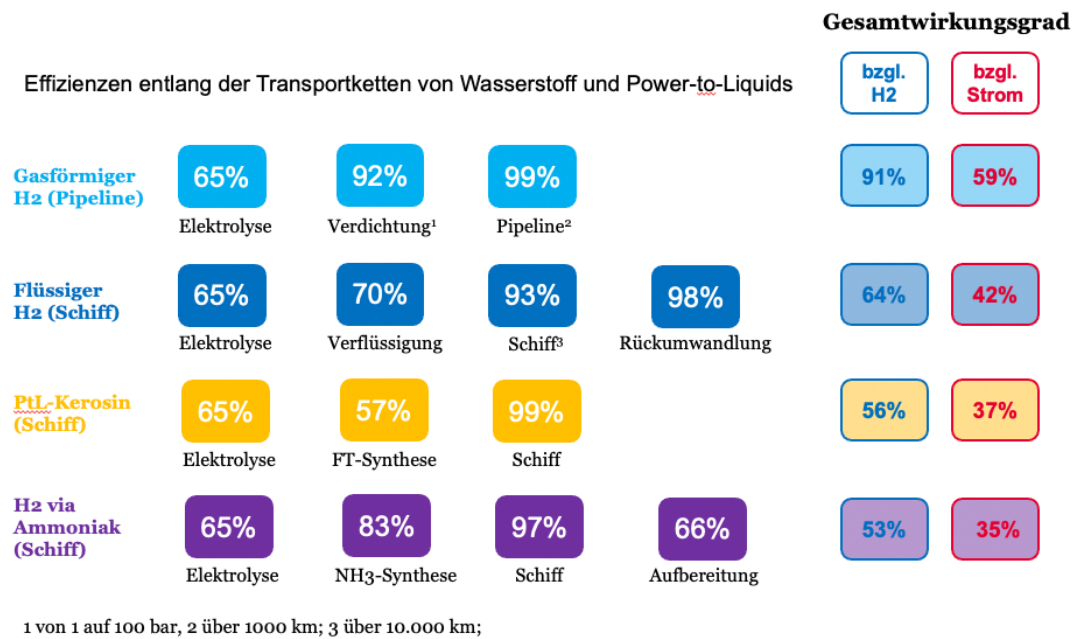


Abbildung 6-3: Vergleich von Effizienzen entlang der Lieferketten von Wasserstoff und Power-to-Liquids

Quelle: Eigene Darstellung nach (Staiß et al., 2022)

6.2 Infrastruktur Voraussetzungen und Herausforderungen

Im Folgenden wird betrachtet welche Voraussetzungen die heutigen Infrastrukturen für die Transformation zu einer defossilierten Energie- und Rohstoffversorgung bieten und welche Herausforderungen diesbezüglich zu meistern sind.

6.2.1 Verstärkung und Ausbau des Stromnetzes

Über das deutsche Stromtransportnetz mit einer Stromkreislänge von ca. 37.500 km (Stand 2020) wird eine Stromnachfrage in Höhe von insgesamt ca. 500 TWh (2019) gewährleistet. Im Vergleich dazu wird in den Szenarien (BMWK, 2021a; dena, 2021b; ISE, 2021) künftig aufgrund der Elektrifizierung mit Strombedarfen zwischen 720 TWh (KN100) und 930 TWh/a (ISE-Referenz) im Jahr 2045 gerechnet²⁴. Allein aufgrund dieser Steigerung werden Verstärkungen und Ausbauten der Strominfrastruktur notwendig. Ein weiterer, noch stärkerer Treiber für den Stromnetzausbau ist der Ausbau von Windenergie- und PV-Anlagen hin zu einer vollständig erneuerbaren Stromerzeugung, da die Stromerzeugung stärker dezentral und fernab der Verbrauchszentren stattfindet. Insbesondere der Windstrom (onshore und offshore) muss vom Norden, wo die größeren Potenziale sind, in den Süden zu den Verbrauchern transportiert werden.

Die in der Metaanalyse betrachteten Studien kommen im Hinblick auf das Stromnetz u.a. zu den folgenden Aussagen bzw. Ergebnissen:

²⁴ Nur in den beiden „Extremszenarien“ TN-H2 und TN-PtG/PtL von (BMWK, 2021a) findet lediglich eine moderate Erhöhung der Stromnachfrage auf 595 TWh (TN-H2) und 565 TWh (TN-PtG/PtL) statt. Trotzdem besteht auch hier ein großer Ausbaubedarf aufgrund des EE-Ausbaus (siehe Abbildung 6-5).

- „Die deutsche Stromnetzinfrasturktur muss sich fast verdoppeln. Das Übertragungsnetz muss erheblich erweitert werden, um Erzeugungskapazitäten von Wind auf See an das Stromnetz anzuschließen und Windstrom von Nord- nach Süddeutschland zu transportieren. Gleichzeitig ist eine Stärkung der Grenzkuppelstellen zu europäischen Nachbarländern erforderlich.“ (BDI, 2021, S. 28)
- „Der Stromnetzausbau muss sich in den kommenden neun Jahren radikal beschleunigen. Im Übertragungsnetz muss der aktuell ambitionierteste Ausbaupfad im Netzentwicklungsplan von 2035 auf 2030 vorgezogen werden.“ (BDI, 2021, S. 38)
- „Im Vergleich zum aktuellen NEP wird deutlich, dass im KN100 Szenario bereits im Jahr 2030 mindestens ein Netzbedarf entsprechend des NEP B 2035 erforderlich ist und darüber hinaus ein zusätzlicher AC-Zubau von etwa 2.700 km notwendig wird. Bis zum Jahr 2045 beträgt die ermittelte zusätzliche Trassenlänge gegenüber dem NEP B 2035 etwa 8.200 km.“ (dena, 2021b, S. 145)
- „Die grenzüberschreitenden Austauschkapazitäten Deutschlands steigen bis 2050 in allen drei Szenarien deutlich auf rund 80-100 GW an. Dies ist in etwa eine Verdreifachung gegenüber dem gemäß TYNDP/NEP erwarteten Ausbaustand für 2030 (30 GW). Allein dieser sehr erhebliche Zubau an Austauschkapazitäten lässt erwarten, dass ein signifikanter Netzausbau innerhalb Deutschlands bis zum Betrachtungsjahr 2050 notwendig sein wird.“ (BMWK, 2021b, S. 12)
- „Auch eine intensivere Einbindung des deutschen Stromnetzes in das europäische kann ein wichtiges Mittel zum Ausgleich von Netzengpässen werden.“ (ISE, 2021, S. 4)

Der „Ausbau“ des deutschen Stromtransportnetzes wird im Rahmen des Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) sowie der Netzentwicklungspläne (NEP) bereits vorangetrieben und besteht knapp überwiegend aus Verstärkungsmaßnahmen (siehe Abbildung 6-4). Dazu gehören z. B. Spannungserhöhungen (von 220 kV auf 380 kV) bzw. Neubauten in bestehenden Trassen sowie bessere, temperaturbeständigere Leiterseile zur besseren Auslastung der bestehenden Leitungen. Der tatsächliche Ausbau erfolgt maßgeblich (zu ca. 80%) über den weiträumigen Bau neuer HGÜ-Trassen von Norden nach Süden und „nur“ zu ca. 20 % über die Errichtung neuer AC-Trassen.

Das sogenannte Startnetz²⁵ im NEP gewinnt zuletzt (NEP 2035 im Vergleich zum NEP 2030) stark an Bedeutung, während der Gesamtumfang (Start- und Zubaunetz) bis 2035 etwa gleich hoch bleibt. Das bedeutet im Umkehrschluss einen Rückgang des in Planung befindlichen Zubaunetzes trotz weiter steigender EE-Anteile am Bruttostromverbrauch. Der Ausbaubedarf gemäß NEP unterscheidet sich zuletzt trotz steigender bzw. unterschiedliche EE-Anteile weder signifikant zwischen den beiden letzten NEP (2030 und 2035) noch zwischen den jeweiligen NEP Szenarien B und C.

²⁵ Das Startnetz besteht aus allen aktuellen Umsetzungs- und Pflichtvorhaben gemäß EnLAG und BBPlG.

Für eine Realisierung des TN100 Szenarios laut (dena, 2021b) müsste der Netzausbau allerdings schneller (5a) und in signifikant größerem Umfang (plus 2000 Trassen-km im Vergleich zum NEP 2035 C) geschaffen werden (siehe rechte Säulen in Abbildung 6-4).

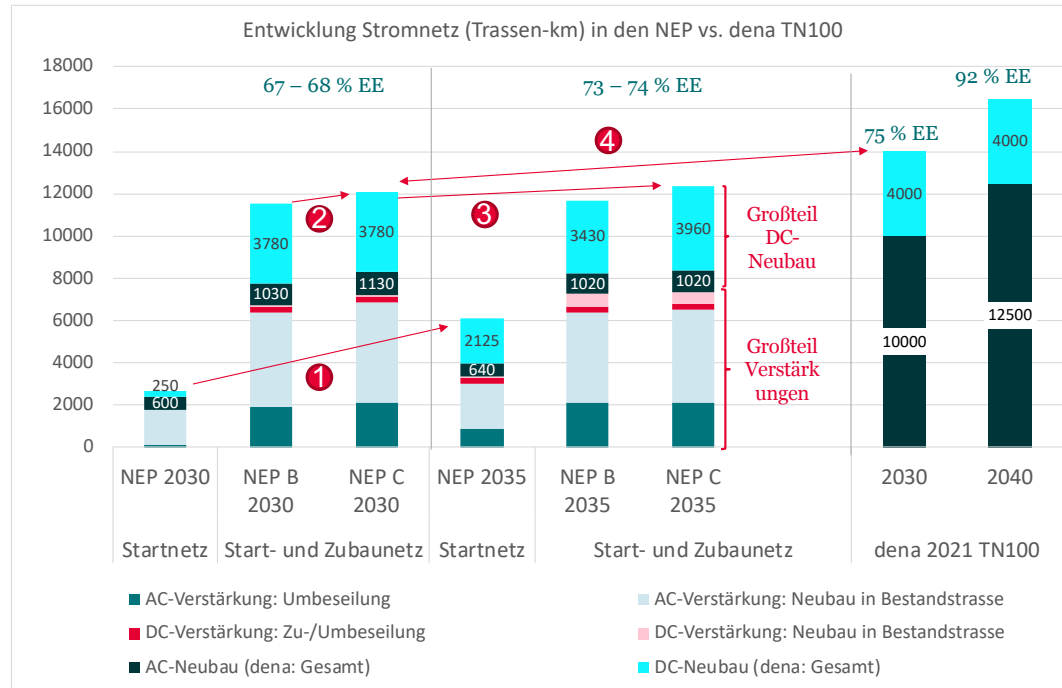


Abbildung 6-4: Entwicklung des deutschen Stromnetzes in Trassen-km im Rahmen des NEP im Vergleich zum TN100 Szenario

Quelle: Eigene Darstellung nach (ÜNB Strom, 2019), (ÜNB Strom, 2022) und (dena, 2021b)

In den letzten zehn Jahren (zwischen 2010 und 2020) konnte das deutsche Stromtransportnetz bezogen auf die Stromkreis-km nur langsam ausgebaut werden, im Durchschnitt um etwa 250 km pro Jahr (siehe Abbildung 6-5). Mit diesem Tempo würde man bis zum Jahr 2050 einen Ausbau auf etwa 47.000 Stromkreis-km schaffen. Den Entwicklungen in den Szenarien TN-H2 und TN-PtG/PtL folgend, würden stattdessen etwa bis zu ca. 52.000 km (in TN-H2) gebraucht und damit etwa gut 5.000 km oder 10 % mehr als nach heutigem Entwicklungstrend. Die zukünftigen Netzlängen in den beiden Szenarien unterscheiden sich nur um ca. 2 % voneinander und damit aus heutiger Sicht nicht signifikant. Absolut betrachtet würden die 1.000 km Unterschied in 2050 im Vergleich zum heutigen Netzausbau allerdings vier Jahre mehr Zeit in Anspruch nehmen. Das verdeutlicht die Dringlichkeit, das Ausbautempo deutlich zu steigern.

