FRIEDRICH NAUMANN STIFTUNG Für die Freiheit.

NACHHALTIGE ENERGIEIMPORTE 2045

Bedeutung von Energieimporten - Transformationsszenarien - Länderbewertungen

Dr. Sebastian Kahlbau, Alexej Schwindt, Lukas Yorck von Wartenburg, Maximilian Kittler (Consulting4Drive GmbH)

ANALYSE

Impressum

Herausgeberin
Friedrich-Naumann-Stiftung für die Freiheit
Truman-Haus
Karl-Marx-Straße 2
14482 Potsdam-Babelsberg

/freiheit.org
/FriedrichNaumannStiftungFreiheit
/FNFreiheit
/stiftungfuerdiefreiheit

Verfasst von
Consulting4Drive GmbH
Dr. Sebastian Kahlbau (Partner), Alexej Schwindt (Senior Consultant),
Lukas Yorck von Wartenburg (Senior Consultant), Maximilian Kittler (Manager)

Redaktion
Maximilian Luz Reinhardt, Referent für Wirtschaft und Nachhaltigkeit
Liberales Institut der Friedrich-Naumann-Stiftung für die Freiheit

Kontakt
Telefon +49 30 220126-34
Telefax +49 30 690881-02
E-Mail service@freiheit.org

Stand
November 2023

Hinweis zur Nutzung dieser Publikation
Diese Publikation ist ein Informationsangebot der Friedrich-Naumann-Stiftung für die Freiheit. Die Publikation ist kostenlos erhältlich und nicht zum Verkauf bestimmt. Sie darf nicht von Parteien oder von Wahlhelfern während eines Wahlkampfes zum Zwecke der Wahlwerbung verwendet werden (Bundestags-, Landtags- und Kommunalwahlen sowie Wahlen zum Europäischen Parlament).

Lizenz
Creative Commons (CC BY-NC-ND 4.0)

Inhalt

EXECUTIVE SUMMARY **5**

AUFGABENSTELLUNG **9**

ZUSAMMENFASSUNG **9**

1. EINLEITUNG UND ZIELSETZUNG **10**

1.1 Projektaufbau 10

2. AP 1 KURZSTUDIE ZUM IMPORTBEDARF DEUTSCHLANDS **12**

2.1 Vorgehensweise / Methodik 12

2.2 Status-quo-Analyse der Deutschen Importabhängigkeit 12

2.2.1 Vorgehen / Methodik 12

2.2.2 Gesamtenergiebilanz Deutschland 13

2.2.3 Zusammensetzung deutscher Energieimporte 14

2.3 Detailbetrachtung wichtiger Energiesenken 16

2.3.1 Vorgehen / Methodik 16

2.3.2 Straßenverkehr 16

2.3.3 Haushaltssektor 21

2.3.4 Chemieindustrie 25

2.3.5 Exkurs: Anwendungen mit vergleichsweise geringem Energiebedarf, aber hoher gesellschaftlicher Bedeutung 30

2.4 Einordnung der derzeitigen Studienlage 35

2.4.1 Vorgehen / Methodik 35

2.4.2 Übersicht der Prognosen 35

2.4.3 Annahmenanalyse 37

2.5 Fazit AP 1 40

3. AP 2 ANALYSE DER ENERGIEIMPORTMÖGLICHKEITEN **41**

3.1 Vorgehensweise / Methodik 41

3.2 Analyse – Chemische Energieträger 42

3.2.1 Wasserstoff 42

3.2.2 Methan 45

3.2.3 Ammoniak 48

3.2.4 Methanol 51

3.2.5 Höherwertige Kohlenwasserstoffe 53

3.2.6 Exkurs: Biogene Energieträger 56

3.2.7 Transportbedingungen der chemischen Energieträger 60
3.2.8 Gefahrengutklassifizierung 61
3.2.9 Transportoptionen für chemische Energieträger 62
3.3 Analyse – Strom 70
3.3.1 Allgemeines 70
3.3.2 Optionen für den Langstreckentransport 70
3.3.3 Grenzen des Langstreckentransports 71
3.4 Fazit AP 2 72
4. AP 3 ANALYSE DER MÖGLICHEN HANDELSBEZIEHUNGEN 74
4.1 Vorgehensweise / Methodik 74
4.2 Analyse der Basiskriterien 75
4.2.1 Basiskriterium #1 – Etablierung des Energieexports 75
4.2.2 Basiskriterium #2 – Handelsbeziehungen 77
4.2.3 Basiskriterium #3 – Pilotprojekt Hot-Spots 80
4.2.4 Basiskriterium #4 – Natürliches Erzeugungspotential 83
4.3 Potential Heatmap der betrachteten Regionen 84
4.3.1 Vorgehensweise / Methodik 84
4.2.2 Identifikation von Top-Partnern nach Basiskriterien 84
4.2.3 Identifikation von Top-Partnern unter Berücksichtigung von Zusatzfaktoren 86
4.4 Fazit AP 3 88
5. AP 4 OPTIONS- UND ANWENDUNGSANALYSE DES HANDELSPORTFOLIOS 90
5.1 Vorgehensweise / Methodik 90
5.2 Optionsanalyse 90
5.3 Exkurs: Anwendungsanalyse 93
5.3.1 Methodik / Vorgehensweise 93
5.3.2 Szenarien für TTW-CO2-Emissionseinsparungen bei PKW 94
5.4 Fazit AP 4 95
6. FAZIT UND AUSBLICK 96
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS 98
ABBILDUNGSVERZEICHNIS 100
TABELLENVERZEICHNIS 105
LITERATURVERZEICHNIS 106

Executive Summary

Diese Studie der C4D GmbH im Auftrag der Friedrich-Naumann-Stiftung für die Freiheit widmet sich den Energieimporten Deutschlands heute und in Zukunft. Aktuell sind 76% der deutschen Primärenergie importiert und fossil [A], sodass enorme Anstrengungen nötig sind, um die Klimaziele von Paris mit weiterem Wohlstand und somit auch den UN-Nachhaltigkeitszielen insgesamt in Einklang zu bringen. Die Studie zeigt die Herausforderungen in diesem Prozess anhand der Energie- und Importbedarfe über wichtige Sektoren (Straßenverkehr, Haushalte, Chemieindustrie), erzeugt eine Entscheidungsbasis für die Wahl von nachhaltigen Energieträgern und gibt am Ende Ausblicke auf mögliche zukünftige Partnerschaften, die den Import von nachhaltigen Energieträgern ermöglichen.

Es ergeben sich drei Kernbotschaften, die im Detail in der Studie erörtert werden:

1. Szenarien für den Energieimportbedarf

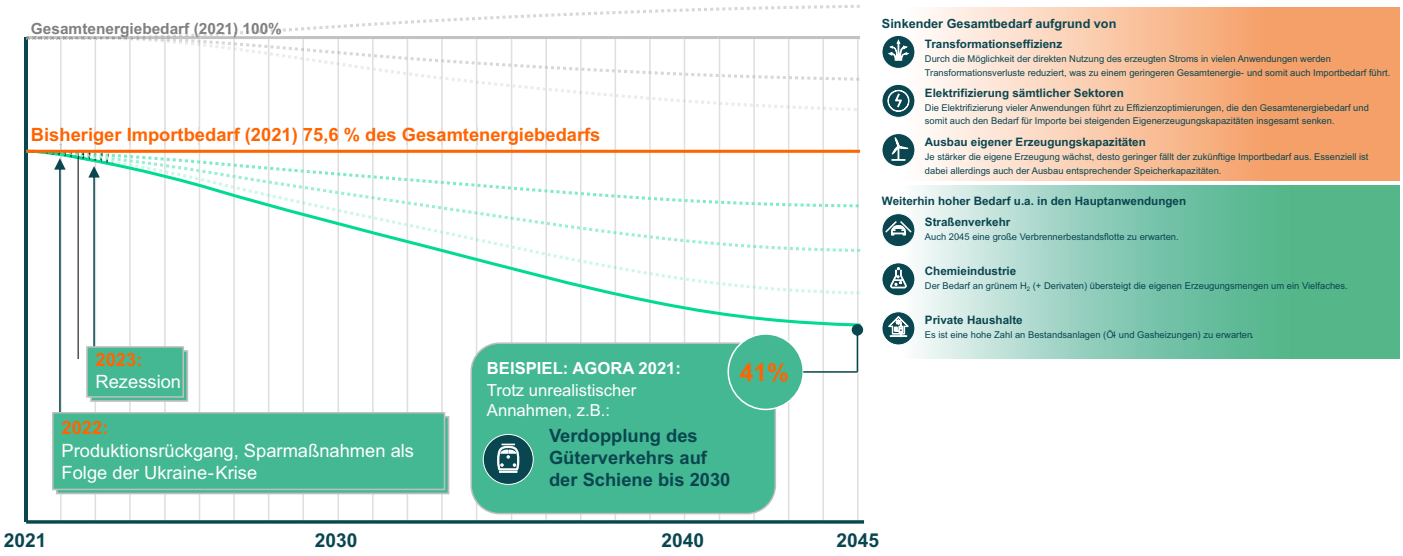
Der enorme Energiebedarf Deutschlands wird entweder durch das Verringern der Wirtschaftskraft gesenkt oder er wird gedeckt, und zwar weiter dominant fossil oder vor Allem durch den Import und die Erzeugung nachhaltiger Energieträger (siehe **Abbildung A**).

In den drei Hauptanwendungen, die den Energiebedarf Deutschlands besonders stark prägen, zeigt sich auch bei sehr optimistischen Szenarien bis 2045 noch eine erhebliche Lücke bei der Elektrifizierung. Im Straßenverkehr ist zeitnah nicht von 100 % Neuzulassungen rein elektrischer Fahrzeuge auszugehen und selbst wenn, verbleibt eine große Bestandsflotte. Bei den Haushalten kann die Wärmepumpe einen großen Beitrag zur Klimaneutralität leisten, stößt aber an die Grenzen im Gesamtsystem rund um Häuserdämmung, Produkt- und Materialverfügbarkeit und Fachkräftemangel – ganz zu schweigen von der notwendigen klimaneutralen Netzkapazität. Daher ist aus Gesamtkostengründen auch seitens der Haushalte eine starke Nachfrage nach weiteren, klimaneutralen Alternativen zu erwarten. Der deutlichste Realitätsabgleich gelingt allerdings bei der Analyse der Chemieindustrie, denn diese erzeugt einen theoretischen Bedarf an grünem Wasserstoff, der selbst mit den bereits ambitionierten Wasserstoffausbauplänen der Bundesregierung bei Weitem nicht zu decken ist. Somit ergibt sich insgesamt ein Bild, in dem offensichtlich bestimmte Dimensionen der Herausforderung und der möglichen Lösungen nicht hinreichend berücksichtigt sind: vor allem der notwendige groß angelegte Import regenerativer Energieträger.

2. Wahl der Energieträger

Die Wahl nachhaltiger Energieträger ist zunächst ein wissenschaftlich-technisches Problem für Forschung und Wirtschaft, auf deren Basis dann politische Weichenstellungen getroffen werden können. In welchem Teil der Energiekette, von Erzeugung bis Endverbrauch, der höchste Transformationsaufwand getrieben wird, ist jedoch eine rein politische Entscheidung.In **Abbildung B** zeigt sich der Trade-Off und damit die Kompromisslage bei der Wahl von Energieträgern. Wie immer in seriösen Entscheidungsprozessen ist zunächst eine Wahl zwischen optimalen Kompromissen zu treffen. Regenerativ erzeugter Strom erscheint sehr effizient in der Herstellung, lässt sich aber nur schlecht speichern und transportieren. Wasserstoff ist eine mögliche Lösung, die aber hinsichtlich des Transports und der Speicherung enorme

Abb. A | Fazit zur zukünftigen Entwicklung des Importbedarfs



Quelle: Eigene Darstellung unter Berücksichtigung von Daten von [B]

Abb. B | Vergleich der betrachteten Energieträger

	Herstellungs-effizienz 1)	Energiegehalt *Pro kg*	Energiegehalt *Pro l*	Handhabbarkeit 3)	Direkte Nutzbarkeit (Drop-In)	Transportaufwand Langstrecke
Strom	++	-		-	++	−−
Wasserstoff	+	++	−− 2)	+	−	−−
Methan	−	+	+ 2)	+	++	−
Ammoniak	−	−	− 2)	−−	−	+
Methanol	−	−	−	−	−	+
Höherwertige Kohlenwasserstoffe	−−	+	++	−−	++	++

1) Hier vereinfacht anhand Länge der erforderlichen Prozesskette und Effizienz einzelner Teilprozesse. Standortspezifische Aspekte wie die Nutzungseffizienz der Erzeugungsanlagen bleiben unberücksichtigt.

2) Erforderliche Verflüssigung für maximale Steigerung der Energiedichte benötigt zusätzlichen Energieaufwand.

3) Hier: gemessen an Gefahrengutklassen der EG Nr. 1272/2008.

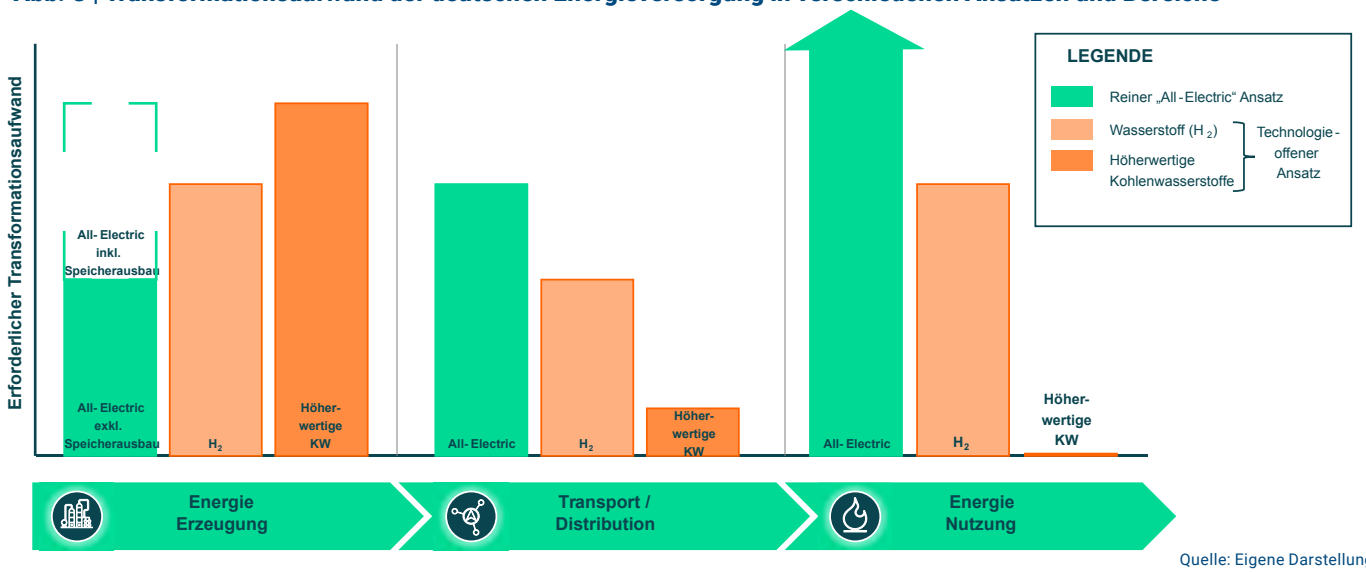
Quelle: Eigene Darstellung

Anforderungen an die Infrastruktur stellt. Die höherwertigen Kohlenwasserstoffe (E-Fuels) können u.a. im Verkehr und in den Haushalten theoretisch per dop-in ohne Transformationsbedarf der Infrastruktur CO2-Neutralität erzeugen, erfordern aber neue Ansätze in der Energieträgerzeugung und neue Importwege.

Eine Zuordnung von einzelnen Energieträgern zu bestimmten Sektoren ist technologisch sinnvoll: So ergeben sich schon heute erste Trends, die z.B. Ammoniak, Methanol oder höherwertige Kohlenwasserstoffe für die Schifffahrt favorisieren. Für den Flugverkehr gibt es nach derzeitigen Erkenntnissen keine Alternativen zu E-Kerosin [C]. Da in den Raffinerieprozessen dann immer auch Benzin, Diesel und feste Kohlenwasserstoffe, wie Wachse, entstehen, bleibt abzuwarten wie sich der Preis für die E-Fuels verändert, sobald regulativ und weltweit die Technologieoffenheit ermöglicht wird. Für Deutschland besteht hier höchstes Interesse, denn wie die Studie zeigt, bleiben andere Sektoren auf Grund der Kostenstruktur noch lange fossil, wenn man auf die reine Elektrifizierung oder auch die Versorgung mit reinem Wasserstoff setzt.

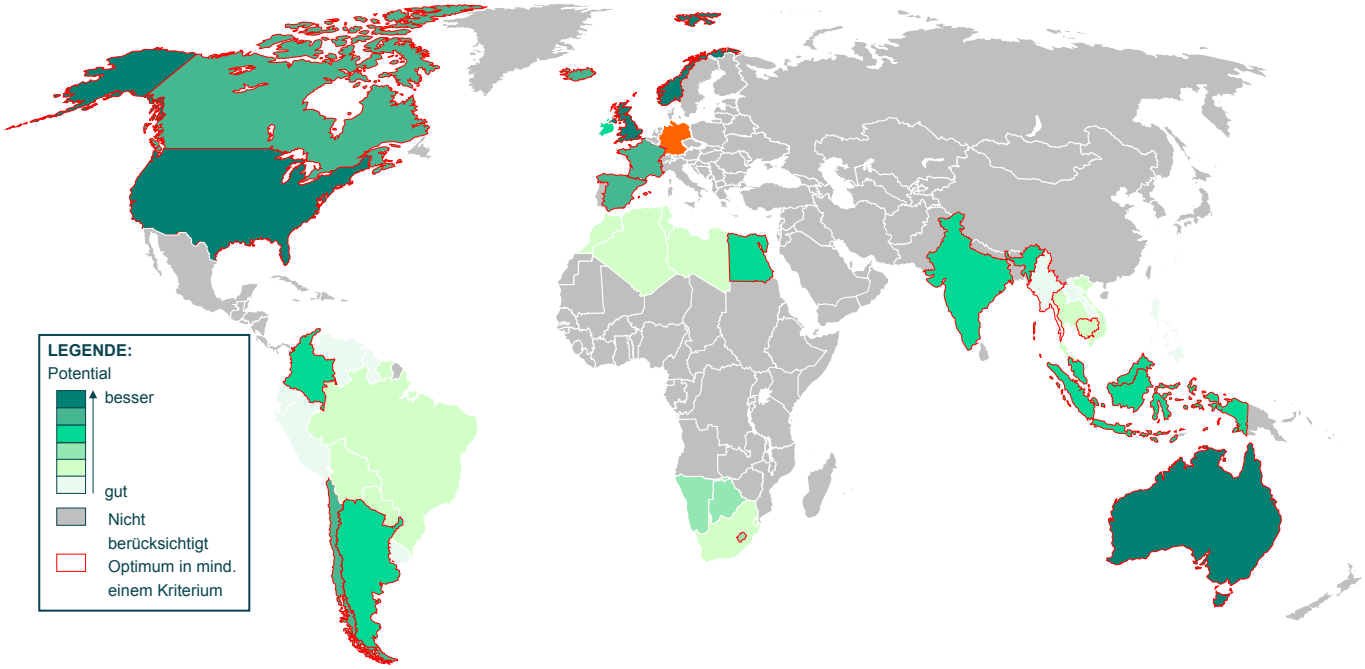
Unabhängig von einzelnen Sektoren bestimmen Politik und Markt, welche Investitionen in einzelne alternative Energieträger für eine Volkswirtschaft lohnend erscheinen. Es stellt sich die Frage: Welche Aspekte der eigenen Wertschöpfung möchte man stärken? In welche Bereiche möchte man sich entwickeln? Welche Teile der Volkswirtschaft und auch der Bevölkerung tragen die höchste Transformationslast? **Abbildung C** stellt diese Zusammenhänge vereinfacht dar. Im Ergebnis gilt: Eine Konzentration auf Elektrifizierung und Wasserstoff erscheint für die deutsche Volkswirtschaft sehr herausfordernd. Aus technischer und ökonomischer Sicht lässt sich vereinfacht formulieren: Mit dem Fokus auf regenerativen Strom und Wasserstoff verlangsamt man die Transformation zur CO2-Neutralität erheblich und gefährdet dabei die Robustheit des Energiesystems bei gleichzeitig stark steigenden Kosten [D,E,F,G].

Abb. C | Transformationsaufwand der deutschen Energieversorgung in verschiedenen Ansätzen und Bereiche



Quelle: Eigene Darstellung

Abb. D | Finale Potentialheatmap der betrachteten Länder für eine Energiepartnerschaft mit Deutschland (inkl. Basiskriterien und Zusatzfaktoren)



Quelle: Eigene Darstellung

3. Basis eines Handelsportfolios für nachhaltige Energieträger

Ein erfolgreiches Handelsportfolio für den Energieimport sollte geografisch und in Bezug auf Energieträger vielfältig sein (siehe **Abbildung D**).

Der Aufbau des Handelsportfolio muss schnell geschehen und es stellen sich u.a. zwei wesentliche Fragen: Zu welchem Preis lässt sich Energie importieren, die auf dem Weltmarkt stark nachgefragt ist und durch was für ein Exportgüter-Portfolio behält Deutschland seine Attraktivität als Handelspartner in den kommenden Jahrzehnten (**Abbildung E**) – insbesondere auch im Zusammenhang mit sich verhärtenden Fronten im Systemkonflikt zwischen liberalen Demokratien und autoritären Regimen.

4. Ausblick

Wie auch die IEA in ihrem 2050 Net Zero-Report [I] herausarbeitet, ist das optimale Energiesystem ein Mix aus den bekannten Alternativen Wind und Sonne sowie einem Grundlast-

Abb. E | Potentielle Ausschlusskriterien ausgewählter Beispiele der Top-Kandidaten für eine Energiepartnerschaft

Optimaldefinition	Region	Land	Beispiel für potenzielle Risikofaktoren / Ausschlusskriterien
Nach Gesamtsumme Basiskriterien	Nordamerika	USA	Bisher selbst überwiegend Energieimporteur
	Europa	UK	Bisher selbst überwiegend Energieimporteur
		Spanien	Bisher selbst überwiegend Energieimporteur
		Frankreich	Bisher selbst überwiegend Energieimporteur
		Island	Bisher selbst überwiegend Energieimporteur
	Südamerika	Chile	Bisher selbst überwiegend Energieimporteur
	Nordafrika	Ägypten	Bisher selbst überwiegend Energieimporteur
Nach Pareto Basiskriterien	Südost-Asien	Malaysia	Bisher selbst überwiegend Energieimporteur
		Indien	Bisher selbst überwiegend Energieimporteur
Nach Pareto inkl. Zusatzfaktoren	Südost-Asien	Singapur	Bisher selbst überwiegend Energieimporteur; Flächenknappheit
		Kambodscha	Bisher selbst überwiegend Energieimporteur; Flächenknappheit
	Südliches Afrika	Lesotho	Bisher selbst überwiegend Energieimporteur; Flächenknappheit; Keine Küstenlage

Quelle: Eigene Darstellung unter Berücksichtigung von Daten von [H]

energieträger wie der Kernkraft in erweiterten intelligenten Stromnetzen im Verbund mit Wasserstoff und seinen Derivaten als essenzielle Speicher- und Transportmittel. Das politische Umfeld Deutschlands ringt sich zu der Erkenntnis durch, dass die Wasserstoffausbaupläne nicht die nötigen Mengen bereitstellen und auch zu stark auf reinen Wasserstoff fokussieren, der sehr hohe Anforderungen an die Infrastruktur hinsichtlich Speicherung und Transport stellt. Die Alternativen wie Methan, Ammoniak, Methanol und die höherwertigen Kohlenwasserstoffe, die E-Fuels, sind ein international anerkannter eleganter Weg, um die bestehende Infrastruktur mit CO2-neutralen Energieträgern per einfachem „Drop-In" zu nutzen. Die Skalierung dieser Lösung hin zu Kosten in der Nähe fossiler Energieträger ist möglich und steht weltweit in den Startlöchern [C,J]. Die Studie zeigt eindeutig, dass die Alternative zu diesen Energieträgern eine Verlängerung des fossilen Zeitalters darstellt. Wenn die Ergebnisse dieser und zahlreicher anderer Studien als wissenschaftlich fundiert und somit als wichtige Entscheidungsgrundlage erkannt werden, muss der Aufbau eines internationalen Handelsportfolios für die genannten Energieträger priorisiert und möglichst schnell und zielgerichtet fortgeführt werden. Insbesondere Deutschland kommt hierbei die Aufgabe zu, eine faire und gleichzeitig wirtschaftlich attraktive Handelslösung zu finden, die Prosperität und Technologieentwicklung in den Partnerregionen unterstützt oder teilweise erst ermöglicht.

Wenn es Deutschland also gelingt Partnerregionen zu erschließen, das Speicherproblem zu lösen und den Ausbau von Wind und Sonnenenergie fortzuführen, so besteht eine Chance den Industriestandort zu erhalten und Wohlstand und Sicherheit mit dem Energiesystem zu gewährleisten. Angesichts der antizipierten Kostenstruktur, insbesondere für die immer wieder vernachlässigten Speicherlösungen rund um Wasserstoff, Batterien und intelligente Netze (siehe [K]), wird allerdings deutlich, dass einige Perspektiven und Technologien in der deutschen Debatte zu kurz kommen.

Als Ingenieure und Naturwissenschaftler möchten wir im Ausblick dieser Studie deshalb auf weitere Technologien hinweisen: Gibt es Alternativen, die Energie zu geringen Kosten, eigensicher, CO2-arm mit wenig gut handhabbarem Abfall und über viele Jahrzehnte erzeugen können? Trotz hoher Investitionskosten und bestehender Risiken sollten selbst die Versprechen der nächsten Generation der Kernkraft [L,M,N] wieder in den Lösungsraum der deutschen Energiepolitik aufgenommen werden, weil diese noch weit vor der Kernfusion, die Anforderungen an klimaneutrale Energie des 21. Jahrhunderts gewährleisten könnten. . Industrienationen weltweit machen es vor [O,P,Q,R,S]. Die erneuerbaren Energien sind trotz rasanter Technologieentwicklung immer nur ein Bestandteil einer Energieversorgung des 21. Jahrhunderts und nur in Verbindung mit Grund- und Residuallastfähigkeit sowie H2 Derivaten skalierbar.

Wir möchten dazu aufrufen die Visionen von günstiger, sicherer, sauberer Energie mit allen Technologiealternativen nicht aus den Augen zu verlieren und weiter streng wissenschaftlich zu untersuchen.

Aufgabenstellung

Im Rahmen der von der Friedrich-Naumann-Stiftung beauftragten Studie soll die zukünftige Bedeutung von regenerativen Energieimporten analysiert werden. Dabei sollen neben der Ausarbeitung der zukünftigen Notwendigkeit von Energieimporten auch die Vor- und Nachteile der verschiedenen Transportmedien und Energieträger herausgearbeitet werden. Auf dieser Grundlage sind anschließend die möglichen Handelsbeziehungen und Modalitäten mit verschiedenen potentiellen Partnerländern zu beleuchten.

Zuletzt sind Optionen für ein Handelsportfolio zu erstellen, in denen Potentiale für klimaneutrale Energieimporte nach Deutschland bis zum Jahr 2045 aufgezeigt werden.

Durch die Studie werden Einblicke gewonnen, die als Grundlage für die Entscheidungsfindung und Planung einer diversen und resilienten, nachhaltigen und klimaneutralen Energiezukunft dienen sollen. Der Zeithorizont der Untersuchungen erstreckt sich bis zum Jahr 2045.

Die Methodik ist so zu wählen, dass folgende Fragestellungen beantwortet werden können:

Welche Potentiale bieten unterschiedliche Transportmedien (Kabel, Pipeline, Seetransport etc.) und Energieträger (Strom, Wasserstoff, E-Fuels, Ammoniak, etc.), um klimaneutrale Energie über unterschiedliche lange Distanzen und geographische Voraussetzung nach Europa und Deutschland im speziellen zu bringen?

Untersucht werden sollen dabei 7 unterschiedliche Regionen, bestehend aus Nord- und Südafrika, Nord- und Südamerika, Australien, Südostasien und Europa. Zu berücksichtigen sind dabei insbesondere die potentiellen Produktionskapazitäten in den Partnerregionen sowie die die infrastrukturellen Voraussetzungen.

Zusammenfassung

Die vorliegende Studie widmet sich den Energieimporten Deutschlands heute und in Zukunft. Aktuell sind 76% der deutschen Primärenergie importiert und fossil, sodass es enorme Anstrengungen benötigt, um die Klimaziele von Paris in Kombination mit Wohlstand und somit auch den UN-Nachhaltigkeitszielen zu erreichen. Die Studie zeigt die Herausforderungen in diesem Prozess anhand der Energie- und Importbedarfe über die wichtigsten Sektoren, erzeugt eine Entscheidungsbasis für die Wahl von nachhaltigen Energieträgern und gibt am Ende Ausblicke auf mögliche zukünftige Partnerschaften, die den Import von nachhaltigen Energieträgern ermöglichen.

Es ergeben sich drei Kernbotschaften, die im Detail in der Studie erörtert werden:

1. Der enorme Energiebedarf Deutschlands wird entweder durch das Verringern der Wirtschaftskraft gesenkt, oder er wird gedeckt, und zwar weiter dominant fossil oder vor Allem durch den Import und die Erzeugung nachhaltiger Energieträger.

2. Die Wahl nachhaltiger Energieträger ist zunächst ein wissenschaftliches Problem in Technik und Wirtschaft und erst dann ein politisches – nicht umgekehrt. In welchem Teil der Energiekette, von Erzeugung bis Endverbrauch, der höchste Transformationsaufwand betrieben wird, ist eine politische Entscheidung.

3. Ein erfolgreiches Handelsportfolio für den Energieimport sollte geografisch und in Bezug auf Energieträger vielfältig sein. Der Aufbau des Handelsportfolio muss schnell geschehen und es stellen sich u.a. zwei wesentliche Fragen: Zu welchem Preis lässt sich Energie importieren, die auf dem Weltmarkt stark nachgefragt ist und welche Exportgüter bietet Deutschland zum Tausch in den kommenden Jahrzehnten, die andere energiehungrige Nationen nicht besser und günstiger erzeugen können?

Wie auch die IEA in ihrem 2050 Net Zero-Report [1] herausarbeitet, ist das optimale Energiesystem ein Mix aus den bekannten Alternativen Wind, Sonne und Kernkraft in erweiterten intelligenten Stromnetzen im Verbund mit Wasserstoff und seinen Derivaten als essenzielle Speicher- und Transportmittel. Das wirtschaftliche und politische Umfeld Deutschlands kommt langsam zu der Erkenntnis, dass die Wasserstoffausbaupläne nicht die nötigen Mengen bereitstellen und auch zu stark auf reinen Wasserstoff fokussieren, der sehr hohe Anforderungen an die Infrastruktur hinsichtlich Speicherung und Transport stellt. Die Alternativen wie Methan, Ammoniak, Methanol und die höherwertigen Kohlenwasserstoffe, wie E-Fuels oder Syn-Fuels, sind ein international anerkannter eleganter Weg, um die bestehende Infrastruktur mit CO2-neutralen Energieträgern per einfachem „Drop-In“ zu nutzen. Die Skalierung dieser Lösung hin zu Kosten in der Nähe fossiler Energieträger ist möglich und steht weltweit in den Startlöchern [2,3]. Die Studie zeigt eindeutig, dass die Alternative zu diesen Energieträgern eine Verlängerung des fossilen Zeit-

alters darstellt. Wenn die Ergebnisse dieser und zahlreicher anderer Studien als wissenschaftlich fundiert und somit als wichtige Entscheidungsgrundlage erkannt werden, muss der Aufbau eines internationalen Handelsportfolios für die genannten Energieträger priorisiert und möglichst schnell und zielgerichtet fortgeführt werden. Insbesondere Deutschland kommt hierbei die Aufgabe zu, eine faire und gleichzeitig wirtschaftlich attraktive Handelslösung mit Partnerregionen zu finden.

Wenn es Deutschland also gelingt Partnerregionen zu erschließen, das Speicherproblem zu lösen und den Ausbau von Wind und Sonnenenergie fortzuführen oder noch zu beschleunigen, so besteht eine Chance den Industriestandort zu erhalten und Wohlstand und Sicherheit mit dem Energiesystem zu gewährleisten. Bei den enormen antizipierten Kosten insbesondere für die immer wieder vernachlässigten Speicherlösungen rund um Wasserstoff, Batterien und intelligente Netze (siehe [4]) wird allerdings deutlich, dass einige Perspektiven und Technologien in der deutschen Debatte vernachlässigt werden.

Als Ingenieure und Naturwissenschaftler möchten wir im Ausblick dieser Studie deshalb auf weitere Technologien hinweisen: Gibt es Alternativen, die Energie zu geringen Kosten, eigen-sicher, CO2-arm mit wenig gut handhabbarem Abfall und über viele Jahrzehnte erzeugen können? Die Versprechen der nächsten Generation der Kernkraft [5,6,7], die noch weit vor der Kernfusion, die Anforderungen an Energie des 21. Jahrhunderts gewährleisten können, müssen wieder in den Lösungsraum der deutschen Energiepolitik aufgenommen werden. Alle Industrienationen weltweit machen es vor [8,9,10,11,12]. Die unsteten erneuerbaren Energien sind immer nur ein Bestandteil einer Energieversorgung des 21. Jahrhunderts und sind nur in Verbindung mit Grund- und Residuallastfähigkeit und H2-Derivaten denkbar.

Wir möchten dazu aufrufen die Visionen von günstiger, sicherer, sauberer Energie mit allen Technologiealternativen nicht aus den Augen zu verlieren und weiter streng wissenschaftlich zu untersuchen.

1. Einleitung und Zielsetzung

Energie und Wohlstand sind untrennbar verbunden. Erst durch eine sichere und günstige Energieversorgung in Verbindung mit steigendem Bildungsgrad der Bevölkerung ist es in Europa gelungen, große Teile der Bevölkerung aus Feudalismus und der vorindustriellen Armut zu befreien. War die Energieversorgung in Deutschland während des 19. Jahrhunderts noch dominiert von heimischer Kohle, so wurde der Energiemix in der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts immer mehr durch die Nutzung von Öl, Gas und Uran erweitert. In dieser Zeit hat die Kombination aus einer intelligenten Energiepolitik und dem steigenden Bildungsniveau das hervorragende Ausgangssetting Deutschlands für das 21. Jahrhundert geschaffen.

Nach gut 20 Jahren im neuen Jahrhundert hat sich in Deutschland der Energiepreis erhöht [13], die Sicherheit der Energieversorgung verringert [14,15] und paradoxerweise der CO2 Ausstoß durch Kohlekraft, der Haupttechnologie des 19. Jahrhunderts, in den letzten drei Jahren nicht verringert [16]. Der damit einhergehende wirtschaftliche Abschwung wird nun medial durch degrowth-Szenarien flankiert, die einen Weg in die vorindustrielle Zeit aufzeigen.

Vor diesem Hintergrund muss auf die zwei wesentlichen Treiber für ein Energiesystem demokratischer und aufgeklärter Länder und Regionen hingewiesen werden: Das Pariser Klimaabkommen und die UN-Nachhaltigkeitsziele. Denn erst die Kombination aus CO2- und Schadstoffreduktion sowie günstiger und sicherer Energie ermöglicht die Eingliederung in die Weltgemeinschaft und ihre Ziele. Hierbei ist eine wissenschaftlich breit anerkannte Definition von CO2-Neutralität über gesamte Wertschöpfungsketten und deren Nachweis ebenso noch immer Forschungsgegenstand, wie der Begriff der Nachhaltigkeit. Es gilt deshalb große Vorsicht bei der Vermischung von Interessen mit der Besetzung dieser doch so wichtigen Begriffe.

Um die deutsche Energieversorgung auf einen Weg zu bringen, der den Anforderungen des 21. Jahrhunderts gerecht wird, braucht es zunächst eine objektive Bestandsaufnahme. Diese Studie widmet sich deshalb einem der zentralen Punkte – den 76% der deutschen Primärenergie, die importiert werden. Sie analysiert die Energie- und Importbedarfe über die wichtigsten Sektoren, erzeugt eine Entscheidungsbasis für die Wahl von nachhaltigen Energieträgern und gibt am Ende Ausblicke auf mögliche zukünftige Partnerschaften, die den Import von nachhaltigen Energieträgern ermöglichen.

Abb. 1 | Übersicht der vier Hauptarbeitspakete, eigene Darstellung

AP 1	AP 2	AP 3	AP 4
Kurzstudie Energieimportbedarf DE	**Technische Analyse Energieimportmöglichkeiten**	**Analyse der möglichen Handelsbeziehungen**	**Handelsportfolio inkl. Options- und Anwendungsanalyse**
Welches Energiedefizit gilt es auszugleichen?	Welche Möglichkeiten gibt es für den Energieimport nach DE?	Welche Voraussetzungen bieten die Partnerregionen?	Welche Optionen ergeben sich für den Import von Energieträgern?
• Kurzüberblick zu erwartender Energieimportnotwendigkeit (bilanziell) • Identifizieren des Bedarfs für spezifische Energieträger aus konkreten Anwendungen heraus (z. B. Bestandsflotte im Verkehrssektor, Industrieanwendungen, etc.)	• Überblick zu möglichen Energieträgern (u.a. Wasserstoff, Ammoniak, E-Fuels) und deren Vor- und Nachteilen • Überblick der Transportmöglichkeiten (bspw. Pipeline, Schiff, Kabel) und deren Vor- und Nachteile für einzelne Energieträger	• Analyse der potentiellen Produktionskapazitäten und der Infrastruktursituation für regenerative Energieträger in den Partnerregionen bis 2045 • Bewertung der möglichen Exporte ausgewählter Energieträger in den Partnerregionen anhand von definierten Kriterien	• Ableiten eines globalen Handelsportfolios aus der Bewertung incl. Options- und Anwendungsanalyse

Quelle: Eigene Darstellung

1.1 Projektaufbau

Die Studie ist in vier Arbeitspakete (AP) unterteilt, die in **Abbildung 1** dargestellt sind.

Im ersten Arbeitspaket wird die Energieversorgungssituation in Deutschland analysiert. Dabei wird die aktuelle Abhängigkeit von importierten Energieträgern dargelegt, einschließlich der Zusammensetzung dieser Importe. Wesentliche Treiber der derzeitigen Importabhängigkeit werden dabei identifiziert und im Rahmen einer Detailanalyse genauer untersucht. Basierend auf dieser Auswertung wird eine erste Prognose zum zukünftigen Importbedarf abgeleitet.

Das zweite Arbeitspaket beinhaltet Untersuchungen zu Energieträgern, die zukünftig für den Import in Betracht kommen könnten. Dabei werden die Vor- und Nachteile dieser Energieträger beschrieben sowie ihre verschiedenen Transportmöglichkeiten analysiert.

Im dritten Arbeitspaket wird das Potential verschiedener Regionen und Länder bewertet, um ein Energiepartner für Deutschland zu werden, der die Erzeugung der in Arbeitspaket 2 untersuchten Energieträgeroptionen zukünftig realisieren kann. Die Bewertung erfolgt länderspezifisch anhand fester Kriterien. Das Ziel ist es somit, eine erste qualitative Auswahl an vielversprechenden Kandidaten zu identifizieren, die die Rolle eines Energiepartners in Zukunft einnehmen können.

Das vierte Arbeitspaket unterstreicht die Bedeutung eines breit aufgestellten Handelsportfolios, indem die Vor- und Nachteile verschiedener Optionen für zukünftige Importstrukturen beschrieben werden. Zudem erfolgt im Rahmen einer Anwendungsanalyse eine erste Abschätzung des erzielbaren Mehrwerts durch regenerative Energieimporte in Form der realisierbaren CO2-Einsparungen in einer wichtigen Beispielanwendung.

2. AP 1 Kurzstudie zum Importbedarf Deutschlands

In diesem ersten Arbeitspaket wird die Energieversorgungssituation in Deutschland analysiert und die aktuelle sowie zukünftige Rolle von Energieimporten ausgearbeitet. Im folgenden Kapitel wird zunächst die Vorgehensweise erläutert.

2.1 Vorgehensweise / Methodik

Im Rahmen dieses Arbeitspakets werden drei Teilarbeitsschritte durchgeführt (**Abbildung 2**).

Der erste Arbeitsschritt umfasst die Status-quo-Analyse. Hierbei wird die gegenwärtige Importabhängigkeit anhand der Gesamtenergiebilanz Deutschlands dargelegt. Darauf basierend wird eine Übersicht erzeugt, die die Zusammensetzung derzeitiger Energieimporte beschreibt und die Hauptsenken wichtiger Energieträger identifiziert. Diese werden als maßgebliche Treiber der Abhängigkeitssituation in weiterführenden Detailbetrachtungen genauer untersucht.

Der zweite Teilarbeitsschritt widmet sich der Detailanalyse dieser Hauptsenken. Hierbei werden die geplanten Transformationsprozesse genauer betrachtet und deren Herausforderungen in der praktischen Umsetzung beschrieben. Basierend auf dieser Analyse wird eine Prognose zur zukünftigen Rolle von Importen innerhalb der Hauptsenken abgeleitet.

Der letzte Teilarbeitsschritt umfasst die Bewertung von Prognosen der aktuellen Studienlage zur Entwicklung des Energieimportbedarfs. In diesem Zusammenhang werden die Einschätzungen zweier repräsentativer Studien sowie deren Annahmen analysiert und kritisch eingeordnet.

Unter Berücksichtigung der Erkenntnisse aus diesen drei Teilarbeitsschritten wird eine qualitative Prognose abgeleitet zur Entwicklung der Importabhängigkeit im Rahmen der Gesamtenergieversorgung bis 2045.

2.2 Status-quo-Analyse der Deutschen Importabhängigkeit

Im Rahmen dieses Kapitels wird die derzeitige Energieversorgungssituation im Detail beschrieben und die Rolle von Energieimporten ausgearbeitet. Das folgende Kapitel gibt zunächst einen Überblick über die Vorgehensweise.

2.2.1 Vorgehen / Methodik

Die Untersuchung besteht aus vier aufeinander aufbauenden Schritten (siehe **Abbildung 3**).

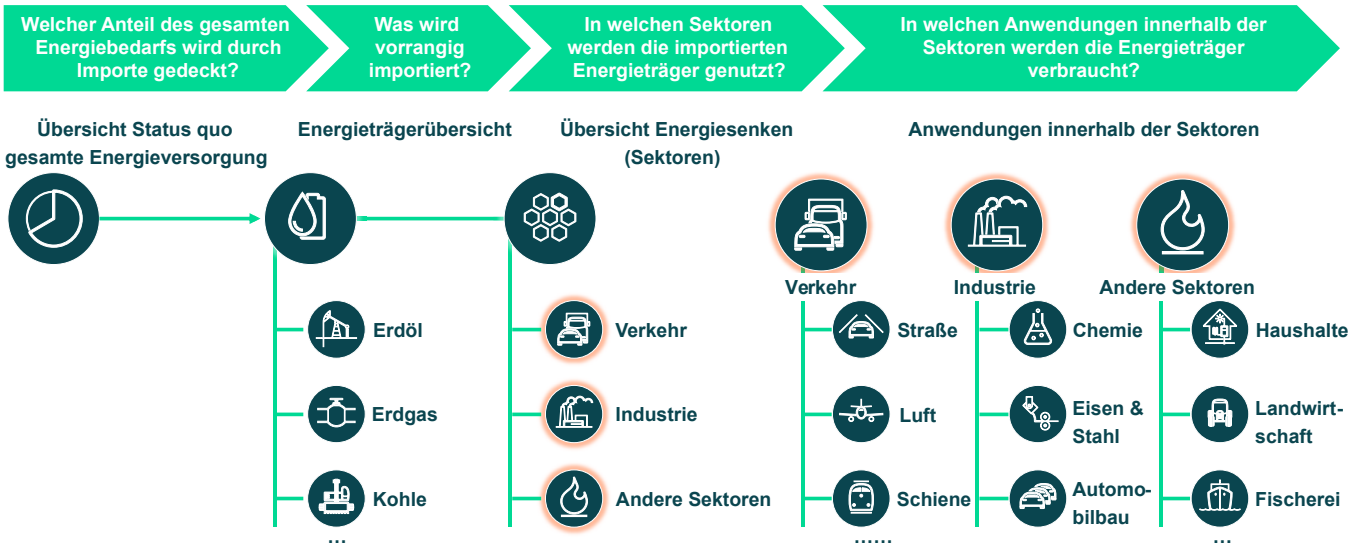
Im ersten Schritt wird der allgemeine Anteil von Energieimporten im Gesamtkontext der Energieversorgung bestimmt.

Im zweiten Schritt wird die Zusammensetzung dieses Importanteils beschrieben, um Rückschlüsse auf die wichtigsten Energieträger zu erhalten. Darauf basierend werden die

Abb. 2 | Vorgehensweise in AP 1

Quelle: Eigene Darstellung

Abb. 3 | Vorgehensweise für die Status Quo Analyse



Quelle: Eigene Darstellung

Hauptsenken in Form von Sektoren für diese Energieträger ermittelt.

Zur genaueren Identifikation der Haupttreiber für den derzeitigen Bedarf importierter Energieträger wird eine tiefergehende Analyse durchgeführt, um die wichtigsten Anwendungsfelder innerhalb der Sektoren zu bestimmen, die maßgeblich die Nachfrage prägen.

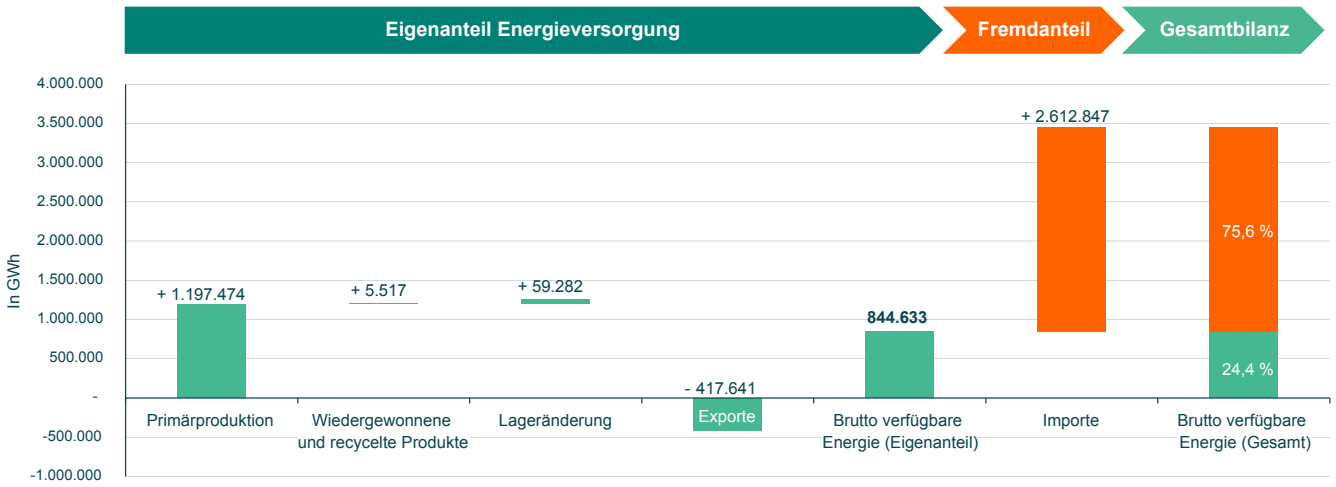
Die Grundlage für diese Status-quo-Analyse liefert die Eurostat-Datenbank. Verwendet werden die Datensätze für das Jahr 2021, da diese zum Zeitpunkt der Studienerstellung der aktuellste Datenstand sind.

2.2.2 Gesamtenergiebilanz Deutschland

Die Analyse der Gesamtenergieversorgung Deutschlands zeigt eine stark ausgeprägte Abhängigkeit von Energieimporten (**Abbildung 4**).

Von den ca. 3,4 Mio. GWh Gesamtenergiebedarf sind in dem betrachteten Zeitraum lediglich ca. 1,2 Mio. GWh in Eigenerzeugung realisiert worden. Diese Eigenproduktion konnte im Jahr 2021 durch den Einfluss von wiedergewonnenen, recycelten Produkten sowie dynamischen Lagerveränderungen minimal erweitert werden.

Abb. 4 | Allgemeiner Importanteil in der deutschen Gesamtenergieversorgung 2021



Quelle: Eigene Darstellung basieren auf Daten von [17]

Durch den Export von Raffinerieprodukten, die aus importiertem Rohöl gewonnen werden, sowie Strom aus regenerativen Quellen beträgt der resultierende bilanzielle Beitrag der Eigenproduktion zur Gesamtenergieversorgung lediglich ca. 0,84 Mio. GWh. Dies entspricht einem Anteil von nur 24,4 % an der Gesamtenergiebereitstellung.

Der Export von regenerativem Strom ergibt sich dabei vorrangig aus der begrenzten Speicherkapazität, weshalb diese eher als Verluste bezeichnet werden können, da in den meisten Fällen zusätzliche Kosten entstehen, um eine Abnahme des Stroms gewährleisten zu können und so eine Überlastung des eigenen Stromnetzes zu verhindern.

Somit wird deutlich, dass importierte Energie mit einem Anteil von ca. 2,6 Mio. GWh den größten Beitrag zur derzeitigen Gesamtenergieversorgung leistet. Dies entspricht ca. 75,6% des Gesamtenergiebedarfs.

Für ein umfassenderes Bild der Abhängigkeitssituation wird im folgenden Kapitel die Zusammensetzung der Importe beschrieben sowie eine Identifikation der Hauptsenken vorgenommen.

2.2.3 Zusammensetzung deutscher Energieimporte

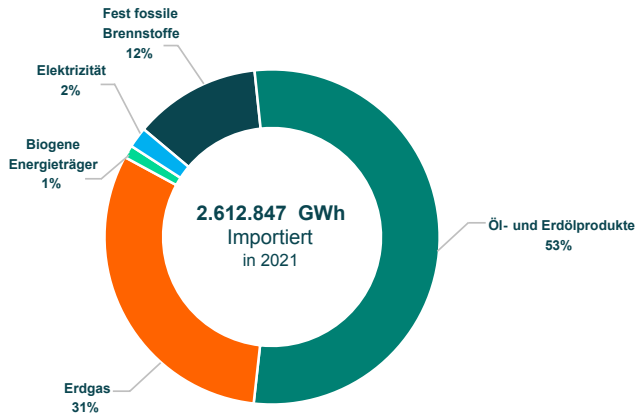
Die derzeitigen Energieimporte sind in fünf Hauptgruppen gegliedert: Öl- und Erdölprodukte, Erdgas, feste fossile Brennstoffe (Kohle), Biobrennstoffe und Strom (siehe **Abbildung 5**).

Demnach ist die dominierende Importgruppe Rohöl mit einem Anteil von 53% an den gesamten Energieimporten. Erdgas verzeichnet mit 31% den zweitgrößten Anteil. Feste fossile Brennstoffe, Biobrennstoffe und Strom weisen geringere Anteile an den Gesamtenergieimporten auf und prägen die derzeitige Abhängigkeit somit deutlich weniger. Beispielsweise machen die festen fossilen Brennstoffe nur 12% der gesamten importierten Energie aus. Die Anteile von Strom und Biobrennstoffen sind mit jeweils 2% bzw. 1% nahezu vernachlässigbar. Im Rahmen dieses Berichts wird deshalb nicht genauer auf Senken dieser Energieträger eingegangen.

Somit sind Anwendungen mit einer hohen Nachfrage nach Erdölprodukten sowie Erdgas maßgeblich verantwortlich für die aktuell stark ausgeprägte Abhängigkeit von Energieimporten.

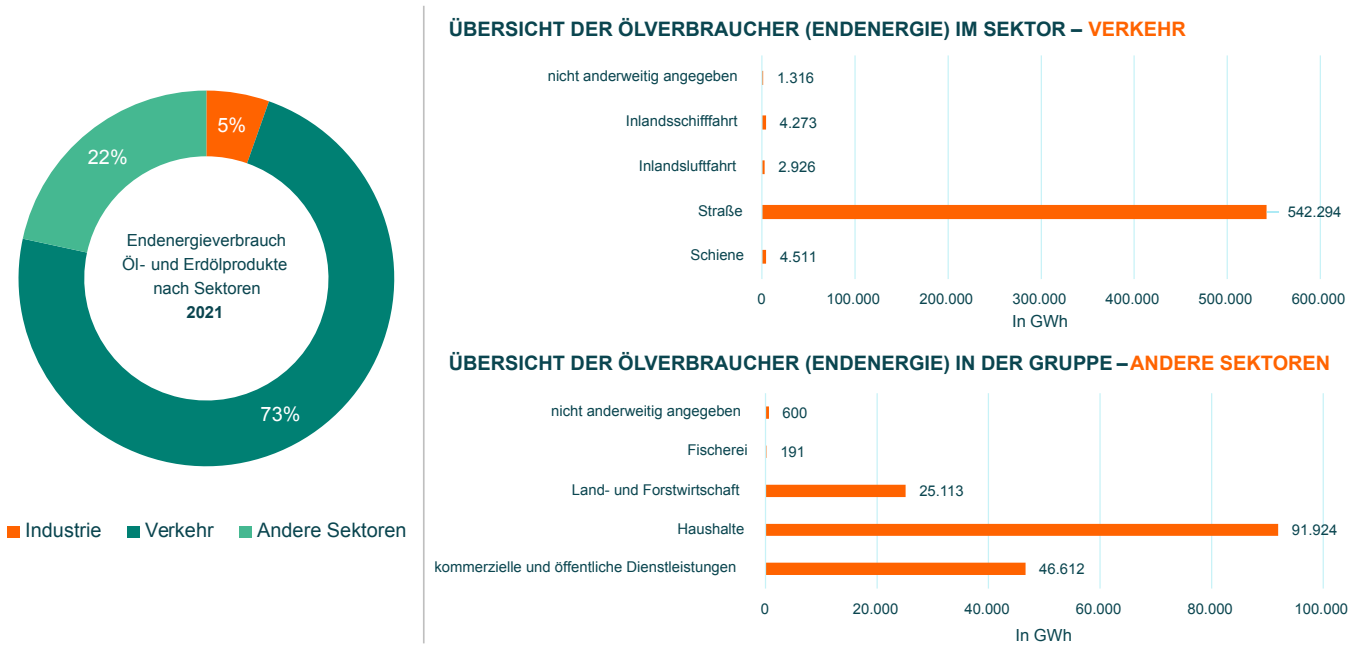
Abbildung 6 zeigt für eine genaueren Überblick die Senken für Öl- und Erdölprodukte.

Abb. 5 | Zusammensetzung der deutschen Energieimporte



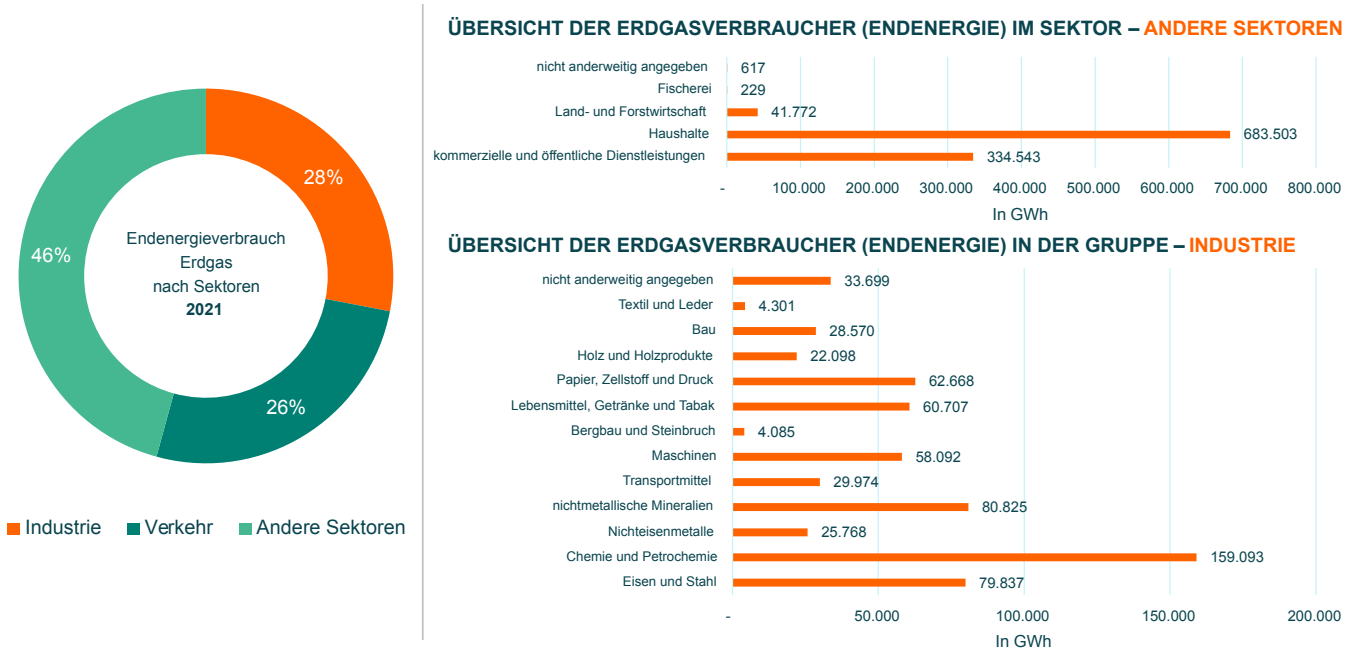
Quelle: Eigene Darstellung basieren auf Daten von [17]

Abb. 6 | Übersicht der Senken für Öl- und Erdölprodukte im Jahr 2021



Quelle: Eigene Darstellung basieren auf Daten von [17]

Abb. 7 | Übersicht der Senken für Erdgas im Jahr 2021



Quelle: Eigene Darstellung basieren auf Daten von [17]

73% des importierten Rohöls wird demnach im Verkehr verbraucht, wobei der Straßenverkehr die größte Nachfrage innerhalb des Sektors generiert. Eine weitere bedeutende Senke für Öl- und Erdölprodukte ist die Gruppe der „Anderen Sektoren", wo die Haushalte für die höchste Nachfrage verantwortlich sind

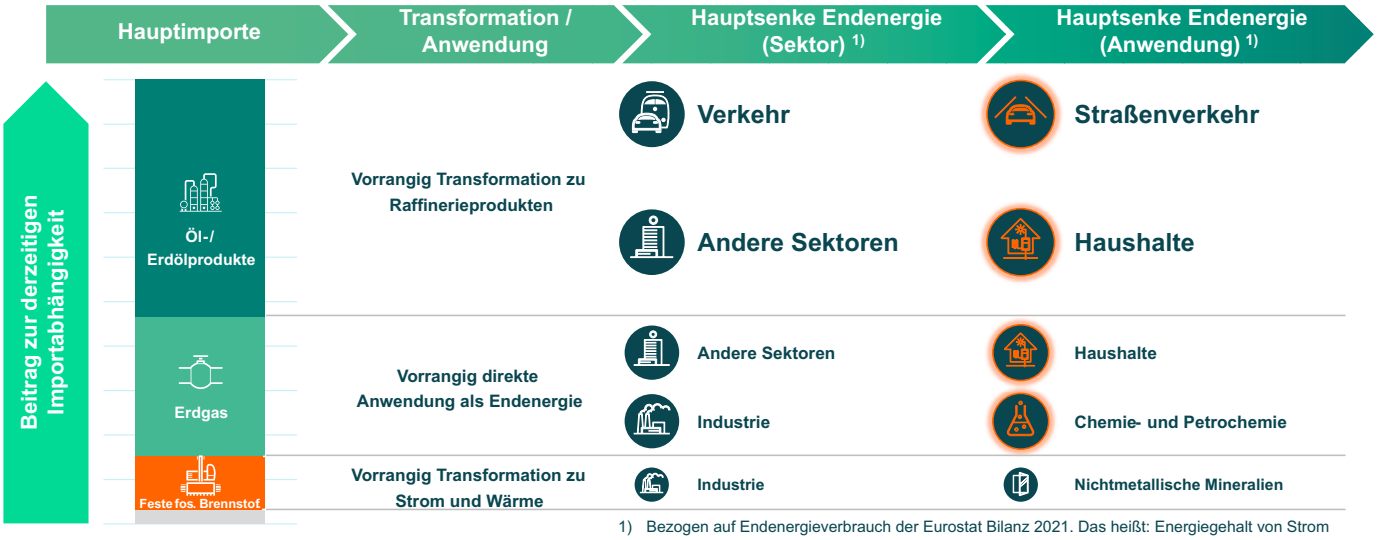
Die relevanten Senken für die zweitgrößte Energieimportgruppe sind in **Abbildung 7**. dargestellt.

Mit einem Anteil von 46% entsteht die größte Nachfrage nach Erdgas vorrangig in der Gruppe „Andere Sektoren". Auch in diesem Fall generieren die Haushalte in diesem Sektor den höchsten Bedarf. Die Industrie prägt die Nachfrage nach Erdgas ebenfalls stark, da 28% des gesamten Erdgases darin verbraucht wird. Die größte Senke in diesem Sektor ist dabei die Chemieindustrie.

Abbildung 8 fasst die Erkenntnisse zusammen.

Demnach sind der Straßenverkehr, die Haushalte und die Chemieindustrie entscheidende Treiber der derzeitigen Abhängigkeitssituation von Energieimporten. In den nachfolgenden Kapiteln wird untersucht, wie gut die Umsetzung der vorgesehenen Transformationsprozesse innerhalb dieser Schlüsselanwendungen voranschreitet, um darauf basierend Ableitungen zur zukünftigen Bedeutung von Energieimporten innerhalb dieser wichtigen Senken treffen zu können.

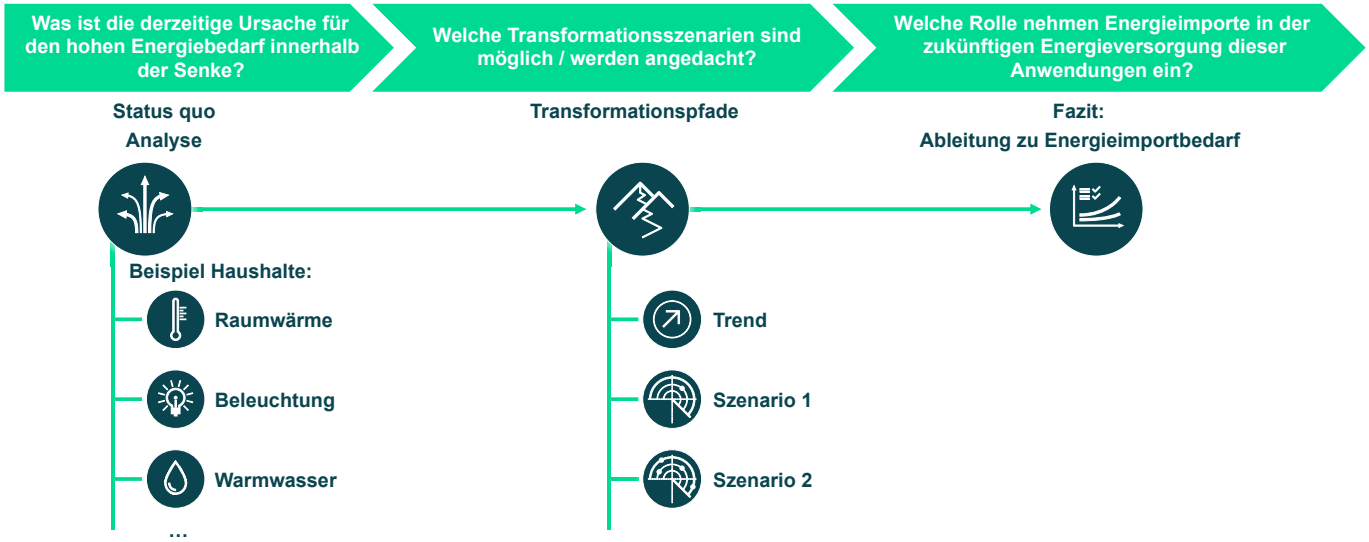
Abb. 8 | Zusammenfassung aktueller Energieimporte und ihrer Senken



1) Bezogen auf Endenergieverbrauch der Eurostat Bilanz 2021. Das heißt: Energiegehalt von Strom und Wärme, der ausschließlich aus den Energieträgern gewonnen wurde, ist nicht enthalten.

Quelle: Eigene Darstellung basieren auf Daten von [17]

Abb. 9 | Vorgehensweise für die Detailanalyse der Hauptsenken



Eigene Darstellung

2.3 Detailbetrachtung wichtiger Energiesenken

Im Folgenden werden der Straßenverkehr, die Haushalte sowie die Chemieindustrie als maßgebliche Treiber der derzeitigen Importabhängigkeit weitergehend analysiert. Das folgende Kapitel beschreibt zunächst die gewählte Vorgehensweise.

2.3.1 Vorgehen / Methodik

Abbildung 9 zeigt die wesentlichen Arbeitsschritte der nachfolgenden Detailbetrachtung.

Zu Beginn wird die aktuelle Situation der jeweiligen Energiesenken untersucht, um den genaueren Ursprung des Energiebedarfs zu identifizieren.

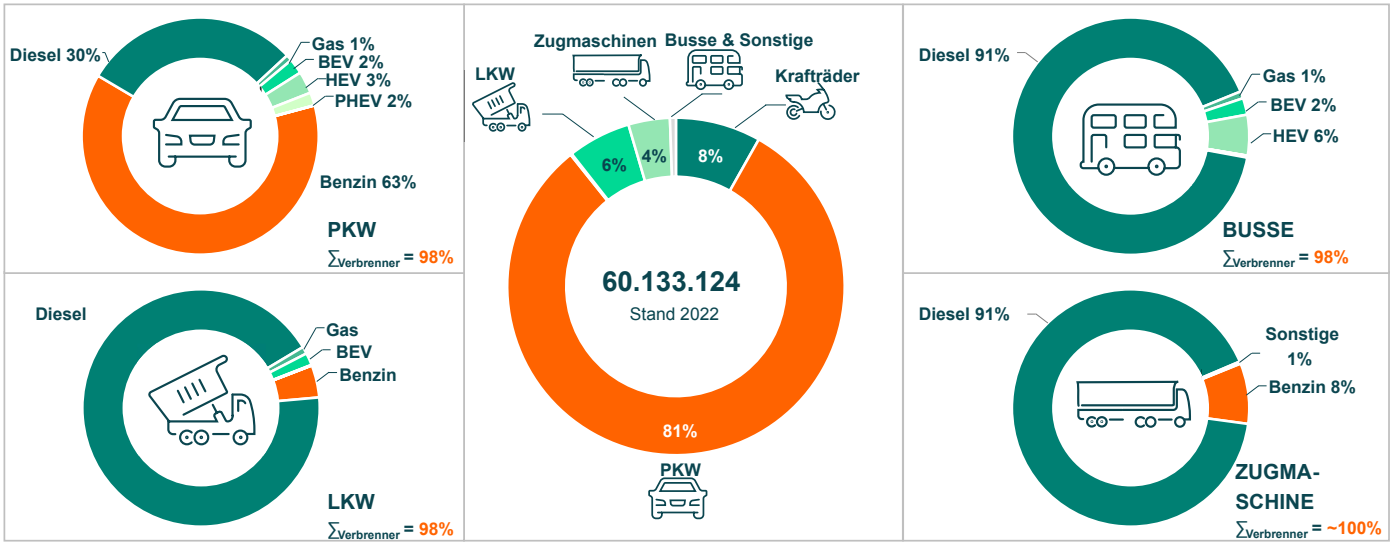
Im Anschluss wird der vorgesehene Transformationsprozess für diese Senken hin zu einer regenerativen Energieversorgung analysiert und die bisherigen Fortschritte und Planvorhaben kritisch bewertet. Dabei werden insbesondere die Herausforderungen herausgearbeitet, die einer potentiellen Unabhängigkeit von Energieimporten entgegenstehen könnten.

Basierend auf dieser Analyse erfolgt abschließend eine qualitative Prognose zur zukünftigen Entwicklung des Bedarfs an Energieimporten in der jeweiligen Schlüsselanwendung.

2.3.2 Straßenverkehr

Die folgenden Kapitel beinhalten die Detailanalyse für den Straßenverkehr.

Abb. 10 | Zusammensetzung der Bestandsflotte im Deutschen Straßenverkehr 2022



Quelle: Eigene Darstellung basieren auf Daten von [18]

2.3.2.1 Status quo

Der große Mineralölbedarf im Straßenverkehr ist auf die Zusammensetzung der derzeitigen Bestandsflotte zurückzuführen. Diese ist **Abbildung 10** dargestellt.

Demnach sind derzeit ca. 60 Mio. Fahrzeuge in Deutschland registriert. 81% dieser Bestandsflotte sind Personenkraftwagen (PKWs), welche damit die größte Gruppe im Bestand darstellen. Auf diese folgen die Nutzfahrzeuge, wobei Lastkraftwagen (LKWs) einen Anteil von 6%-, Zugmaschinen 4%- und Busse inkl. sonstiger Fahrzeuge ca. 1% der Bestandsflotte ausmachen. Krafträder verzeichnen lediglich einem Anteil von 8% an der Gesamtfahrzeugflotte. Somit wird die derzeitige Bestandsflotte insbesondere durch PKW geprägt, denen auch ein Großteil der beanspruchten Energie des Straßenverkehrs zuzuschreiben ist.

Die Abbildung zeigt auch, dass der reine batterieelektrische Antrieb (BEV) im Bestand aller Fahrzeugkategorien derzeit noch eine nahezu vernachlässigbare Rolle einnimmt, da mindestens 98% aller Fahrzeuge in den jeweiligen Kategorien verbrennungsmotorisch angetrieben werden.

In Anbetracht dieser dominierenden Stellung des verbrennungsmotorischen Antriebs im Bestand ist für die weitere Abschätzung der zukünftigen Energieimportabhängigkeit dieser Schlüsselanwendung eine Untersuchung dazu notwendig, wie realistisch eine vollständige Substitution einer so großen Verbrennerflotte bis 2045 ist. Denn der Austausch einer solchen Flotte kann nicht beliebig schnell erfolgen, da dabei bspw. Faktoren wie die typische Nutzungsdauer von Fahrzeugen oder die Anzahl der Neuzulassungen pro Jahr berücksichtigt werden müssen. Eine erste Näherung für diese Einschätzung wird im folgenden Kapitel am Beispiel des PKW-Segments durchgeführt.

2.3.2.2 Transformationsprozess im Straßenverkehr

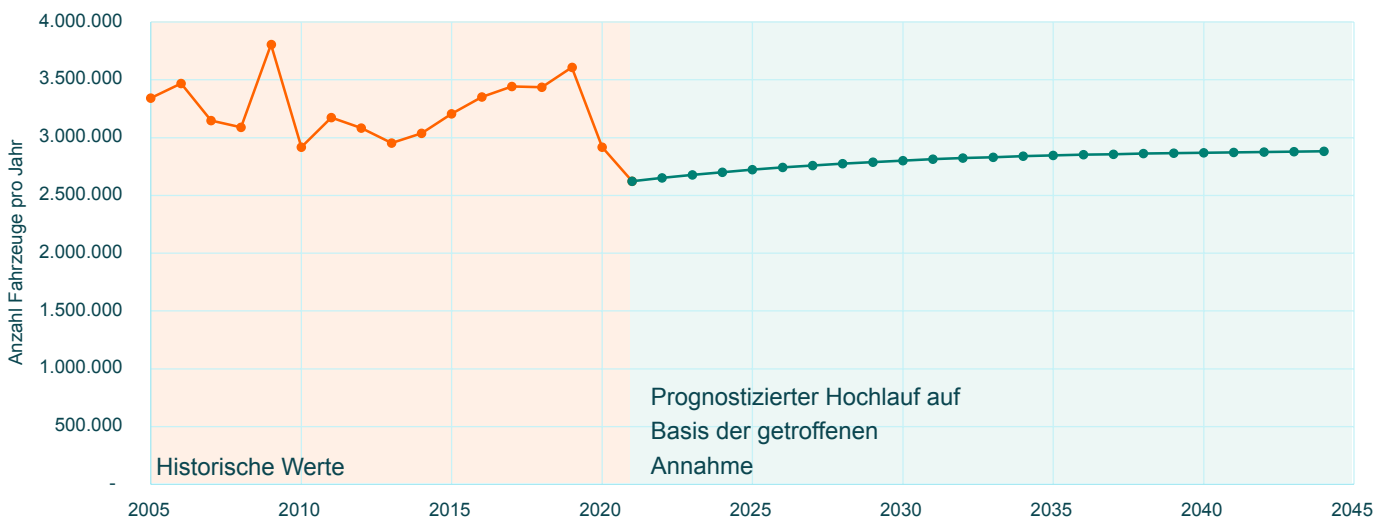
Für die Einschätzung der Möglichkeiten zur rechtzeitigen Substitution der gesamten Verbrennerbestandsflotte im PKW-Segment werden verschiedene Parameter herangezogen, um den Umfang und die Dynamik dieses Austauschprozesses zu analysieren. Eine Grundannahme dieser Analyse ist dabei, dass keine regulatorischen Verbote bestimmter Technologien eingeführt werden.