Das Stromnetz ist langfristig aus Sicht des BMWK Szenarios TN-H2 um mindestens etwa 40 % und aus Sicht des BDI Szenarios Zielpfad um bis zu 100 % im Vergleich zu heute auszubauen. Die hohe Bandbreite dürfte maßgeblich auf die unterschiedlichen Annahmen zur Stromerzeugung und -nachfrage (relativ niedrig in den BMWK Szenarien) in Deutschland zurückgehen. Diese Ausbauzahlen gelten nur für das Transportnetz, das Verteilnetz ist jedoch aufgrund der Zunahme von dezentralen Stromerzeugern und -verbrauchern (vor allem BEV und Wärmepumpen) ebenfalls stark auszubauen.

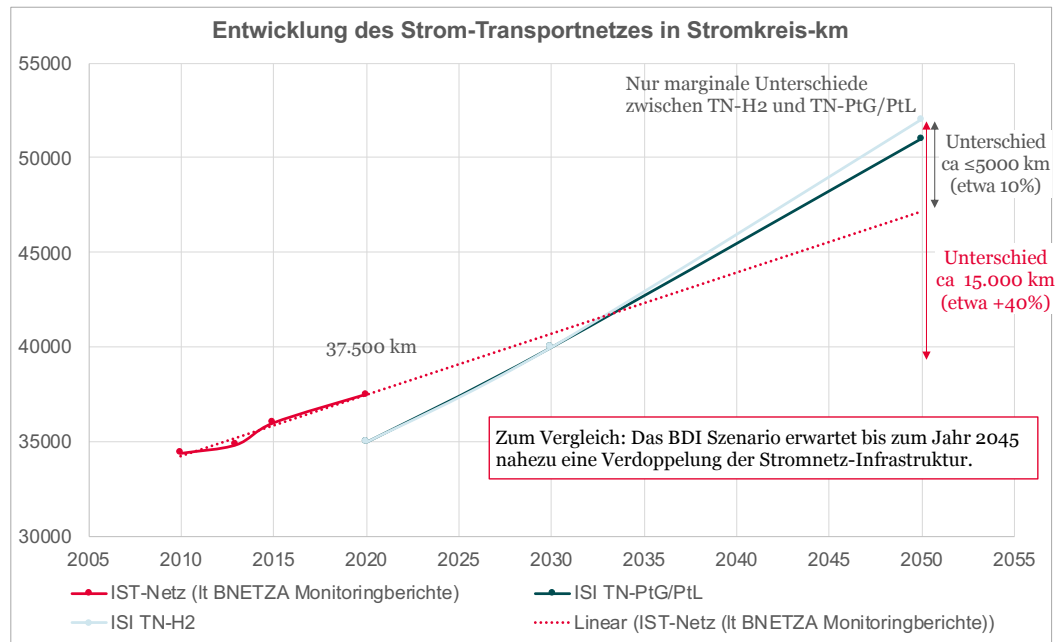


Abbildung 6-5: Entwicklung des deutschen Stromtransportnetzes in Stromkreis-km im Vergleich zum TN-H2 und TN-PtG/PtL Szenario

Quelle: Eigene Darstellung nach (BNetzA, 2011, 2014, 2016, 2021) und (BMWK, 2021b)

6.2.2 Aufbau von H₂-Produktion und Infrastrukturen

Für die künftige Versorgung der Verbraucher in Deutschland mit grünem Wasserstoff werden u.a. Produktionsanlagen und Transportleitungen benötigt. Bisher wird Wasserstoff in Deutschland überwiegend konventionell mittels Dampfreformierung erzeugt und in der Regel vor Ort verbraucht. Für eine strombasierte Produktion sind heute erst ca. 50 MWel an Elektrolyseanlagen in Deutschland in Betrieb, während das aktuelle Ausbauziel der Bundesregierung bis zum Jahr 2030 10 GW_{el} beträgt (vgl. Abbildung 6-6). Für die angestrebte Wasserstoffproduktion in Deutschland müsste die Elektrolyseleistung bis 2030 (2050) bereits um etwa einen Faktor 200 (ca. 400-1600) gesteigert werden. Aufgrund der aktuell bis zum Jahr 2030 bekannten Planungen mit einer Leistung von ca. 4,5 GW_{el} (H₂ Kompass, 2022) wird es ohne eine deutliche zusätzliche Steigerung zu einer Zielverfehlung kommen. Größere Importmengen könnten grundsätzlich eine Lösung sein, doch bleibt offen, woher und ob diese bis 2030 realisierbar wären (siehe (SCI4climate.NRW, 2021)).

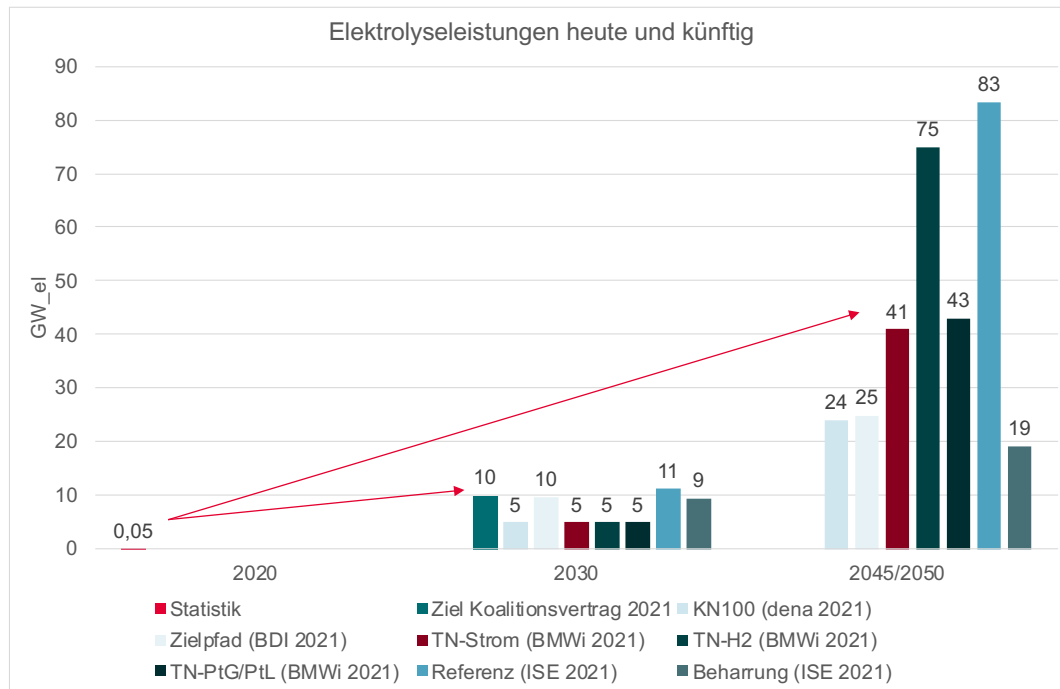


Abbildung 6-6: Elektrolysekapazitäten in Deutschland Stand heute im Vergleich zu Zielen und Szenarienergebnissen

Quelle: Eigene Darstellung auf der Basis der ausgewählten Szenarien und nach (H2 Kompass, 2022)

Der Aufbau einer öffentlich zugänglichen H₂-Infrastruktur wird von verschiedenen Akteuren vorangetrieben. Dazu gehört z. B. ein erstes öffentliches H₂-Netz mit 130 km Länge im Verbundvorhaben „GET H₂“ (GET H₂, 2022; SCI4climate.NRW, 2021) sowie ein sogenanntes H₂-Startnetz mit ca. 1.200 km bis 2030 durch die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) im Rahmen des Gas European Hydrogen Backbone (FNB Gas, 2021b).

Das bestehende Erdgasnetz bietet eine sehr wichtige Ausgangsbasis für den Aufbau einer H₂-Infrastruktur, da dessen Umrüstung deutlich kostengünstiger als der Neubau eines H₂-Netzes ist (vgl. (Guidehouse et al., 2020, S. 15).

Das Erdgas-Transportnetz, welches bei Hochdruck betrieben wird, verfügt heute über eine Länge von ca. 120.000 km (BMWi 2017). Es gewährleistet zusammen mit dem Verteilnetz die Versorgung der Gasverbraucher in einer Größenordnung von 1.000 TWh²⁶ Erdgas im Jahr. Während der Erdgasverbrauch in den betrachteten Klimaschutzszenarien langfristig auf Null zurückgeht, steigt der H₂-Verbrauch auf 460 TWh (KN100) bis im Extremfall auf 690 TWh in TN-H₂ pro Jahr an. In erster, rein bilanzieller Näherung werden die Transportkapazitäten des bestehenden Erdgasnetzes daher auch weitgehend für den Transportbedarf von Wasserstoff ausreichen²⁷.

²⁶ Nach <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/164119/umfrage/erdgasverbrauch-in-deutschland-seit-1999/>

²⁷ Dabei ist berücksichtigt, dass bei gleichem Druckverlust und dreifachen Volumenstrom durch ausgetauschte Verdichter die energetische Transportkapazität einer Erdgaspipeline für 100 % Wasserstoff nur noch ca. 80% beträgt (dena, 2021b, S. 164).

Alle betrachteten Szenarien außer die von (ISE, 2021)²⁸ und TN-PtG/PtL²⁹ setzen sowohl auf ein nationales als auch ein europäisches H₂-Netz für den Import und den Transport von grünem H₂ zu den Verbrauchsschwerpunkten. Dabei wird analog zu den FNB Gas die dezidierte Umwandlung von bestehenden Erdgasleitungen priorisiert und nur bei Bedarf werden neue H₂-Leitungen (z. B. für Lückenschlüsse) gebaut.

Die in der Metaanalyse betrachteten Studien kommen im Hinblick auf H₂ Infrastrukturen u.a. zu den folgenden Aussagen bzw. Ergebnissen:

- „Von der Nordseeküste bis zum Ruhrgebiet muss dafür bereits innerhalb der kommenden neun Jahre mit dem (Um-)bau der ersten Leitungen begonnen werden, um etwa 1.500 Kilometer Wasserstoffleitungen in Deutschland zur Verfügung stellen zu können“ (BDI, 2021, S. 165)
- „Ein nationales Transportnetz für Wasserstoff könnte in der kurzen Frist zunächst im Nordwesten Deutschlands ausgebaut werden, ... Bis zum Jahr 2040 könnte ein flächendeckender Anschluss Süddeutschlands erfolgen. ... Ein Großteil der nach Deutschland importierten Wasserstoffmengen (47 % in 2045) könnte über ein europäisches Fernleitungsnetz nach Deutschland gelangen.“ (dena, 2021b, S. 160)
- „In allen drei Szenarien entsteht ein deutscher Nord-nach-Süd Wasserstofftransport. ... Der europäische Wasserstoffhandel komplettiert den innerdeutschen Wasserstoffhandel in den Szenarien TN-Strom und TN-H₂-G: Zentraleuropa und Deutschland importieren große Mengen aus den Exportländern Vereinigtes Königreich, Spanien und Skandinavien“. (BMWK, 2021a, S. 34)

Die aktuellen Planungen für den Aufbau eines europaweiten H₂-Pipelinenetzes durch die FNB erfolgen mit hoher Dynamik, denn die bis zum Jahr 2030 bzw. 2040 „geplanten“ H₂-Netzlängen in Europa sind zwischen 2020 und 2022, also in nur zwei Jahren, erheblich gestiegen und zwar:

- Mittelfristig bis 2030 von ca. 6.800 km auf 28.000 km (um Faktor 4) und
- Langfristig bis 2040 von ca. 23.000 auf 53.000 km (um Faktor 2,3).

Hinter der hohen Dynamik bei den H₂-Netzlängen in Europa steckt zum einen die starke Ausweitung der Anzahl der beteiligten FNB und der Länder für die H₂-Netzplanungen³⁰. Zum anderen treiben auch die geänderten politischen Rahmenbedingungen und gesteigerten Zielsetzungen auf EU-Ebene die Planung der H₂-Netze in Europa.

Die starke Steigerung der deutschen H₂-Netzlänge bis 2032 auf 7.600 bis 8.500 km geht im Wesentlichen auf die stark gestiegenen H₂-Bedarfe der letzten Marktabfrage WEB³¹ sowie den Ergebnissen des NEP Gas 2020 und den Leitungsmeldungen von Netzbetreibern zurück, die alle in die Modellierungen der FNB Gas für den Zwi-

²⁸ In der Studie werden hierzu keine konkreten Angaben gemacht.