Der erste relevante Parameter für diese Einschätzung ist die Anzahl der jährlichen Neuzulassungen. Zur Ermittlung sinnvoller Annahmen für die zukünftige Entwicklung dieses Parameters wurden historische Daten des Kraftfahrt-Bundesamts (KBA) ausgewertet. Diese sind in **Abbildung 11** dargestellt.

Demnach lag die durchschnittliche Anzahl von jährlichen Neuzulassungen in der Vergangenheit bei ca. 3,1 Millionen Fahrzeugen. Jedoch führte die COVID-19-Pandemie zu einem starken Einbruch der Neuzulassungen und die Erholung erfolgt nur langsam [20]. Aus diesem Grund wird die Annahme getroffen, dass sich der Durchschnittswert bis 2045 bei ca. 2,9 Mio. Fahrzeugen einpendelt, damit auch das wachsende Angebot von ÖPNV-Leistungen mitberücksichtigt wird sowie das wachsende Bewusstsein für Alternativen im Mobilitätsverhalten.

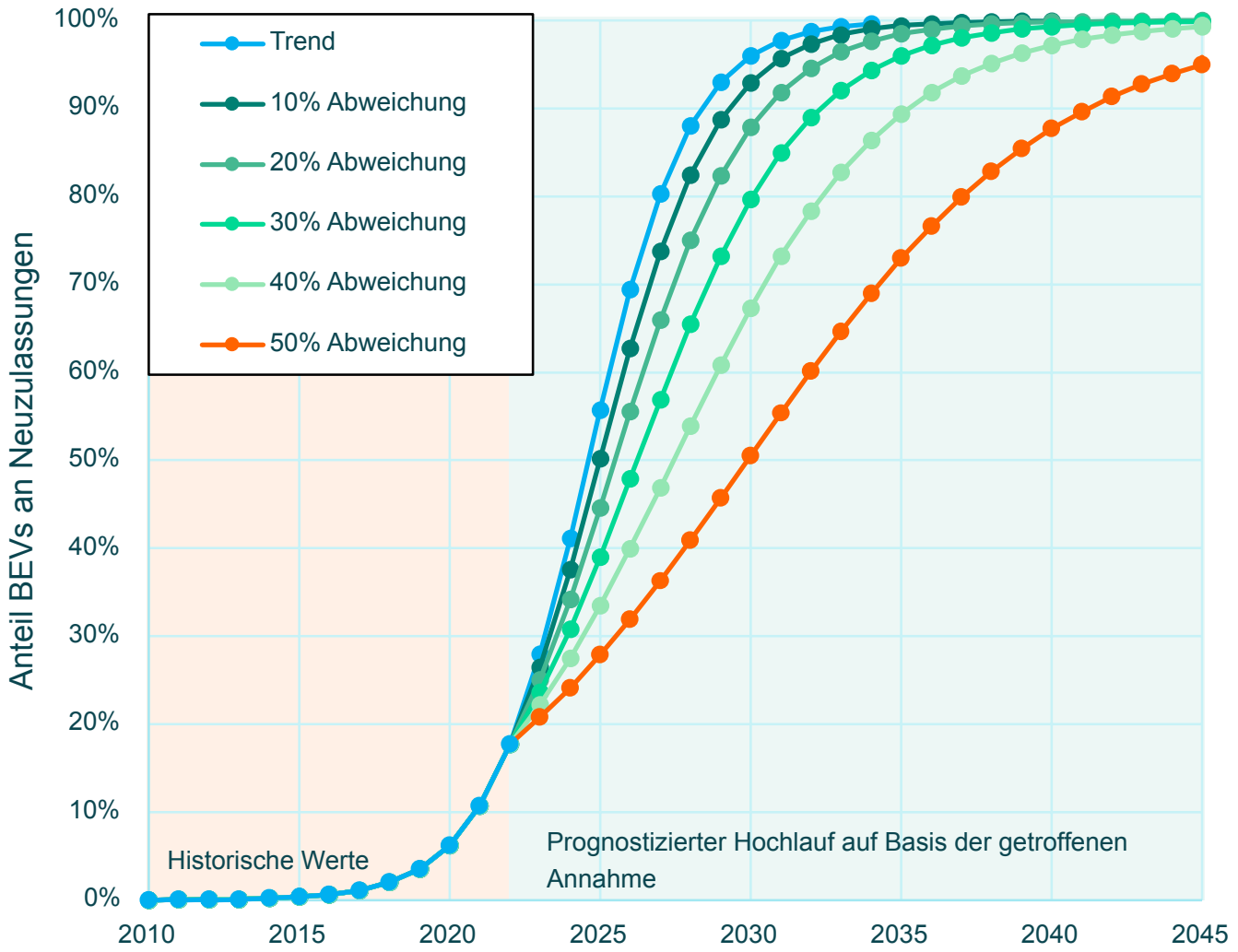
Der zweite relevante Parameter für die Einschätzung ist der BEV-Anteil an diesen Neuzulassungen. Auch hier wurden historische Hochlaufkurven verwendet, um verschiedene Szenarien für die zukünftige Entwicklung zu generieren. Die Grundannahme ist eine logistische Wachstumskurve, die sich langfristig der 100%-Marke annähert (**Abbildung 12**).

Abb. 11 | Annahmen zu durchschnittlichen PKW-Neuzulassungen pro Jahr



Quelle: Eigene Darstellung basieren auf Daten von [19]

Abb. 12 | Szenarien für den Hochlauf des BEV-Anteils an den Neuzulassungen



Quelle: Eigene Darstellung basieren auf Daten von [17]

Die hellblaue Trendkurve in dieser Abbildung bildet einen Hochlauf ab, der entsteht, wenn die bisherige Wachstumsrate der BEVs beibehalten werden kann, die sich aus den historischen Werten ergibt.

Die andersfarbigen Abweichungskurven repräsentieren Szenarien, bei denen die Wachstumsrate des BEV-Anteils an den Neuzulassungen aus verschiedenen Gründen perspektivisch abnimmt. Im Folgenden werden mögliche Gründe dafür erörtert. Es ist zu beobachten, dass die Zulassungszahlen der BEV noch immer extrem mit ihrer Subventionierung korrelieren (siehe Anhang „AP 1“) [19,21]. In allen Kategorien, die dieser Technologie bei den Neuzulassungen zum Durchbruch verhelfen würden, erscheint für viele Käuferinnen und Käufer noch immer das Verbrennerfahrzeug die optimale Lösung darzustellen. Inhärente technologische Nachteile wie Reichweite, mangelnde Infrastruktur und hohe Preise werden u.a. durch Subventionen und die kulturelle Akzeptanz nur bedingt ausgeglichen. Ein CO2-neutraler Verbrennungsmotor würde die Vorteile eines BEV weiter reduzieren, wie Fahrdynamik des E-Motors und die Erwartung sinkender Preise. Hier bleibt abzuwarten, wie die antizipierte Kostenreduktion durch Skalierung in der Batterieproduktion fortschreitet. Aktuell ist die Rohstoffknappheit und -abhängigkeit der entscheidende Kostentreiber. Es erscheint wenig plausibel, dass sich dieser Treiber bei den aktuellen geopolitischen Spannungen und durch mehr Bedarf durch mehr Elektrofahrzeuge abschwächt.

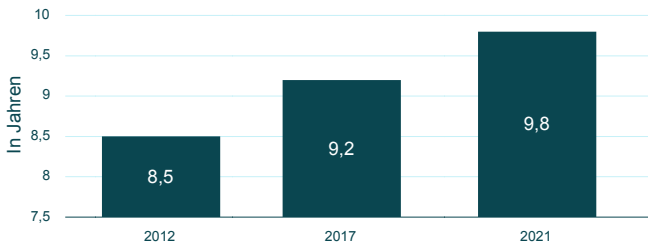
Aber auch besonders optimistische Szenarien dieser Betrachtung zeigen, dass bis 2030 nur eine nahezu vollständige Elektrifizierung der Neuzulassungen erreicht werden könnte. Bei Abweichungen von 30% und mehr von der bisherigen Wachstumsrate könnten bis 2030 maximal 80% der Neuzulassungen auf BEVs entfallen. Dies impliziert, dass somit weiterhin neue Verbrennungsfahrzeuge zugelassen werden, die den Bedarf an importiertem Öl und Erdölprodukten zusätzlich zur Bestandsflotte aufrechterhalten.

Der dritte Parameter, der berücksichtigt wird, ist die typische Nutzungsdauer von PKW in Deutschland. Diese beträgt nach den Untersuchungen einer Studie des Umweltbundesamts (UBA) etwa 18 Jahre [22]. Erst dann werden PKW typischerweise der Altfahrzeugverwertung- oder dem Export zugeführt.

Diese Nutzungsdauer steigt dabei tendenziell, wie es Daten

des KBAs zum Durchschnittsalter von Fahrzeugen im Bestand zeigen (**Abbildung 13**). In dieser Analyse wird aber zur Vereinfachung für die weitere Untersuchung eine konstante Nutzungsdauer von 18 Jahren angenommen.

Abb. 13 | Entwicklung des Durchschnittsalters von PKW



Quelle: Eigene Darstellung basieren auf Daten von [23]

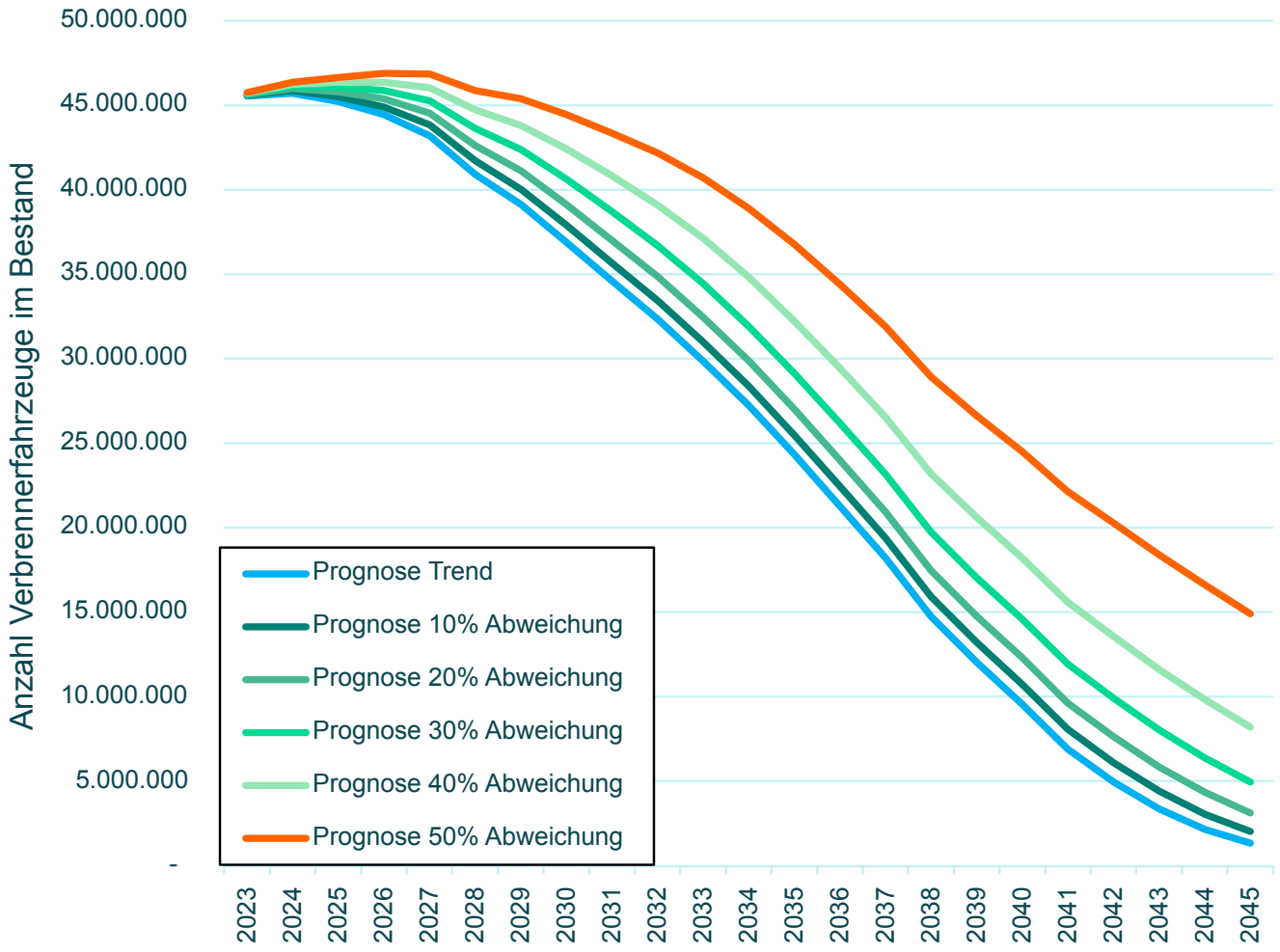
Die resultierende Bestandsflottenentwicklung unter Berücksichtigung der beschriebenen Parameter ist in **Abbildung 14** dargestellt.

Demnach können im Jahr 2045 in dem betrachteten Szenarienspielraum unter den getroffenen Annahmen 1,3- bis ca. 15 Mio. Verbrenner-PKW weiterhin in Deutschland registriert sein. Oldtimer oder Fahrzeuge, die zukünftig einen solchen Status erlangen könnten, sind dabei unberücksichtigt geblieben. Selbst unter den optimistischsten BEV-Randbedingungen ist eine vollständige Substitution der Verbrennerflotte somit bis 2045 nicht schnell genug möglich. Verbrennerfahrzeuge werden folglich auch 2045 noch im Bestand existieren.

Über die dargelegten Entwicklungen des PKW-Segments hinaus ist davon auszugehen, dass im Nutzfahrzeugbereich ein solcher Austausch noch langsamer stattfinden wird, da eine größere Nutzungsdauer vorliegt und eine geringere Anzahl neuer Fahrzeuge pro Jahr in die Bestandsflotte aufgenommen wird. Dies lässt darauf schließen, dass zusätzlich mehrere Millionen verbrennungsmotorischer Fahrzeuge in 2045 auch aus dem Nutzfahrzeugbereich zu erwarten sind.

Somit ist davon auszugehen, dass die Anzahl von verbrennungsmotorisch-angetriebenen Fahrzeugen auch 2045 einen relevanten Bedarf für chemische Energieträger generieren wird, der zukünftig aus regenerativen Quellen bereitgestellt werden muss, um den Straßenverkehr in Einklang mit den Zielen des deutschen Klimaschutzgesetzes zu bringen.

Abb. 14 | Resultierender PKW-Bestand in verschiedenen Szenarien (exkl. Oldtimer)



Quelle: Eigene Darstellung basieren auf Daten von [18]

2.3.2.3 Fazit Straßenverkehr

Das vorliegende Fazitkapitel zieht auf Grundlage der durchgeführten Modellrechnungen Schlussfolgerungen zur Entwicklung des Importbedarfs im Straßenverkehr (**Abbildung 15**).

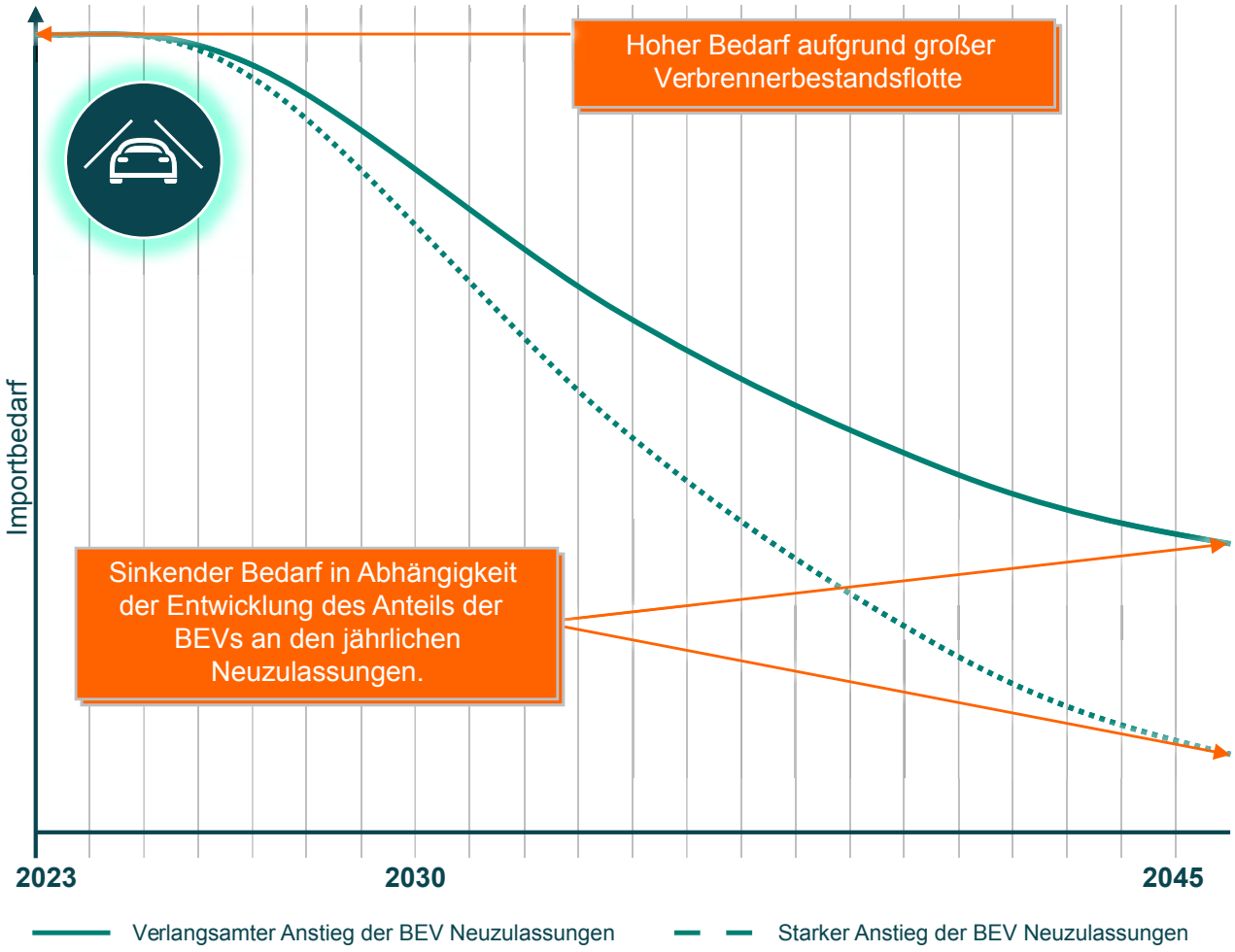
Die Ergebnisse der Modellrechnung verdeutlichen, dass eine Zunahme des BEV-Anteils in der Bestandsflotte zu einem potentiellen Rückgang des Importbedarfs im Straßenverkehr führen kann, da damit eine Reduzierung der Nachfrage für Öl- und Erdölprodukte erzielt wird.

Jedoch zeigen die Ergebnisse auch, dass selbst im optimistischsten Hochlaufszenario für BEVs mit mehr als einer Million verbrennungsmotorischer Fahrzeuge allein im PKW-Segment zu rechnen ist. Weitere Millionen Verbrennerfahrzeuge sind auch aus dem Nutzfahrzeugbereich zu erwarten, da dort der Austauschprozess noch langsamer vonstattengeht. Diese Aspekte verstärken die fortwährende Notwendigkeit von chemischen Energieträgern im Straßenverkehr, die in 2045 aus erneuerbaren Quellen gewonnen werden müssen, um die Einhaltung des deutschen Klimaschutzgesetzes zu gewährleisten.

Da eine kostengünstigere und effizientere Erzeugung solcher Energieträger besser außerhalb Deutschlands realisiert werden könnte [24], ist davon auszugehen, dass auch zukünftig diese chemischen Energieträger für den Straßenverkehr importiert werden. Aus diesem Grund kann weiterhin von einem hohen Importbedarf innerhalb dieser Anwendung ausgegangen werden.

Insgesamt verdeutlichen die Ergebnisse dieser Detailanalyse, dass die Reduzierung der Importabhängigkeit im Straßenverkehr ein komplexer Prozess ist, der nicht nur technische und wirtschaftliche Aspekte, sondern auch soziale und gesellschaftliche Faktoren umfasst. Die Defossilisierung der Energieversorgung im Straßenverkehr erfordert daher eine ganzheitliche und technologieneutrale Betrachtung, um nachhaltige und realistische Strategien zu entwickeln für die zukünftige Energieversorgung dieses Sektors.

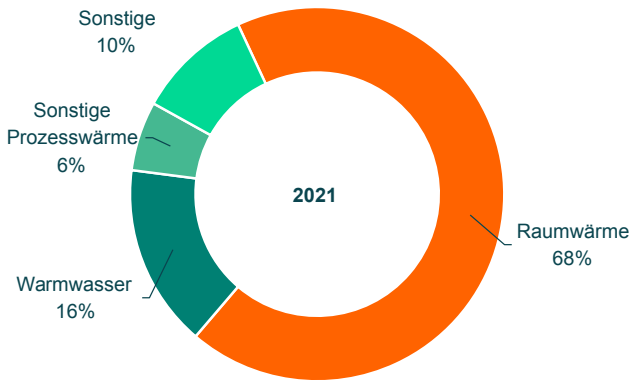
Abb. 15 | Qualitative Einschätzung des Energieimportbedarfs im Straßenverkehr



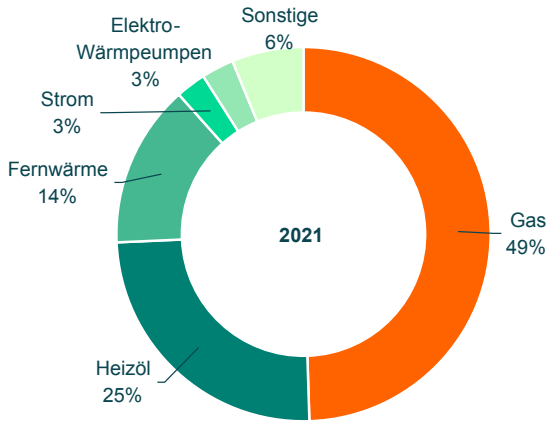
Quelle: Eigene Darstellung

Abb. 16 | Endenergieverteilung Haushaltssektor und Heizungstechnologien im Bestand

ENERGIEVERBAUCH DER PRIVATEN HAUSHALTE:



BEHEIZUNGSTECHNOLOGIEN IM WOHNUNGSBESTAND:



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [25,26]

2.3.3 Haushaltssektor

Die folgenden Kapitel umfassen die Detailanalyse der privaten Haushalte.

2.3.3.1 Status quo und Zielbild

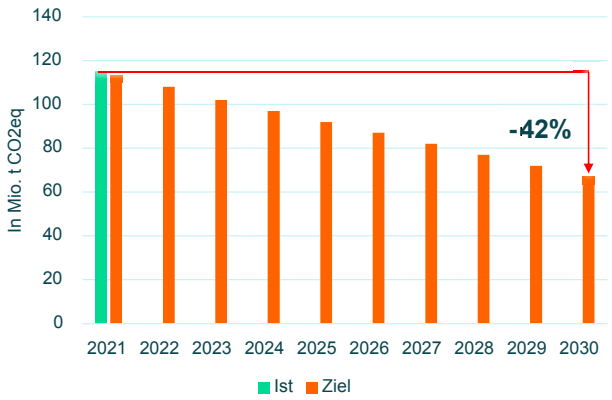
Abbildung 16 zeigt, dass der größte Energiebedarf aus der Raumwärmebereitstellung entsteht. Ein Großteil dieser Wärmebereitstellung in deutschen Haushalt erfolgt durch Gas- und Ölheizungssysteme. Diese machen ca. 75% der verbauten Bestandssysteme in Deutschland aus.

Die Wärmebereitstellung erfolgt somit zum Großteil über konventionelle Heizungssysteme, die auf Basis von fossilen Energieträgern, wie Erdgas oder Heizöl, betrieben werden. Diese dominierende Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen in der Raumwärmeerzeugung ist allerdings eine erhebliche Herausforderung für die Erreichung der Klimaziele im Haushaltssektor. Diese sehen bereits bis 2030 eine 42%ige Reduzierung der CO2-Emissionen gegenüber dem erreichten Wert in 2021 vor [26].

Zur Erreichung dieser Ziele werden bisher zwei wesentliche strategische Ansätze verfolgt: Die Erneuerung der Heizungsanlagen ist dabei die wesentliche Hauptmaßnahme. Insbesondere der verstärkte Einbau von Wärmepumpen ist in diesem Zusammenhang im Fokus. Als zweite ergänzende Maßnahme wird die energetische Sanierung von Gebäuden vorgesehen, um deren Energieeffizienz zu optimieren. Als ein weiterer Ansatz zur Bereitstellung klimaneutraler Wärme für Haushalte wird der Ausbau von Nah- und Fernwärmenetzen in Betracht gezogen. Mit einer solchen Netzinfrastruktur kann Wärme aus zentralen Quellen wie Blockheizkraftwerken, geothermischen Brunnen oder industrieller Abwärme über Leitungen an Haushalte und Unternehmen geliefert werden. Schon jetzt macht netzgebundene Wärme etwa 14 % des Ge-

Abb. 17 | Zwischenziele und angestrebte Enabler im Haushaltssektor

ZWISCHENZIELE IM GEBÄUDESEKTOR:



ENABLER:

Um das Zwischenziel für 2030 zu erreichen, gelten folgende zwei Maßnahmen als grundlegend:

ERNEUERUNG DER HEIZUNGSANLAGEN

Austausch alter Öl- und Gasheizungen gegen strombasierte Systeme:

- Wärmepumpen
- Brennstoffzellen (perspektivisch), etc.

ENERGETISCHE OPTIMIERUNG DER HÄUSER (SANIERUNG)

- Erneuerung Fenster
- Dämmung (Außenwände, Dach, Keller, etc.)
- Austausch alter Thermostate
- …

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [26]

samtheizungsbestandes aus (siehe **Abbildung 16**). Im Rahmen der aktuellen kommunalen Wärmeplanung werden auch diese Potenziale bewertet und langfristig ausgeschöpft. Dennoch liegt ein bedeutendes politisches Augenmerk auf den technologischen Möglichkeiten, die Wärmepumpen bieten. Daher konzentriert sich die folgende vergleichende Analyse im Kontext der zukünftigen Energieimportabhängigkeit auf Wärmepumpen.

2.3.3.2 Transformationsprozess im Haushaltssektor

Zur Ermittlung des aktuellen Standes des Wärmepumpenausbaus in Deutschland werden historische Daten des Bundesverbands Wärmpumpe e.V. ausgewertet. Die aus den Datensätzen abgeleitete Wachstumsgeschwindigkeit der letzten Jahre dient als Grundlage, um eine Trendkurve für die Entwicklung bis zum Jahr 2030 zu erzeugen.

Die Zielhochlaufkurve hingegen wird aus den Angaben von Agora Energiewende abgeleitet, die beschreiben, dass ca. 6 Mio. Wärmepumpen bis 2030 im Bestand existieren müssen, um das Zwischenziel für die CO2-Reduktion in dem Sektor erreichen zu können [27]. Die resultierenden Verläufe werden in **Abbildung 18** dargestellt.

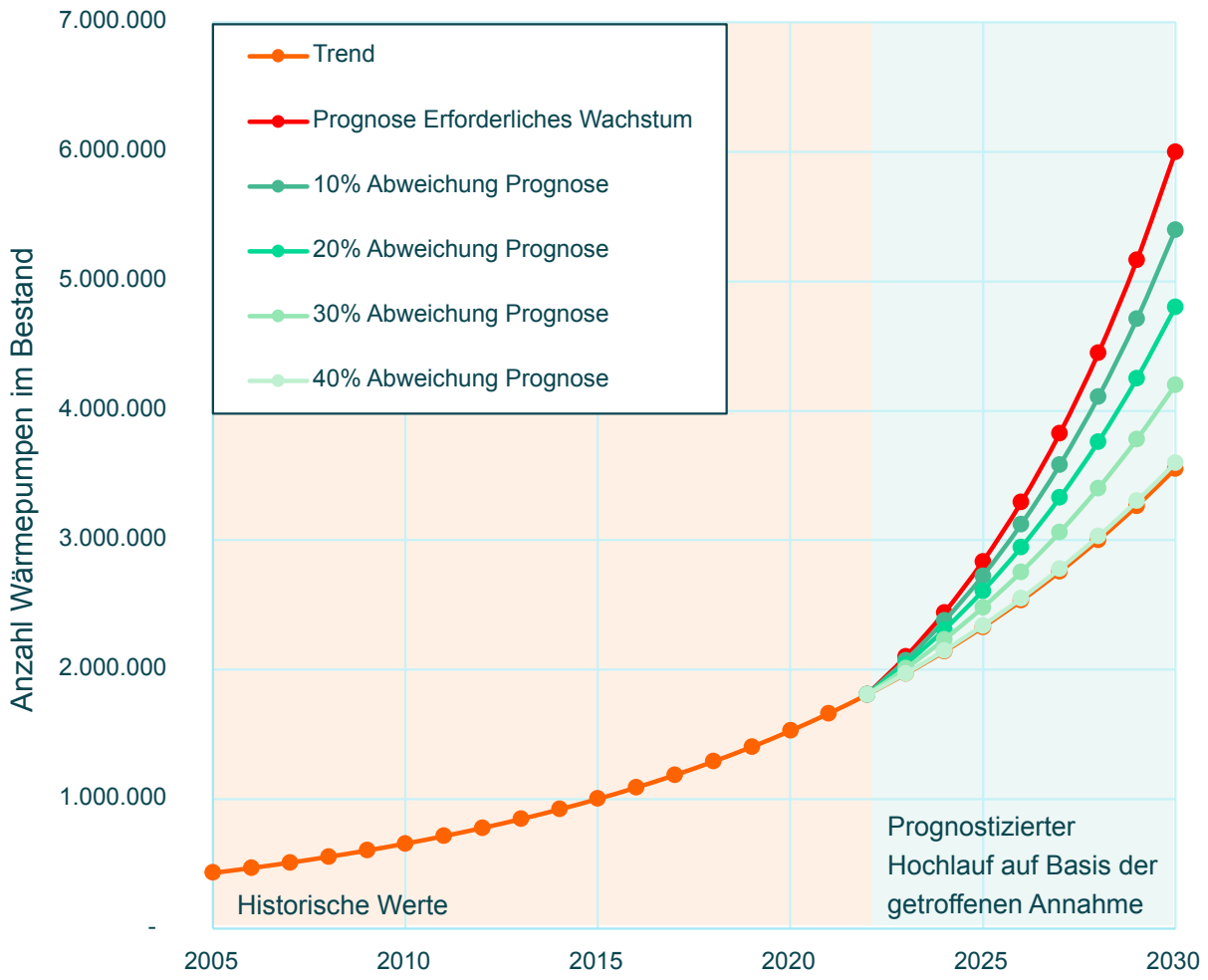
Die orangene Kurve beschreibt dabei den derzeitigen Trendverlauf, während die rote Linie den erforderlichen Hochlauf repräsentiert, um das Zwischenziel des Haushaltssektors erfüllen zu können. Demnach weicht der derzeitige Ausbau des Wärmepumpensektors um mehr als 40% vom angestrebten Sollwert ab. Der Austausch der bestehenden Heizungssysteme wird somit zum aktuellen Zeitpunkt nicht in der erforderlichen Geschwindigkeit umgesetzt.

Eine kurz- und mittelfristige Korrektur der Ausbaugeschwindigkeit ist in Anbetracht der vorliegenden Marktbedingungen schwierig. Eine wesentliche Herausforderung ist dabei der enorme Engpass von Fachkräften in der Branche. Ca. 60.000 Installateure fehlen derzeit, um den Ausbau in der erforderlichen Geschwindigkeit umzusetzen [29].

Eine weitere Herausforderung ist die stark wachsende Nachfrage in Anbetracht der aktuellen Produktionskapazitäten für Wärmepumpensysteme. Bereits jetzt sind ca. 94% der Betriebe mit entsprechenden Lieferengpassproblemen konfrontiert [30].

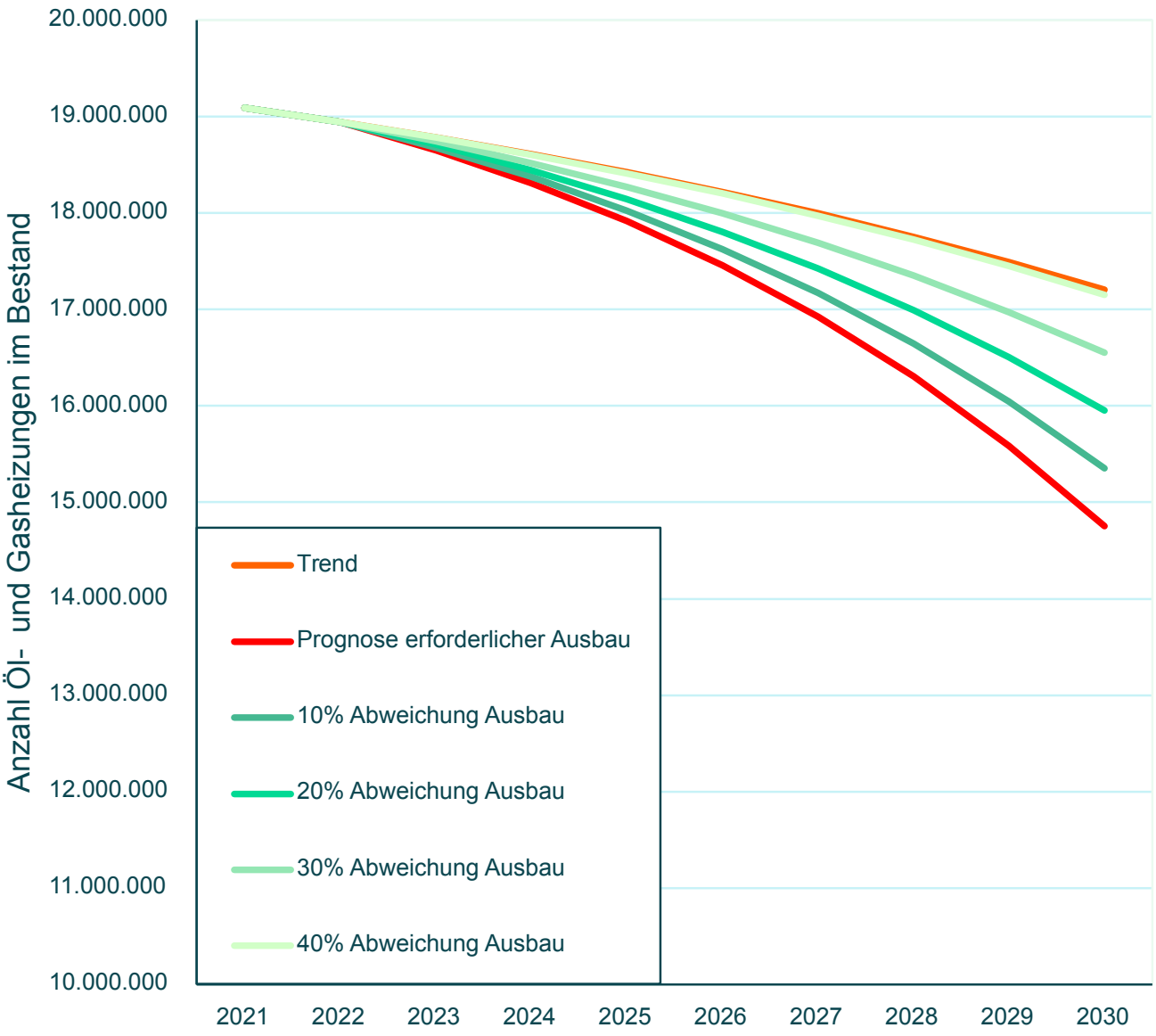
Als weiterer kritischer Faktor gelten die Technologiekosten. Auch wenn Wärmepumpensysteme Vorteile in den Betriebs-

Abb. 18 | Hochlaufszenarien des Wärmepumpenausbaus



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [27, 28]

Abb. 19 | Resultierender Gas- Und Ölheizungsbestand



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [27, 28, 32]

kosten aufweisen, sind die höheren Investitionskosten gegenüber alternativen Systemen weiterhin ein großer Hemmfaktor [31]. Die Einführung des neuen Gebäudeenergiegesetzes mit entsprechenden Förderungen kann eine Möglichkeit sein, diesen Nachteil auszugleichen. Die Effektivität dieser Maßnahmen ist allerdings stark davon abhängig, wie gut die praktische Umsetzung realisiert wird. Diese kann zum Zeitpunkt der Studienerstellung allerdings noch nicht bewertet werden.

Somit ist auch im Jahr 2030 weiterhin eine große Anzahl an Öl- und Gasheizungen zu erwarten. **Abbildung 19** zeigt eine erste Näherung der möglichen Bestandsentwicklung von konventionellen Heizungssystemen unter Berücksichtigung der zuvor beschriebenen Hochlaufszenarien für die Wärmepumpentechnologie.

Demnach sind je nach Entwicklungsszenario weiterhin 14,7-17,2 Mio. Öl- und Gasheizungsanlagen im Bestand möglich. Dabei ist bei der derzeitigen Trendkurve die größte Anzahl zu erwarten. Da somit aktuelle Entwicklungstrends darauf hindeuten, dass der Ausbau neuer Heizungssysteme nicht schnell genug erfolgt, werden weitere Maßnahmen erforderlich werden, um das CO2-Zwischenziel in 2030 erreichen zu können. In dem Fall ist die Optimierung der CO2-Bilanz der dargestellten Bestandsanlagen eine naheliegende Möglichkeit.

Hierzu wäre jedoch eine verstärkte Integration regenerativer Energieträger in den Energiemix der jeweiligen Heizungssysteme erforderlich. Dazu gehört beispielweise die Erhöhung des Anteils von grünen Gasen im Erdgasnetz in Form von Wasserstoff, synthetischem Methan oder Biomethan. Zusätzlich ist selbiges Vorgehen auch bei der Optimierung des Heizölmixes möglich durch die Integration größerer Anteile von hydriertem Pflanzenöl (HVO) oder synthetischen höherwertigen Kohlewasserstoffen.

Während die meisten der genannten Energieträger ohne technische Anpassungsnotwendigkeiten in die Bestandsinfrastruktur in beliebigen Anteilen beigefügt werden könnten, sind beim sogenannten Blending mittels Wasserstoffs im Erdgasnetz allerdings einige Grenzen zu beachten. Bis zu 30 % Zumischung sind bei gängigen Systemen mithilfe geringer technischer Anpassungen realisierbar [33,34].

Weiterhin ist davon auszugehen, dass eine effizientere und wirtschaftlichere Produktion dieser Energieträger eher außerhalb Deutschlands realisiert werden kann, was deren Import auch in 2030 weiterhin begünstigt und somit die derzeitige Abhängigkeitssituation aufrechterhält. Allerdings ist auch längerfristig von einem anhaltenden Importbedarf in dieser Anwendung auszugehen, selbst wenn eine nahezu vollständige Elektrifizierung der Wärmebereitstellung perspektivisch erreicht wird. Dies ist insbesondere auf die möglichen Versorgungsengpässe innerhalb der Wärmebereitstellung zurückzuführen.

Typischerweise gilt im Haushaltssektor, dass der Energiebedarf in den Wintermonaten am höchsten ausfällt (**Abbildung 20**). Gleichzeitig ist das Erzeugungspotential für regenerativen Strom in den Wintermonaten in Deutschland typischerweise am schlechtesten ausgeprägt.

Dieser Umstand birgt ein hohes Risiko bei einer nahezu vollständig elektrifizierten Wärmebereitstellung für Diskrepanzen zwischen Stromangebot und Nachfrage, insbesondere wenn der Bedarf nach elektrischer Energie in verschiedenen Sektoren durch die voranschreitende Elektrifizierung perspektivisch ebenfalls zunimmt. Die Sicherung der Versorgungssicherheit erfordert daher strategische Reserven.

In dieser Hinsicht bieten chemische Energieträger wie bspw. grüner Wasserstoff oder synthetisches Methan die besten Langzeitspeichereigenschaften [37]. Auch hier gilt der zuvor benannte Aspekt, dass eine wirtschaftlichere und effizientere Produktion im Ausland realisierbar ist [24], weshalb weiterhin von einem anhaltenden Importbedarf bei den Haushalten auch auf lange Sicht auszugehen ist.

2.3.3.3 Fazit Haushalte

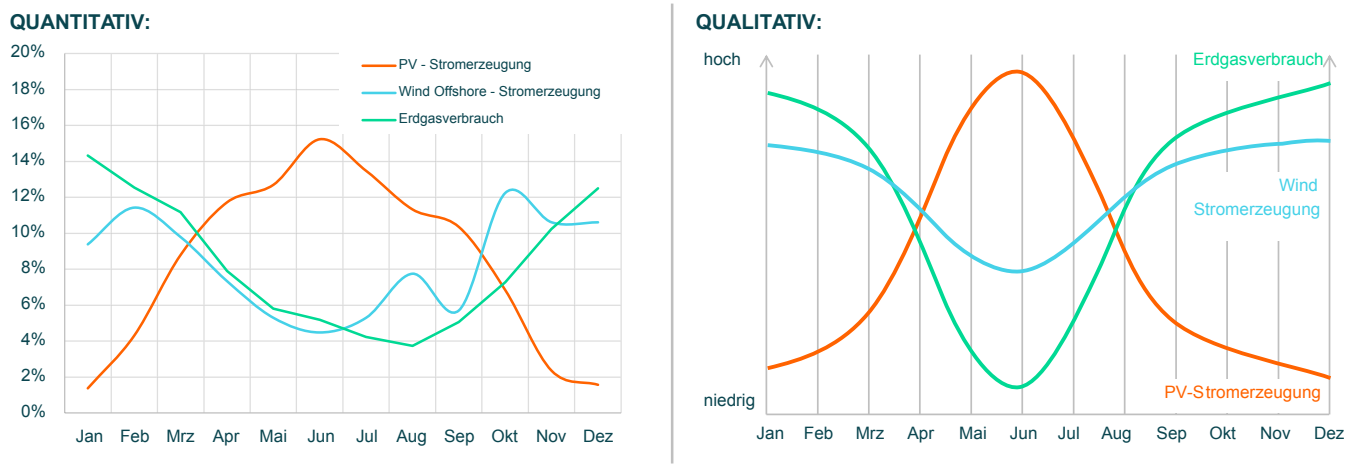
Das vorliegende Fazitkapitel zieht auf Grundlage der durchgeführten Untersuchungen Schlussfolgerungen zur Entwicklung des Importbedarfs für reg. Energieträger bei den Haushalten (**Abbildung 21**).

Analog zum Straßenverkehr ist mit zunehmender Elektrifizierung der Wärmebereitstellung sowie der Umsetzung von Sanierungsplänen ein rückläufiger Importbedarf zu erwarten. Dennoch ist aufgrund der derzeitig erkennbaren Abweichungen von der erforderlichen Ausbaugeschwindigkeit bei Wärmepumpen auch im Jahr 2030 weiterhin mit einem hohen Importbedarf für reg. Energieträger zu rechnen.

Aufgrund der herausfordernden Marktbedingungen im Wärmepumpenausbau in Form des Fachkräftemangels, der Lieferengpässe und nachteiligen Technologiekosten werden kurz- und mittelfristig zusätzliche Maßnahmen erforderlich sein, um eine rechtzeitige Reduzierung der CO2-Emissionen in diesem Sektor erreichen zu können. Die Integration erneuerbarer Energieträger in den Energiemix der Bestandsanlagen kann dabei eine vielversprechende Möglichkeit sein. Diese sorgt allerdings auch dafür, dass die entsprechende Abhängigkeit von Energieimporten bis 2030 auf einem hohen Level bleibt.

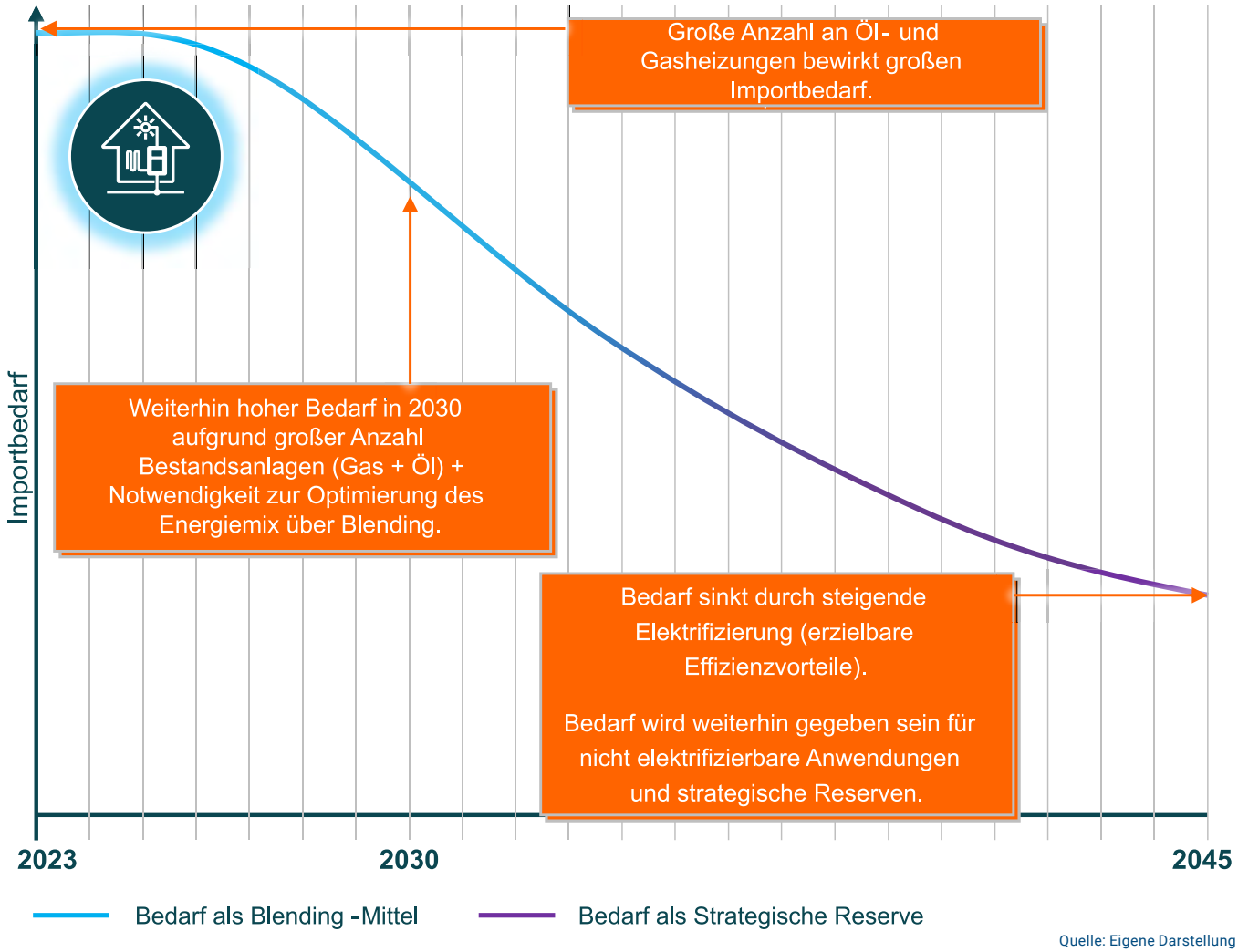
Sogar wenn bis zum Jahr 2045 eine nahezu vollständige Elektrifizierung der Wärmebereitstellung erfolgen sollte, ist von einem anhaltenden hohen Energieimportbedarf aufzugehen, da chemische Energieträger insbesondere als Rückfallebene bedeutsam sein werden, um Versorgungsengpässe aufgrund von fluktuierenden Erzeugungsbedingungen für regenerative Energie im Kontext eines steigenden Strombedarfs auch in anderen Senken ausgleichen zu können. Somit zeigt die Untersuchung erneut, dass die Unabhängigkeit von Energieimporten in absehbarer Zukunft nicht erreicht werden kann.

Abb. 20 | Energieverbrauch Haushalte und regenerative Stromerzeugung im Gesamtjahr



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [35, 36]

Abb. 21 | Qualitative Einschätzung des Energieimportbedarfs bei den Haushalten



Quelle: Eigene Darstellung

Inwieweit eine 100%ige Elektrifizierung der Wärmebereitstellung anzustreben ist, wenn selbst in einem solchen Szenario chemische Energieträger wie Wasserstoff mindestens als Rückfallebene erforderlich sein werden, gilt es weiterführend zu untersuchen. Die Aufrechterhaltung von Technologien wie bspw. Gasheizungen, die im Fall von modernen Anlagen auch Wasserstoff nutzen können, könnten in dem Zusammenhang dann nämlich auch eine zielführende Option darstellen, um eine nachhaltige Raumwärmebereitstellung zu gewährleisten.

2.3.4 Chemieindustrie

Die folgenden Kapitel widmen sich einer kritischen Analyse der derzeitigen Situation der deutschen Chemieindustrie im Kontext der bevorstehenden energie- und umwelttechnischen Transformation.

2.3.4.1 Status quo

Die Chemieindustrie zählt zu den wichtigsten Wirtschaftszweigen Deutschlands. Im globalen Vergleich weist diese den viertgrößten Umsatz vor (Tabelle 1). Innerhalb Deutschlands ist diese sogar der drittumsatzstärkste Wirtschaftszweig zusammen mit der Pharmazie, nach der Automobilindustrie und dem Maschinenbau (Tabelle 2). Die deutsche Chemieindustrie trägt somit erheblich zur Wirtschaftskraft des Landes bei und ist maßgeblich für den Wohlstand in Deutschland mitverantwortlich.

Tabelle 1 | Umsatz der deutschen Chemieindustrie im globalen Vergleich (Stand 2021)

Platz	Land	Umsatz 2021
#1	China	1.949.266 Mio. €
#2	USA	493.304 Mio. €
#3	Japan	206.583 Mio. €
#4	Deutschland	172.403 Mio. €

Quelle: Eigene Darstellung [38]

Tabelle 2 | Umsatz der deutschen Chemieindustrie im nationalen Vergleich (Stand 2021)

Platz	Wirtschaftszweig	Umsatz 2021	Beschäftigte
#1	Automobilbau	413.493 Mio. €	786.109
#2	Maschinenbau	245.515 Mio. €	935.902
#3	Chemie und Pharmazie	227.135 Mio. € (Davon 55.732 Mio € Pharmazie)	473.194

Quelle: Eigene Darstellung [38, 39]

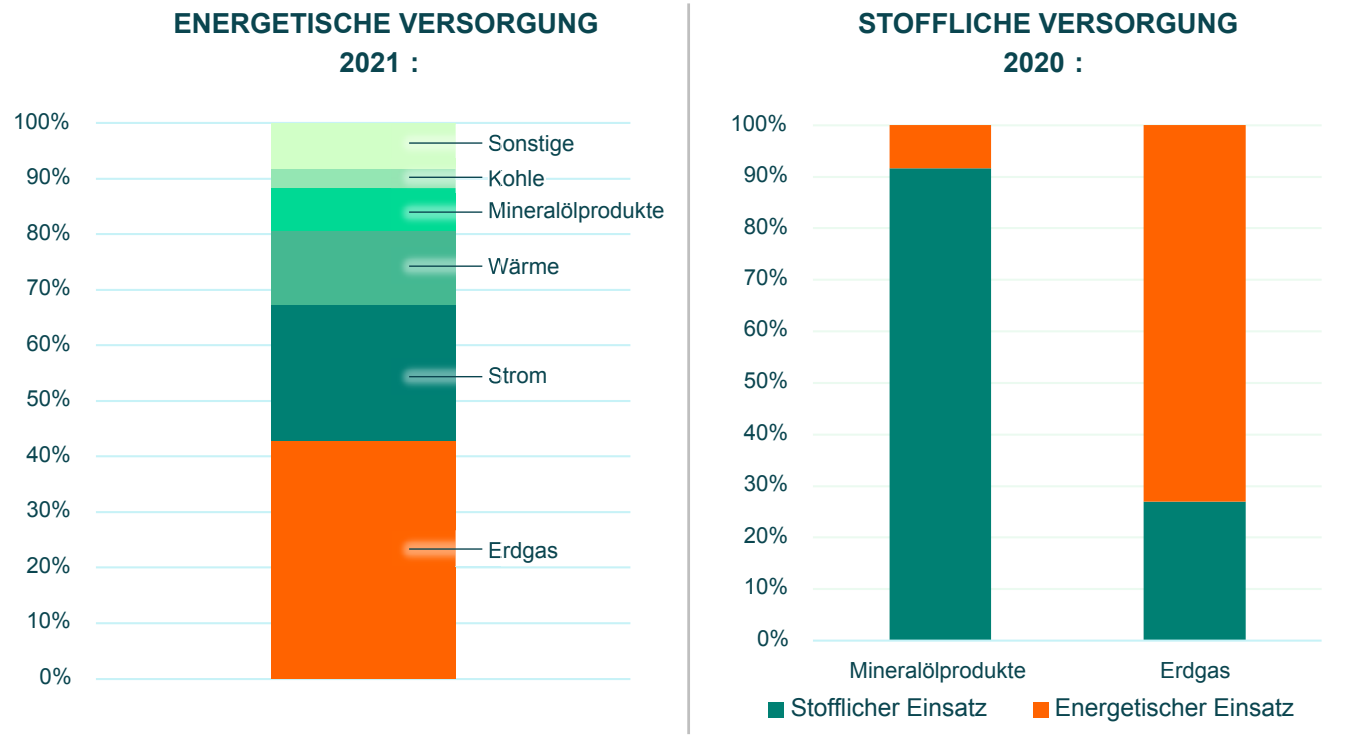
Dennoch ist die Aufrechterhaltung der deutschen Produktionsstandorte zunehmend herausfordernd geworden. Angesichts der Transformation in Richtung einer nachhaltigen Energieversorgung ist in der Chemieindustrie eine umfassende Neuausrichtung erforderlich, da diese eine zweiseitige Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen vorweist. Diese umfasst sowohl die Abhängigkeit in der stofflichen als auch in der energetischen Versorgung (**Abbildung 22**).

Demnach ist der Industriezweig in der energetischen Versorgung bisher stark von Erdgas abhängig gewesen. Auch in der stofflichen Versorgung hatte Erdgas bisher eine große Bedeutung. Insbesondere Mineralölprodukte sind hier aber der wichtigste Rohstoff.

Diese doppelseitige Abhängigkeit von fossilen Energieträgern gilt es in Zukunft mittel Rohstoffen aus regenerativen Quellen sicherzustellen. Gleichzeitig müssen dabei Randbedingungen geschaffen werden, mit denen der Standort Deutschland als Produktionsstätte weiterhin attraktiv bleibt. Eine zukunftsorientierte Strategie muss sowohl die wirtschaftlichen als auch die ökologischen Aspekte in Einklang bringen, um langfristig den Fortbestand und die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Chemieindustrie zu sichern.

Der Verband der Chemischen Industrie hat in dem Zusammenhang bereits eine potentielle Roadmap erarbeitet, mit der ein solches Vorhaben gelingen kann [41]. Diese hebt insbesondere die Notwendigkeit der Transformation der Herstellungsverfahren hervor. Hierbei wird der Fokus neben biobasierten Verfahren auf strombasierte Herstellungsverfahren gelegt, die auf der Nutzung von Power-to-X (PTX)-Produkten wie Wasserstoff und seinen Derivaten beruhen [41]. Diese Herangehensweise steht zwar im Einklang mit dem Ziel, fossile

Abb. 22 | Stoffliche und energetische Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen in der Chemie



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [40]

Ressourcen zu substituieren und durch umweltfreundliche Alternativen zu ersetzen, gleichzeitig steigert sie aber den Bedarf für grünen Wasserstoff immens, da die Verfügbarkeit dieses Rohstoffs eine wesentliche Grundvoraussetzung sein wird [41].

Ein weiterer entscheidender Faktor für den Erfolg dieser Transformation ist der Strompreis. Eine Preisschwelle von 4 ct/kWh wird als erforderlich erachtet, um die Wirtschaftlichkeit dieser strombasierten Herstellungsverfahren zu gewährleisten [41]. Dieser Kostenpunkt ist nicht nur für die Rentabilität der neuen Prozesse von Belang, sondern auch für die Wettbewerbsfähigkeit der chemischen Industrie im globalen Kontext.

Die nächsten Kapitel dieser Studie widmen sich der kritischen Analyse, inwieweit die beiden Voraussetzungen für eine erfolgreiche Defossilisierung der Chemieindustrie in Deutschland künftig sichergestellt werden können.

2.3.4.2 Transformationsprozess im Chemiesektor

Die Verfügbarkeit von großen Mengen an H2 stellt die erste grundlegende Voraussetzung für den Erfolg der Transformation dar. Die Analyse der nationalen Wasserstoffstrategie zum Zeitpunkt der Studienerstellung zeigt, dass die geplanten Produktionskapazitäten nicht ausreichen werden, um den zukünftigen Bedarf einer nachhaltigen und kohlenstoffarmen deutschen Chemieindustrie zu decken, selbst wenn eine erweiterte Ausbauprojektion bis zum Jahr 2045 berücksichtigt wird (**Abbildung 23**).

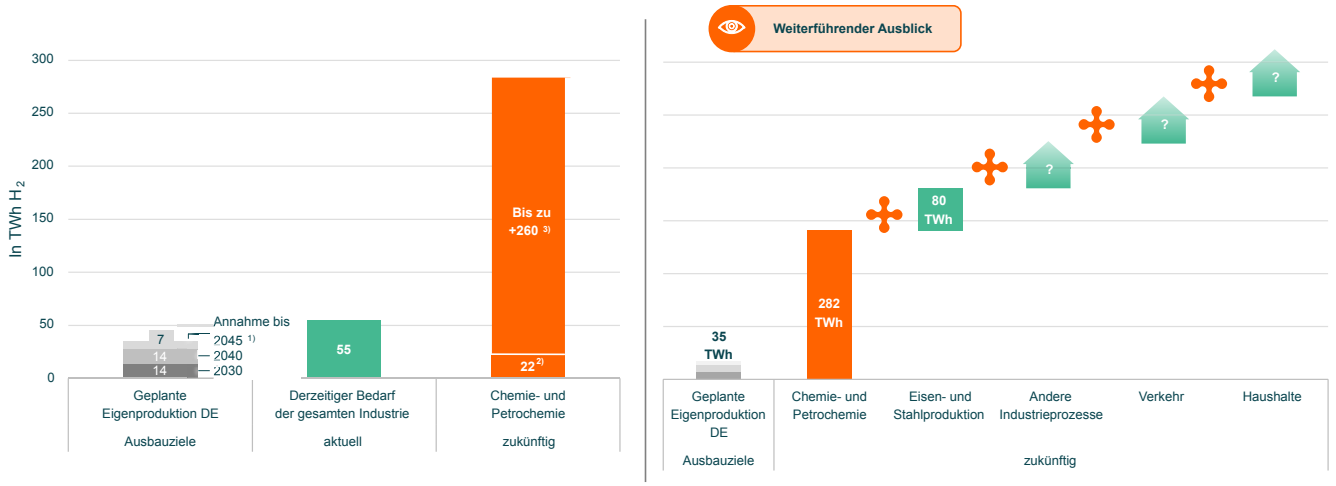
Beispielsweise würde allein die Ammoniakproduktion in Deutschland mit 22 TWh einen erheblichen Anteil der in Deutschland geplanten Wasserstofferzeugungskapazitäten beanspruchen [42].

Mit der zunehmenden Etablierung strombasierter Herstellungsverfahren wird der Bedarf an Wasserstoff im Chemiebereich weiterwachsen. Es wird geschätzt, dass dieser Bedarf um weitere bis zu 260 TWh pro Jahr steigen könnte, ja stärker die Transformation zu den neuen strombasierten Herstellungsverfahren voranschreitet [43].

Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass der Bedarf für grünen Wasserstoff auch in anderen Industriezweigen und Sektoren wächst. Der in diesen Senken aufkommende Bedarf ist in vielen Fällen noch nicht final bekannt [42]. Angesichts dieser Herausforderungen wird deutlich, dass die Voraussetzung einer ausreichenden H2-Versorgung nicht ausschließlich durch inländische Kapazitäten sichergestellt werden kann. Energieimporte werden somit unvermeidlich sein, um den steigenden Bedarf der Chemieindustrie zu decken. Die Entwicklung einer ausgewogenen und nachhaltigen Strategie, die sowohl die inländische Produktion als auch den Import von Wasserstoff einschließt, um die Umstellung auf PTX-basierte Herstellungsverfahren erfolgreich umzusetzen, ist in dem Zusammenhang anzustreben.

Ähnliche Erkenntnisse sind auch bei der Untersuchung der zweiten wesentlichen Anforderung, die sichergestellt werden muss, um die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Produktionsstandorte zu gewährleisten, festzustellen. Die Zielmarke von 4 Cent pro Kilowattstunde stellt dabei im Kontext der deutschen Erzeugungsbedingungen für erneuerbaren Strom eine beachtliche Herausforderung dar.

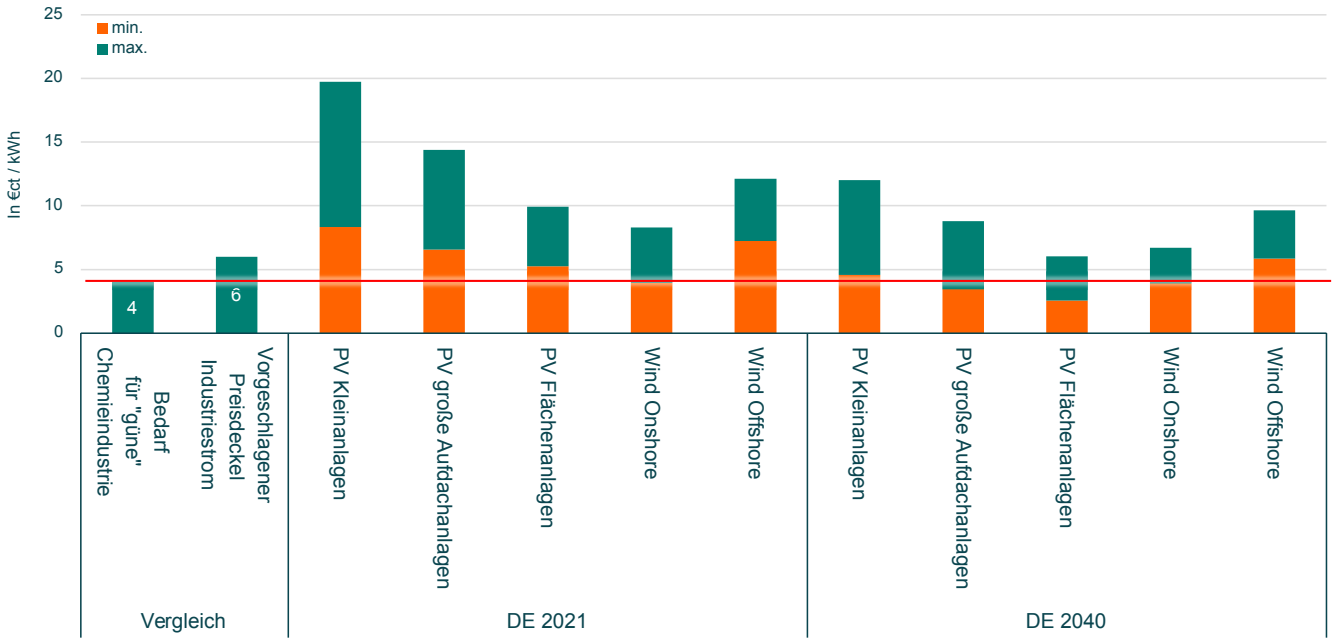
Abb. 23 | Wasserstoffbedarf der zukünftigen deutschen Chemieindustrie



1) Bisher nicht explizit genannt. Angenommener Ausbau basierend auf beschriebener Ausbaugeschwindigkeit
2) Hier vereinfacht: Nur Ammoniakproduktion explizit ausgewiesen.
3) Gesamter H2-Bedarf kann um bis zu +260 TWh steigen (inkl. Methanolherstellung). Genaue Spannbreite abhängig von: Umstellungsgrad auf strombasierte Produktionsverfahren, H2 - Nutzung in der Wärmebereitstellung, H2 -Nutzung in der Aufarbeitung von Pyrolyseprodukten

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [42, 43]

Abb. 24 | Gestehungskosten (Näherungen) für regenerativen Strom in Deutschland



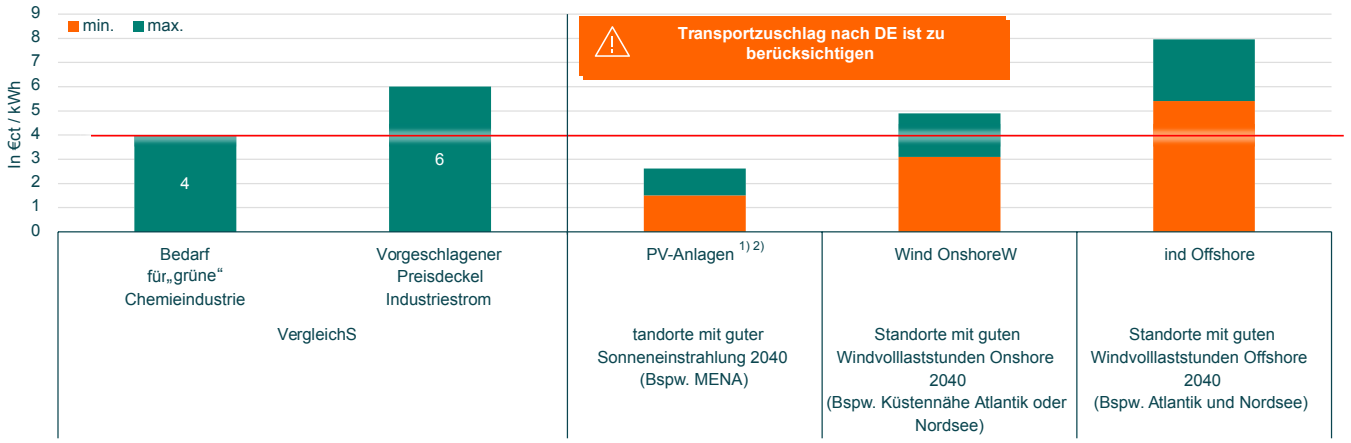
Quelle: Eigene Darstellung basieren auf Daten von [44]

Die Untersuchungen des Fraunhofer-Instituts deuten darauf hin, dass solche Strompreise theoretisch von großen Photovoltaik-Anlagen und Onshore-Windparks erreichbar wären (**Abbildung 24**). Dennoch gilt, dass diese Preise als absolute Optimalwerte zu betrachten sind und die günstigsten realisierbaren Szenarien repräsentieren.

Unter Berücksichtigung der schwankenden Erzeugungsbedingungen in Deutschland, ist anzunehmen, dass die tatsächlichen Erzeugungspreise eher zu den höheren ausgewiesenen Werten tendieren. Diese überschreiten die Preisgrenze von 4 ct/kWh deutlich und führen zu dem Schluss, dass diese Anforderung nicht durch eine reine Eigenerzeugung von Strom sichergestellt werden kann. Folglich muss insgesamt das Angebot an nachhaltiger Energie ausgebaut werden, um wieder wettbewerbsfähige Preise zu erzielen. Das gilt insbesondere auch für die Importe – nicht zuletzt auch um die Produktionsvolatilität der Erneuerbaren abzufedern.

Der Vergleich mit den erzielbaren Strompreisen in sonnen- und windreichen Gebieten, wie der MENA-Region (Mittlerer Osten und Nordafrika), unterstreicht, dass Deutschland in dieser Hinsicht deutliche Standortnachteile für die Chemieindustrie bietet. Aufgrund der konstanten Erzeugungsbedingungen in diesen Gebieten ist selbst in einem ausgewiesenen Maximalszenario ein Erzeugungspreis unterhalb von 4 ct/kWh denkbar (**Abbildung 25**).

Abb. 25 | Stromgestehungskosten in sonnen- und windreichen Regionen



1) Maximalwert gilt für kleine Aufdachanlagen
2) Minimalwert gilt für Freiflächenanlagen

Quelle: Eigene Darstellung basieren auf Daten von [44]

Vor dem Hintergrund dieser internationalen Vergleiche wird die Notwendigkeit deutlich, kostengünstige Energieimporte aus Regionen mit vorteilhaften Erzeugungsbedingungen als potentielle Lösung zu betrachten, um eine Abkehr von deutschen Produktionsstandorten zu verhindern.

2.3.4.3 Fazit Chemieindustrie

Das vorliegende Fazitkapitel zieht auf Grundlage der durchgeführten Untersuchungen Schlussfolgerungen zur Entwicklung des Importbedarfs für regenerative Energieträger in der Chemieindustrie. Im Gegensatz zu den vorherigen Anwendungen ist eher ein wachsender Bedarf für regenerative Energieimporte zu erwarten (**Abbildung 26**).

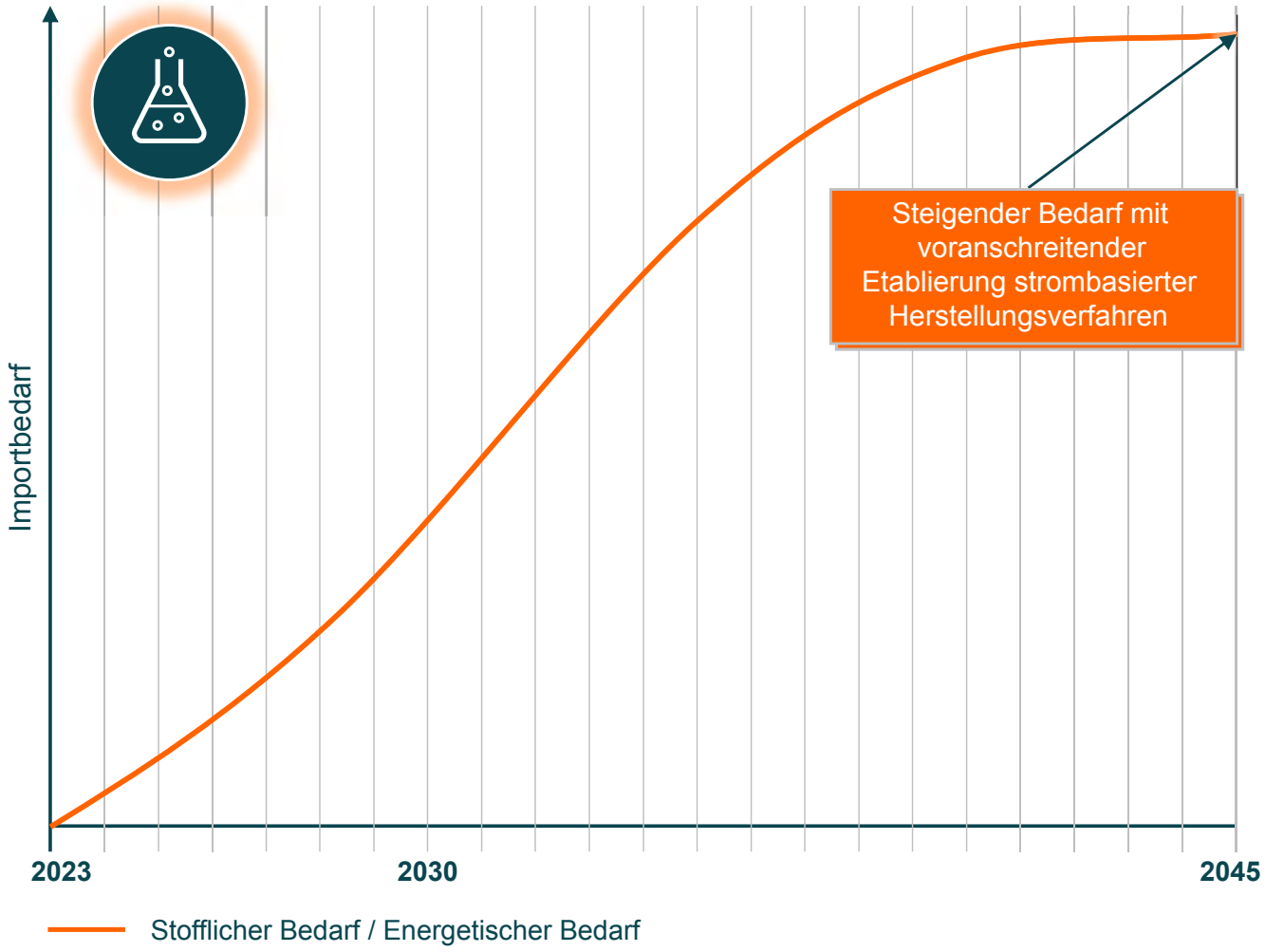
Obwohl der Importbedarf der aktuellen Chemieindustrie bereits auf einem bemerkenswert hohen Niveau ist, besteht in dieser Hinsicht Wachstumspotential, je stärker die Transformation zu strombasierten Herstellungsverfahren voranschreitet.