²⁹ In diesem Szenario wird per Definition kein H₂-Handel außerhalb von Deutschland unterstellt.

³⁰ Von 11 Unternehmen und 10 Länder in 2020 auf 31 Unternehmen und 28 Länder in 2022.

³¹ WEB: Wasserstoffabfrage Erzeugung und Bedarf Grüne Gase

schenstand des neuen NEP Gas 2022 eingegangen sind. Die Marktabfrage WEB aus dem Frühjahr 2021 ergibt eine durch Absichtserklärungen abgesicherten Transportbedarf in Höhe von 165 TWh an Wasserstoff, „von denen rund 90 % an das Wasserstoffnetz 2032 angeschlossen werden können“ (FNB Gas, 2022, S. 3). Der von den FNB Gas ermittelte Transportbedarf liegt damit deutlich höher als die Nachfrageerwartung von 90 bis 110 TWh bis 2030 der Nationalen Wasserstoffstrategie.

Langfristig könnte das von den FNB Gas für das Jahr 2050 geplante deutsche H₂-Netz gut 500 TWh_{H₂}³² bereitstellen (FNB Gas, 2021a). Dies reicht für die bilanzielle Deckung der H₂-Nachfrage in den meisten der zuvor mittels Metaanalyse betrachteten Szenarien aus. Die entsprechenden H₂-Nachfragen liegen zwischen gut 100 TWh (Beharrung, TN-PtG/PtL) und rd. 460 TWh (KN100) in 2045 bzw. 2050. Eine Ausnahme davon stellt das Szenario TN-H₂ dar, dessen H₂-Nachfrage mit ca. 690 TWh_{H₂} deutlich über der o.g. Netzkapazität liegt und damit nur zu ca. 72 % bedient werden könnte. In diesem Fall wäre ein signifikanter zusätzlicher Ausbau der H₂-Infrastruktur in Deutschland im Vergleich zum „H₂-Netz 2050“ erforderlich.

6.2.3 Anpassung der Infrastrukturen an Power-to-Liquids

Für Power-to-Liquids können aufgrund sehr ähnlicher Eigenschaften wie bei konventionellen flüssigen Kohlenwasserstoffen in der Regel die vorhandenen Infrastrukturen für Transport, Lagerung und Verteilung weiter benutzt werden. Eine Ausnahme stellen die Raffinerien (s.u.) dar, deren Perspektive von den Herstellungsrouten (Fischer-Tropsch oder Methanol) und der Art der Importe abhängig ist (s.u.).

Insgesamt 12 Unternehmen betreiben 14 Import-Rohöl-Fernleitungen in Deutschland bzw. mit Verbindungen ins Ausland (vgl. Abbildung 6-7). Die Gesamtlänge dieser Leitungen beträgt etwa 2.000 km mit einer maximalen jährlichen Beförderungskapazität von bis zu etwa 200 Mio. t ROE. Ein Teil der Leitungen wird auch in beide Richtungen genutzt bzw. ein Teil des Öls auch in andere Länder weitergeleitet. (MWV 2017b, 50f.) Darüber hinaus existieren sechs Pipelines, welche Mineralölprodukte in Zwischenlager oder zur Weiterverarbeitung transportieren. (Horst et al., 2018)

³² Bezogen auf den Heizwert.

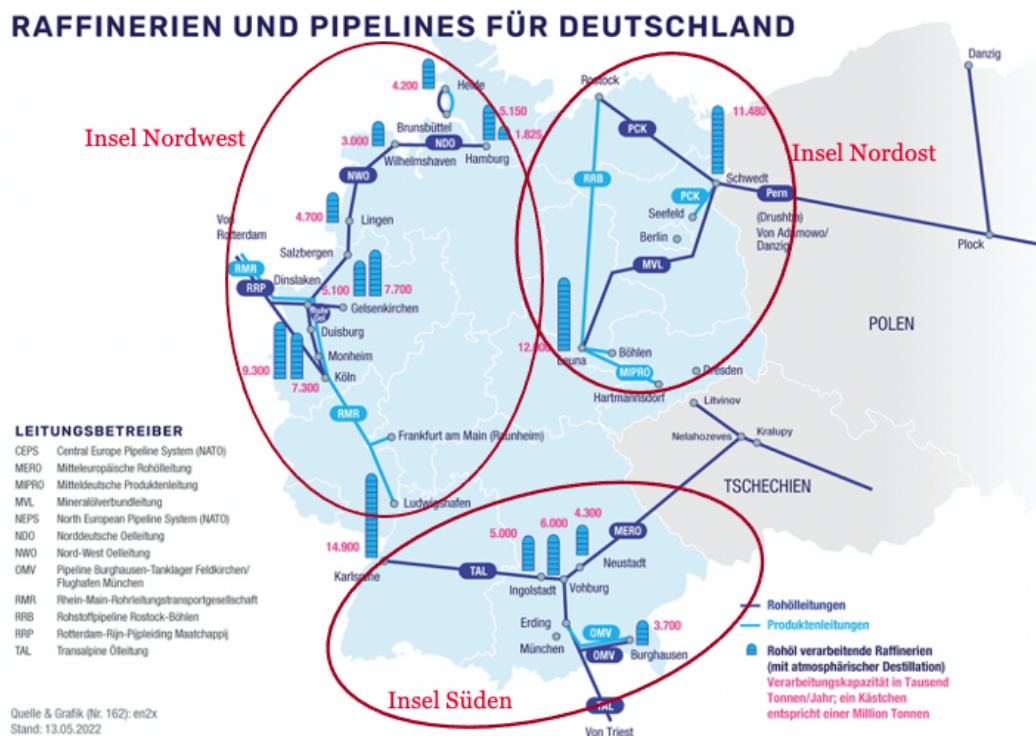


Abbildung 6-7: Erdöl- und Produkttransportnetze sowie Raffineriekapazitäten in Deutschland

Quelle: (en2x, 2022) zzgl. eigener räumlicher Hervorhebungen

Die heutigen Infrastrukturen für Rohöl und Ölprodukte sind angesichts der rückläufigen Entwicklungen bezogen auf die fossilen flüssigen Kohlenwasserstoffe und die sektoralen Endenergiebedarfe (siehe Abbildung 5-1) grundsätzlich ausreichend dimensioniert. Sie müssen daher voraussichtlich nicht ausgebaut, sondern nur an die sich verändernden Importarten und -mengen von PtL angepasst werden. Aufgrund des Wegfalls von Heizöl und eines zunehmend starken Rückgangs flüssiger Kraftstoffe bzw. Energieträger z.B. in Höhe von -33 % bis zum Jahr 2030 und -80 % bis zum Jahr 2050 (BDI, 2021) sind auch Rückbauten von Infrastrukturen denkbar.

Im Gegenzug zum fossilen Ausstieg wird es zu einem steigenden Import synthetischen Rohöls bzw. Methanols sowie von Endprodukten wie Kerosin, Benzin und Diesel kommen. Die Infrastrukturen sind daraufhin ggf. geeignet anzupassen, z. B. durch Vergrößerung der Tankerflotten für Ölprodukte wie z. B. Methanol und Kerosin und entsprechende Anpassungen von Terminals, Pipelines und Speichern an andere und größere PtL-Importe. Diese Anpassungen dürften jedoch überschaubar bleiben, da flüssige Energieträger bereits heute in großen Mengen gehandelt werden.

Die betrachteten Szenarien geben wenige konkrete Angaben über die künftigen PtL-Produktions- und damit verbundenen Importstrukturen, also wie viel und welche Produkte aus Fischer-Tropsch Synthesen (Nieder- oder Hochtemperatur FTS)³³

³³ Die Zusammensetzung und Transportierbarkeit von FTS-Rohöl hängt von der Art der FTS ab. Die Niedertemperatur FTS wird man eher für eine Produktion von Kerosin/Diesel nutzen würde, die resultierenden Produkte haben jedoch einen höheren Anteil von Wachsen, die schlecht pumpbar und damit weniger gut für Pipelines geeignet sind. Die Produkte aus der Hochtemperatur FTS, die man eher für die Naphtha Produktion (als Plattformchemikalie) nutzen würde, enthält dagegen

und/oder aus Methanolsynthesen stammen. Die unterschiedlichen Produkte haben jedoch unterschiedliche Auswirkungen auf die benötigten Transportoptionen und vor allem die Raffinerien bzw. Weiterverarbeitungsoptionen in Deutschland. „Bei der Fischer-Tropsch-Route würde synthetisches Rohöl importiert und die bestehende Raffinerieinfrastruktur zur Weiterverarbeitung genutzt werden können. Bei der Methanolroute könnten die Raffinerien über den MtX-Prozess synthetische Kraftstoffe herstellen – allerdings könnte der importierte Rohstoff auch an den Raffinerien vorbeigeleitet werden, zum Beispiel direkt an die Chemieindustrie. In jedem Fall wird die Umstellung auf grüne Kraftstoffproduktion in den Raffinerien Investitionen in Anlagenumrüstungen erfordern.“ (BDI, 2021, S. 169)

Für die Vorbereitung und ggf. Anpassung der Infrastrukturen an die künftigen PtL-Importe besteht jedenfalls noch etwas Zeit, da laut Szenarien erst nach 2030 mit großen Mengen zu rechnen ist. Der Hochlauf von Produktion und Importen bedingt den Ausbau entsprechender Syntheseanlagen und CO₂-Gewinnungsanlagen, die heute u. a. auf Grund der noch geringen Nachfrage nach synthetischen PtL- und XtL-Produkten noch nicht in dem erforderlichen Umfang vorhanden sind (siehe Kapitel 7.3).

kaum Wachse und ist daher gut pumpbar und für Pipelines geeignet. (C. Schneider, persönliche Kommunikation, September 2022)

7 Versorgungssicherheit einer THG-neutralen Energieversorgung

Die Energieversorgungsunternehmen in Deutschland sind nach den §2 und 1 EnWG dazu verpflichtet, „eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente, umweltverträgliche und treibhausgasneutrale leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität, Gas und Wasserstoff {sicherzustellen}, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht.“ (Zweck und Ziele des Gesetzes, o. J.). Versorgungssicherheit besteht also aus verschiedenen Aspekten, die möglichst gleichermaßen zu erfüllen sind. Allerdings konnte sich laut (Wissenschaftliche Dienste Deutscher Bundestag, 2021) „eine einheitliche Definition der Versorgungssicherheit in diesem Bereich {der Energieversorgung} bislang aber weder auf nationaler noch internationaler Ebene durchsetzen.“⁸ Als sicher dürfte die Energieversorgung wohl dann anzusehen sein, wenn sowohl Erzeugungs- als auch Übertragungskapazitäten in ausreichender Menge dauerhaft vorhanden sind.⁹ Konkrete quantitative Festlegungen, anhand derer die Energieversorgungssicherheit gemessen werden könnte, finden sich im EnWG nicht.“ In den folgenden Analysen wird daher auf physikalische (betriebliche) und marktliche Aspekte der Versorgungssicherheit fokussiert.

Die Metaanalyse der in Arbeitspaket 1 ausgewählten Studien und Szenarien ergibt die in Tabelle 7-1 dargestellten inhaltlichen Bezüge zum Thema Versorgungssicherheit. Demnach liegt der Fokus dort überwiegend auf der Betrachtung des Stromsystems und einer sicheren Stromversorgung. Hierzu werden in allen Studien Aussagen getroffen und teils sehr differenzierte bzw. separate Analysen durchgeführt. Im Vordergrund stehen regelbare Kraftwerke, die die Schwankungen und Dunkelflauten einer erneuerbaren Stromerzeugung ausgleichen und absichern. Dazu gehören vor allem schnell regelbare Gaskraftwerke (siehe Kapitel 7.1) und Batteriespeicher. Ferner wird auch auf Importe sowie stärkere Interkonnektoren und Transportnetze in Deutschland und Europa gesetzt.

Zu einer sicheren H₂-Versorgung werden in den vier betrachteten Studien deutlich weniger Analysen und Aussagen durchgeführt. Hier steht in der Studie (BMWK, 2021a) der Speicherbedarf für Wasserstoff im Vordergrund, der explizit ausgewiesen wird (siehe Kapitel 7.2). Die Studien von (BDI, 2021) und (dena, 2021b) benennen vor allem H₂-Importe und den Aufbau von H₂-Netzen als wichtige Voraussetzungen.

Zur Versorgungssicherheit von Power-to-Liquids sind in den Studien keine konkreten Angaben zu finden. Hierzu werden in Kapitel 7.3 eigene Betrachtungen ergänzt.

Tabelle 7-1: Übersicht über Thematisierung Versorgungssicherheit in den betrachteten Studien

Szenarien	Strom	Wasserstoff	Power-to-Liquids
Zielpfad (BDI, 2021)	H ₂ -ready Gaskraftwerke Batteriespeicher	H ₂ -Importe und Netzaufbau	Keine konkreten Angaben
KN100 (dena, 2021b)	Kapazitäts-/Netzreserve Speicher, Importe	H ₂ -Importe und Netzaufbau	
Referenz, Beharrung (ISE, 2021)	Regelbare Erzeuger Batteriespeicher	Keine konkreten Angaben	
TN-H ₂ , TN-PtG/PtL (BMW, 2021a)	Backup via Wasserstoff; in geringen Umfang Speicher und Wasserkraft	H ₂ -Speicherbedarf	

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der ausgewählten Studien und Szenarien

Bei einem genaueren Blick auf die Versorgungssicherheit können in Anlehnung an (ISI et al., 2019) drei wesentliche Dimensionen unterschieden werden:

- 1 | die Zuverlässigkeit von und Zugänglichkeit zu den Infrastrukturen und Energieträgern bzw. Ressourcen
- 2 | die Systemsicherheit des Betriebs von Anlagen und Infrastrukturen sowie
- 3 | die Marktsicherheit, d.h. die Verfügbarkeit von ausreichenden und „bezahlbaren“ Energiemengen für die Deckung der Bedarfe.

In diesem Kontext werden die in Tabelle 7-2 exemplarisch gesammelten Aspekte als relevante Voraussetzungen für die künftige Versorgungssicherheit entlang der Transformation zu einer CO₂-neutralen Energieversorgung angesehen.

Demnach bestehen insbesondere für eine sichere Versorgung mit erneuerbarem Strom und Wasserstoff noch zahlreiche und verschiedene, ambitionierte Herausforderungen. Dazu gehören u.a. der schnelle und umfangreiche Ausbau von Stromnetzen, Regelkraftwerken und nicht zuletzt der EE-Ausbau selber sowie die zeitgerechte Umstellung von Erdgasleitungen und -speicher auf Wasserstoff und der Ausbau von Elektrolyseanlagen. Für eine sichere Versorgung mit PtL durch Importe kann dagegen auf die heute bestehenden Infrastrukturen zurückgegriffen werden. Es sind ggf. lediglich geringfügige Anpassungen an rückläufige bzw. sich ändernde Produktmengen vorzunehmen. Die zentrale Herausforderung bei Power-to-Liquids besteht im Ausbau der nötigen Synthese- und CO₂-Bereitstellungsanlagen für die PtL-Produktion³⁴.

Da im Rahmen dieser Studie nicht auf alle Aspekte im Einzelnen eingegangen werden kann, wird im Folgenden jeweils ein Aspekt (fett hervorgehoben) aus den drei Bereichen Strom, Wasserstoff und Power-to-Liquids näher betrachtet. Dazu gehören Regelkraftwerke, H₂-Speicher und der Aufbau von PtL-Produktionsanlagen inkl. CO₂-Bereitstellung.

³⁴ Hierbei ist auch die Versorgung mit EE-Strom und -Wasserstoff zu berücksichtigen.

Tabelle 7-2: Übersicht über wichtige Voraussetzungen für die künftige Versorgungssicherheit

Sicherheits-Dimensionen ¹	Strom	Gas/H2	Power-to-Liquids*
Zuverlässigkeit (oder Zugänglichkeit)	Netzausbau (Transport- und Verteilnetze) Ausbau Kuppel-Kapazitäten Ausbau Ladestationen	Umwidmung Gasnetz Ggf. Neubau von H2-Leitungen	Beibehaltung der flächendeckenden Verfügbarkeit trotz Mengenrückgang
Systemsicherheit	Flexibilitäten (DSM) Speicher Regelkraftwerke Stromtausch	Umstellung Netz- und Speicherbetrieb auf H2 (und e-Methan) H2-/Gas-Speicher	Beibehaltung der Logistik-Kette vor der Tankstelle trotz Mengenrückgang
Marktsicherheit	Ausbau EE-Erzeugung und Speicherung Ausbau flexible und gesicherte Leistung (Backup-Kapazitäten) Stromimporte	Ausbau Elektrolyse H2-/Gas-Importe Aufbau eines überregionalen / globalen Handels	Aufbau der Produktion (Strom+H2+CO2+FT) Diverse Anbieter Aufbau eines überregionalen / globalen Handel

*Für PtL sind heute schon ausreichend Speicherkapazitäten vorhanden

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an die Dimensionen in (ISI et al., 2019)

7.1 Strom: Gesicherte Leistungen

Eine sichere Stromversorgung basiert vor allem auf ausreichend hohen, gesicherten und regelbaren Kraftwerkskapazitäten für die Erzeugung und den Ausgleich von Lastschwankungen und Störungen sowie auf Leitungen für Stromtausch, -transport und -verteilung. Für einen versorgungssicheren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung sind zum einen die Stromnetze zu verstärken und auszubauen (siehe Kapitel 6.2.1), um den Strom von den dezentral gelegenen, potenzialstarken Regionen (vor allem Windstrom im Norden) zu den Verbrauchsschwerpunkten (vor allem im Westen und Süden) zu transportieren.

Zum anderen muss der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung durch einen starken Ausbau schnell regelbarer Kraftwerke und Speicher sowie von flexiblen Lasten flankiert werden, um die dargebotsabhängigen Erzeugungsschwankungen der Wind- und Solarstromanlagen auszugleichen. Als flexible Kraftwerke kommen vor allem Gaskraftwerke in Frage, die durch Verbrennung erneuerbarer Gase wie grüner Wasserstoff oder Biogas/-methan CO₂-neutral Regelleistung und Reservestrom zur Verfügung stellen können. Bei Speichern handelt es sich in den Studien um Batteriespeicher, die sehr schnell große Leistungen zur Verfügung stellen können. Sie sind aufgrund der teuren Kapazitäten allerdings nicht für einen längeren Einsatz gedacht und eignen sich daher nicht als Stromreserve für Dunkelflauten. Für einen Ausbau von Pumpspeicherwerken werden keine signifikanten Ausbaupotenziale gesehen.

Für die konventionelle Stromversorgung gilt bisher der Grundsatz, dass die Erzeugung der Last folgt. Für eine erneuerbare Stromversorgung werden dagegen auch flexible Lasten benötigt, um die Erzeugungsschwankungen auszugleichen bzw. auszunutzen. Dazu gehören z. B. industrielle Kühlanlagen, Elektrolyseure, Wärmepumpen sowie Elektrofahrzeuge. Sie können in der Regel in beide Richtungen eingesetzt werden: Bei fehlender Erzeugung kann ihre Last zeitweise reduziert werden und bei überschüssigem Angebot kann ihre Last zeitweise erhöht werden. Dadurch können

sie die Stromnetze entlasten und dazu beitragen, dass insgesamt weniger Kraftwerkskapazitäten für Regelung und Reserve benötigt werden.³⁵

Heute (2019) beträgt die gesicherte, regelbare Kraftwerksleistung zur Sicherstellung der Stromversorgung etwa 112 GW (dena, 2021b). Für das Jahr 2045 setzen die betrachteten Transformationsstudien auf Leistungen zwischen ca. 50 GW in (BMWK, 2021a) und bis zu 152 GW in Referenz (ISE, 2021), wobei (BDI, 2021) und (dena, 2021b) mit 114 und 107 GW auf ähnliche Größenordnungen wie heute kommen. Der niedrige Wert in den Szenarien TN-H2 und TN-PtG/PtL dürfte vor allem aus der im Vergleich zu den anderen Szenarien deutlich niedrigeren Stromnachfrage (wenig mehr als heute) bei zugleich stärkeren Stromimporten resultieren und stellt damit einen Sonderfall dar. Der hohe Wert in (ISE, 2021) dürfte an der im Vergleich zu den anderen betrachteten Szenarien an der höchsten erneuerbaren Stromerzeugung (insbesondere aus Photovoltaik) liegen. Demnach können die beiden unterschiedlichen Abweichungen der nötigen, gesicherten Kraftwerksleistung in (BMWK, 2021a) und (ISE, 2021) als Ausreißer angesehen werden. Die Ergebnisse von (BDI, 2021) und (dena, 2021b) lassen erwarten, dass sich die Höhe der gesicherten Leistung bis 2045 kaum ändern muss. Für den Fall eines stärkeren Ausbaus der erneuerbaren Stromversorgung ist laut (ISE, 2021) jedoch mit einem höheren Bedarf an Regelkraftwerkskapazitäten zu rechnen.

Was sich dagegen langfristig ändern wird, ist die Struktur der nötigen Regel- und Reservekraftwerke (siehe Abbildung 7-1). Demnach werden vor allem neue Gaskraftwerke und Speicher (insbesondere Batteriespeicher) künftig eine Hauptrolle für die Versorgungssicherheit übernehmen. Im Szenario KN100 werden darüber hinaus explizit auch die erneuerbaren Kraftwerke selber sowie Importe und (industrielles) Lastmanagement als Bausteine für die gesicherte Leistung angegeben.

Die Herausforderung für die Beibehaltung einer sicheren Stromversorgung während der Energiewende liegt vor allem in Geschwindigkeit und Umfang mit der die gasbasierten Regel- und Reservekraftwerke ausgebaut und entsprechende Strukturen geschaffen werden müssen. „Um trotz eines parallelen Anstiegs der Spitzenlast Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, müsste sich die Kapazität von Gaskraftwerken im selben Zeitraum mit einem Zubau von 43 GW mehr als verdoppeln.²¹ Das wäre der größte Zubau thermischer Kraftwerke, den es in Deutschland innerhalb eines Jahrzehnts jemals gegeben hat.“ (BDI, 2021, S. 37) Die anderen Szenarien sehen ähnliche bis sogar größere Ausbauten der Gaskraftwerkskapazitäten im Zeitverlauf vor. Dabei ist zu beachten, dass diese Kraftwerke zunehmend weniger für die eigentliche Stromerzeugung und langfristig im Vergleich zu heute als reine Regel- und Reservekraftwerke herangezogen werden.

³⁵ Voraussetzung dafür ist, dass die steuerbaren Lasten z. B. durch größere Anlagenkapazitäten und/oder Speicher sowie andere Betriebsweisen (mehr Teillast) als heute üblich entsprechend flexibilisiert werden.