Ein wesentlicher Treiber dafür ist einerseits der steigende Bedarf an grünem Wasserstoff, da die aufkommende Nachfrage nicht einmal annähernd durch die geplanten Eigenerzeugungskapazitäten gedeckt werden könnte. Auch die Sicherstellung der erforderlichen Energiepreise ist in dem Zusammenhang von essenzieller Bedeutung. Um diese Wettbewerbsfähigkeit zu gewährleisten, werden regenerative Energieimporte notwendig sein, um kostengünstige und nachhaltige Energiequellen erschließen zu können.

Ohne die Schaffung dieser beiden Grundvoraussetzungen wird Deutschland als Produktionsstandort nicht länger konkurrenzfähig bleiben. Dies könnte zu einer unmittelbaren Abkehr von deutschen Standorten führen, was wiederum erhebliche Einbußen in der gesamtdeutschen Wirtschaftsleistung zur Folge haben würde.

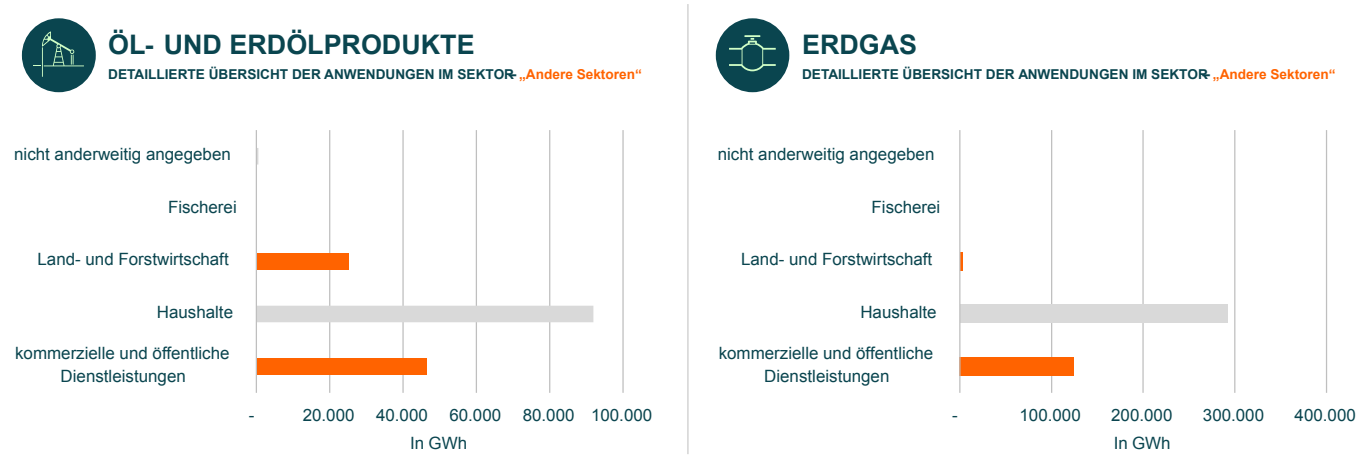
Die Einbindung von regenerativen Energieimporten in den Transformationsprozess könnte somit von entscheidender Bedeutung sein, um die Zielerreichung in der deutschen Chemieindustrie zu gewährleisten und gleichzeitig die Wirtschaftlichkeit und Wettbewerbsfähigkeit des Standorts aufrechtzuerhalten.

Abb. 26 | Qualitative Einschätzung des Energieimportbedarfs in der Chemieindustrie



Quelle: Eigene Darstellung

Abb. 27 | Öl- und Erdgasbedarf der betrachteten Sondersektoren



Quelle: Eigene Darstellung basieren auf Daten von [17]

2.3.5 Exkurs: Anwendungen mit vergleichsweise geringem Energiebedarf, aber hoher gesellschaftlicher Bedeutung

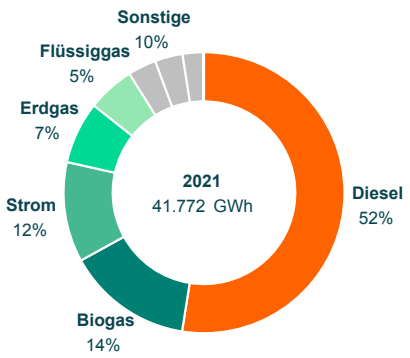
Im folgenden Kapitel wird ein Exkurs in Anwendungsbereiche unternommen, die bisher einen vergleichsweisen geringen Einfluss auf die Abhängigkeit von Energieimporten hatten. Konkret werden dabei die Land- und Forstwirtschaft sowie ein Sonderbereich der öffentlichen Dienstleistungen als repräsentative Beispiele betrachtet. **Abbildung 27** zeigt ihre bisherigen Bedarfe für relevante Energieträgerimporte im Vergleich zu anderen Anwendungen in ihrem Sektor.

Der Exkurs soll hervorheben, dass in der Transformation der Energieversorgung keine universelle „One-fits-All-Lösung“ angewandt werden kann. Jeder Anwendungsbereich hat spezifische Bedürfnisse und Herausforderungen, die eine maßgeschneiderte Herangehensweise erfordern.

2.3.5.1 Land- und Forstwirtschaft

Abbildung 28 zeigt die prozentuale Verteilung der relevanten Endenergieträger in diesem Bereich.

Abb. 28 | Endenergieversorgung in der Land- und Forstwirtschaft (Stand 2021)



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [17]

Dieser Brennstoffbedarf ergibt sich dabei aus den verschiedenen Tätigkeitsfeldern, die zum Anwendungsbereich der Land- und Forstwirtschaft gehören. Diese sind in Tabelle 3 dargestellt. Die starke Abhängigkeit von höherwertigen Kohlenwasserstoffen wie Diesel ist dabei auf die benötigten Kraftstoffmengen für den Betrieb von Maschinen zurückzuführen, wie beispielsweise Traktoren, Erntemaschinen und Feldhäcksler.

Tabelle 3 | Aufschlüsselung der Tätigkeitsfelder im betrachteten Wirtschaftszweig

Kategorie	Tätigkeitsfelder
Landwirtschaft und Jagd	- Anbau von Pflanzen - Betrieb von Baumschulen - Tierhaltung - Gemischte Landwirtschaft - Landwirtschaftliche Dienstleistungen - Jagd und Fallenstellerei
Forstwirtschaft	- Aufforstung - Holzeinschlag - Sammeln von wildwachsenden Produkten - Fortwirtschaftliche Dienstleistungen

Quelle: [45]

Obwohl ein Elektrifizierungstrend in der Land- und Forstwirtschaft erkennbar ist und seit mehreren Jahrzehnten daran gearbeitet wird, bleibt die Marktdurchdringung dieser Technologie weiterhin gering [46]. Pilotprojekte wie „GRIDcon“ [47] haben zwar einige entscheidende Vorteile des vollelektrischen Antriebsstrangs bei diesen Maschinen festgestellt,

darunter eine höhere Leistungsdichte der Elektromotoren, einen breiteren optimalen Effizienzbereich, eine verbesserte Steuerbarkeit und Regelbarkeit der Leistungsabgabe sowie einen geringeren Verschleiß und niedrigere Betriebskosten. Dennoch stehen bedeutende Herausforderungen einer breiten Elektrifizierung dieser Maschinen im Weg. Im Folgenden werden diese beleuchtet.

Der erste maßgebliche Faktor, umfasst die regulatorische Situation. EU-weite Vorschriften, wie beispielsweise (EU) 2016/1628, (EU) 2017/654 und (EU) 2017/655, legen Emissionswerte und Typgenehmigungen für sogenannte „non-road-machines" (NRMs) fest, die in dieser Anwendung vorrangig genutzt werden. Obwohl diese Regulierungen bereits einen hohen Standard im internationalen Vergleich darstellen, erweisen sie sich für die Hersteller als unproblematisch, da ähnliche Motoren- und Abgasnachbehandlungstechnologien wie im Straßenverkehr verwendet werden können, um die Emissionsgrenzwerte weiterhin mit verbrennungsmotorischen Antrieben einhalten zu können. Es gibt somit keinen regulatorisch motivierten Handlungsdruck in Richtung Elektrifizierung in diesem Sektor.

Der zweite wesentliche Aspekt sind die Herausforderungen in der praktischen Anwendbarkeit. Beispielsweise spielt das Fahrzeuggewicht eine entscheidende Rolle bei der Auslegung von Land- und Forstmaschinen, da zu hohe Gewichte den Boden oder die Felder übermäßig verdichten können. Die Umstellung auf rein elektrische Antriebe kann jedoch zu einem erheblichen Zusatzgewicht führen infolge der notwendigen Batteriedimensionierung, um die typischen Nutzungsanforderungen überhaupt erfüllen zu können. Beispielsweise findet der Betrieb dieser Maschinen vorrangig im Vollastbereich über den Großteil eines gesamten Arbeitstages statt [46]. Unterbrechungen zum Nachladen oder Tanken sind dabei in der Regel nicht vorgesehen. Um diese Anforderungen in den typischen Leistungsklassen der Fahrzeuge erfüllen zu können, werden somit Batterien von > 1 MWh erforderlich sein [46]. **Abbildung 29** zeigt an einem Beispielfall den daraus resultierenden Gewichtsnachteil gegenüber aktuellen Fahrzeugmodellen.

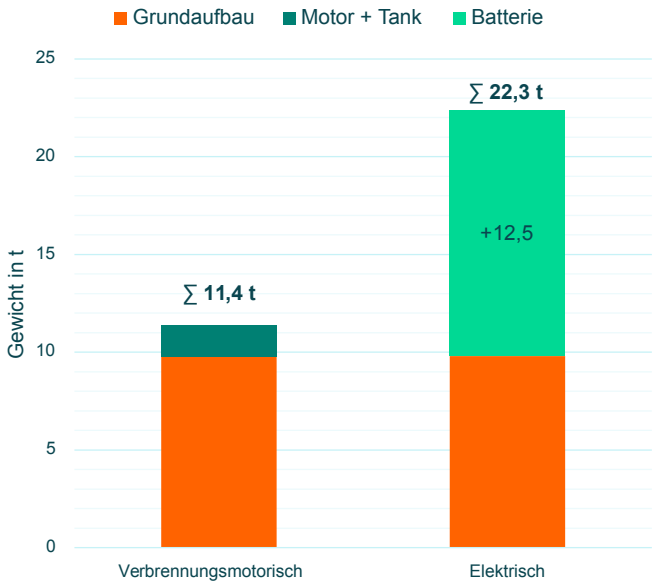
Aktuelle Lösungsansätze sehen daher vor, Elektrifizierung eher in kleineren Maschinenkategorien umzusetzen. Für größere Maschinen wird die Elektrifizierung in Form von kabelgebundenen Lösungen erprobt [47], was jedoch mit erheblichen Flexibilitätseinschränkungen verbunden ist und daher bisher keine Serienanwendung erfolgt. Alternativ streben viele große Hersteller Lösungen auf der Basis von Wasserstoff oder synthetischen Kraftstoffen an, wie beispielsweise „Deutz", welcher zu den relevantesten Maschinenherstellern in dem Bereich zählt [49,50]. Infolgedessen ist die Verfügbarkeit reinelektrischer Land- und Forstmaschinen in den großen Kategorien bisher nicht gegeben (**Abbildung 30**).

Abb. 29 | Fahrzeuggewicht bei Traktoren mit unterschiedlichen Antriebssträngen unter Berücksichtigung von praxisnahen Nutzungsanforderungen

NÄHERUNGSRECHNUNG FAHRZEUGGEWICHT:
am Beispiel des R7 290, John Deere

GRUNDANNAHMEN:

Nennleistung:	235 kW
Einsatzzeit:	12 h
Auslastung:	80%
Energiedichte Batterie:	180 Wh/kg



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [46, 47, 48] und eigenen Annahmen

Abb. 30 | Verfügbarkeit von rein elektrischen Landmaschinen in verschiedenen Kategorien

	Hersteller	Traktoren	Mähdrescher	Feldhächsler
Landmaschinen	Fendt	Prototyp		
	John Deere	Prototyp		
	Claas			

	Hersteller	Harvester	Forstbagger	Forwarder
Forstmaschinen	Ponsse			Prototyp
	John Deere			
	Logset			

BEV-Modelle verfügbar | BEV-Modelle eingeschränkt verfügbar | Keine BEV-Modelle verfügbar

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [51, 52, 53, 54, 55]

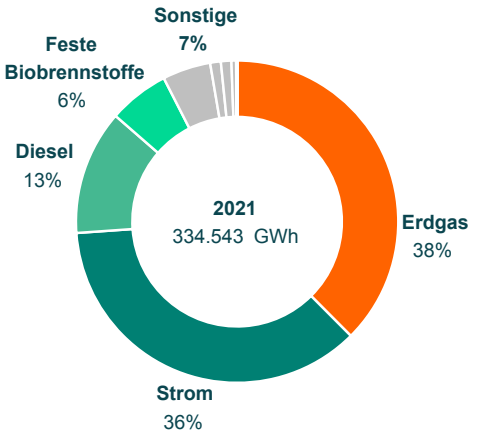
Der Bereich der Land- und Forstwirtschaft dient hier nur als Stellvertreter weiterer Anwendungsbereiche, die mit ähnlichen Herausforderungen konfrontiert werden, wie beispielsweise der Bereich der Baumaschinen im Bergbau [49]. Mehrere Anwendungen in Deutschland sind somit von diesen Herausforderungen in der praktischen Anwendung betroffen, die durch einen „One-Fits-All"-Lösungsansatz mittels reiner Elektrifizierung entstehen.

Daraus ergibt sich, dass in Zukunft auch in diesen bisher weniger bedeutsamen Anwendungen von einem anhaltenden Bedarf für chemische Energieträger aus regenerativen Quellen auszugehen ist. Aufgrund der bereits genannten effizienztechnischen- und wirtschaftlichen Vorteile anderer Standorte [24] in der Erzeugung dieser Energieträger ist auch hier die Bereitstellung mittels Importe zu erwarten, was dazu führt, dass die Importabhängigkeit auch in diesen kleineren Energiesenken weiterhin bestehen bleiben wird.

2.3.5.2 Kommerzielle und öffentliche Dienstleistungen

Ein weiterer wichtiger Bereich, der kritisch geprüft werden muss, wenn es um die Transformation der Energieversorgung geht, sind die öffentlichen Dienstleistungen. Auch hier zeigen sich verschiedene Herausforderungen bei der Umsetzung eines „One-Fits-All"-Ansatzes. **Abbildung 31** unterstreicht zunächst, dass dieser Bereich gegenwärtig eine erhebliche Abhängigkeit von fossilen Energieträgern aufweist.

Abb. 31 | Endenergieversorgung der kommerziellen- und öffentlichen Dienstleistungen



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [17]

Der Energiebedarf kommerzieller Dienstleistungen wird in der Eurostat-Datenbank ebenfalls in derselben Kategorie erfasst. Aus diesem Grund gilt der Hinweis, dass eine ungenaue Trennung der Energieverbräuche beider Anwendungen vorliegt und die Abbildung nicht nur die Abhängigkeit der reinen öffentlichen Dienstleistungen zeigt. Beispiele für konkrete Tätigkeitsfelder, die den Anteil der öffentlichen Dienstleistungen mitrepräsentieren, sind in Tabelle 4 dargestellt. Eine Übersicht aller dazugehörigen Dienstleistungen ist in [45] zu finden.

Tabelle 4 | Beispiele für Tätigkeitsfelder im betrachteten Wirtschaftszweig

Kategorie	Sub-Kategorie	Tätigkeitsfelder
Öffentliche Verwaltung, Verteidigung, Sozialversicherung	Öffentliche Sicherheit und Ordnung	Verwaltung und Einsatz der von öffentlichen Stellen unterhaltenen regulären Polizeikräfte und polizeilichen Hilfskräfte Versorgung in Notstandssituationen im Inland bei Katastrophen in Friedenszeiten
	Feuerwehren	Brandbekämpfung und Brandverhütung
Gesundheitswesen	Krankenhäuser	Kurz- oder Langzeittätigkeiten, d. h. medizinische Tätigkeiten, Diagnose und Behandlung, in Allgemeinkrankenhäusern Rettungsdienste und Krankentransport jeder Art, einschließlich in Flugzeugen

Quelle: Eigene Darstellung [45]

In dieser Untersuchung liegt der Schwerpunkt auf kritischen und systemrelevanten Dienstleistungen, wie Rettungsdiensten, der Polizei und ähnlichen Institutionen sowie deren Einsatzfahrzeugen. Ein zentrales Anliegen ist dabei die Bewertung der Risiken, die sich bei der Umsetzung des allgemeinen Transformationstrends (Elektrifizierung) für verschiedene Anwendungsbereiche und ihre Fahrzeugsegmente ergeben. **Abbildung 32** zeigt in diesem Zusammenhang zunächst eine typische Segmentierung der Fahrzeuge, die in diesen Anwendungen verwendet werden. Einige ausgewählte Beispiele aus dieser Darstellung werden in der folgenden Untersuchung genauer untersucht.

Ein erstes Beispiel, das in diesem Zusammenhang betrachtet wird, ist der Polizeidienst und die Verwendung entsprechender Fahrzeuge im Einsatz- und Streifendienst auf Bundesautobahnen. Die Elektrifizierung hat sich innerhalb städtischer Gebiete als praktikable Option erwiesen, wohingegen der Einsatz auf Bundesautobahnen anspruchsvoller ausfällt [58].

Der Verantwortungsbereich der Polizei umfasst die Gefahrenabwehr, Strafverfolgung und die Kontrolle von Ordnungswidrigkeiten in festgelegten regionalen Bereichen, einschließlich der flächendeckenden Polizeipräsenz auf Bundesautobahnen [58]. Hierbei werden besondere Anforderungen an die Fahrzeuge gestellt:

1. ca. 10 % der jährlichen Einsatztage erfordern Reichweiten von 760-1000 km, um eine effektive Einsatzabdeckung sicherzustellen [58].

2. ca. 20% der Zeit über 150 km/h, zeitweise über 210 km/h muss beim Streifendienst auf Bundesautobahnen sichergestellt werden können [58].

In Anbetracht dieser Anforderungen ergeben sich derzeit entscheidende Herausforderungen bei der reinen Elektrifizierung der Fahrzeugflotten im Bereich des Bundesautobahneinsatzes:

Der Einsatz- und Streifendienst auf Bundesautobahnen zeichnet sich durch kurze Standzeiten und eine hohe Einsatzfrequenz aus [58]. Dies begrenzt die Möglichkeiten für längere Ladezeiten und erhöht den Druck auf die Verfügbarkeit der Fahrzeuge. Angesichts der potentiell hohen Fahrleistung, die

Abb. 32 | Segmentierung von Einsatzfahrzeugen

Einsatzklasse	Verwendungszweck	Fahrzeuge
Polizeieinsatzfahrzeuge		
• Funkstreifenwagen	• Streifendienst, Verkehrsüberwachung	• PKWs, z.B. VW Passat, Mercedes-Benz Vito
• Gruppenkraftwagen	• Transport von u.a. Einsatzhundertschaften	• Kleinbusse bis Reisebusse
• Sonderkommandofahrzeuge	• Einsatz gegen bewaffnete Täter	• Spezialangefertigte gepanzerte Fahrzeuge
Rettungsfahrzeuge		
• Krankentransportwagen	• Nicht-eilbedürftiger Krankentransport	• Kleintransporter, z.B. Mercedes Sprinter
• Ambulanz	• Notfallrettung	• Umgebaute Lieferwagen mit medizinisch - technischer Notfallausstattung
Feuerwehreinsatzfahrzeuge		
• Löschgruppenfahrzeuge	• Transport von Feuerwehrgruppen und Einsatzpumpen	• Spezialangefertigte Fahrzeuge, z.B. LF 16-TS
• Kleinlöschfahrzeuge	• Einsatz bei Brandbekämpfung abseits des Fahrzeuges	• Umgerüstete Kleintransporter

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [56, 57]

täglich erbracht werden muss, ist es absehbar, dass regelmäßige Ladepausen erforderlich sind, was die permanente Überwachung und Präsenz der Polizei einschränkt. Der aktuelle Stand der Technik erfüllt somit derzeit nicht die spezifischen Anforderungen für die realisierbare Reichweite während des praktischen Einsatzes auf Bundesautobahnen.

Das zweite Beispiel dieser Untersuchung sind die Rettungsdienste. Die Verantwortlichkeit der Rettungsdienste erstreckt sich dabei auf die Notfallversorgung von Verletzten, das Wiederherstellen oder Aufrechterhalten ihrer Vitalfunktionen und den Intensivtransport. In dieser Hinsicht sind spezielle Anforderungen von den eingesetzten Fahrzeugen zu erfüllen:

Die Reichweiten- und Geschwindigkeitsanforderungen sind in dem Bereich moderat. Allerdings ist eine kontinuierliche Verfügbarkeit und Einsatzfähigkeit der Fahrzeuge sicherzustellen, da die Planbarkeit der Einsätze in diesem Bereich sehr eingeschränkt ist. Ein weiteres entscheidendes Kriterium ist die Möglichkeit zur Bereitstellung zusätzlicher Stromversorgung für den medizintechnischen Aufbau der Rettungsfahrzeuge zur Akklimatisierung von Patienten und des Betriebs von lebenserhaltenden Apparaturen. Ebenfalls ist die Unterschreitung der 3,5-t-Gewichtsgrenze wünschenswert, damit die Einsatzfahrzeuge von jedem Sanitäter mit einem herkömmlichen PKW-Führerschein gefahren werden können und keine speziellen Weiterbildungen für höhere Führerscheinklassen erforderlich werden. [59]

Bisherige Pilotprojekte zeigen bedeutende Herausforderungen bei der Sicherstellung dieser Anforderungen mit rein elektrischen Antriebssträngen, denn typischerweise sind die Standzeiten zwischen den Einsätzen sehr kurz, weshalb die Möglichkeiten zur Aufladung der Traktionsbatterien der Fahrzeuge im Alltag sehr eingeschränkt sind. Zudem muss die Energieversorgung des medizintechnischen Aufbaus über einen separaten Energiespeicher erfolgen, was die technische Komplexität der Fahrzeuge erhöht und somit auch die Kosten maßgeblich prägt. Diese sind derzeit fast doppelt so hoch wie die für konventionelle Modelle [59]. Der wesentliche Grund für die separate Energieversorgung des Aufbaus sind Risiken bei der Versorgung der Patienten, wenn eine Abhängigkeit vom Ladestatus der Traktionsbatterie der Fahrzeuge gegeben ist [59]. Des Weiteren können so komplizierte technische Eingriffe in das Energiemanagement der Basisfahrzeuge vermieden werden [59]. Insgesamt ergibt sich momentan aus praktischer und finanzieller Sicht keine attraktive Option für die Elektrifizierung von Rettungsfahrzeugen.

Das dritte Beispiel umfasst Feuerwehrfahrzeuge, die für die Brandbekämpfung und dem Transport von Einsatzwerkzeugen genutzt werden. Folgende Anforderungen gelten für die Fahrzeuge in diesem Bereich:

Ihr Gesamtgewicht darf 16 t nicht überschreiten, da Feuerwehrzufahrten in Deutschland auf dieses Maximalgewicht ausgelegt sind [60].

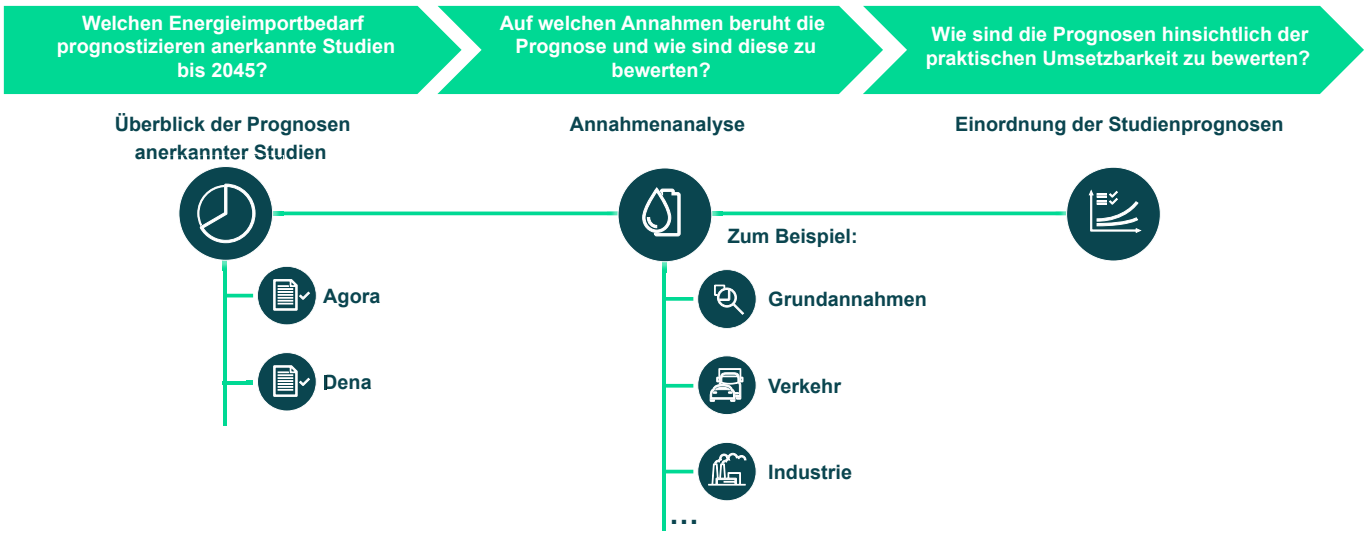
Die Geschwindigkeitsanforderungen und Reichweitenanforderungen sind in der Regel moderat, da die Fahrzeuge in erster Linie in städtischen Gebieten operieren

Die Ergebnisse erster Pilotprojekte zeigen, dass mehr als 80% der Feuerwehreinsätze rein elektrisch durchgeführt werden könnten [61]. Dennoch bleibt Diesel-Hybridtechnologie weiterhin im vermehrten Einsatz, um im Notfall zusätzliche Stromkapazitäten sicherzustellen für bspw. die Energieversorgung der Rettungsausrüstung und anderer wichtiger Geräte im Einsatz [61]. Des Weiteren besteht auch hier das Risiko, dass die einzuhaltende Gewichtsgrenze von 16 t überschritten wird bei Fahrzeugkonfigurationen, die für längere Reichweiten ausgelegt werden.

Die vorliegende Analyse verdeutlicht, dass die Elektrifizierung von kritischen Dienstleistungen wie dem Polizeidienst, den Rettungsdiensten und der Feuerwehr mit erheblichen Herausforderungen verbunden ist. Insbesondere die kurzen Standzeiten der Einsatzfahrzeuge und die mangelnde Planbarkeit von Betriebs- und Standzeiten für Ladevorgänge stellen bedeutende Hindernisse für die reine Elektrifizierung dar. Diese Schwierigkeiten sind mit einem erhöhten Ausfallrisiko verbunden, das in Notfällen nicht akzeptabel ist.

Aus diesen Anwendungen heraus wird umso mehr deutlich, dass die Umsetzung eines „One-Fits-All"-Ansatzes keine praktikable Lösung darstellt. Die Vielfalt der Anforderungen und Betriebsbedingungen erfordert spezialisierte Lösungen in der Energieversorgung, die den spezifischen Bedürfnissen dieser Dienstleistungen gerecht werden.

Abb. 33 | Vorgehen bei der Studienanalyse



Quelle: Eigene Darstellung

2.4 Einordnung der derzeitigen Studienlage

Im Folgenden werden exemplarisch zwei Studien betrachtet und hinsichtlich ihrer Prognosen zum zukünftigen Energieimportbedarf bewertet. Dies dient dazu einzuschätzen, inwiefern die derzeitige Studienlage von einer realistischen Entwicklung des Energieimportbedarfs ausgeht.

2.4.1 Vorgehen / Methodik

Das methodische Vorgehen dieser Untersuchung ist in **Abbildung 33** dargelegt.

Demnach werden Prognosen zum Energiebedarf aus zwei Studien zunächst extrahiert und beschrieben. Im Anschluss werden die Annahmen dieser Prognosen genauer untersucht. Basierend auf dieser Analyse erfolgt dann eine Einordnung dieser Prognosen in Bezug auf ihre Praxisnähe und Anwendbarkeit im realen Umfeld.

Die in Betracht gezogenen Studien sind in Tabelle 5 beschrieben.

Die Auswahl dieser Studien erfolgte aufgrund ihrer guten Vergleichbarkeit untereinander. In beiden Studien wird nämlich die Einhaltung des Klimaschutzgesetzes als Ausgangspunkt genutzt, um darauf basierend erforderliche Transformationsmaßnahmen abzuleiten. Darüber hinaus beinhalten beide Studien sektorale Betrachtungen, die einen Vergleich mit den festgestellten Entwicklungen der betrachteten Anwendungen dieser Studie zulassen.

2.4.2 Übersicht der Prognosen

Abbildung 34 zeigt die Prognosen beider Studien zur Entwicklung des zukünftigen Energieimportbedarfs in Deutschland.

Demnach prognostizieren beide eine erhebliche Reduzierung des Importbedarfs.

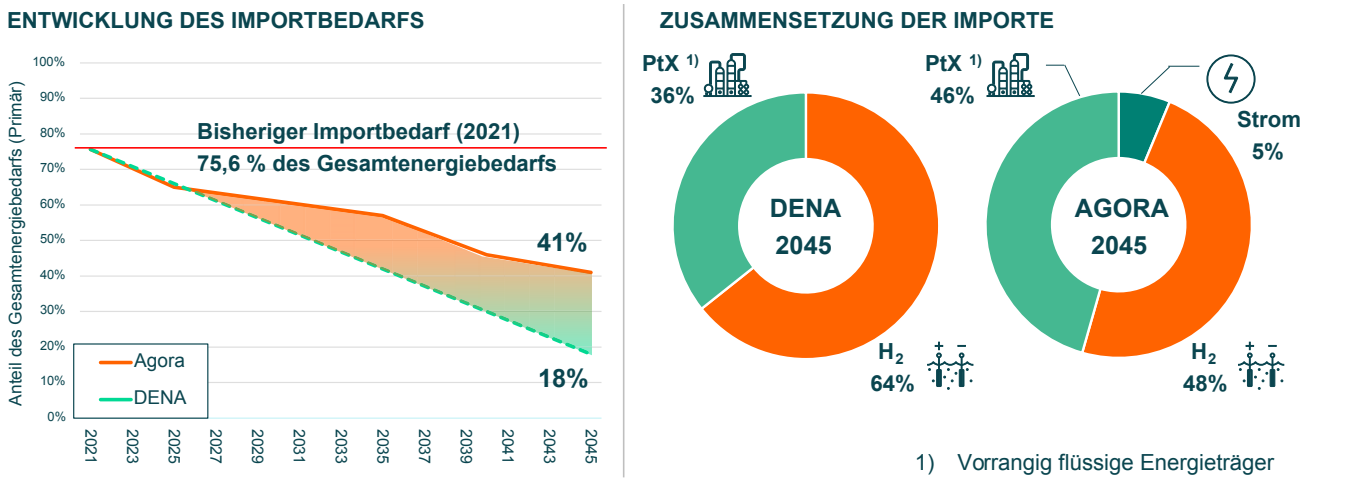
Die Agora-Studie sieht ein vergleichsweise geringes Reduzierungspotential für Energieimporte. Demnach werden in Zukunft 41% des Gesamtenergiebedarfs weiterhin durch Importe gedeckt werden müssen [27]. Im Gegensatz dazu ist

Tabelle 5 | Betrachtete Studien in der Analyse

Verfasser	Auftraggeber	Titel	Jahr
Prognos AG, Öko-Institut e.V., Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH	Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende, Agora Verkehrswende	Klimaneutrales Deutschland 2045 [27]	2021
Energiewirtschaftliches Institut Uni Köln	Deutsche Energie-Agentur (DENA)	Klimaneutralität 2045 – Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems [62]	2021

Quelle: Eigene Darstellung

Abb. 34 | Zusammenfassung der Prognosen der betrachteten Studien



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [27, 62]

die DENA-Studie deutlich optimistischer und geht von lediglich 18% des Gesamtenergiebedarfs aus [62]. In beiden Fällen implizieren die Einschätzungen ein deutliches Potential zur Reduzierung des Importanteils im Vergleich zur aktuellen Abhängigkeit, bei der 75,6% des deutschen Gesamtenergiebedarfs aus dem Ausland bezogen werden [17].

Dennoch gehen beide Studien weiterhin fest davon aus, dass Energieimporte benötigt werden, um die zukünftige Energieversorgungssicherheit in Deutschland sicherstellen zu können.

In beiden Studien gilt dabei nicht nur Wasserstoff als wichtiger Importenergieträger. Dennoch macht dieser erwartungsgemäß in beiden Prognosen einen signifikanten Teil der Importe aus. Der prognostizierte hohe Wasserstoffbedarf ist aufgrund bereits aufgezeigter Entwicklungen in Anwendungen wie der Chemieindustrie und im privaten Haushaltssektor als realistisch einzuschätzen.

Über Wasserstoff hinaus werden auch flüssige synthetische Kohlenwasserstoffe (PTX-Produkte) als wichtige Energieimporte beschrieben. Die DENA-Studie schätzt den Anteil dieser Produkte auf 36% der Gesamtimporte [62], während die Agora-Studie eine noch stärkere Abhängigkeit von flüssigen PTX-Produkten aufzeigt. 46% aller Importprodukte werden laut ihrer Prognose flüssige synthetische Energieträger sein [27].

Die Agora-Studie berücksichtigt in ihrer Prognose zudem einen geringen Anteil von 6%, der in Form von Strom bereitgestellt wird [27].

Sowohl Agora als auch DENA gehen somit davon aus, dass neben grünem Wasserstoff auch flüssige PTX-Produkte als Import benötigt werden. Dies deutet darauf hin, dass bestimmte Anwendungen auch in Zukunft auf flüssige regenerative Kohlenwasserstoffe angewiesen sein werden, da eine vollständige Elektrifizierung nicht überall umsetzbar sein wird. Hier werden bereits erste Parallelen zu Einschätzungen dieser Studie offenkundig. Lediglich das große Reduzierungspotential der Importabhängigkeit, das beide Studien prognostizieren, ist im Hinblick auf die Ausarbeitungen des Bedarfs wichtiger Hauptanwendungen in vorherigen Kapiteln in Frage zu stellen. Aus diesem Grund wird im folgenden Kapitel eine Annahmenanalyse durchgeführt, um die Praxisnähe der ge-

Tabelle 6 | Übersicht der Statements von Beispielherstellern zum Verbrennerausstieg

Hersteller	Statement	Quelle
VW (Marke)	**Ausstieg aus Verbrennerproduktion in Europa zwischen 2033-2035 geplant. Die Produktion wird aber für andere Regionen fortgesetzt.**	[65]
Mercedes	Kein konkretes Ausstiegsbekenntnis vorhanden. Umstieg auf 100% BEV bis 2030 nur dort vorgesehen, wo es die Marktbedingungen hergeben. Ob Deutschland dazu zählt, ist bisher nicht bekannt.	[66]
BMW	Kein Ausstiegsdatum vorgesehen. Entwicklung aller Antriebe wird vorangetrieben. Bis 2030 max. 50% BEV-Anteil an globalen Verkäufen	[66]

Quelle: Eigene Darstellung

Abb. 35 | Zusammenfassung ausgewählter Annahmenbeispiele im Verkehrssektor

KATEGORIE	AGORA		DENA	
Entwicklung PKW Bestand	**Annahme:** Ab 2032 keine Zulassung von Verbrennern	**Anmerkung:** • Derzeit keine Gesetzesgrundlage dafür ersichtlich • Kein klares Ausstiegsbekenntnis vieler Hersteller	**Annahme:** 77% BEVs bei Neuzulassungen bis 2030	**Anmerkung:** • Möglich, aber steile Hochlaufkurve dafür erforderlich (optim. Szenario)
Nutzung des Schienenverkehrs bis 2030	**Annahme:** Verdopplung des Güterverkehrs	**Anmerkung:** • Anteil der Bahn am Gesamtgüterverkehr hat von 2000 -2022 nur um 3,6 % zugenommen • Eine Verdopplung bis 2030 ist unrealistisch	**Annahme:** Verdopplung im Personentransport (Fernverkehr)	**Anmerkung:** • Verkehrsleistung hat von 2010 - 2019 nur um ca. 19 % zugenommen • Eine Verdopplung bis 2030 erscheint unrealistisch.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [27, 62, 63, 64]

troffenen Annahmen beider Studien zu prüfen.