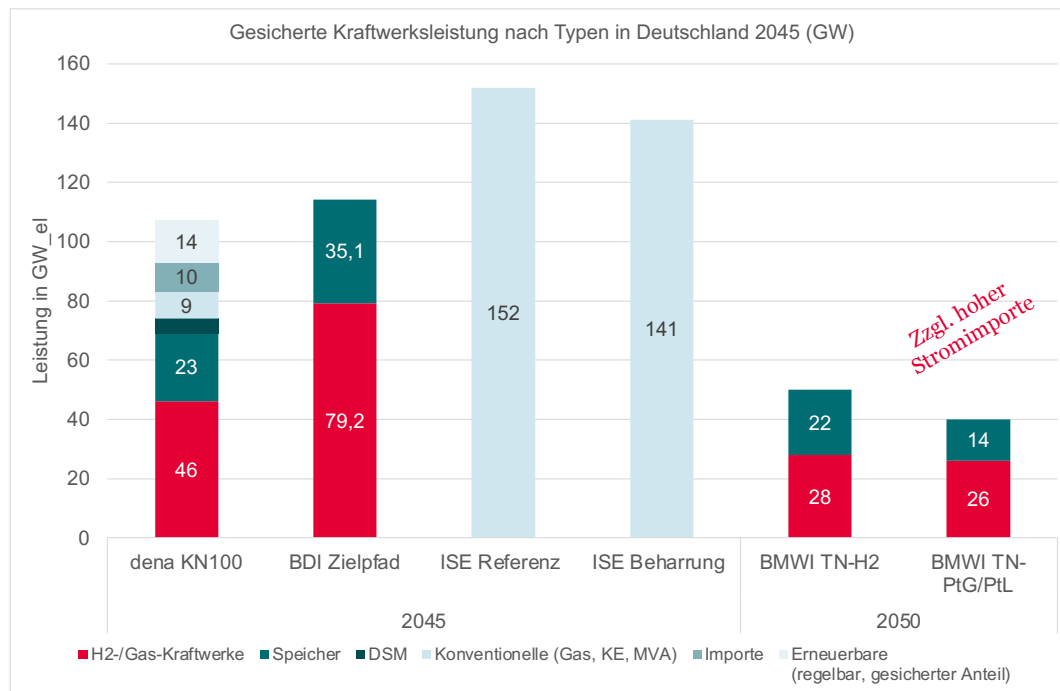


Abbildung 7-1: Struktur der gesicherten Kraftwerksleistung in Deutschland im Jahr 2045 bzw. 2050 (nur BMWI)

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der ausgewählten Szenarien

7.2 Wasserstoff: Speicherung

Für eine sichere Versorgung mit Wasserstoff braucht es neben ausreichenden Erzeugungs- und Importkapazitäten auch H₂-Speicher, um Schwankungen von Lieferungen und Nachfragen auszugleichen sowie ggf. Ausfälle und Unterbrechungen von Lieferungen zu kompensieren. Die Absicherung von Lieferausfällen wird in den ausgewählten Szenariostudien bisher nicht betrachtet. Sie gewinnt durch die Gaskrise infolge des russischen Angriffskrieges in der Ukraine jedoch an Bedeutung für die künftige Versorgungssicherheit und sollte kurzfristig näher untersucht werden.

Der künftige H₂-Speicherbedarf für einen Ausgleich von Angebots- und Nachfrageschwankungen wird zum einen aus den Erfahrungen im Erdgasbereich bestimmt. Hierzu wird das heutige Verhältnis von Arbeitsvolumen in den Erdgasspeichern und des jährlichen Erdgasbedarfs herangezogen. Dieses beträgt in Deutschland ca. 30 % und in Europa ca. 24 % (NRW.Energy4Climate, 2022; GIE, 2021). Zum anderen werden Berechnungen des Nationalen Wasserstoff Rates herangezogen, die in Simulationen zu einem niedrigeren Bedarf in der Größenordnung von 10 % des H₂-Jahresbedarfs prognostizieren (Nationaler Wasserstoffrat, 2021, S. 2). Als Indikatoren für den künftigen H₂-Speicherbedarf wird aus den vorigen Werten eine Bandbreite von 10 bis 30 % des H₂-Jahresbedarfs abgeleitet.

Für die Speicherung von gasförmigem Wasserstoff an Land kommen vor allem sogenannte Kavernenspeicher³⁶ in Betracht, die bisher vor allem für die Speicherung von Erdgas verwendet werden. Diese können relativ gut und vollumfänglich auf die Speicherung von Wasserstoff umgerüstet werden³⁷ (NRW.Energy4Climate, 2022). Das in Deutschland verfügbare Speichervolumen in Kavernenspeichern für Erdgas beträgt ca. 168 TWh. Durch eine Umrüstung auf Wasserstoff können davon allerdings nur ca. 20 % für Wasserstoff nutzbar gemacht werden. Die Gründe dafür liegen in der geringeren Energiedichte und dem anderen Kompressionsverhalten von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas. Demnach kann durch eine Umrüstung bestehender Kavernenspeicher in Deutschland maximal ein Speichervolumen in Höhe von ca. 33 TWh für Wasserstoff erreicht werden. Dieses Volumen wird sich durch allerdings durch Kriechbewegungen des Salzes, die zu einer stetigen Hohlraumverringerung der Kaverne führen, bis zum Jahr 2050 auf ca. 24 TWh_{H₂} verringern. Dieser Prozess kann durch eine Nachsolung der Kavernen und Umwidmung sonstiger Kavernen in einem Umfang von ca. 6 TWh (NRW.Energy4Climate, 2022) teilweise wieder kompensiert werden. Dadurch kann im Saldo für das Jahr 2050 ein H₂-Speichervolumen von etwa 36 TWh durch vollständige umgerüstete Kavernenspeicher zur Verfügung stehen.

Dieses H₂-Speicherpotenzial in bestehenden Kavernenspeichern in Deutschland wird in den meisten der betrachteten Szenarien jedoch nicht zur Deckung des aus der H₂-Gesamtnachfrage³⁸ abgeleiteten Speicherbedarfs³⁹ ausreichen (siehe Abbildung 7-2). Das fehlende H₂-Speicherpotenzial beträgt je nach Indikator und Szenario zwischen etwa 4 TWh im ISE-Szenario Beharrung (Bedarfsindikator 10 %) und gut 100 TWh im dena-Szenario KN100 (Bedarfsindikator 30 %). Demnach ist bezogen auf das bestehende Umrüstungspotential ein signifikanter (ca. +10%) bis erheblicher Neubaubedarf (ca. +180%) an H₂-Kavernenspeichern erforderlich. Das für Deutschland ermittelte technische Kavernenspeicherpotenzial an Land⁴⁰ in Höhe von bis zu 9.000 TWh (Caglayan et al., 2020, S. 17) ist dafür grundsätzlich mehr als ausreichend. Die Zeit für die Errichtung neuer Kavernen beträgt jedoch nach (NRW.Energy4Climate, 2022) 10 bis 15 Jahre, sodass mit der gesamten Planung und Umsetzung bereits in diesem Jahrzehnt gestartet werden sollte, um bis 2045 in jedem Fall ausreichend Kapazitäten für die H₂-Speicherung verfügbar zu haben. Dies gilt erst recht aus europäischer Perspektive, da auf Deutschland ca. 41 % des Kavernenpotentials an Land entfällt und daher auch für die europaweite Bedarfsdeckung von großer Bedeutung ist.

³⁶ Bei Kavernenspeichern handelt es sich um technisch errichtete Hohlräume in Salzstöcken für die Speicherung von Erdgas.

³⁷ Die für die Erdgasspeicherung ebenfalls vorhandenen Porenspeicher kommen nach bisherigem Wissenstand für eine Umrüstung auf Wasserstoff (noch) nicht in Frage. Zuvor müssen noch geochemische Rückwirkungen von Wasserstoff auf die Speicherstätten untersucht werden.

³⁸ Die Gesamtnachfrage beinhaltet sowohl energetische als auch nicht-energetische H₂-Verbräuche, die deutlich höher als die rein energetischen H₂-Bedarfe (siehe Abbildung 5-3) ist. Für die Szenarien von (ISE, 2021) sind jedoch nur die energetischen H₂-Bedarfe bekannt.

³⁹ Das gilt auch für die sehr unterschiedlichen relativen Speicherbedarfe in den Szenarien TN-H₂ und TN-PtG/PtL, welche in der Studie explizit ermittelt und angegeben und nicht pauschal abgeleitet werden. Der sehr niedrige relative H₂-Speicherbedarf in TN-H₂ geht vermutlich auf den sehr umfangreichen europäischen H₂-Handel in diesem Szenario zurück.

⁴⁰ Inklusive einem Meeresstreifen im Abstand von 50 km zur Küste.

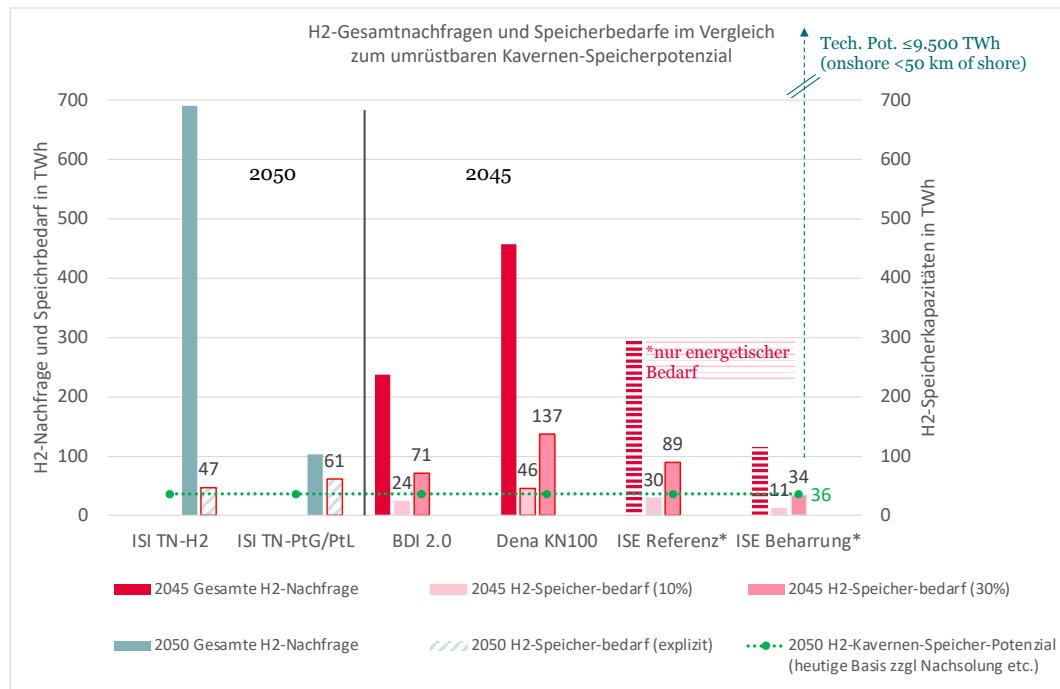


Abbildung 7-2: Vergleich von gesamter H₂-Nachfrage und resultierenden H₂-Speicherbedarfen mit den H₂-Speicherpotenzialen an Land in Deutschland im Jahr 2045 bzw. 2050

Quelle: Eigene Darstellung auf der Basis der ausgewählten Szenarien und nach (Caglayan et al., 2020; NRW.Energy4Climate, 2022)

Nur im Fall des niedrigen Speicherbedarfsindikators von 10 % und in den beiden Szenarien Zielpfad (BDI, 2021) und Beharrung (ISE, 2021) könnte der Speicherbedarf ausreichend gedeckt werden. Diese beiden Szenarien zeichnen sich durch einen fokussierten H₂-Einsatz in der Industrie und einen marginalen Einsatz im Gebäude- und Verkehrsbereich aus. Solche Strategien bieten dadurch im Hinblick sowohl auf möglichst niedrige Strom- als auch H₂-Speicherbedarfe deutliche Vorteile gegenüber den anderen Szenarien.

7.3 Power-to-Liquids: Anlagenverfügbarkeiten insbesondere für die klimaneutrale CO₂ Bereitstellung

Eine sichere Versorgung mit Power-to-Liquids wie z. B. synthetischen Kraftstoffen, die für die Defossilierung des Verkehrssektors benötigt werden, wird aus wirtschaftlichen Gründen vor allem auf PtL-Importen beruhen (siehe Kapitel 5.3). Die PtL-Produktion wird aus heutiger Sicht maßgeblich in Ländern mit sehr großen und günstigen Potenzialen für die erneuerbare Strom- und Wasserstoffproduktion wie z. B. Südamerika und dem Mittleren Osten stattfinden. Zudem gibt es dort deutlich höhere Volllaststunden für die erneuerbare Stromerzeugung als hierzulande, was eine Kopplung mit den grundlastartigen Syntheseprozessen (Fischer-Tropsch und Methanol) sehr erleichtert. Dies ist auch ein Vorteil für die nötige, energie- bzw. stromintensive THG-neutrale Bereitstellung von CO₂ aus der Luft (s.u.) durch CO₂-Abscheidungsanlagen (engl. DAC) für die PtL-Synthesen.

Eine zentrale Herausforderung für den Aufbau von PtL-Lieferketten liegt im zügigen Ausbau von Synthese- und CO₂-Bereitstellungsanlagen, da die heutigen Kapazitäten noch nicht für die Deckung der künftig erwarteten PtL-Bedarfe geplant wurden und

ausreichen werden. Die Anlagenkapazitäten für Fischer-Tropsch-Synthesen (FTS) betrugen 2011 weniger als 1 % der weltweiten jährlichen Ölnachfrage bezogen auf das Jahr 2017 (prognos & dena, 2021a, S. 46)⁴¹ und sind daher noch stark auszubauen. Die Methanolsynthese ist zwar wie Fischer-Tropsch auch Stand der Technik, die Synthese via CO₂ ist jedoch noch nicht im industriellen Maßstab verfügbar. Es gibt allerdings bereits Pilotanlagen oder Planungen mit Produktionsgrößen im kt Bereich⁴² (Zelt et al., 2020, S. 186ff). Für die PtL-Produktion über die Methanolroute ist diese Technologie daher noch weiterzuentwickeln und insbesondere hochzuskalieren. Mit dem Erreichen einer großskaligen kommerziellen Anlagenverfügbarkeit (TRL 7-9) wird im Jahr 2030 gerechnet (Zelt et al., 2020, S. 188).

Die Bereitstellung von klimaneutralem CO₂ für die Synthesen stellt parallel eine große Herausforderung für den Hochlauf der PtL-Produktion dar. Für die entsprechende CO₂-Bereitstellung kommen grundsätzlich die folgenden Quellen und Routen für die PtL-Produktion in Betracht (prognos & dena, 2021a, S. 10):

- CCU, d.h. die Abscheidung von CO₂ aus industriellen prozessbedingten Emissionen (Punktquellen) mit anschließender Nutzung,
- BECCU, d.h. der Einsatz von biogenem Kohlenstoff in der industriellen Produktion, mit anschließender CO₂-Abscheidung und Nutzung sowie
- DACCU, d.h. die Abscheidung von CO₂ aus der Atmosphäre mit anschließender Nutzung für die PtL-Produktion.

Die CCU-Route verspricht zwar eine großskalige und relativ kostengünstige Option für die CO₂-Bereitstellung aus industriellen Punktquellen wie z. B. die Stahl- und Zementproduktion. Diese fossilbasierte Route stellt jedoch keine klimaneutrale CO₂-Quelle für kurzlebige Produkte wie Kraftstoffe dar, weil das CO₂ durch die Verbrennung bereits kurzfristig wieder freigesetzt wird. Zudem liegen die erreichbaren Abscheideraten mit ca. 90% (prognos & dena, 2021a) deutlich unter 100 %, sodass durch die Bereitstellung signifikante CO₂-Mengen freiwerden. Diese müssten anderweitig durch negative CO₂-Emissionen wie BECCS oder DACCS kompensiert werden. Nicht zuletzt werden viele industrielle CO₂-Punktquellen absehbar nicht mehr für CCU verfügbar sein, weil sie durch grünen Wasserstoff defossiliert und dadurch kaum noch CO₂ emittieren werden. Lediglich die unvermeidbaren prozessbedingten CO₂-Emissionen aus der Kalk- und Zementproduktion wären auch langfristig für CCU verfügbar, wären jedoch aus o.g. Gründen keine CO₂-neutrale Quelle. Für die Neutralisierung ihrer Emissionen bieten sich daher vorzugsweise CCS-Strategien an.

BECCU: Die biogene CCU-Route kann bei nachhaltigem Biomasseeinsatz (vor allem bei Nutzung von Reststoffen) auch für kurzlebige PtL-Produkte wie synthetische Kraftstoffe eine potenziell klimaneutrale CO₂ Bereitstellungsoption darstellen, da der Kohlenstoff zuvor über die Pflanzen aus der Luft entnommen wurde. Allerdings

⁴¹ Die Angabe von 40 Mio. t/a in der Quelle bezieht sich auf den Stand im Jahr 2011 und wird mit der Weltölnachfrage in 2017 verglichen. Der oben genannte Wert könnte also heute anders sein.

⁴² In Chile soll im März 2023 die Pilotanlage „Haru Oni“ fertig werden und mit der Produktion von 130.000 l/a an synthetischen Kraftstoffen für den Motorsport beginnen. Bis zum Jahr 2027 wird dort dann eine sehr ambitionierte Hochskalierung auf eine Produktion von 550 Mio. l jährlich angestrebt. (energiate, 2022)

schränken hier die stark begrenzten Potenziale⁴³ und die Nutzungskonkurrenzen (z. B. zu Gunsten von industrieller Prozesswärme) ihr Nutzungspotenzial stark ein. Die Verfügbarkeit ist insbesondere in ariden Ländern mit hohem Solarstrompotenzial für die PtL-Produktion kritisch einzuschätzen.

DACCU: Die Entnahme von CO₂ aus der Luft bietet bei Verwendung von erneuerbarer Energie (Strom und Wärme) analog zu BECCU eine klimaneutrale CO₂-Quelle für die PtL-Produktion. Ein zusätzlicher Vorteil ist, dass die Anlagenstandorte grundsätzlich frei wählbar und damit flexibler sind als die zuvor standortgebundenen CO₂-Quellen. Von Nachteil sind die noch sehr hohen Kosten⁴⁴ für das CO₂ und die fehlende großskalige, kommerzielle Verfügbarkeit der Anlagen. Die technologische Reife liegt heute bei einem TRL von 5, was einem Versuchsaufbau in Einsatzumgebung entspricht. Mit einem ausgereiften Entwicklungsstand (TRL 9) wird ab dem Jahr 2030 gerechnet (Zelt et al., 2020, S. 93).

Heute sind daher weltweit erst etwa 18-19 kleinskalige DAC-Anlagen mit einer Kapazität von zusammen gut 0,01 Mt CO₂/a in Betrieb, die vorrangig zu Forschungs- und Entwicklungszwecken errichtet wurden (IEA, 2021, 2022). Zugleich werden aktuell die Planungen und Entwicklungen für die Errichtung großskaliger Anlagen von den einschlägigen Unternehmen vorangetrieben. Demnach soll beispielsweise in den USA ein erster Anlagenteil mit einer Kapazität von 0,5 Mt CO₂ in 2024 erstmals in Kombination mit geologischer Speicherung (DACCS) in Betrieb gehen und dann sukzessive auf bis zu 1 Mt CO₂ /a erhöht werden. Vor dem Hintergrund dieser und weiterer Planungen führt die IEA aus⁴⁵: „Die Pläne für insgesamt elf DAC-Einrichtungen befinden sich derzeit in der fortgeschrittenen Entwicklung. Wenn alle diese geplanten Projekte verwirklicht werden, würde der Einsatz von DAC-Anlagen bis 2030 etwa 5,5 Mio. t CO₂ erreichen; das ist mehr als das 700-fache der heutigen Abscheidungsrate, aber weniger als 10 % des Einsatzes, der erforderlich ist, um das Netto-Null-Szenario zu erreichen.“ (IEA, 2022).

Das Gelingen dieser sehr ambitionierten Steigerung von DAC-Kapazitäten, wie sie aktuell vor allem in den USA vorangetrieben wird, ist eine wichtige Voraussetzung für die PtL-Produktion, um die bereits 2030 z. B. für Deutschland erwarteten Nachfragen bedienen zu können. Demnach ist eine Steigerung der DAC-Kapazitäten allein zur Deckung der deutschen Nachfrage nur für den Flug- und Schiffsverkehr je nach Szenario um mindestens einen Faktor 100 notwendig (vgl. Abbildung 7-3). Hierzu ist weltweit die technologische Entwicklung und Hochskalierung der Technologie auf TRL 9 stark zu beschleunigen und parallel die Projektentwicklung und der Anlagenbau voranzutreiben.

⁴³ Für Deutschland wird z. B. ein nachhaltiges Biomassepotenzial von ca. 343 TWh im Jahr 2050 gesehen (prognos & dena, 2021b, S. 27).

⁴⁴ „Die derzeitigen Abscheidungskosten von rund 700 EUR/tCO₂ (adsorptionsbasierte DAC-Anlage) sind allerdings im Vergleich zur Abscheidung biogener Punktquellen noch um den Faktor 12 größer.“ (prognos & dena, 2021b, S. 8)

⁴⁵ Eigene deutsche Übersetzung mit Hilfe von deepl.

Da die Nachfrage nach PtL-Kraftstoffen in Deutschland nach 2030 stark zunimmt⁴⁶, bleibt die Herausforderung des rechtzeitigen Produktionshochlaufes auch danach weiter bestehen. Bis zum Jahr 2045 müssten laut der drei betrachteten Szenarien die globalen DAC-Kapazitäten für die PtL-Produktion von Flug- und Schiffs-kraftstoff bezogen allein auf die Nachfrage in Deutschland im Vergleich zu 2030 weiter in einem erheblichen Umfang gesteigert werden⁴⁷. Solche (und obige) Steigerungen können angesichts des heute noch niedrigen Ausgangsniveaus und bei entsprechend erfolgreichem Fortschritt der technologischen Weiterentwicklung und Hochskalierung als machbar angesehen werden und sind zugleich kein Selbstläufer.

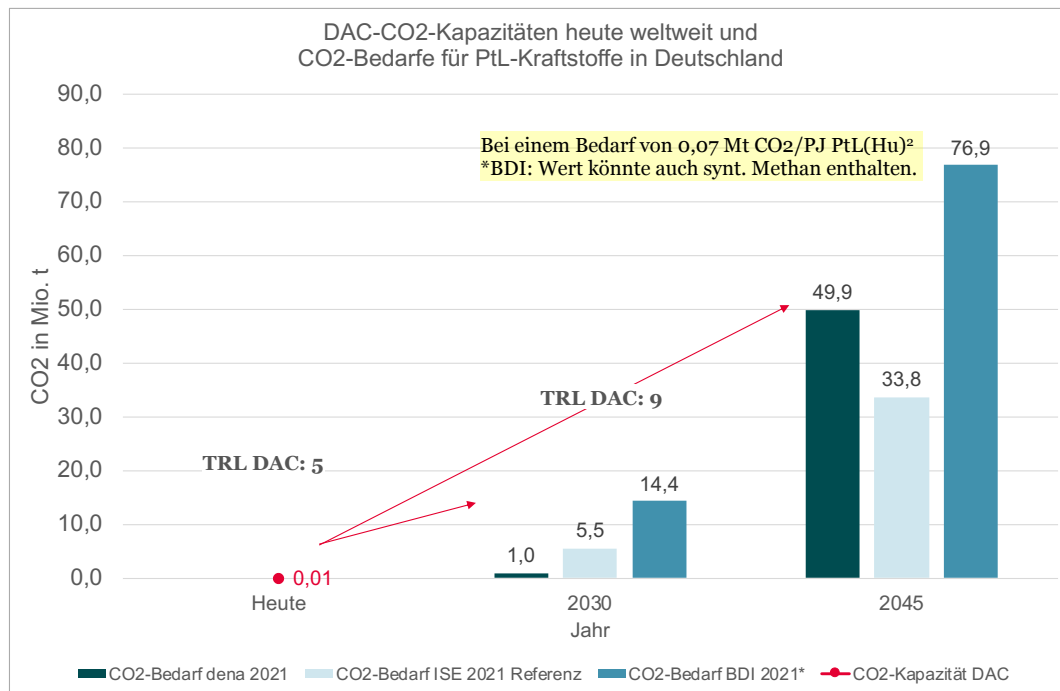


Abbildung 7-3: DAC-Anlagenkapazitäten für die CO₂-Bereitstellung weltweit heute versus CO₂-Bedarfe für PtL-Kraftstoffe in Deutschland 2030 und 2045

Quelle: Eigene Darstellung auf der Basis der ausgewählten Szenarien und nach (IEA, 2021), (Fröhlich et al., 2019, S. 39)

⁴⁶ Hierbei sind zusätzlich noch die Nachfragen durch den verbleibenden Bestand an Verbrennungsmotoren mit CO₂-neutralen Kraftstoffen zu berücksichtigen.

⁴⁷ Dabei ist zusätzlich zu beachten, dass Nutzungskonkurrenzen um synthetische Kohlenwasserstoffe mit der chemischen Industrie (Feedstockbedarf), durch die Nachfrage anderer Volkswirtschaften nach ähnlichen technischen Lösungen sowie um die Erzeugung negativer Emissionen durch die Kopplung von DAC mit anschließender geologischer CO₂-Speicherung (DACCS) zu weiteren Engpässen führen können.