2.4.3 Annahmenanalyse

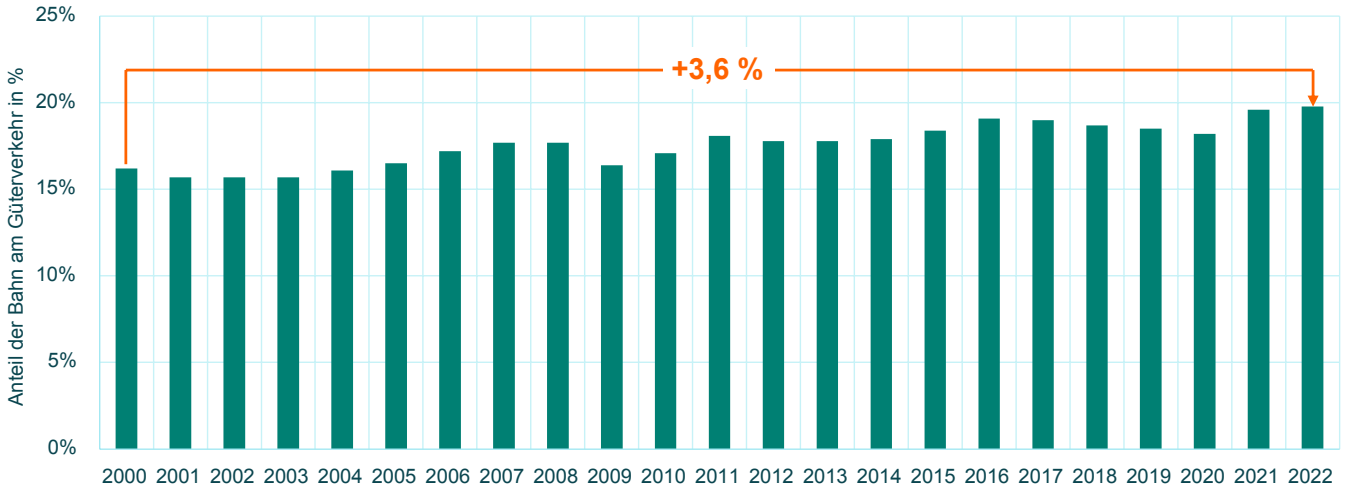
Im Rahmen dieser Analyse werden die Annahmen zweier Beispielsektoren genauer untersucht. Das erste Beispiel ist der Verkehrssektor. **Abbildung 35** fasst die wesentlichen Annahmen beider Studien in diesem Bereich zusammen.

Im PKW-Segment zeigen sich in den Annahmen der beiden Studien markante Unterschiede. Agora nimmt an, dass ab 2032 keine Verbrenner mehr zugelassen werden [27], jedoch gibt es derzeit keine rechtlichen Grundlagen, die diese Annahme stützen würden. Zudem fehlen verbindliche und konkrete Zusagen der meisten Hersteller für die Einstellung der Produktion von Verbrennerfahrzeugen innerhalb dieses Zeitraums (Tabelle 6).

Aktuell machen Verbrenner weiterhin einen hohen Anteil der Neuzulassungen aus, was die Realisierbarkeit dieser Annahme in Frage stellt. Für das Jahr 2022 beträgt der Anteil von BEVs an den Neuzulassungen laut Kraftfahrtbundesamt nämlich nur ca. 17,7 % [67]. In der DENA-Studie wird hingegen angenommen, dass bis 2030 77% der Neuzulassungen auf BEVs entfallen werden [62]. Diese Annahme ist zwar möglich, jedoch entspricht diese eher den sehr optimistischen Hochlaufszenarien für den BEV-Anteil an den Neuzulassungen, die auch in dieser Studie in Abbildung 12 betrachtet worden sind. Insbesondere angesichts der verlangsamten Zunahme nach dem Wegfall von Subventionen, ist diese Annahme als zu optimistisch einzustufen.

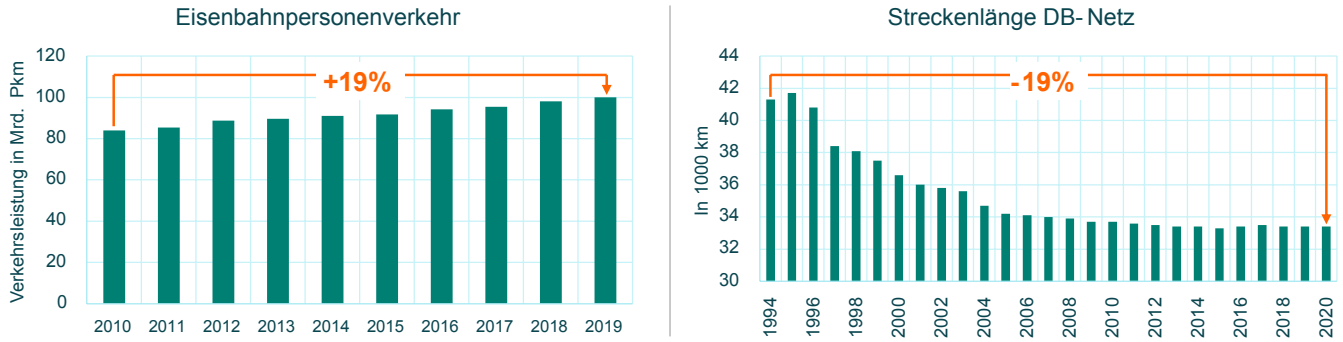
Im Schienenverkehrsbereich sind ebenfalls extreme Annahmen erkennbar. Agora geht von einer Verdoppelung des Anteils der Bahn im Güterverkehr bis 2030 aus [27]. Angesichts der begrenzten Kapazitäten und der aktuellen Zunahme von nur etwa 3,6% (absolut) [63], die im Zeitraum von 2000 bis

Abb. 36 | Wachstum des Anteils der Bahn beim Gütertransport



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [63]

Abb. 37 | Verkehrsleistung im Eisenbahnpersonenverkehr und Schienennetzstatus der DB



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [63, 69]

2022 festgestellt werden konnte, erscheint diese Annahme ebenfalls als unrealistisch (**Abbildung 36**).

Ähnlich ist die Annahme der DENA-Studie für den Personenverkehr zu bewerten, die eine Verdoppelung bis 2030 vorsieht [62]. Zwar hat die Verkehrsleistung im Personenverkehr um 19% von 2000 bis 2019 zugenommen (siehe **Abbildung 37**), jedoch erscheint eine Verdoppelung aufgrund des Investitionsrückstands der Deutschen Bahn (DB) in Infrastruktur und Fahrzeuge als unwahrscheinlich [64,68]. Denn die Gesamtstreckenlänge ist in dem Zeitraum von 1994-2020 sogar rückläufig (siehe **Abbildung 37**) [69]. Die begrenzte Infrastruktur und der zeitaufwändige Ausbau lassen eine solche Zunahme in absehbarer Zeit kaum umsetzbar erscheinen.

Auch die Annahmen für den Haushaltssektor weisen einige unrealistische Aspekte auf. **Abbildung 38** fasst ausgewählte Beispiele beider Studien für diesen Bereich zusammen. Demnach werden die Annahmen zur jährlichen Sanierungsrate und zur Nutzung von Wärmepumpen analysiert, um die Realitätsnähe der Prognosen zu bewerten.

Bezüglich der jährlichen Sanierungsrate zeigt die Agora-Studie eine ambitionierte Annahme von 1,6% pro Jahr, was jedoch eher unrealistisch erscheint, da die aktuelle Sanierungsrate lediglich bei rund 1% liegt [70]. Der weitere Ausbau dieser Rate wird durch verschiedene Faktoren derzeit stark behindert, darunter die steigenden Baumaterialkosten, ein Mangel an Fachkräften in der Baubranche und bürokratischer Aufwand bei der Beantragung von Fördermitteln [70,71]. Die DENA-Studie ist sogar noch optimistischer und geht von 1,8% pro Jahr aus [62]. Auch diese Annahme ist somit aufgrund der bereits genannten Gründe als unrealistisch einzuschätzen.

Beim Wärmepumpenausbau hingegen prognostiziert Agora ca. 6 Millionen Stück im Bestand bis 2030 [27]. Dies steht im starken Kontrast zur aktuellen Situation, in der lediglich etwa 1,8 Millionen Wärmepumpen verbaut sind [28]. Die Wachstumsrate im Ausbau weicht um rund 40% von dieser Prognose ab (Abbildung 18), wie bereits in Kapitel 2.3.3.2 beschrieben. Die aktuellen Marktbedingungen wie bspw. die 60.000 fehlenden Fachkräfte, Lieferengpässe und hohen Technologiekosten erschweren eine kurz- und mittelfristige Steigerung

Abb. 38 | Zusammenfassung ausgewählter Annahmenbeispiele im Haushaltssektor

KATEGORIE	AGORA		DENA	
Jährliche Sanierungsrate bis 2030	**Annahme:** Anhebung auf 1,6% p.a.	**Anmerkung:** • Aktuelle Rate liegt bei ~ 1 % • Fachkräftemangel, Kosten, Bürokratie, etc. bremsen das Vorhaben aus	**Annahme:** Verdoppelung auf 1,8% p.a.	**Anmerkung:** • Aktuelle Rate liegt bei ~ 1 % • Fachkräftemangel, Kosten, Bürokratie, etc. bremsen das Vorhaben aus
Nutzung von Wärmepumpen bis 2030	**Annahme:** 6 Mio. im Bestand	**Anmerkung:** • Aktuell: ca. 1,8 Mio. • Derzeitige Ausbaugeschwindigkeit weicht zu ca. 40 % ab, um dieses Ziel zu erreichen	**Annahme:** 4,1 Mio. im Bestand	**Anmerkung:** • Aktuell: ca. 1,8 Mio. • Derzeitige Ausbaugeschwindigkeit weicht zu ca. 13 % ab, um dieses Ziel zu erreichen

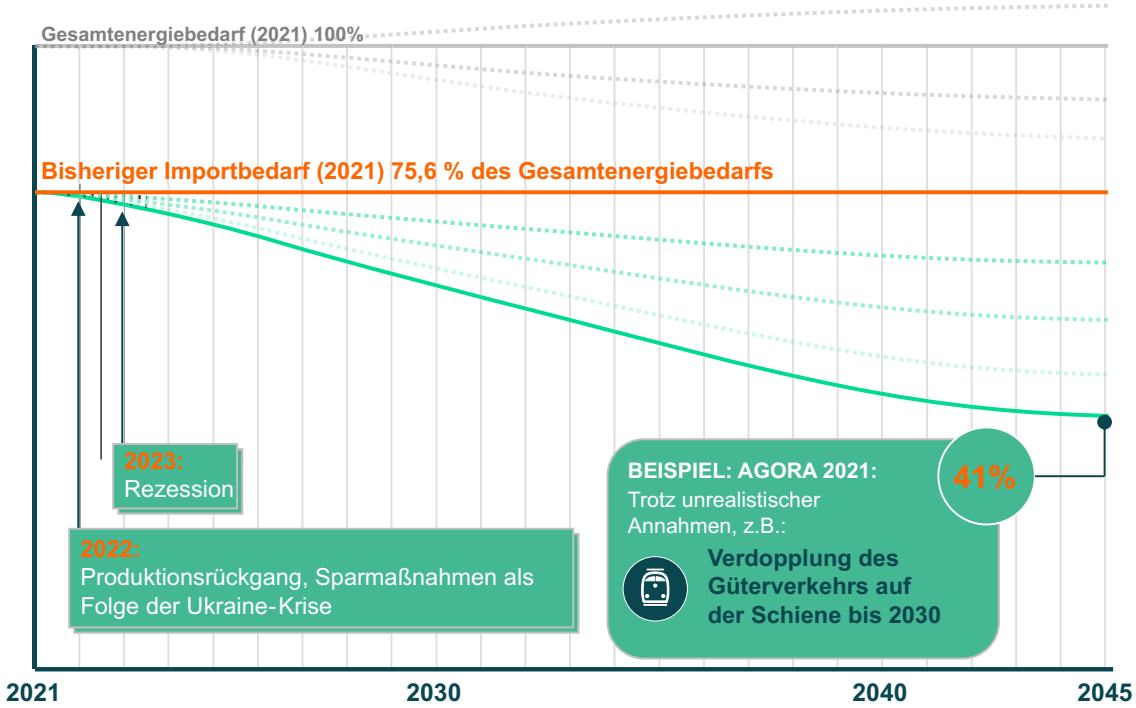
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [28, 70, 71]

der Ausbaugeschwindigkeit, sodass auch diese Annahme kritisch zu bewerten ist [29,30,31].

Die DENA-Studie geht von 4,1 Millionen Wärmepumpen im Bestand im Jahr 2030 aus [62], was in Anbetracht des derzeitigen Trendhochlaufs als realistischere Annahme zu bewerten ist, aber dennoch stark von dem aktuellen Entwicklungstrend abweicht [28]. Diese Abweichung beträgt in dem Fall ca. 13% vom aktuellen Ausbautrend, der bereits in Abbildung 18 dargelegt wurde.

Die Analyse dieser Beispiele zeigt, dass die in den Studien prognostizierten Importanteile an der Gesamtenergieversorgung nur als Untergrenzen verstanden werden können. Dies liegt daran, dass für energieintensive Schlüsselanwendungen teilweise Annahmen getroffen werden, die stark von der realen Marktentwicklung abweichen.

Abb. 39 | Fazit zur zukünftigen Entwicklung des Importbedarfs



Sinkender Gesamtbedarf aufgrund von

Transformationseffizienz
Durch die Möglichkeit der direkten Nutzung des erzeugten Stroms in vielen Anwendungen werden Transformationsverluste reduziert, was zu einem geringeren Gesamtenergie- und somit auch Importbedarf führt.

Elektrifizierung sämtlicher Sektoren
Die Elektrifizierung vieler Anwendungen führt zu Effizienzoptimierungen, die den Gesamtenergiebedarf und somit auch den Bedarf für Importe bei steigenden Eigenerzeugungskapazitäten insgesamt senken.

Ausbau eigener Erzeugungskapazitäten
Je stärker die eigene Erzeugung wächst, desto geringer fällt der zukünftige Importbedarf aus. Essenziell ist dabei allerdings auch der Ausbau entsprechender Speicherkapazitäten.

Weiterhin hoher Bedarf u.a. in den Hauptanwendungen

Straßenverkehr
Auch 2045 eine große Verbrennerbestandsflotte zu erwarten.

Chemieindustrie
Der Bedarf an grünem H_2 (+ Derivaten) übersteigt die eigenen Erzeugungsmengen um ein Vielfaches.

Private Haushalte
Es ist eine hohe Zahl an Bestandsanlagen (Öl- und Gasheizungen) zu erwarten.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [27]

2.5 Fazit AP 1

Somit zeigen die Ausarbeitungen des ersten Arbeitspaketes, dass die gegenwärtige Abhängigkeit von Energieimporten sehr stark ausgeprägt ist und auch in Zukunft voraussichtlich auf einem hohen Niveau verbleiben wird (**Abbildung 39**).

Demnach müssen allein zum aktuellen Zeitpunkt ca. 75,6% des gesamten deutschen Energiebedarfs importiert werden [17].

Eine Reduzierung dieser Abhängigkeit ist zwar durch den Ausbau eigener regenerativer Erzeugungskapazitäten und durch die Steigerung der Energieeffizienz mittels verstärkter Elektrifizierung in vielen Anwendungsbereichen perspektivisch denkbar. Die bisherigen Entwicklungstendenzen in diese Richtung sind jedoch eher auf Produktionsrückgänge anstatt auf wahrhafte Energieeffizienzsteigerungen zurückzuführen. Diesen Aspekt verdeutlicht die **Abbildung 40**. Die Entwicklung geht somit mit wirtschaftlicher Leistungsminderung einher, die zur Rezession im Jahr 2023 führte.

Für Deutschland wird, wenn es seine wirtschaftliche Leistungsfähigkeit weiter ausbauen möchte, eine starke Abhängigkeit von Energieimporten somit weiterhin unvermeidlich sein. Zahlreiche für die deutsche Wirtschaft entscheidende Anwendungsfelder werden auch in Zukunft auf importierte Energieträger angewiesen sein. Dies ist begründet in der Tatsache, dass Deutschland als Industrienation viele Anwendungen besitzt, für die eine vollständige Elektrifizierung keine praktikable Lösung darstellt und deren Energiebedarf nicht absehbar durch eigene Erzeugungskapazitäten gedeckt werden kann.

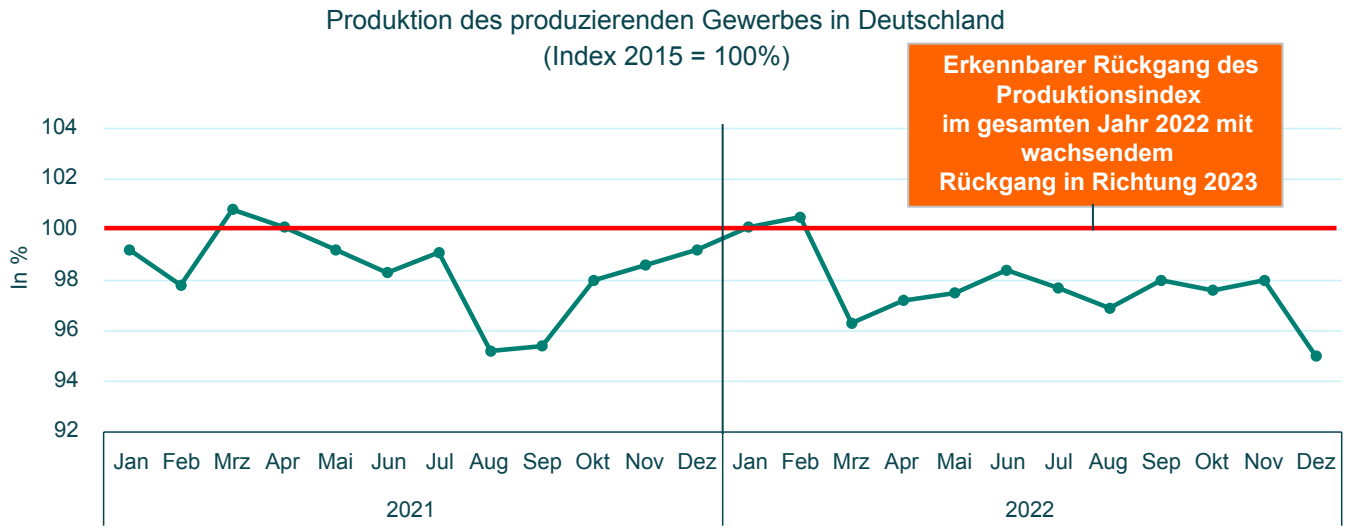
Die in dieser Studie behandelten Schlüsselanwendungen wie Straßenverkehr, Haushalte und Chemieindustrie sind lediglich einige Beispiele von vielen, die dahingehend in der Diskussion anzubringen sind. Weitere Herausforderungen ergeben sich auch in anderen energieintensiven Sektoren, die bisher nicht erörtert wurden.

Selbst die Prognosen bestehender Studien, die teilweise auf überambitionierten Annahmen in bedeutenden Aspekten der Energieversorgung basieren, gehen immer noch von einer hohen Abhängigkeit von Energieimporten aus. Ob Energieimporte zukünftig benötigt werden, steht somit außer Frage.

Die wichtigere Frage ist somit, in welchem Ausmaß Deutschland in Zukunft auf Energieimporte angewiesen sein wird. Unter Berücksichtigung der Prognosen anderer Studien und ihrer Annahmenanalyse deuten realistische Entwicklungsszenarien auf einen Importanteil hin, der über die von Agora prognostizierten 41% der Gesamtenergieversorgung hinausgeht (**Abbildung 40**) [27].

Die Verringerung der Bedeutung von Energieimporten für die deutsche Energieversorgung kann somit nur begrenzt realisiert werden. Energieimporte werden weiterhin eine grundlegende Stütze der deutschen Energieversorgung bleiben und einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten müssen.

Abb. 40 | Entwicklung des Produktionsindex in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [72]

3. AP 2 Analyse der Energieimportmöglichkeiten

Im zweiten Arbeitspaket (AP 2) dieser Studie liegt der Fokus auf der Darlegung der Vor- und Nachteile verschiedener Energieträger und ihrer Transportoptionen. Das folgende Kapitel beschreibt zunächst die allgemeine Vorgehensweise.

3.1 Vorgehensweise/ Methodik

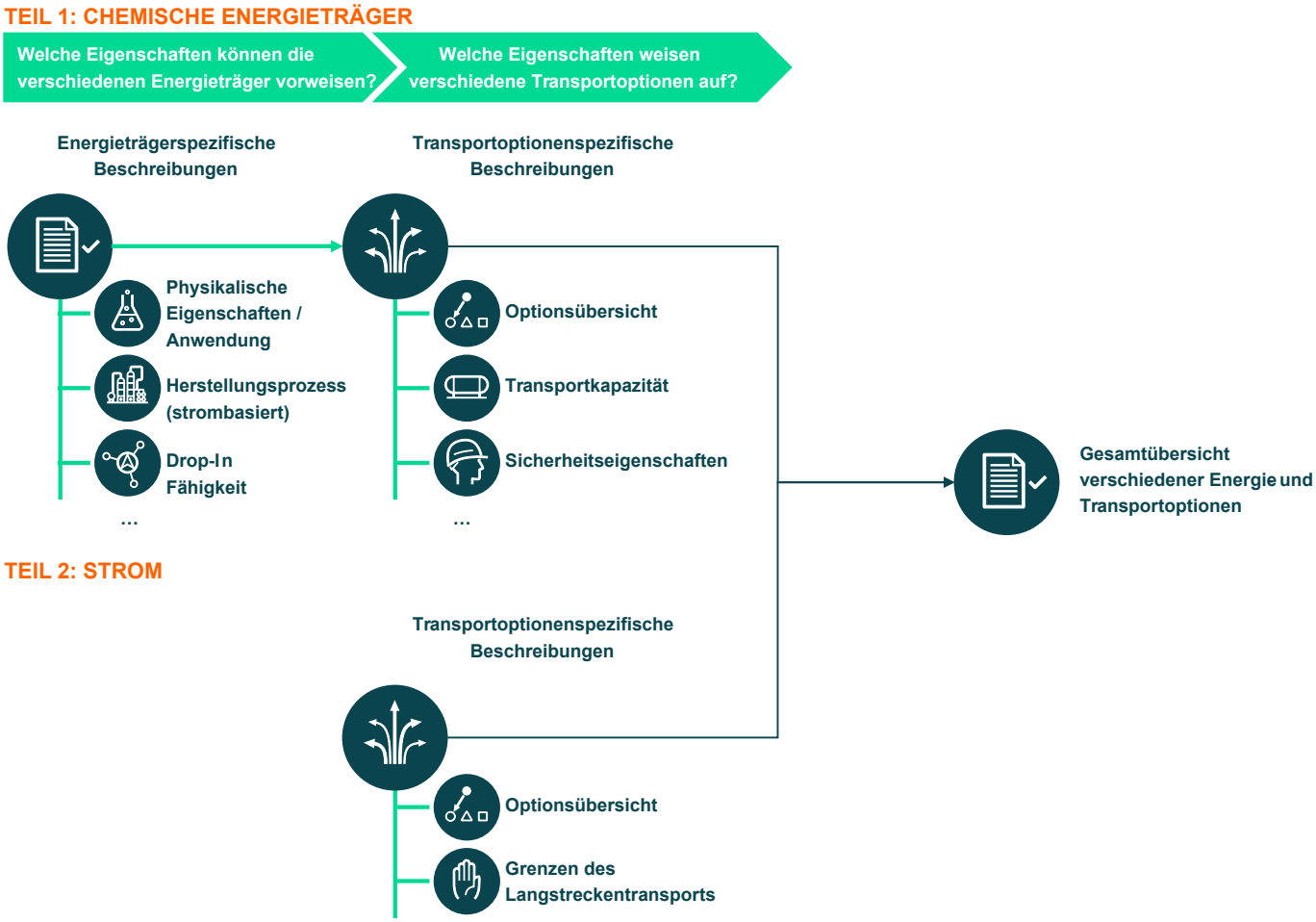
Abbildung 41 gibt einen schematischen Überblick über den Aufbau der Untersuchung.

Das Arbeitspaket ist demnach zweigeteilt. Chemische Energieträger und Strom werden separat betrachtet, aufgrund der mangelnden Vergleichbarkeit.

Bei der Untersuchung der chemischen Energieträger wird zunächst für jede betrachtete Option ein allgemeiner Überblick erzeugt über bspw. die wesentlichen physikalischen Eigenschaften, den strombasierten Herstellungsprozess sowie die Drop-In-Fähigkeit.

Anschließend werden die Transportoptionen beschrieben. Dabei werden die unterschiedlichen Möglichkeiten für chemische Energieträger in verschiedenen Kategorien wie der realisierbaren Transportkapazität, Effizienz oder Sicherheit bewertet, um einen Überblick der wesentlichen Vor- und Nachteile zu erzeugen. Es wird keine weitere Differenzierung nach den Transportmöglichkeiten bei einzelnen chemischen Energieträgern vorgenommen, da die grundlegenden Optionen für alle gleich sind und die beschriebenen Vor- und Nachteile allgemeine Gültigkeit besitzen.

Abb. 41 | Vorgehensweise in AP 2



Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 7 zeigt die vorgenommene Energieträgerauswahl für die Betrachtung.

Bei den Untersuchungen zu Strom, welche den zweiten Teil der Analyse darstellen, liegt der Fokus hauptsächlich auf der Beschreibung der Möglichkeiten für den Langstreckentransport und den damit verbundenen Herausforderungen.

Grund für diese zusätzliche Untersuchung in Ergänzung zu den chemischen Energieträgern, ist die Tatsache, dass Strom schon jetzt mit einem Anteil von 2% einen wichtigen Bestandteil der deutschen Energieimporte darstellt (siehe Abbildung 5) [17]. Mit voranschreitender Elektrifizierung sämtlicher Anwendungen in verschiedenen Sektoren ist ein Wachstum dieser Bedeutung zu erwarten.

Die Zielsetzung dieses Kapitels ist es somit, einen Überblick über die verschiedenen Energieträgeroptionen und ihrer Transportmöglichkeiten zu erzeugen.

3.2 Analyse – Chemische Energieträger

Die folgenden Kapitel umfassen den ersten Teil des zweiten Arbeitspakets, bei dem ein Überblick über die Charakteristika verschiedener chemischer Energieträger erzeugt wird.

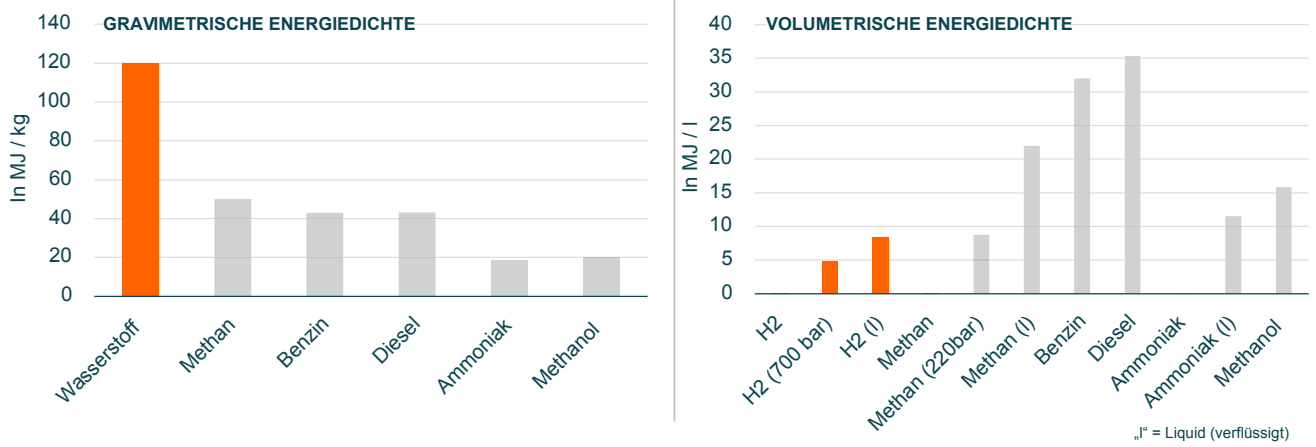
3.2.1 Wasserstoff

Im Folgenden ist Wasserstoff (H2) im Fokus. Das nächste Kapitel beinhaltet grundlegende Beschreibungen der

Tabelle 7 | Liste der betrachteten chemischen Energieträger

Energieträger	Energieart	Begründung
Wasserstoff (H_2)	Chemisch	Die deutsche Energieversorgung verfolgt eine Wasserstoffstrategie zur Sicherstellung der erforderlichen CO_2-Reduzierungen. Gleichzeitig wird Wasserstoff auch als strategischer Energieträger gesehen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bei Engpässen in der eigenen Erzeugung, aufgrund seiner Langzeitspeicherfähigkeit.
Methan (CH_4)		Die deutsche Energieversorgung ist derzeit auf die Nutzung von Erdgas (fossiles CH_4) ausgelegt. Speicher, Verteilnetze etc. könnten bei der Verfügbarkeit von regenerativem CH_4 unverändert weiter genutzt werden.
Ammoniak (NH_3)		Die deutsche Energieversorgung verfolgt eine Wasserstoffstrategie zur Sicherstellung der erforderlichen CO_2-Reduzierungen. Der Transport von H_2 in Form von NH_3 gilt als eine vielversprechende Möglichkeit zur Optimierung des Aufwandes und der Langzeitspeicherfähigkeit von H_2.
Methanol (CH_3OH)		Die deutsche Energieversorgung verfolgt eine Wasserstoffstrategie zur Sicherstellung der erforderlichen CO_2-Reduzierungen. Methanol ist ebenfalls gut geeignet als H_2-Träger. Gleichzeitig kann Methanol auch als Ausgangsstoff für weitere Flüssigenergieträger dienen, die zukünftig gebraucht werden (bspw. synthetisches Benzin).
Höherwertige Kohlenwasserstoffe (C_xH_y)		Große Teile der deutschen Energieversorgung und viele Endanwendungen in unterschiedlichen Sektoren sind für die umfangreiche Nutzung von höherwertigen Kohlenwasserstoffen bereits ausgelegt. Speicher- und Verteilnetze, Endanwendungen und Logistikketten könnten unverändert weiter genutzt werden.

Abb. 42 | Energiedichte von Wasserstoff im Vergleich



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [73, 74, 75, 76]

physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff sowie deren Auswirkungen auf Transport, Lagerung und Umweltaspekte im Kontext seiner Verwendung als Energieträger.

3.2.1.1 Allgemeines

Wasserstoff ist ein farbloses, geruchloses und ungiftiges Gas bei Raumtemperatur und normalem atmosphärischem Druck.

Obwohl Wasserstoff aufgrund seiner hohen Energiedichte im Verhältnis zu seinem Gewicht eine vielversprechende Energiequelle darstellt, ist sein gasförmiger Zustand bei Normalbedingungen eine Herausforderung. Diese geringe Dichte des gasförmigen Wasserstoffs führt zu einem niedrigen volumenbezogenen Energiegehalt, was wiederum den Transport und die Lagerung erschwert (siehe **Abbildung 42**).

Um einen größeren volumetrischen Energiegehalt für einen einfacheren Transport zu erreichen, muss die Dichte des Wasserstoffs erhöht werden. Zwei wesentliche Herangehensweisen werden dafür verwendet:

Die Kompression ist die erste der beiden Methoden, bei der der Wasserstoff auf ein hohes Druckniveau von typischerweise bis zu 700 bar komprimiert wird. Der gasförmige Aggregatzustand wird dabei beibehalten [77,78,79].

Eine größere Steigerung des volumetrischen Energiegehalts kann allerdings über eine Verflüssigung erzielt werden, bei der der Wasserstoff auf ca. -246°C herabgekühlt wird [77].

Diese Anpassungen reduzieren die erforderlichen Transportvolumina und Lagerkapazitäten erheblich, was eine effiziente Handhabung erleichtert. Die Maßnahmen sind allerdings mit einem gewissen Energieaufwand verbunden, den es bei der Betrachtung der Gesamteffizienzkette zu berücksichtigen gilt. Insbesondere die Verflüssigung ist dabei ein energieintensiver Prozess, der einen großen Teil der im Wasserstoff gespeicherten Energie beansprucht. Tabelle 8 gibt hierzu einen genaueren Überblick. Die darin beschriebenen Werte sind als Orientierungswerte zu verstehen, da der konkrete Energiemehrbedarf von vielen verschiedenen Parameter abhängt wie bspw. dem Startdruckniveau bzw. Ausgangstemperaturniveau, der Effizienz des Kompressors, dem Zieldruckniveau, etc..

Aktuell wird Wasserstoff eher als Rohstoff genutzt und weniger als Energieträger, beispielsweise in diversen Industrieprozessen als Reduktionsmittel und zur Herstellung von Ammoniak für die Düngemittelindustrie in der Chemiebranche [82].

Eine wichtige Eigenschaft des Wasserstoffs, die seine Verwendung als Energieträger zukünftig allerdings zu einer vielversprechenden Option für eine nachhaltige Energieversorgung macht, ist der Aspekt, dass bei der Verbrennung oder seiner Verwendung in Brennstoffzellen lediglich Wasser als Nebenprodukt entsteht und kein klimaschädliches CO2. Der Ausstoß von Schadstoffen wie Stickoxiden ist in verbrennungsmotorischen Nutzungen allerdings nicht ausgeschlossen [83].

Da die Erzeugung derzeit hauptsächlich aus fossilen Rohstoffen wie Erdgas und Kohlenwasserstoffverbindungen erfolgt,

Tabelle 8 | Verfahren zur Erhöhung des volumetrischen Energiegehalts von Wasserstoff

Verfahren	Temperatur- / Druckniveau	Aggregatzustand	Energieaufwand
Kompression	Umgebungstemperatur / 30-700 bar	Gasförmig	≤ 12% des H_2
Verflüssigung	~-246°C / Umgebungsdruck	Flüssig	≤ 30-40% des H_2

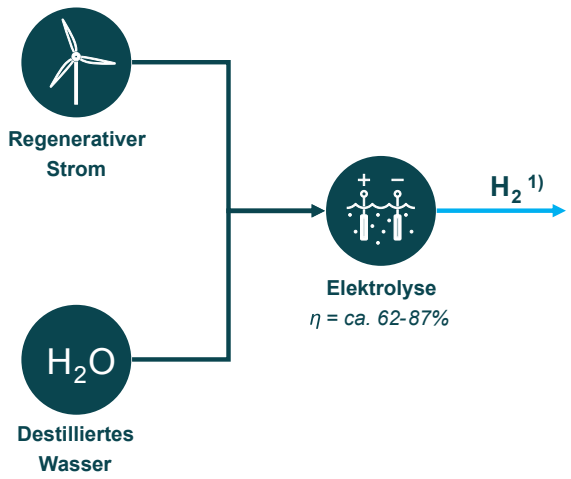
Quelle: [78,79,80,81]

kann Wasserstoff dennoch momentan nicht als „sauberer" Energieträger bezeichnet werden [84]. Regenerative Verfahren zur Herstellung basieren hingegen auf dem Einsatz von Strom aus erneuerbaren Quellen und verschiedenen Elektrolyseverfahren, bei denen der Wasserstoff aus Wasser gewonnen wird. Diese werden im nachfolgenden Kapitel 3.2.1.2 erläutert.

3.2.1.2 Erzeugung / Nutzbarkeit

Die regenerative Wasserstoffgewinnung erfolgt auf Basis von erneuerbarem Strom und destilliertem Wasser (**Abbildung 43**). Diese beiden Komponenten werden in den Elektrolyseprozess integriert, bei dem Wasser (H2O) mithilfe von elektrischer Energie elektrochemisch in Sauerstoff (O2) und Wasserstoff (H2) gespalten wird. Die am häufigsten verwendeten Elektrolyseverfahren sind dabei die alkalische-, die PEM- und die Hochtemperaturelektrolyse.

Abb. 43 | Vereinfachtes Prozessschaubild der Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse



1) Die Gesamtherstellungseffizienz ist neben den Prozesseffizienzen der dargestellten Teilprozesse auch vom Produktionsstandort abhängig und der dort erzielbaren Nutzungseffizienzen der Erzeugungsbedingungen für die Herstellung von reg. Strom.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [85, 86]

Die alkalische Elektrolyse zeichnet sich durch ihren vereinfachten Aufbau aus. Hierbei werden zwei metallische Elektroden (Anode und Kathode) in einer alkalisch-wässrigen Lösung platziert, die elektrisch leitfähig ist. Durch das Anlegen einer Gleichspannung setzt die elektrolytische Wasserspaltung ein, wobei an der Kathode Wasserstoff als Reaktionsprodukt entsteht. Es existieren zwei Aufbaukonzepte: der atmosphärische Elektrolyseur mit Druckniveau knapp über dem Normaldruck und die Druckelektrolyse mit Drücken von bis zu 60 bar. Diese Konzepte unterscheiden sich auch in der Prozesstemperatur, wobei der atmosphärische Elektrolyseur bei 60-80°C arbeitet und die Druckelektrolyse bei 80-120°C. Die Vorteile der alkalischen Elektrolyse liegen in ihrem einfachen Anlagendesign und hohen technischen Reifegrad. Jedoch weist sie auch Nachteile auf, wie die vergleichsweise langsame Reaktionsgeschwindigkeit und den Platzbedarf bei großen Anlagen. [85,87]

Die PEM-Elektrolyse verwendet im Gegensatz zur alkalischen Elektrolyse eine protonenleitfähige, gasdichte Feststoff-Polymembran. Wasser wird an der Anode gespalten, wobei Protonen durch die Membran zur Kathode diffundieren und dort zu Wasserstoff reagieren. Diese Technologie zeichnet sich durch ihre hohe Effizienz im Teillastbetrieb aus, was sie ideal für die Integration in regenerative Energieerzeugungssysteme macht. Die schnelle Reaktionsgeschwindigkeit, Flexibilität und kompakte Bauweise sind weitere Vorzüge. Dennoch sind Kosten aufgrund der Verwendung teurer Materialien wie Iridium, Ruthenium und Platin ein großer Nachteil. Ebenso kritisch ist die Empfindlichkeit des Systems gegenüber Verunreinigungen im Wasser. Diese können die Lebensdauer stark beeinträchtigen. [37,85,88,89]

Ein Alleinstellungsmerkmal der Hochtemperaturelektrolyse ist die Nutzung von Wärmeenergie zur Steigerung der Effizienz. Ein Teil der für die Wasserspaltung benötigten Energie wird somit in Form von Wärme zugeführt. Durch die Nutzung von Abwärme aus Folgeprozessen kann somit die Effizienz des Prozesses erheblich gesteigert werden, da dadurch ein gewisser Teil des Bedarfs von regenerativem Strom für den Spaltungsprozess eingespart wird. Die Hochtemperaturelektrolyse arbeitet bei Temperaturen von über 500°C, was hohe Reaktionsgeschwindigkeiten ermöglicht. Allerdings erfordert sie spezielle Materialien für Elektroden und Elektrolyt, was zu erhöhter Anlagenkomplexität und Kosten führt. Zusätzlich sind spezielle Sicherheitsvorkehrungen aufgrund der hohen Temperaturen einzuhalten. [85]

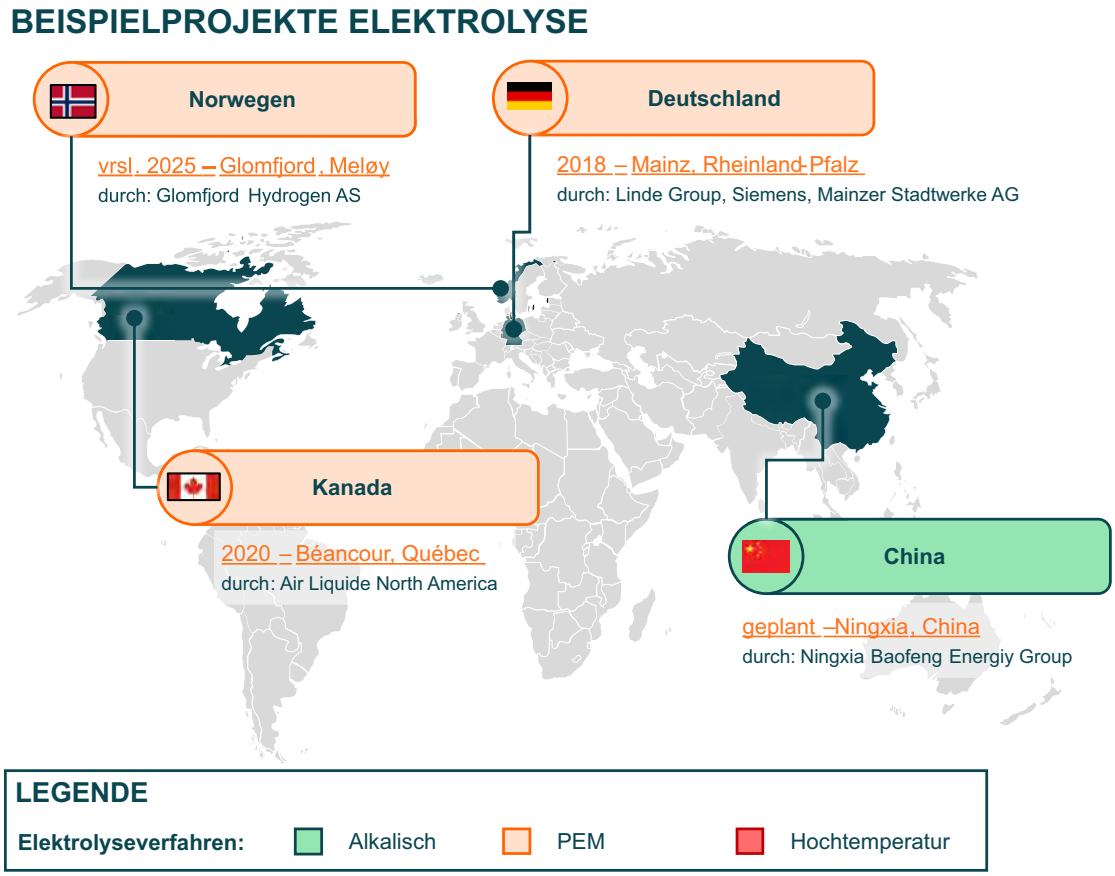
Erste Projekte zur Etablierung des Elektrolyseverfahrens für die großindustrielle Erzeugung von Wasserstoff auf Basis von grünem Strom laufen weltweit an. **Abbildung 44** zeigt einige Beispielprojekte, die es dahingehend weltweit gibt.

Die Nutzung von Wasserstoff als Energieträger ist allerdings weiterhin sehr begrenzt in Deutschland. Im Verkehrssektor ist dessen Verwendung bspw. nahezu nicht vorhanden, da kaum Brennstoffzellenfahrzeuge in der deutschen Bestandsflotte existieren [18]. Im Haushaltssektor könnte Wasserstoff jedoch als Blendingmittel in Erdgasheizungen eingesetzt werden, indem kleinere Mengen H2 zum verwendeten Erdgas zugemischt werden. Ein Anteil von bis zu 10% ist bereits technisch möglich [33]. Größere Anteile erfordern allerdings einige Anpassungen seitens der Netzbetreiber [34].

Die aktuelle Drop-In-Fähigkeit von Wasserstoff, also seine Möglichkeit zur nahtlosen Integration in bestehende Infrastrukturen, ist also noch sehr begrenzt. Um die Nutzung von Wasserstoff auszuweiten, werden Anpassungen bestehender Prozesse und Infrastrukturen notwendig sein, um eine sichere und effiziente Verwendung zu gewährleisten. Die Weiterentwicklung von Technologien zur Wasserstofferzeugung, -speicherung und -transport sowie die Entwicklung von Sicherheitsstandards spielen dabei eine zentrale Rolle.

Eine breitere Integration von Wasserstoff in verschiedene Sektoren erfordert somit gemeinsame Anstrengungen von Industrie, Forschung und Politik, um die notwendigen technologischen Fortschritte und Infrastrukturänderungen voranzutreiben.

Abb. 44 | Beispielprojekte für die regenerative Erzeugung von Wasserstoff



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [90, 91, 92, 93]

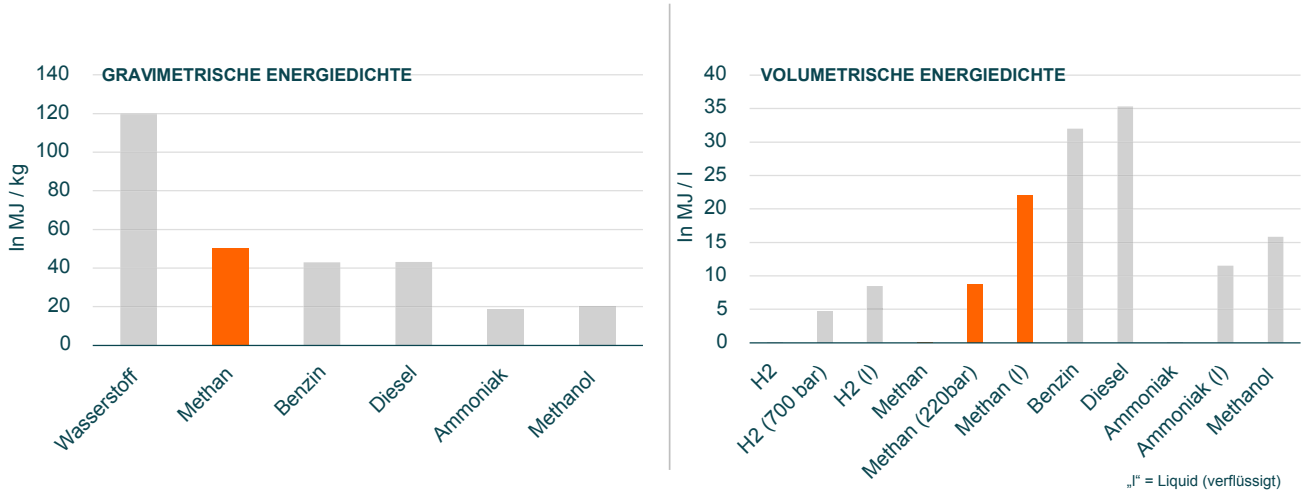
3.2.2 Methan

Die folgenden Kapitel behandeln die Eigenschaften von Methan (CH4).

3.2.2.1 Allgemeines

Methan ist bei Raumtemperatur und normalem atmosphärischen Druck ein farbloses, geruchloses und ungiftiges Gas. Dieses Gas besitzt eine hohe Energiedichte im Verhältnis zu seinem Gewicht. Jedoch ist auch bei diesem Energieträger der gasförmige Zustand unter Normalbedingungen herausfordernd, da dieser einen negativen Einfluss auf die volumetrische Energiedichte hat (**Abbildung 45**). Daraus resultiert ein höherer Aufwand für den Transport und die Lagerung und somit auch auf die Nutzbarmachung als Energieträger.

Abb. 45 | Energiedichte von Methan im Vergleich



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [73, 74, 75, 76] und eigene Annahmen

Tabelle 9 | Verfahren zur Erhöhung des volumetrischen Energiegehalts von Methan

Verfahren	Temperatur- / Druckniveau	Aggregatzustand	Energieaufwand
Kompression	Umgebungstemperatur / 70-250 bar	Gasförmig	≤5% des CH_4
Verflüssigung	~-246°C / Umgebungsdruck	Flüssig	≤ 10% des CH_4

Quellen: [24, 80]

Um den volumenbezogenen Energiegehalt von Methan zu erhöhen und somit die erforderlichen Transportvolumina und Speicherkapazitäten zu reduzieren, wird ebenfalls eine Erhöhung der Dichte benötigt.

Auch hier sind die Kompression auf ein bestimmtes Druckniveau und die Verflüssigung mittels starker Kühlung gängige Verfahren. Aufgrund der unterschiedlichen Stoffeigenschaften fällt der Energieaufwand allerdings geringer aus als beim Wasserstoff. Tabelle 9 zeigt hierzu einen genaueren Überblick für die verschiedenen Verfahren. Auch hier gilt, dass die darin beschriebenen Aspekte als Orientierungswerte zu verstehen sind, da der konkrete Energiemehrbedarf von vielen verschiedenen Parametern abhängt wie bspw. dem Startdruckniveau bzw. Ausgangstemperaturniveau, der Effizienz des Kompressors, dem Zieldruckniveau, etc..

Methan ist sowohl als Rohstoff als auch als Energieträger weit verbreitet in der deutschen Industrie und Energieversorgung in Form von Erdgas, dessen Hauptbestandteil es ist (siehe Kapitel 2.2.3). Somit wird Methan momentan insbesondere aus fossilen Quellen bezogen.

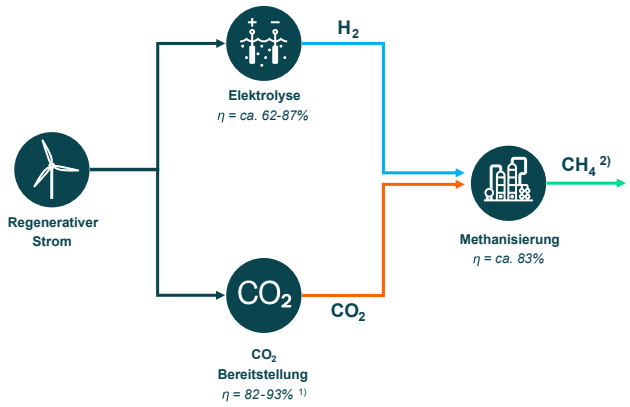
Es kann jedoch auch in biologischen Prozessen entstehen, bspw. in kontrollierten Zersetzungsprozessen von Biomasse wie in der Biogaserzeugung oder durch unkontrollierte natürliche Zersetzungsprozesse wie z.B. im Verdauungsprozess von Nutztieren. Insbesondere die unkontrollierten Erzeugungsprozesse sind ökologisch kritisch, da Methan eine 25- bis 30-mal stärkere Treibhauswirkung vorweist als CO2, wenn es in die Atmosphäre freigesetzt wird [94]. Daher ist die Kontrolle von Methanemissionen von großer Bedeutung für den Klimaschutz.

Auch die synthetische Erzeugung mittels strombasierter Prozesse ist eine Möglichkeit, um eine regenerative Nutzung von Methan sicherzustellen. Nähere Ausführungen dazu zeigt das nächste Kapitel.

3.2.2.2 Erzeugung / Nutzbarkeit

Die synthetische Erzeugung von Methan erfolgt durch die Umwandlung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff und CO2 in einem Prozess, der als Methanisierung bezeichnet wird (**Abbildung 46**). Diese kann auf zwei grundlegenden Prinzipien basieren: die biochemische und die chemisch-katalytische Methanisierung.

Abb. 46 | Vereinfachtes Prozessschaubild der Methanerzeugung aus regenerativer Energie



1) Abhängig von Quelle und Verfahren. Hier grobe Spannbreite angegeben.
2) Die Gesamtherstellungseffizienz ist neben den Prozesseffizienzen der dargestellten Teilprozesse auch vom Produktionsstandort abhängig und der dort erzielbaren Nutzungseffizienzen der Erzeugungsbedingungen für die Herstellung von reg. Strom.

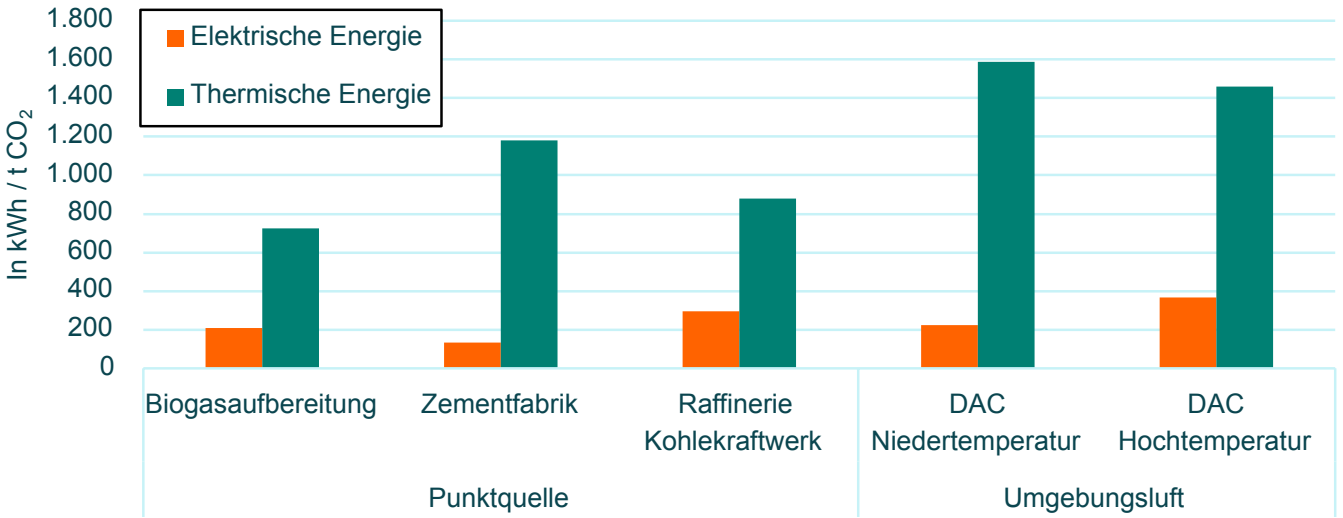
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [85, 95, 96] und eigenen Annahmen

Bei der biochemischen Methanisierung erfolgt die Umsetzung von Wasserstoff und CO2 durch den Stoffwechsel bestimmter Mikroorganismen. Dieser Prozess erfordert nur geringe Temperaturen und Drücke, was den Energieaufwand minimiert. Ein weiterer Vorteil besteht darin, dass auf aufwändige Reinigungsprozesse der Edukte weitgehend verzichtet werden kann, da mögliche Verunreinigungen in den Ausgangsstoffen förderlich für die Mikroorganismen sein können. Außerdem sind teure Edelmetallkatalysatoren in der Regel nicht erforderlich. Es entsteht jedoch zusätzlicher Energiebedarf für Nebenaggregate wie Rührwerke und Pumpen. [97]

Die chemisch-katalytische Methanisierung hingegen erfordert höhere Temperaturen (mindestens 200°C) und einen Nickelkatalysator. Die Reinheit der Ausgangsstoffe ist entscheidend, da die Katalysatoren empfindlich gegenüber Verunreinigungen sind, insbesondere gegenüber Schwefelverbindungen und Chlor. Dieser Prozess ist stark exotherm, was bedeutet, dass er viel Abwärme erzeugt und somit normalerweise keine zusätzliche thermische Energie benötigt, um die Reaktion auszulösen. Die Abwärme kann hingegen in vorgeschalteten Elektrolyseprozessen, wie der Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL), genutzt werden. [98]

Obwohl CO2 für die Methanerzeugung benötigt wird und bei der Verbrennung wieder freigesetzt wird, gilt synthetisches Methan als klimaneutral. Dies liegt daran, dass bei der

Abb. 47 | Energiebedarf verschiedener CO2-Abscheideverfahren



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [99]

Verbrennung nur so viel CO2 freigesetzt wird, wie im Herstellungsprozess vorher gebunden wurde. Das CO2 kann dabei aus verschiedenen Quellen stammen. Unterschieden wird nach Punktquellen und Atmosphäre. Bei Punktquellen wird das CO2 üblicherweise aus Biogasaufbereitungen oder Industrieabgasen bezogen, wo es bereits in konzentrierter Form vorliegt. Bei der atmosphärischen Quelle wird CO2 aus der Umgebungsluft durch das sogenannte Direct Air Capture Verfahren (DAC) gewonnen. [96]

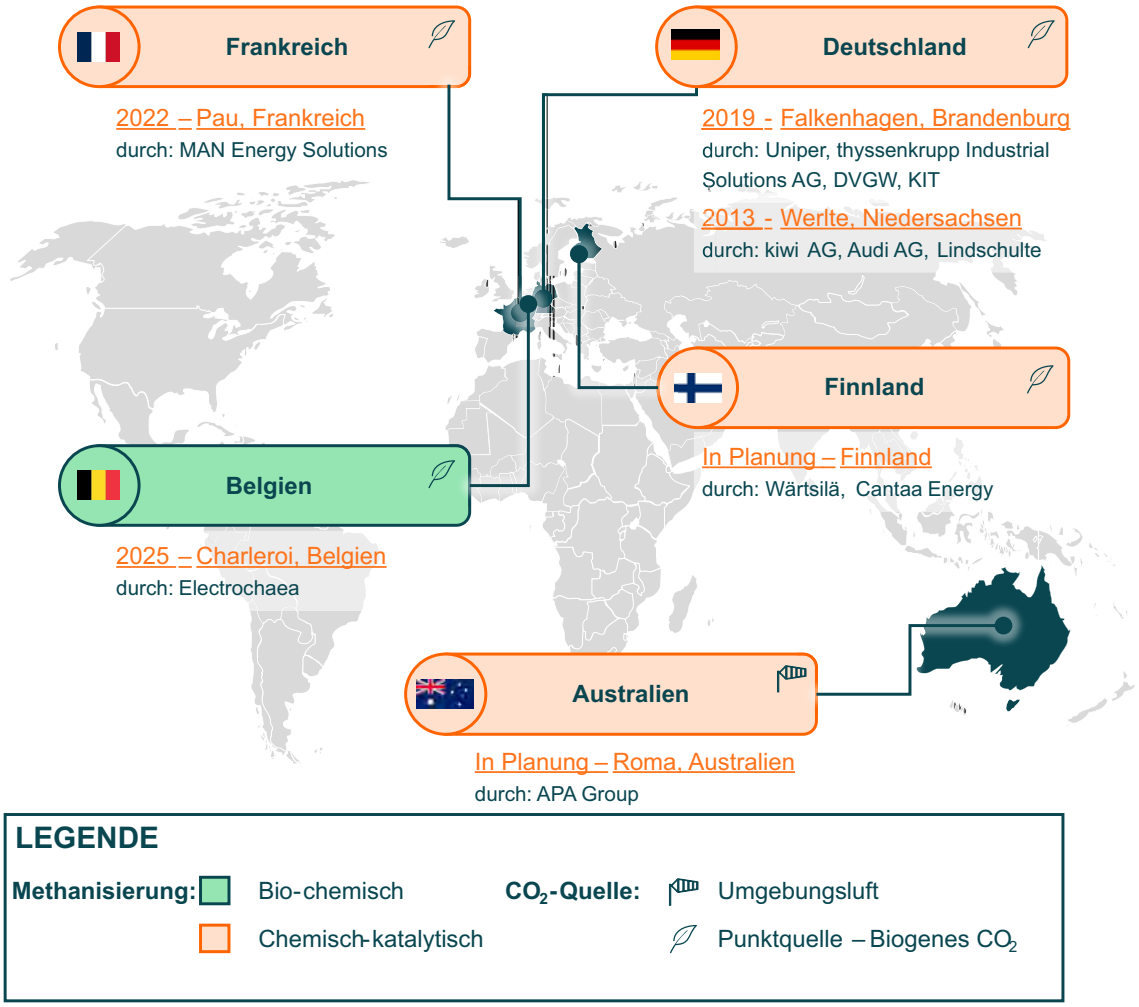
Die DAC-Technologie ist zwar vielversprechend aufgrund der nahezu unbegrenzten Verfügbarkeit von CO2 in der Umgebungsluft. Ein großer Nachteil ist allerdings der hohe Energiebedarf, der entsteht, da durch die geringe CO2-Konzentration in der Umgebungsluft (ca. 0,04%) große Luftvolumina in dem Prozess aufbereitet werden müssen [96]. Da die Bindung des CO2 über ein Trägermedium erfolgt, muss für die finale Nutzbarmachung des Treibhausgases diese Verbindung auch wieder aufgelöst werden. Diese ist aber typsicherweise sehr stabil, sodass auch der Teilschritt große Energiemengen erfordert [99].

Abbildung 47 zeigt zu diesem Zusammenhang einen groben Überblick für den Energiebedarf der CO2-Bereitstellung mittels verschiedener Verfahren. Daraus wird deutlich, dass bei allen dargestellten Optionen insbesondere der thermische Energiebedarf besonders hoch ist. Aufgrund der Konzentrationsunterschiede von CO2 im Ausgangsprodukt sind die DAC-Verfahren sowohl im elektrischen- als auch thermischen Energiebedarf im Nachteil zu den Verfahren, die CO2 aus Punktquellen bereitstellen können.

Die großindustrielle Herstellung von regenerativem Methan ist derzeit noch begrenzt, da Erdgas immer noch ein kostengünstiger und gut verfügbarer Energieträger ist. Erste Pilotprojekte für die Erzeugung von regenerativem Methan laufen allerdings weltweit an (**Abbildung 48**).

Die Nutzbarkeit von Methan in Deutschland ist bereits sehr hoch. Allein im Industriesektor deckt Methan in Form von Erdgas 36% des Endenergiebedarfs im Jahr 2021 [17]. Im Fall des Haushaltssektors beträgt der Anteil sogar ca. 43% [17]. Im Verkehrssektor wird Methan aktuell hingegen weniger

Abb. 48 | Beispielprojekte für die regenerative Erzeugung von Methan



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [100,101,102,103,104]

genutzt. Erdgas bzw. Methan deckt dort nur zu ca. 1% des Endenergiebedarfs [17]. Dies hängt damit zusammen, dass gasbetriebene Fahrzeuge in Deutschland bisher kaum verbreitet sind. Ende 2022 machten Gasfahrzeuge lediglich 0,7% der Gesamtbestandsflotte aller Straßenfahrzeuge aus [18]. Die Hauptanwendung von Erdgas bzw. Methan im Verkehrssektor ist derzeit eher die Energieversorgung des Pipelinetransports. Dieser allein beansprucht 69% des im Verkehrssektors verbrauchten Methans in 2021 [17].

Die Drop-In-Fähigkeit von regenerativem Methan in bestehende Infrastrukturen ist somit zwar in allen Sektoren gegeben, am stärksten ausgeprägt ist diese aber vor allem im Industrie- und Haushaltssektor. Die Tatsache, dass Deutschland ein flächendeckendes Erdgasnetz hat, erleichtert die potentielle Verteilung von regenerativem Methan auf nationaler Ebene enorm. Regenerativ hergestelltes Methan könnte somit einen sofortigen Beitrag zur CO2-Reduzierung in zahlreichen Anwendungen innerhalb Deutschlands leisten, selbst wenn es vorerst nur in geringen Mengen in den fossilen Energiemix eingeführt wird.

3.2.3 Ammoniak

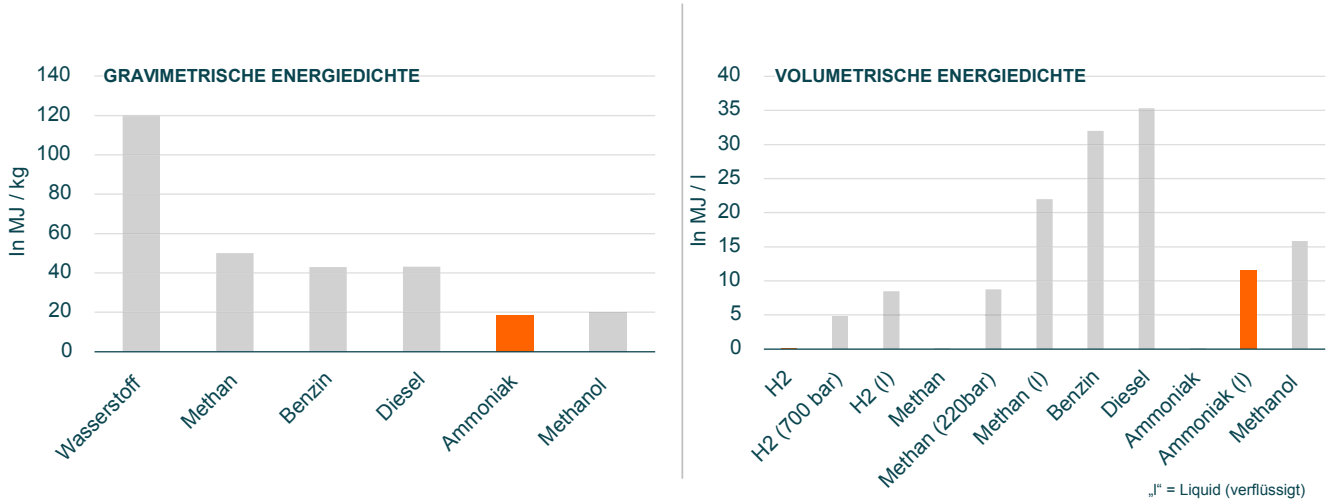
Die folgenden Kapitel behandeln die Eigenschaften von Ammoniak (NH3).

3.2.3.1 Allgemeines

Ammoniak ist bei Raumtemperatur und normalem atmosphärischen Druck ein farbloses Gas. Die gravimetrische Energiedichte ist im Vergleich zu den anderen betrachteten Energieträgern gering (**Abbildung 49**). Aufgrund des gasförmigen Zustandes unter Normalbedingungen ist auch die volumetrische Energiedichte vergleichsweise schlecht. Dies hat auch bei diesem Energieträger Auswirkungen auf den aufzubringenden Aufwand für den Transport und die Lagerung.

Um den volumenbezogenen Energiegehalt von Ammoniak zu erhöhen und somit die erforderlichen Transportvolumina und Speicherkapazitäten zu reduzieren, muss auch bei diesem Energieträger in der Regel die Dichte angehoben werden. Typischerweise wird dies über eine Verflüssigung mittels Tem-

Abb. 49 | Energiedichte von Ammoniak im Vergleich



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von[73,74,75,76] und eigenen Annahmen

peratursenkung realisiert. Der Vorteil von Ammoniak ist allerdings, dass die Verflüssigung bereits bei -33°C einsetzt und somit der aufzubringende Energieaufwand deutlich geringer ausfällt [105].

Bisher wird Ammoniak hauptsächlich als Rohstoff verwendet und nicht als Energieträger, etwa in der Landwirtschaft als Düngemittel zur Versorgung von Pflanzen mit Stickstoff oder in der Chemieindustrie zur Herstellung von Kunststoffen und Reinigungsmitteln [105]. Die gute Transportierbarkeit aufgrund der vorteilhaften Verflüssigungseigenschaften, ist allerdings ein wesentlicher Grund dafür, dass Ammoniak als vielversprechende Energieträgeroption der Zukunft gehandhabt wird. Insbesondere die Bedeutung als Wasserstoffträgerstoff wächst. Dies ist auf die Tatsache zurückzuführen, dass viele Wasserstoffatome im Ammoniakmolekül gebunden sind. Somit ist Ammoniak als Trägermedium eine vielversprechende Option, um Wasserstoff über lange Strecken mit geringerem Energieaufwand zu transportieren. Die Umwandlung zurück zu Wasserstoff kann über gängige Verfahren am Ort der Anwendung final vorgenommen werden. [105]

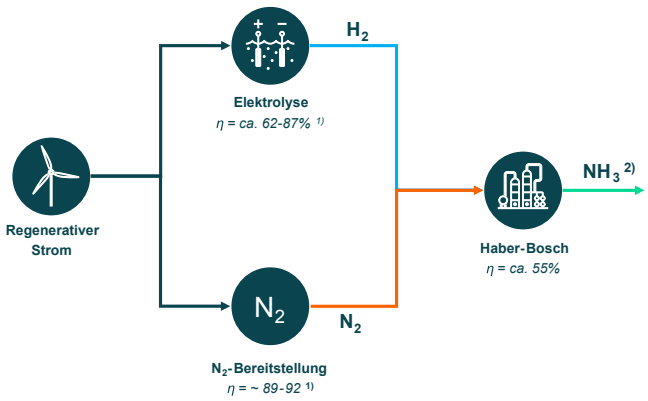
Anders als Wasserstoff oder Methan weist Ammoniak allerdings gewisse Gefahreneigenschaften auf. Bei Kontakt mit Haut, Augen oder Atemwegen kann Ammoniak reizend und schädlich sein. Des Weiteren gilt Ammoniak als gewässergefährdender Stoff. Daher müssen bei der Nutzung als Energieträger umfassende Risikobewertungen durchgeführt werden. Entsprechende Sicherheitsmaßnahmen sind zu etablieren. [105]

Die Herstellung erfolgt derzeit typischerweise auf Basis von fossilen Rohstoffen, wie Erdgas. Für eine regenerative Erzeugung von Ammoniak muss die Produktion auf eine grüne Wasserstoffbasis umgestellt werden [105]. Nähere Beschreibungen des dazugehörigen Herstellungsprozesses sind im nächsten Kapitel zu finden.

3.2.3.2 Erzeugung / Nutzbarkeit

Die regenerative Erzeugung von Ammoniak basiert auf zwei Edukten (**Abbildung 50**). Wasserstoff ist die erste Komponente, dessen regenerative Herstellungsverfahren bereits im Kapitel 3.2.1.2 beschrieben sind. Ebenfalls benötigt wird Stickstoff, welches üblicherweise aus der Luft gewonnen wird, da diese zu etwa 78% aus Stickstoffgas (N2) besteht [106].