8 Zusammenfassung

Die Studienergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Der Endenergiebedarf in Deutschland wird laut den betrachteten Szenarien bis 2045 deutlich sinken, während der gesamte Strombedarf (vor allem durch Gebäude und Industrie) stark ansteigen wird.
- Der künftige Strombedarf kann durch nationale erneuerbare Stromerzeugung gedeckt werden, sofern die ambitionierten Ausbauziele für Wind- und Solarstrom erreicht werden. Stromimporte werden dann netto nur eine relativ geringe Rolle spielen.
- Der inländische Wasserstoffbedarf im Jahr 2045/2050 wird maßgeblich (zwischen ca. 40 und 90 %) durch Importe gedeckt. Diese stammen überwiegend aus Europa sowie Nordafrika.
- Sehr hohe H₂-Bedarfe ergeben sich neben der Industrie durch intensive Nutzung im Gebäude- und Verkehrsbereich. Wenn die H₂-Nutzung dagegen auf die besonders schwer zu defossilisierenden Anwendungen in Industrie und Verkehr (keine PKW) sowie die Rückverstromung beschränkt würde, dann steigt der H₂-Bedarf nur moderat an.
- Power-to-Liquids werden künftig zum größten Teil (ca. 95-100 %) von außerhalb Europas nach Deutschland importiert, da dies energiewirtschaftlich deutlich vorteilhafter ist als eine inländische Erzeugung (begrenzte EE-Potenziale und höhere Stromkosten).
- Wasserstofftransporte erfolgen aus energetischer und ökonomischer Sicht am besten gasförmig über umgerüstete Erdgas-Pipelines (bis zu 4000 km). Für weitere Distanzen ist der Transport in Form von LH₂ und Derivaten wirtschaftlicher.
- Power-to-Liquids können kostengünstig (insbesondere über sehr große Entfernungen) mit den bestehenden Transportmitteln für flüssige Energieträger transportiert werden und erlauben somit Importe auch aus weit entfernten Weltregionen.
- Die Transportkosten für Power-to-Liquids machen aufgrund der hohen Umwandlungskosten jedoch nur einen geringen Anteil an den gesamten Bereitstellungskosten aus
- Die elektrische Infrastruktur muss für die Energiewende auf allen Ebenen sowie national als auch europaweit ausgebaut werden. Der Stromnetzausbau in Deutschland muss dafür schneller (ca. 5 Jahre früher) und intensiver als bisher geplant erfolgen und das Netz bis 2045 im Vergleich zu heute bis zu doppelt so groß werden.
- Der Aufbau eines H₂-Transportnetzes kann in Deutschland überwiegend durch Umrüstung des bestehenden Erdgasnetzes erfolgen. Hierzu gibt es bereits fortgeschrittene Planungen. Für die Verteilnetze dagegen mangelt es im Vergleich dazu noch an konkreten H₂-Strategien, ihre Umstellung stellt aufgrund der Vielzahl an noch nicht H₂-tauglichen Endverbraucher eine besondere Herausforderung dar.
- Die bestehenden Infrastrukturen für flüssige Kohlenwasserstoffe können in der Regel gut für Importe und Transporte von PtL-Produkten weiter verwendet werden. Sie sollten angesichts der künftigen Nachfragerückgänge im Vergleich zu heute ausreichend vorhanden sein.

- Eine sichere Versorgung mit erneuerbarem Strom erfordert in großem Umfang schnell regelbare Gaskraftwerke, Speicher und Flexibilitäten, um Erzeugungsschwankungen und –knappheiten auszugleichen. Die in 2045/2050 benötigte Höhe für die gesicherte Leistung (reine Regelleistung) liegt etwa in der gleichen Größenordnung wie die heute installierte konventionelle Kraftwerksleistung⁴⁸.
- Für eine sichere Versorgung mit grünem Wasserstoff werden zusätzlich H₂-Speicher in einer Größe von ca. 10-30 % der künftigen H₂-Nachfrage benötigt.
- Die umrüstbaren Kavernenspeicher werden dafür jedoch langfristig weder in Deutschland noch in Europa ausreichen.
- Es müssen zusätzliche H₂-Speicherkapazitäten geschaffen werden. Mit der Planung sollte aufgrund der langen Vorlaufzeiten zeitnah begonnen werden.
- Für eine sichere Versorgung mit grünen Power-to-Liquids werden in sehr großem Umfang Anlagen zur CO₂-Abscheidung aus der Luft (DAC) benötigt, die heute noch nicht kommerziell verfügbar sind.
- Mit einem großskaligen Ausbau und relevanten PtL-Importmengen ist daher erst ab 2030 zu rechnen.
- Zudem sind Nutzungskonkurrenzen durch Bedarfe an PtL-Rohstoffen und negativen Emissionen zu beachten.

⁴⁸ Dies würde entsprechend der heutigen Kraftwerksstruktur einem Neubau von rund 700 Gaskraftwerken entsprechen.

9 Ausblick

Die ausgewerteten Studien zeigen, dass eine klimaneutrale Transformation der Energie- und Rohstoffversorgung in großem Umfang sowohl grünen Strom als auch daraus hergestellten Wasserstoff und Power-to-Liquids erfordert. Für eine rechtzeitige Erreichung der gesetzlich verankerten Zwischenziele⁴⁹ in 2030 sowie der Klimaneutralität im Jahr 2045 müssen die Umsetzungsgeschwindigkeiten für die Transformation erheblich gesteigert werden. Die heutigen Trends beim EE- und Stromnetzausbau sowie die Ausgangslagen bei der grünen H₂- und PtL-Produktion werden diesbezüglich nicht ausreichen. Verantwortlich dafür sind eine Reihe von verschiedenen Hemmnissen (siehe Tabelle 9-1 unten), die einer Beschleunigung der Transformation zunächst noch im Wege stehen werden.

Daher stellt sich die Frage, inwiefern die Ziele und Umsetzungsgeschwindigkeiten, die in den Studien angenommen bzw. ermittelt werden, tatsächlich rechtzeitig erreicht werden können und was es bedeuten würde, wenn dies nicht der Fall wäre. Die Szenarien können hierauf nur mittelbar eine Antwort geben, da sie keine Prognosen beinhalten, sondern ermitteln, unter welchen Randbedingungen und mit welchen Entwicklungspfaden die Ziele erreicht werden können⁵⁰. Dadurch soll Orientierungswissen für die Gestaltung der klimaneutralen Transformation und die zu meistern den Herausforderungen geschaffen werden. Die Studie (ISE, 2021) zeigt als Einzige der vier betrachteten Studien auf, welche Änderungen durch Beharrungskräfte und fehlende Akzeptanz für die Zielerreichung nötig werden. Dazu gehören zum Beispiel ein deutlich stärkerer PV-Ausbau bzw. wesentlich höhere H₂- und PtL-Importe sowie höhere Systemkosten für die Transformation. Diesbezüglich kann jedoch erneut die Frage gestellt werden, wie realistisch diese Anpassungen und wie akzeptabel die Mehrkosten für eine Zielerreichung sind.

Ein Verfehlen der gesetzlichen Ziele beim EE-Ausbau und damit verbunden bei den THG-Reduktionen, kann angesichts der bestehenden Hemmnisse und der zuletzt niedrigen Ausbauraten aus heutiger Sicht zwar nicht ausgeschlossen werden, dies bliebe jedoch nicht ohne gravierende Folgen. Zum Beispiel werden die höheren THG-Emissionen Mehrkosten für CO₂-Zertifikate bzw. Kompensationszahlungen verursachen und die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern wird nicht so schnell wie angestrebt reduziert werden können. Aus diesen und weiteren Gründen wird die Politik – wie zuletzt geschehen – parallel schärfere Maßnahmen entwickeln müssen, um die Klimaschutzziele doch noch zu erreichen⁵¹.

Angesichts der großen Zahl von Studien zu klimaneutralen Entwicklungspfaden und langfristigen Zielsystemen auf Basis von EE-Strom, grünem Wasserstoff und Power-to-Liquids sollte daher der künftige Studienfokus stärker auf das aktuelle Umsetzungs Jahrzehnt bis 2030 gelegt und untersucht werden, mit welchen Maßnahmen

⁴⁹ 2030: 80 % Anteil erneuerbarer Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch und 65 % Reduktion der THG-Emissionen im Vergleich zum Jahr 1990

⁵⁰ Daraus resultieren die vielen ambitionierten Umsetzungsraten wie z. B. bei EE-Ausbau, Zulassung von BEV, Elektrolyse-, und PtL-Kapazitäten, damit die THG-Emissionen in ausreichendem Umfang reduziert werden können.

⁵¹ Dies lässt sich auch aus dem Urteil des Bundesverfassungsgerichtes ableiten, das das alte Klimaschutzgesetz von 2019 in Teilen als verfassungswidrig eingestuft und dem Klimaschutz Verfassungsrang eingeräumt hat.

und Strategien die oben genannten Ziele und dafür nötigen Entwicklungen tatsächlich erreicht werden können.

Tabelle 9-1: Beispielhafte Hemmnisse in den Bereichen Strom, Wasserstoff und Power-to-Liquids

EE-Strom	Grüner Wasserstoff	Power-to-Liquids
■ Aktuell viele laufende Klageverfahren sowie lange Genehmigungs- und Bauzeiten ■ Abstandsregelungen und mangelnde Flächenanweisungen für Windenergieanlagen ■ Verzögerter Netzausbau ■ Akzeptanzmangel durch NIMBY⁵² Effekte	■ Hoher Investitionsbedarf ■ Fehlende Wirtschaftlichkeit ■ Fehlende Infrastrukturen ■ Henne-Ei Problem zwischen Produktion und Nachfrage sowie Infrastrukturen	■ Hoher Investitionsbedarf ■ Fehlende Wirtschaftlichkeit ■ Fehlende Produktionskapazitäten und CO₂-Bereitstellungskapazitäten ■ Unsicherheit der Anrechnung von PtL bei CO₂-Flottengrenzwerten
■ Fehlende Fachkräfte und Fertigungskapazitäten ■ Unsichere Rahmenbedingungen		

Quelle: Eigene Darstellung ohne Anspruch auf Vollständigkeit

Die betrachteten Klimaschutzstudien wurden vor dem Angriffskrieg von Russland in der Ukraine und der daraus folgenden Gas- und Energiekrise durchgeführt und veröffentlicht. Sie bilden die aktuellen Herausforderungen und energiewirtschaftlichen Änderungen wie z. B. mehr Kohleverstromung und höhere Gas- sowie Strompreise nicht ab. Zudem gehören die zuletzt sichtbar gewordenen Risiken durch gezielte Angriffe bzw. Sabotage⁵³ für kritische Infrastrukturen und die Versorgungssicherheit nicht zum Fokus von Klimaschutzenszenarien.

Versorgungssicherheit bedeutet in diesen Studien eine mengenmäßig ausreichende Deckung der zukünftigen Energiebedarfe. Im Strombereich gilt dies zusätzlich in stündlicher Auflösung sowie zum Teil unter gesonderter Betrachtung von Dunkelflauten und ihrer Handhabbarkeit. Eine Betrachtung von Risiken für die Versorgungssicherheit, ihren Eintrittswahrscheinlichkeiten und Auswirkungen sowie Lösungsstrategien findet in den verwendeten Studien nicht statt. Daher konnten diese wichtigen Aspekte für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit nicht im Rahmen dieser Studie auf der Basis von Metaanalysen von Klimaschutzenszenarien näher betrachtet werden.

Der anhaltende Angriffskrieg auf die Ukraine und ihre Infrastrukturen verdeutlicht jedoch, dass die Energieversorgung diversen Risiken ausgesetzt ist, deren Eintritt die Versorgungssicherheit kompromittieren kann. Die Gefahren und Risiken (siehe Ta-

⁵² Englische Abkürzung für: Not in my backyard (deutsch: nicht in meinem Hinterhof/Garten bzw. nicht bei mir)

⁵³ Dazu gehören die Zerstörungen von drei der vier Nordstream Gasleitungen aus Russland mutmaßlich durch Anschläge Ende September 2022 sowie die aktuellen zerstörerischen, russischen Angriffe auf die ukrainische Energieinfrastruktur.

belle 9-2) betreffen vor allem Einrichtungen zur Erzeugung/Umwandlung, zum Transport und zur Lagerung von Energieträgern in den Branchen Elektrizität, Gas, Mineralöl und Fernwärme, deren Ausfall größere wirtschaftliche und soziale Schäden nach sich ziehen kann⁵⁴.

„Die zunehmende Digitalisierung verstärkt darüber hinaus die Abhängigkeiten Kritischer Infrastrukturen untereinander.“ (BBK, 2023), sodass externe Eingriffe in die Integrität von Daten zur Steuerung von Systemelemente und deren Übermittlung an Dritte (Cyberattacken) künftig eine noch größere Rolle spielen können als heute schon.

Tabelle 9-2: Risiken und Bedrohungen für KRITIS

Anthropogene Gefahren	Natürliche Gefahren
Unfälle	Stürme, Tornados
Systemversagen, <i>technisches Versagen</i> , <i>Bedienfehler</i>	Starkniederschläge, Hochwasser
Sabotage, Schadprogramme	Dürren
Terrorismus	Erdbeben
Krieg	Epidemien, Pandemien
<i>Politikwechsel, gesellschaftliche Konflikte</i>	<i>Klimawandel und Naturkatastrophen</i>

Quelle: Eigene Darstellung nach (BBK, 2023) zzgl. eigener Ergänzungen (kursiv)

Letztlich gibt es bei der Versorgung von Unternehmen und Haushalten mit Energieträgern eine Fülle von Risiken unterschiedlicher Art, deren Eintrittswahrscheinlichkeiten teilweise nur bedingt oder gar nicht quantifizierbar sind. Technische Risiken können durch geeignete Maßnahmen (Qualitätskontrolle, redundante Auslegung, Condition Monitoring, Datenintegrität) gemindert werden. Die verschiedenen Energieträger und Lieferketten weisen bei den relevanten Systemelementen nach Art und Ausmaß unterschiedlich ausgeprägte Risiken auf. Dezentrale Einheiten und Lieferketten mit hoher Diversifikation können eher als resilient angesehen werden. Ausfälle einzelner Einheiten oder eines Lieferlandes dürften weniger Schaden anrichten als bei zentralen Einheiten und großer Lieferlandabhängigkeit. Allerdings sind die Grenzen zwischen dezentral und zentral sowie geringer und hoher Diversifikation fließend und müssten zunächst sinnvoll definiert und abgegrenzt werden. Dies spricht neben spezifischen technischen Maßnahmen für ein geeignetes Maß an Diversifikation hinsichtlich der Energieträger und Bezugsquellen als Strategie zur Risikominimierung⁵⁵.

⁵⁴ Die betreffenden Anlagen werden zu den sogenannten kritischen Infrastrukturen (KRITIS) im Sektor Energie gezählt und in der entsprechenden Verordnung (BSI-KritisV) des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) im Anhang 1 nach Anlagenkategorien und Schwellenwerten für Meldepflichten geordnet und dargestellt (BSI, 2023)

⁵⁵ Eine eingehende vergleichende Analyse von Energieträgern nach den genannten Risiken für die Versorgungssicherheit konnte im Rahmen dieser Studie nicht geleistet werden, weshalb es bei diesen Hinweisen bleiben muss.

Im Hinblick auf die Aufrechterhaltung einer hinreichenden Versorgungssicherheit entlang der klimaneutralen Transformation bis einschließlich zum Zielsystem sollten die folgenden **offenen Fragen** in künftigen Studien untersucht werden:

- Welche Wechselwirkungen bestehen zwischen den verschiedenen KRITIS Sektoren und Branchen?
 - Welche Auswirkungen haben Stromunterbrechungen bzw. -ausfälle auf andere kritische Energiebranchen bzw. Sektoren wie z. B. Wasser und Informations- und Kommunikationstechnik und umgekehrt?
- Wie lässt sich die Resilienz der Energie- und Rohstoffversorgung gegenüber den verschiedenen Risiken stärken?
 - Welche Vorsorgemaßnahmen (z. B. Schutz gegen Attacken und Naturkatastrophen) können und müssen bereits heute mit geplant und integriert werden?
 - Was bedeutet das für die Umsetzung und Kosten der Transformationspfade?
 - In welchem Umfang braucht es weiterhin strategische Reserven wie heute für Rohöl und Ölprodukte?
- Wie sieht eine ausreichend sichere und nachhaltige Diversifizierungs- und Importstrategie für Wasserstoff und Power-to-Liquids aus?
 - Welche Kriterien sind dafür ausschlaggebend?
 - Welche Nachteile bzw. Risiken können in Kauf genommen werden?

10 Literatur- und Quellenverzeichnis

- ABB. (2015). *ABB Dialog > Eine Stromleitung quer durch Brasilien*. <https://www.abb-conversations.com/DACH/2015/01/eine-stromleitung-brasilien/>
- BBK. (2023). *KRITIS-Gefahren*. BBK. https://www.bbk.bund.de/DE/Themen/Kritische-Infrastrukturen/KRITIS-Gefahrenlagen/kritis-gefahrenlagen_node.html
- BDI. (2021). *Klimapfade 2.0—Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft*. https://issuu.com/bdi-berlin/docs/211021_bdi_klimapfade_2.0_-_gesamtstudie_-_vorabve
- BMWK. (2021a). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland—Modul Energieangebot*. <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3-Langbericht-Energieangebot-final.pdf>
- BMWK. (2021b). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland—Modul Stromnetze*. <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3-Langbericht-Stromnetze-final.pdf>
- BNetzA. (2011). *Monitoringbericht 2011*.
- BNetzA. (2014). *Monitoringbericht 2014*.
- BNetzA. (2016). *Monitoringbericht 2016*.
- BNetzA. (2021). *Monitoringbericht 2021*.
- BSI. (2023). *Anhang 1 BSI-KritisV - Einzelnorm*. https://www.gesetze-im-internet.de/bsi-kritisv/anhang_1.html
- BWMI. (2021). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland*. <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/dokumente/>
- Caglayan, D. G., Weber, N., Heinrichs, H. U., Linßen, J., Robinus, M., Kukla, P. A., & Stolten, D. (2020). Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(11), 6793–6805. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161>
- Zweck und Ziele des Gesetzes, § 1 Energiewirtschaftsgesetz § Teil 1 - Allgemeine Vorschriften (§§ 1 - 5b).
- dena. (2021a). *Dena-Leitstudie Integrierte Energiewende*. <https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/energiesysteme/dena-leitstudie-integrierte-energiewende/>
- dena. (2021b). *Gutachterberichte dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität*.
- Deutsche Bundesregierung. (2022). *Klimaschutzgesetz 2021*. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672>
- en2x. (2022). *RAFFINERIEN UND PRODUKTION*. en2x.de/positionen/raffinerien-und-produktion
- energate. (2022). *Großanlage für Synthesesprit nimmt in Chile Betrieb auf*. <https://www.energate-messenger.de/news/229077/grossanlage-fuer-synthesesprit-nimmt-in-chile-betrieb-auf>
- FNB Gas. (2021a). *H2 Netz 2050*. <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/h2-netz-2050/>
- FNB Gas. (2021b). *H2-Startnetz 2030 (aus dem NEP Gas 2020-2030)*. <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/h2-startnetz-2030/>
- FNB Gas. (2022). *Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032: Zusammenfassung Zwischenstand Juli 2022*.
- Fraunhofer ISI & Consentec GmbH. (2021a). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland—Kurzbericht: 3 Hauptszenarien*. https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS_Kurzbericht_final_v5.pdf

- Fraunhofer ISI & Consentec GmbH. (2021b). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland—Modul Industrie*.
https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/Modul_TN_Hauptszenarien_Industrie.pdf
- Fröhlich, T., Blömer, S., Münter, D., Brischke, L.-A., & ifeu. (2019). *CO₂-Quellen für die PtX-Herstellung in Deutschland—Technologien, Umweltwirkung, Verfügbarkeit*.
- Geres, R., Kohn, A., Lenz, S. C., Ausfelder, F., Bazzanella, A., & Möller, A. (2019). *Roadmap Chemie 2050 auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland: Eine Studie von DECHEMA und FutureCamp für den VCI*. DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.
- GET H2. (2022). *GET H2 – Mit Wasserstoff bringen wir gemeinsam die Energiewende voran*.
<https://www.get-h2.de/>
- GIE. (2021). *Picturing the value of underground gas storage to the European hydrogen system*.
- Guidehouse et al. (2020). *European Hydrogen Backbone: HOW A DEDICATED HYDROGEN INFRASTRUCTURE CAN BE CREATED*.
- H2 Kompass. (2022). *Elektrolyse in Deutschland – Leistungen, Zielsetzungen und Bedarfe bis 2030*.
- Horst, J., Merten, F., Kiefer, S., & Taubitz, A. (2018). *Technologiebericht 3.4 Nutzung von Erdgas- und Erdölinfrastrukturen und Raffinerien für strombasierte Brennstoffe*.
- IEA. (2021). *Direct Air Capture – Analysis (11-2021)*. IEA. <https://www.iea.org/reports/direct-air-capture>
- IEA. (2022). *Direct Air Capture – Analysis (09-2022)*. IEA. <https://www.iea.org/reports/direct-air-capture>
- ISE. (2021). *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem—Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Update November 2021: Klimaneutralität 2045*.
<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem-Update-Klimaneutralitaet-2045.pdf>
- ISI, Consentec, r2b, & TEP. (2019). *Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten*.
- Nationaler Wasserstoffrat. (2021). *Die Rolle der Untergrund-Gasspeicher zur Entwicklung eines Wasserstoffmarktes in Deutschland*.
- NRW.Energy4Climate. (2022). *Factsheet: Wasserstoffkavernenspeicher*.
- prognos, & dena. (2021a). *Kurzgutachten zur dena-LEITSTUDIE AUFBRUCH KLIMANEUTRALITÄT Technische CO₂-Senken*.
- prognos, & dena. (2021b). *Kurzgutachten zur dena-LEITSTUDIE AUFBRUCH KLIMANEUTRALITÄT: Technische CO₂-Senken*.
- Schneider, C. (2022, September). *Mündliche Informationen von Clemens Schneider* [Persönliche Kommunikation].
- SCI4climate.NRW. (2021). *Wasserstoffimporte, Bewertung der Realisierbarkeit von Wasserstoffimporten gemäß den Zielvorgaben der Nationalen Wasserstoffstrategie bis zum Jahr 2030*.
- Staiß, F., Adolf, J., Ausfelder, F., Erdmann, C., Hebling, C., Jordan, T., Klepper, G., Müller, T., Palkovits, R., Poganietz, W.-R., Schill, W.-P., Schmidt, M., Stephanos, C., Stöcker, P., Wagner, U., Westphal, K., Wurbs, S., & Fishedick, M. (2022). *Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030: Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse* (S. 128) [Application/pdf]. acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften.
https://doi.org/10.48669/ESYS_2022-6

- TGA. (o. J.). *Das sind die fünf längsten Gas- und Wasser-Rohrleitungen der Welt*. TGA. Abgerufen 19. August 2022, von <https://tga.at/planen/das-sind-die-fuenf-laengsten-gas-und-wasser-rohrleitungen-der-welt/>
- TÜV Nord. (2022). *Wasserstoff Pipelines—Wasserstoff | TÜV NORD*. <https://www.tuev-nord.de/de/unternehmen/energie/wasserstoff/wasserstoff-pipelines-netze/>
- ÜNB Strom. (2019). *NETZENTWICKLUNGSPLAN STROM 2030 VERSION 2019, ZWEITER ENTWURF*.
- ÜNB Strom. (2022). *Netzentwicklungsplan Strom 2035 Version 2021, 1. Entwurf Zahlen · Daten · Fakten*.
- VDE e.V. (2019). *Perspektiven der elektrischen Energieübertragung in Deutschland (by ETG)*.
- Wikipedia. (2022). Liste der HGÜ-Anlagen. In *Wikipedia*. https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Liste_der_HG%C3%9C-Anlagen&oldid=224234469
- Wissenschaftliche Dienste Deutscher Bundestag. (2021). *Versorgungssicherheit im Energiebereich in der Gesetzgebung*.
- Zelt, O., Kobiela, G., Ortiz, W., Scholz, A., Monnerie, N., Rosenstiel, A., & Viebahn, P. (2020). *Multikriterielle Bewertung von Bereitstellungstechnologien synthetischer Kraftstoffe. MENA-Fuels: Teilbericht 3 des Wuppertal Instituts und des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)*.