Abb. 50 | Vereinfachtes Schaubild der Ammoniakerzeugung aus regenerativer Energie

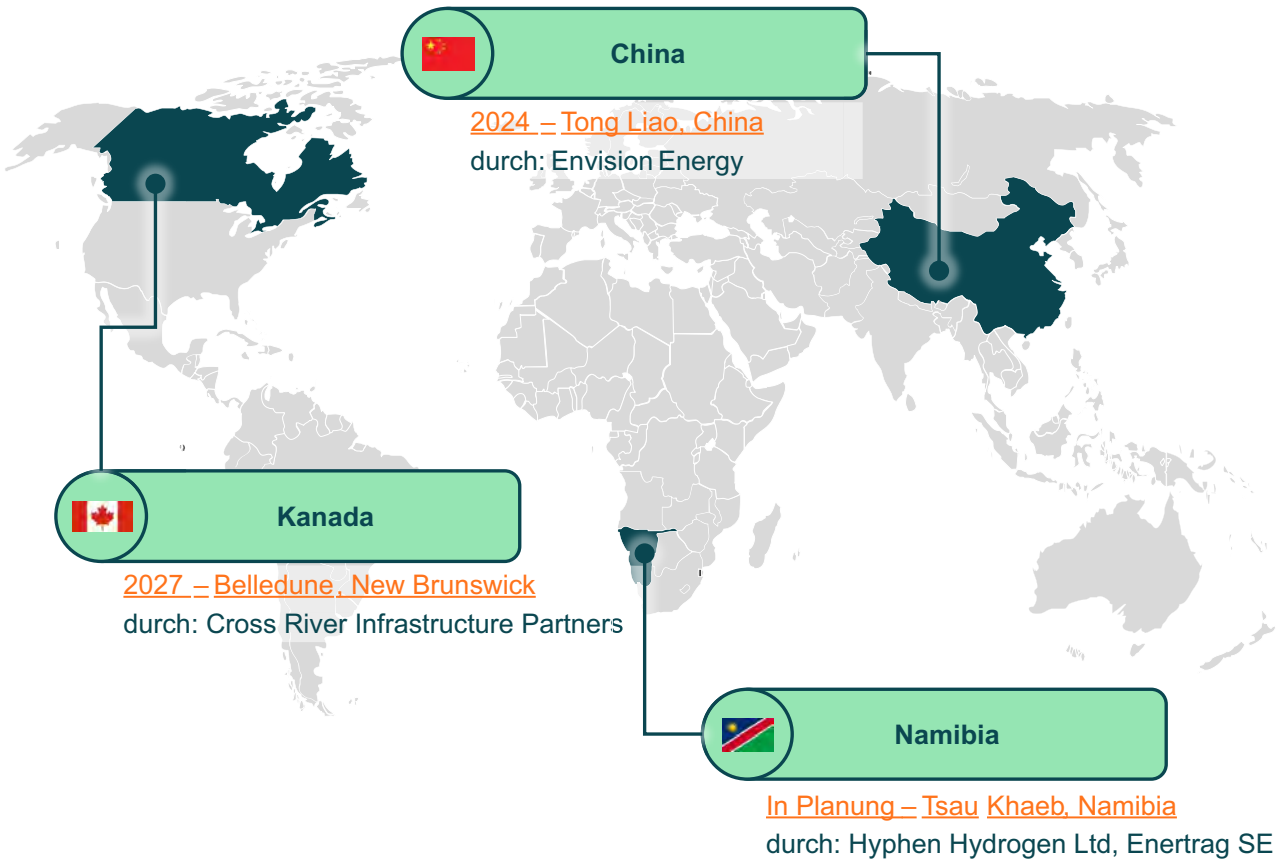


1) Verluste nur näherungsweise bestimmt
2) Die Gesamtherstellungseffizienz ist neben den Prozesseffizienzen der dargestellten Teilprozesse auch vom Produktionsstandort abhängig und der dort erzielbaren Nutzungseffizienzen der Erzeugungsbedingungen für die Herstellung von reg. Strom.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [86, 107] und eigenen Annahmen

Das Verfahren zur Gewinnung von Stickstoff aus der Umgebungsluft wird als Linde-Verfahren oder Luftzerlegung bezeichnet. Dieses beinhaltet die Kompression und Kühlung der Luft, um sie zu verflüssigen. Durch mehrere Destillationsschritte wird die Luft dann in ihre verschiedenen Bestandteile getrennt, wodurch der Stickstoff separiert wird. Die Verwendung von Luft als Rohstoff ermöglicht den Zugang zu einer nahezu unbegrenzten Quelle von Stickstoff. [108]

Abb. 51 | Beispielprojekte für die regenerative Erzeugung von Ammoniak mittels Haber-Bosch-Verfahren



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [111, 112, 113]

Das Haber-Bosch-Verfahren, das weltweit für die Herstellung von Ammoniak verwendet wird, wandelt die beiden Edukte Wasserstoff und Stickstoff unter hohen Temperaturen (400-450°C) und Drücken (120-220 bar) in Gegenwart eines Eisen-Katalysators in Ammoniak um. Es handelt sich dabei um eine reversible Reaktion, was bedeutet, dass Ammoniak wieder in Stickstoff und Wasserstoff zerfallen kann, wenn das Gleichgewicht nicht richtig gesteuert wird. Die Temperatur und der Druck im Reaktor werden daher sorgfältig kontrolliert, um die Ammoniakausbeute zu optimieren. [105]

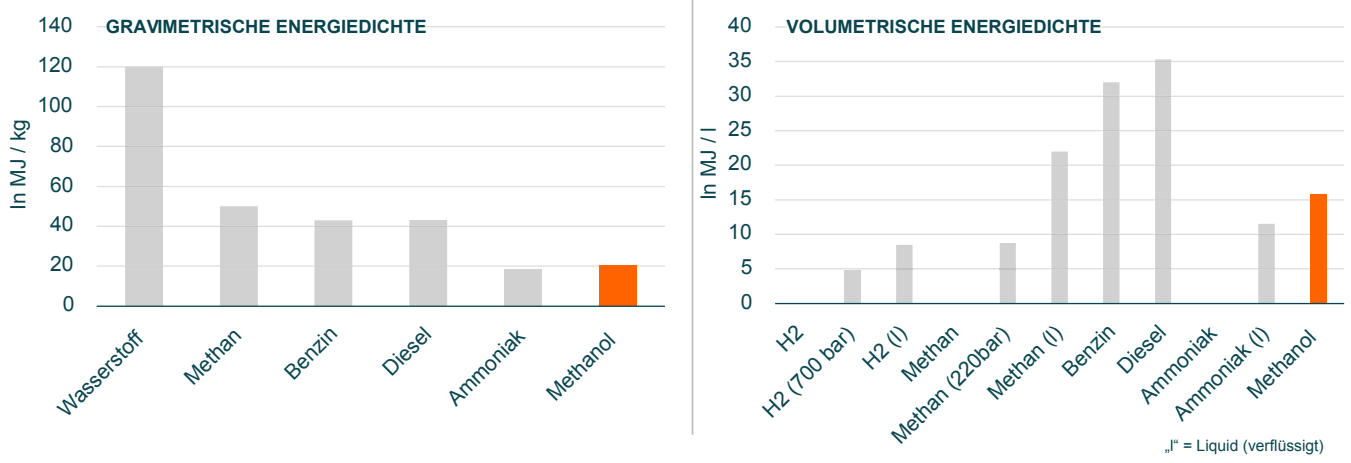
Das Haber-Bosch-Verfahren ist dabei ein sehr energieintensiver Prozess, da hohe Temperaturen und Drücke erforderlich sind. Dies hat zur Folge, dass die weltweite Ammoniakherstellung etwa 2% des globalen Endenergieverbrauchs in 2020 verursachte. Auch 1,3% der gesamten globalen CO2-Emissionen entfielen auf den Prozess, da der Energiebedarf primär durch fossile Rohstoffe gedeckt wurde. [109]

Weltweit existieren etwa 490 aktive Ammoniakanlagen, von denen der Großteil fossile Rohstoffe als Basis nutzt (Stand 2021) [110]. Aktuell werden jedoch vermehrt Anlagen zur regenerativen Herstellung von Ammoniak etabliert, erprobt und geplant (**Abbildung 51**), die insbesondere auf die Nutzung des Ammoniaks als Träger von grünem Wasserstoff abzielen, um diesen besser transportfähig zu machen.

Die Drop-In-Fähigkeit von Ammoniak, also seine Möglichkeit zur nahtlosen Integration in bestehende Infrastrukturen als Energieträger, ist derzeit allerdings sehr stark eingeschränkt in Deutschland, da eine direkte Verwendung in allen Sektoren erhebliche Anpassungen der Endverbraucherinfrastruktur erfordern würde [105]. Diese ist aktuell primär eher auf die Nutzung von Kohlenwasserstoffen wie bspw. Methan ausgelegt. Lediglich die weitere stoffliche Nutzung als Rohstoff im Industriesektor wie bspw. der Chemiebranche wäre denkbar.

Die separate energetische Nutzung des im Ammoniak gebundenen Wasserstoffs könnte jedoch eine bessere Drop-In-Fähigkeit ermöglichen, die allerdings eine erneute Aufspaltung des Moleküls in seine beiden Edukte erfordern würde, was wiederum weiteren Energieaufwand zur Folge hätte. Für den im Ammoniak gebundenen Wasserstoff gelten dann die in Kapitel 3.2.1.2 beschriebenen Aspekte für die Drop-In-Fähigkeit.

Abb. 52 | Energiedichte von Methanol im Vergleich



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von[73,74,75,76] und eigenen Annahmen

3.2.4 Methanol

Die folgenden Kapitel behandeln die Eigenschaften von Methanol (CH3OH).

3.2.4.1 Allgemeines

Methanol ist eine klare, farblose Flüssigkeit mit einem charakteristischen Geruch. Im Vergleich zu Benzin oder Diesel besitzt Methanol eine deutlich niedrigere gravimetrische- als auch volumetrische Energiedichte (**Abbildung 52**). Durch den flüssigen Aggregatzustand selbst bei Normalbedingungen sind die Eigenschaften von Methanol allerdings äußerst vorteilhaft für den Transport und die Speicherung, da keine zusätzlichen Prozesse erforderlich sind, um die Transport- und Speichervolumina auf ein akzeptables Niveau zu senken. Dieser Aspekt ist ein wesentlicher Vorteil des Energieträgers gegenüber den gasförmigen Optionen wie Wasserstoff, Methan oder Ammoniak, was Methanol zu einer praktikablen Option für den internationalen Handel mit Energien macht.

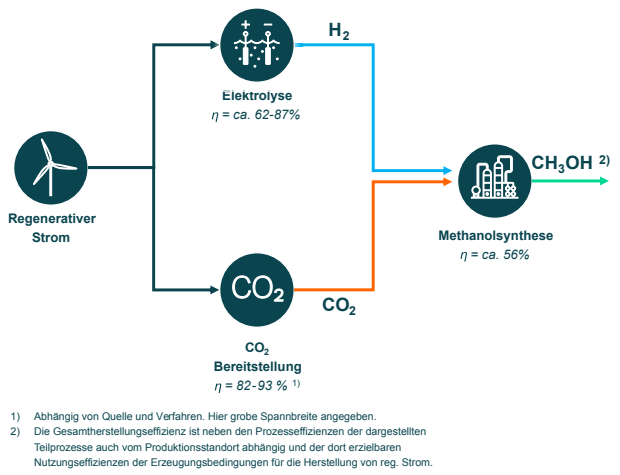
Methanol wird derzeit in Deutschland vorrangig als Rohstoff genutzt, bspw. als Lösungsmittel in der Chemieindustrie und als Desinfektionsmittel in der Medizin [114]. Auch eine Nutzung als Energieträger ist denkbar. Beispielsweise wird derzeit die zukünftige Rolle von Methanol im Bereich der Mobilität diskutiert für normale Straßenfahrzeuge aber auch für den Schiffsverkehr [114]. Sowohl die Nutzung in Verbrennungsmotoren als auch in sogenannten Methanol-Brennstoffzellen ist in dem Zusammenhang möglich [114]. Schon jetzt könnten bspw. 3% Methanol zum genutzten Benzin im Verkehrssektor beigemischt werden, ohne dass technische Änderungen notwendig wären [115]. Der damit erzielbare CO2-Mehrwert ist allerdings abhängig davon, aus welchen Quellen das Methanol zukünftig gewonnen wird.

Die derzeitige Produktion erfolgt vorrangig auf Basis von Kohle und Erdgas [114]. Aktuell ist Methanol somit typischerweise fossilen Ursprungs. Die synthetische Erzeugnung von Methanol aus erneuerbaren Energien gilt allerdings als vielversprechende Option, um eine regenerative Nutzung als Energieträger zukünftig zu ermöglichen und gleichzeitig die Distribution von erneuerbarer Energie durch die hervorragenden Transport- und Speichereigenschaften weltweit zu vereinfachen. Die dafür erforderlichen Produktionsschritte werden im nächsten Kapitel beschrieben.

3.2.4.2 Erzeugung / Nutzbarkeit

Die regenerative Erzeugung von Methanol basiert auf zwei Hauptkomponenten. Auch hier ist regenerativ erzeugter Wasserstoff die erste Basis. Darüber hinaus wird auch CO2 benötigt. Diese beiden Ausgangsstoffe reagieren in einem Prozess, der als Methanolsynthese bekannt ist, um synthetisches Methanol als Zielprodukt zu erzeugen (**Abbildung 53**).

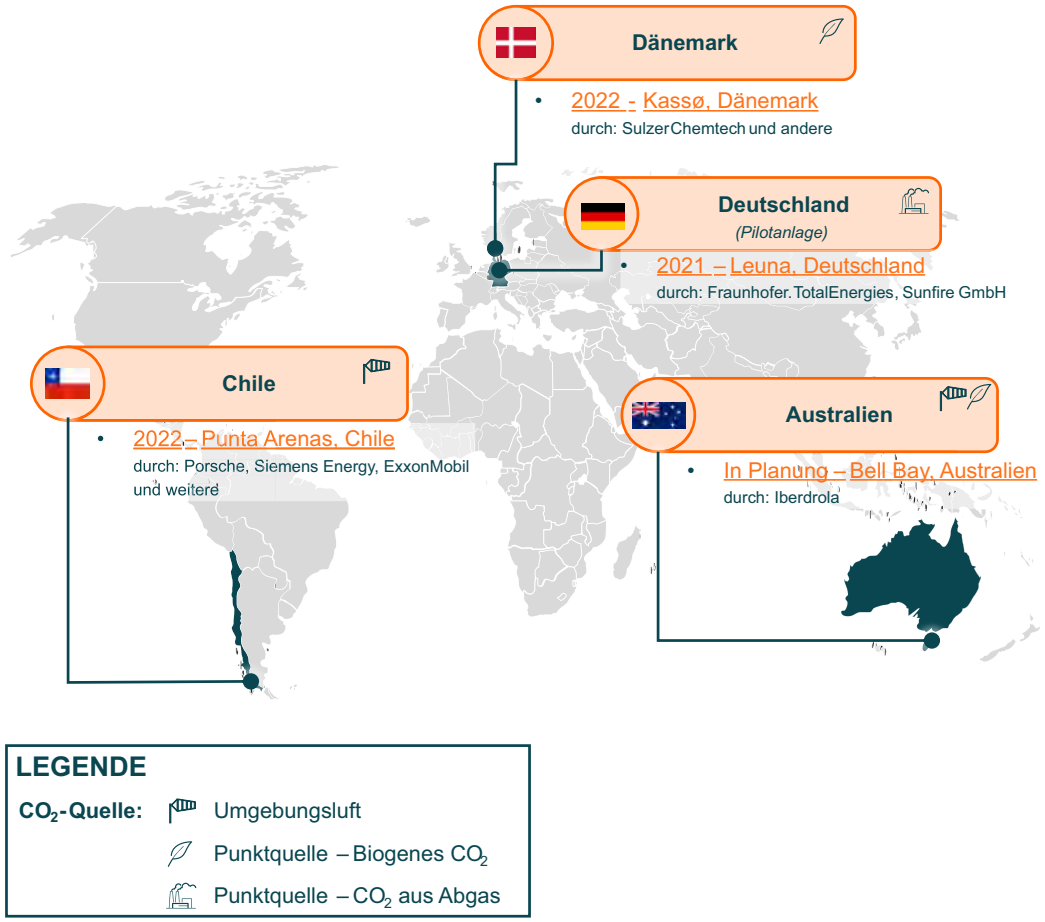
Abb. 53 | Vereinfachtes Schaubild der Methanolerzeugung aus regenerativer Energie



1) Abhängig von Quelle und Verfahren. Hier grobe Spannbreite angegeben.
2) Die Gesamtherstellungseffizienz ist neben den Prozesseffizienzen der dargestellten Teilprozesse auch vom Produktionsstandort abhängig und der dort erzielbaren Nutzungseffizienzen der Erzeugungsbedingungen für die Herstellung von reg. Strom.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [86, 95, 96] und eigenen Annahmen

Abb. 54 | Beispielprojekte für die regenerative Erzeugung von Methanol



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [119,120,121,122]

Der benötigte Wasserstoff kann dabei nach den in Kapitel 3.2.1.2 beschriebenen Elektrolyseverfahren erzeugt werden. Das CO2 kann aus verschiedenen Quellen bezogen werden. Die verschiedenen Möglichkeiten sind bereits im Kapitel 3.2.2.2 beschrieben worden und sind auch in diesem Fall anwendbar.

Synthetisches Methanol, das nach der skizzierten Prozesskette hergestellt wird, gilt ebenfalls als klimaneutral, trotz der Nutzung von CO2 als Ausgangsstoff. Auch hier wird das CO2, das bei einer möglichen Verbrennung freigesetzt wird, vorher im Herstellungsprozess gebunden.

Die Methanolsynthese kann auf verschiedene Weisen durchgeführt werden. Eine weit verbreitete Methode basiert auf der Nutzung von Synthesegas, einem Gemisch aus Kohlenstoffmonoxid (CO) und Wasserstoff (H2), und der Synthetisierung dieses Gemischs zu Methanol. Obwohl auch die direkte Herstellung von Methanol aus CO2 und H2 möglich ist, sind erhebliche Nachteile zu berücksichtigen, wie beispielsweise Alterungserscheinungen von Katalysatoren, geringe Produktselektivität, niedriger Kohlenstoffumsatz und die Bildung großer Mengen an Produktwasser.[116]

In der Regel ist bei der Nutzung von CO2 deshalb ein Prozessschritt vorgeschaltet, um aus CO2 das erforderliche CO zu gewinnen und somit zunächst Synthesegas zu erzeugen. Dieser Prozess ist bekannt als Reverse-Wassergas-Shift-Reaktion (rWGS) [116]. Dabei reagiert das CO2 mit Wasserstoff, wobei Kohlenmonoxid (CO) und Wasser (H2O) entstehen. Die Reaktion ist sehr energieintensiv, stark temperaturabhängig und erfordert die Verwendung eines Katalysators [117]. Typischerweise wird dafür ein Metallkatalysator aus Kupfer oder Eisen genutzt [118].

Die industrielle Umsetzung der regenerativen Methanolherstellung findet derzeit hauptsächlich im kleineren Maßstab statt (**Abbildung 54**). Einige Pilotanlagen, wie die Haru-Oni-Anlage in Chile, haben jedoch erfolgreich die Pilotphase durchlaufen, und erste Skalierungspläne sind in Vorbereitung.

Auch bei Methanol ist die Drop-In-Fähigkeit in Deutschland bisher sehr begrenzt, da die Nutzung als Energieträger nicht verbreitet ist [123]. Das führt dazu, dass für die Verwendung von Methanol als Energieträger typischerweise technische Anpassungen erforderlich sind [115,124,125]. Dies trifft bspw. auf die Nutzung im Verkehrs- als auch Haushaltsektor zu, da bestehende Fahrzeuge und Heizungssysteme nicht auf dessen Eigenschaften ausgelegt sind. Die Fähigkeit des Methanols, herkömmliche Brennstoffe zu ersetzen, ist somit in allen Sektoren derzeit begrenzt und erfordert weiterführende Forschungs- und Entwicklungsarbeit.

Abb. 55 | Klassifizierung verschiedener Kohlenwasserstoffe

Nicht im Fokus				Vorrangig im Fokus														
Anzahl der Kohlenstoffatome																		
C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10	C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19+
Gas	Flüssiggase			Naphta							Dieselöl							Wachs
z.B.: •M e-than	Beispiele: •E than •P ropan • Butan			Folgeprodukte Beispiele: • Benzin •F lugturbinenkraftstoff (Jet Fuel / Kerosin) • Lösungsmittel							Folgeprodukte Beispiele: •D ieselkraftstoff • Heizöl							

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [37, 127]

Eine bessere Drop-In-Fähigkeit kann ggf. über die Nutzung der im Methanol gebundenen Wasserstoffkomponente erreicht werden. Dennoch müssen die prozesstechnischen Herausforderungen und der benötigte energetische Aufwand für die Methanolaufspaltung sorgfältig abgewogen werden. Forschungsaktivitäten zur Optimierung eines solchen Prozesses laufen derzeit z.B. beim Fraunhofer-Institut [126].

3.2.5 Höherwertige Kohlenwasserstoffe

Die folgenden Kapitel behandeln die Eigenschaften von höherwertigen Kohlenwasserstoffen.

3.2.5.1 Allgemeines

In diesem Kapitel erfolgt zunächst eine Einordnung der Begrifflichkeit. Der Terminus bezieht sich auf Kohlenwasserstoffverbindungen mit einer Kohlenstoffkette, die zwischen 5 und 18 Kohlenstoffatome umfasst, wie in **Abbildung 55** dargestellt.

In der vorliegenden Studie liegt der Fokus insbesondere auf synthetischem Benzin- und Dieselkraftstoff, da die fossilen Varianten dieser höherwertigen Kohlenwasserstoffe in Deutschland weitverbreitet sind und in einer Vielzahl von Anwendungen Verwendung finden.

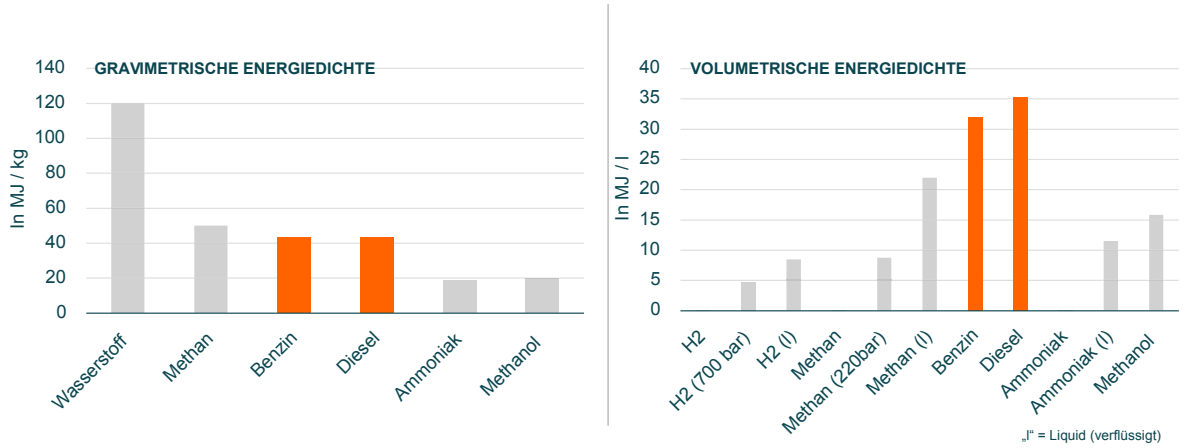
Höherwertige Kohlenwasserstoffe verfügen über eine komplexe Molekülstruktur, die ihnen eine sehr hohe gravimetrische- und volumetrische Energiedichte verleiht (**Abbildung 56**).

Bei Raumtemperatur und normalem atmosphärischen Druck sind diese ebenfalls flüssig. Diese Eigenschaft bietet Vorteile bei der Transportierbarkeit und Speicherung, da sie dafür nicht verdichtet oder gekühlt werden müssen, was sie zu sehr effizienten Energieträgern macht.

Höherwertige Kohlenwasserstoffe sind äußerst vielseitig einsetzbar und dienen als wichtige Rohstoffe in verschiedenen Anwendungen, wie bspw. der Chemieindustrie. Sie werden dabei z.B. zur Herstellung von Kunststoffen oder Chemikalien verwendet (siehe Kapitel 2.3.4.1). Auch als Energieträger sind höherwertige Kohlenwasserstoffe in allen relevanten Sektoren, wie z.B. dem Verkehr, den Haushalten oder der Industrie, weit verbreitet (siehe Kapitel 2.2.3).

Aktuell werden diese Stoffe jedoch aus fossilem Rohöl gewonnen, was erhebliche Umweltauswirkungen zur Folge hat [17]. Im folgenden Kapiteln wird deshalb auf die alternativen Erzeugungsprozesse dieser Energieträger genauer eingegangen.

Abb. 56 | Energiedichte von höherwertigen Kohlenwasserstoffen im Vergleich

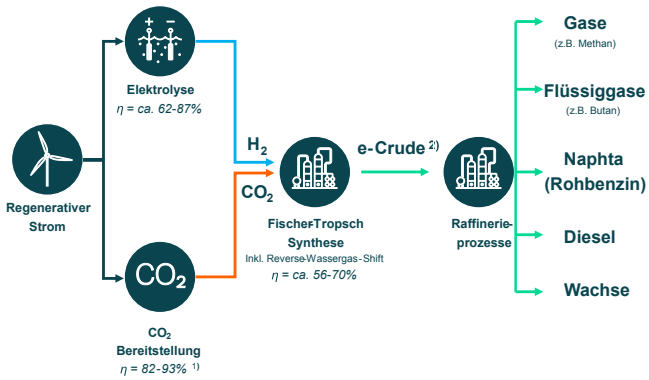


Quelle: eigene Darstellung basierend auf Daten von [73,74,75,76] und eigenen Annahmen

3.2.5.2 Erzeugung / Nutzbarkeit

Die regenerative Erzeugung höherwertiger Kohlenwasserstoffe basiert ebenfalls auf zwei wesentlichen Hauptkomponenten: grünem Wasserstoff, dessen Herstellungsverfahren im Kapitel 3.2.1.2 schon beschrieben worden sind, und CO2 (**Abbildung 57**). Das CO2 kann aus verschiedenen Quellen bezogen werden. Die verschiedenen Optionen sind bereits im Zusammenhang mit der Herstellung von regenerativem Methan (siehe Kapitel 3.2.2.2) detailliert erläutert worden und können auch auf diesen Fall angewandt werden.

Abb. 57 | Vereinfachtes Schaubild der Erzeugung höherwertiger Kohlenwasserstoffe aus regenerativer Energie



1) Abhängig von Quelle und Verfahren. Hier grobe Spannbreite angegeben.
2) Die Gesamtherstellungseffizienz ist neben den Prozesseffizienzen der dargestellten Teilprozesse auch vom Produktionsstandort abhängig und der dort erzielbaren Nutzungseffizienzen der Erzeugungsbedingungen für die Herstellung von reg. Strom.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [37, 86, 95, 96]

Der eigentliche Herstellungsprozess mittels Fischer-Tropsch-Synthese erfordert ein Synthesegas, das aus Wasserstoff und CO besteht. Dieses Synthesegas wird durch eine vorgeschaltete Wassergas-Shift-Reaktion erzeugt, ähnlich wie beim Methanol, bei der das CO2 mithilfe von Wasserstoff in CO umgewandelt wird. [117]

In der Fischer-Tropsch-Synthese reagieren Wasserstoff und das aus CO2 gewonnene CO zu einem Fischer-Tropsch-Rohprodukt, das aus verschiedenen Kohlenwasserstoffen besteht, ähnlich wie fossiles Rohöl. Die Zusammensetzung dieses Rohprodukts hängt von verschiedenen Faktoren ab, wie z.B. dem Katalysatormaterial, dem Druck und der Temperatur. Diese Parameter ermöglichen die Steuerung von Kettenabbruchreaktionen während des Prozesses, wodurch eine maßgeschneiderte Rohproduktzusammensetzung erzeugt werden kann. Die Trennung der einzelnen Bestandteile dieses Rohproduktes kann ähnlich wie bei fossilem Rohöl über Raffinerieprozesse erfolgen, die bekannte und etablierte Verfahren darstellen. Das Ergebnis der gezeigten Prozesskette sind dann allerdings synthetische, regenerative Varianten gängiger Brennstoffe wie Diesel oder Benzin. [117]

Analog zu den bereits beschriebenen Energieträgern gilt auch im Fall dieser Energieträger, dass bei der Verbrennung nur so viel CO2 freigesetzt wird, wie in der Erzeugung vorher molekular gebunden wurde.

Dennoch bestehen auch technische Herausforderungen in der Erzeugung, wie bspw. bei der effizienten Umwandlung von Synthesegas in höherwertige Kohlenwasserstoffe. Die Optimierung der Reaktorbedingungen ist entscheidend, um die Ausbeute und Qualität der Endprodukte zu optimieren und so eine effiziente Umwandlung des kostbaren Wasserstoffs in die Zielprodukte sicherzustellen. [128]

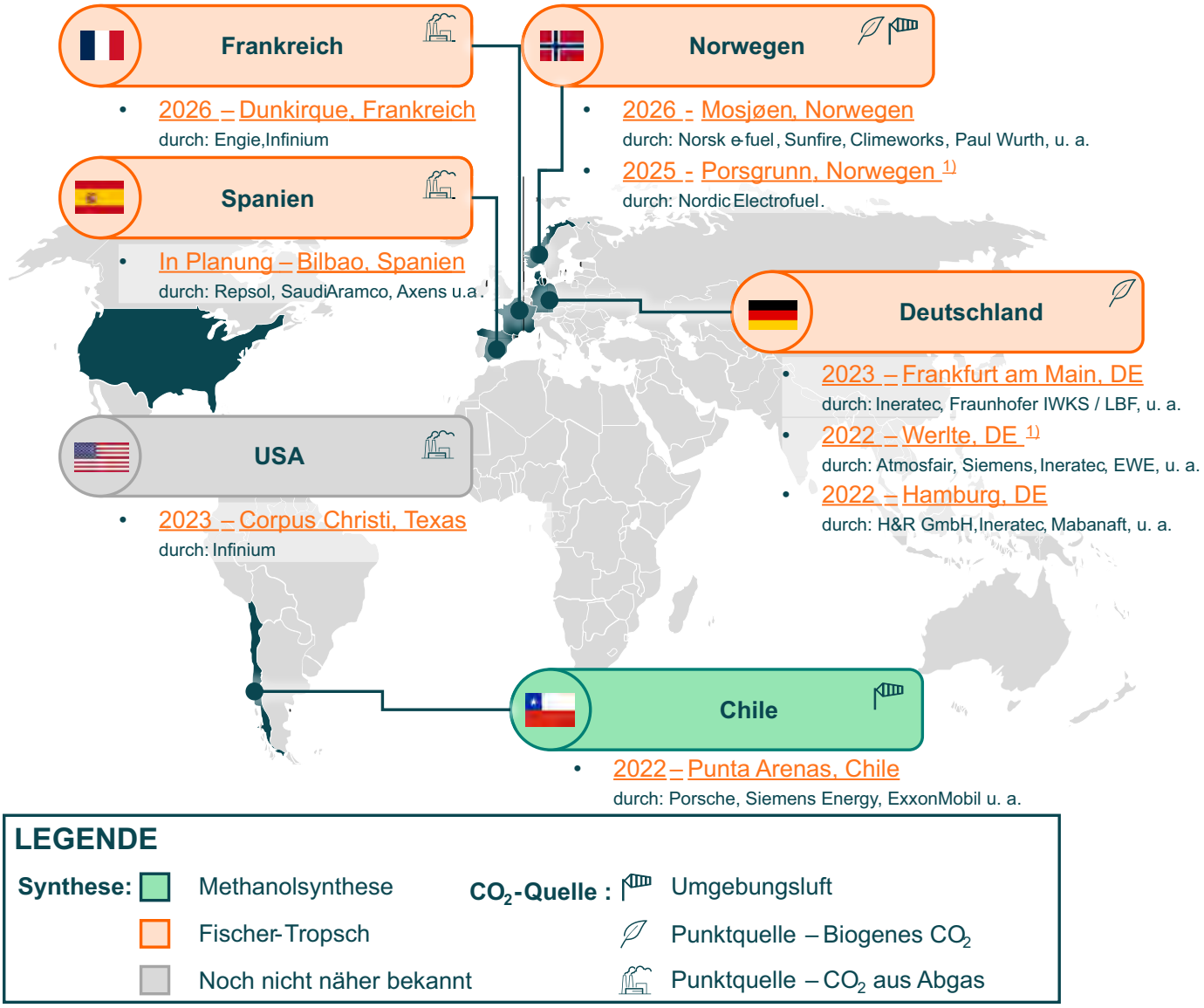
Eine weitere Möglichkeit zur Herstellung synthetischer, höherwertiger Kohlenwasserstoffe besteht darin, Methanol als Zwischenprodukt zu verwenden [37]. Um diesen Prozess zu realisieren, muss zunächst Methanol nach den in Kapitel 3.2.4.2 beschriebenen Verfahren hergestellt werden. Anschließend kann eine Umwandlung in Folgeprodukte stattfinden, wie z.B. Dimethylether (DME), welches als Dieselzusatz verwendet werden kann [37]. Eine energetische Nutzung als Reinkraftstoff erfordert allerdings in der Regel geringfügige technische Anpassungen [37].

Alternativ kann Methanol auch über den Methanol-to-Gasoline-Prozess in Ottokraftstoff umgewandelt werden [37]. Im Gegensatz zu DME ist der daraus resultierende Kraftstoff zu 100% kompatibel mit bestehenden Systemen, da er die gleichen Eigenschaften wie fossile Varianten aufweisen kann [37]. Der derzeit verbreitetere Erzeugungsprozess ist aber weiterhin die Fischer-Tropsch-Synthese, weshalb nicht genauer auf die Erzeugung mittels Methanolsynthese eingegangen wird [129]. Detailliertere Informationen dazu finden sich beispielsweise in [37].

Die synthetische Erzeugung dieser Energieträger im großindustriellen Maßstab auf Basis regenerativer Ausgangsstoffe wird weltweit vorangetrieben (**Abbildung 58**).

Höherwertige Kohlenwasserstoffe sind von entscheidender Bedeutung für die deutsche Energieversorgung und bieten eine Möglichkeit zur Dekarbonisierung schwer elektrifizierbarer Anwendungen [130]. Ihre Drop-In-Fähigkeit ist aufgrund der weiten Verbreitung der fossilen Varianten in verschiedenen Anwendungsfeldern besonders hoch. Insbesondere im Verkehrssektor, einschließlich Schwerlastverkehr und Luftverkehr, können regenerative Kohlenwasserstoffe als Drop-In-Ersatz für fossile Brennstoffe verwendet werden [130]. Diese ausgeprägte Drop-In-Fähigkeit erstreckt sich auch auf die Industrie, insbesondere die Chemiebranche, sowie auf den Haushaltssektor, der synthetische höherwertige Kohlenwasserstoffe bspw. in bestehenden Ölheizungen nutzen kann [125,131].

Abb. 58 | Beispielprojekte für die regenerative Erzeugung von höherwertigen Kohlenwasserstoffen



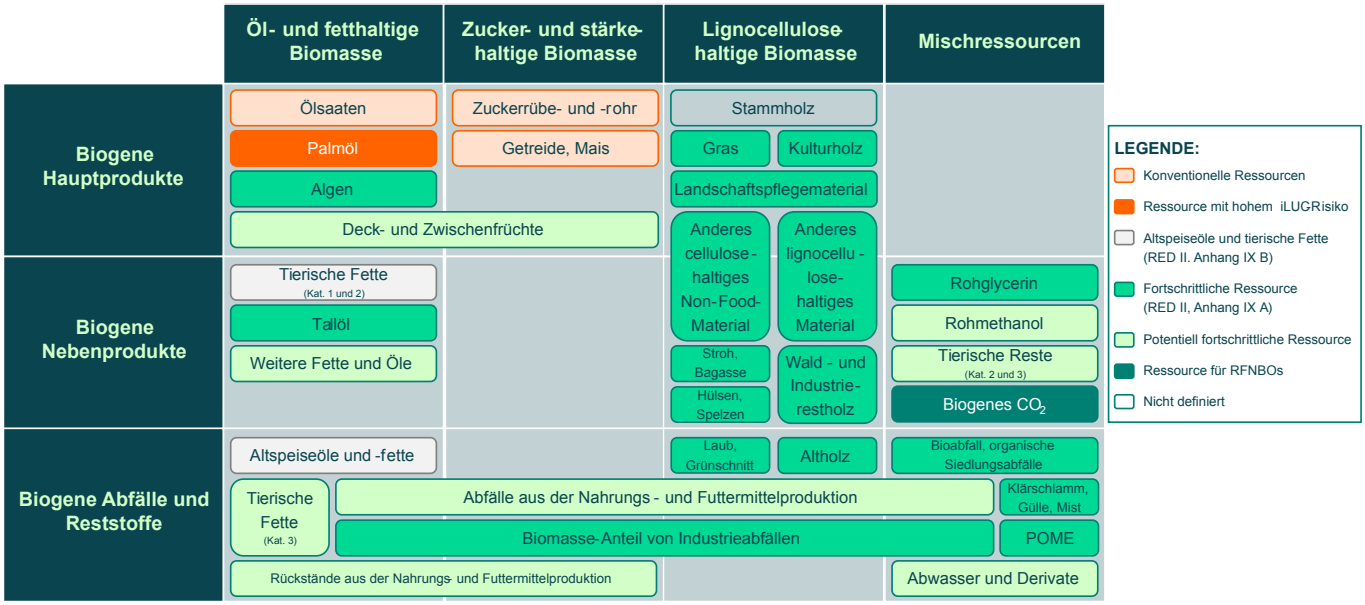
LEGENDE

Synthese:
- Methanolsynthese
- Fischer-Tropsch
- Noch nicht näher bekannt

CO_2-Quelle :
- Umgebungsluft
- Punktquelle – Biogenes CO_2
- Punktquelle – CO_2 aus Abgas

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [129]

Abb. 59 | Einteilung von biogenen Ressourcen



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [134]

Die technischen Eigenschaften regenerativer höherwertiger Kohlenwasserstoffe können im Herstellungsprozess so angepasst werden, dass sie identisch zu ihren fossilen Varianten sind, was eine nahtlose Integration in bestehende Systeme ermöglicht [132]. Die vorhandene Distributionsinfrastruktur für fossile höherwertige Kohlenwasserstoffe kann ebenfalls ohne Anpassungen von den synthetischen regenerativen Varianten genutzt werden. Die Drop-In-Fähigkeit dieses Energieträgers ist daher in allen Sektoren sehr stark ausgeprägt [132].

3.2.6 Exkurs: Biogene Energieträger

Dieser Exkurs verfolgt das Ziel, einen allgemeinen Überblick über Bioenergie zu geben. Dabei wird sowohl auf die derzeitige- als auch zukünftige Bedeutung für die Versorgung wichtiger Sektoren, wie den Verkehr oder die Strom- und Wärmebereitstellung, eingegangen. Die Ausführungen der nächsten Kapitel sollten dabei als eine stark komprimierte Zusammenfassung eines komplexen Themenfeldes verstanden werden. Detailliertere Beschreibungen dazu sind unter anderem in [133] zu finden.

3.2.6. Klassifizierung- und Konversionspfade von biogener Energie

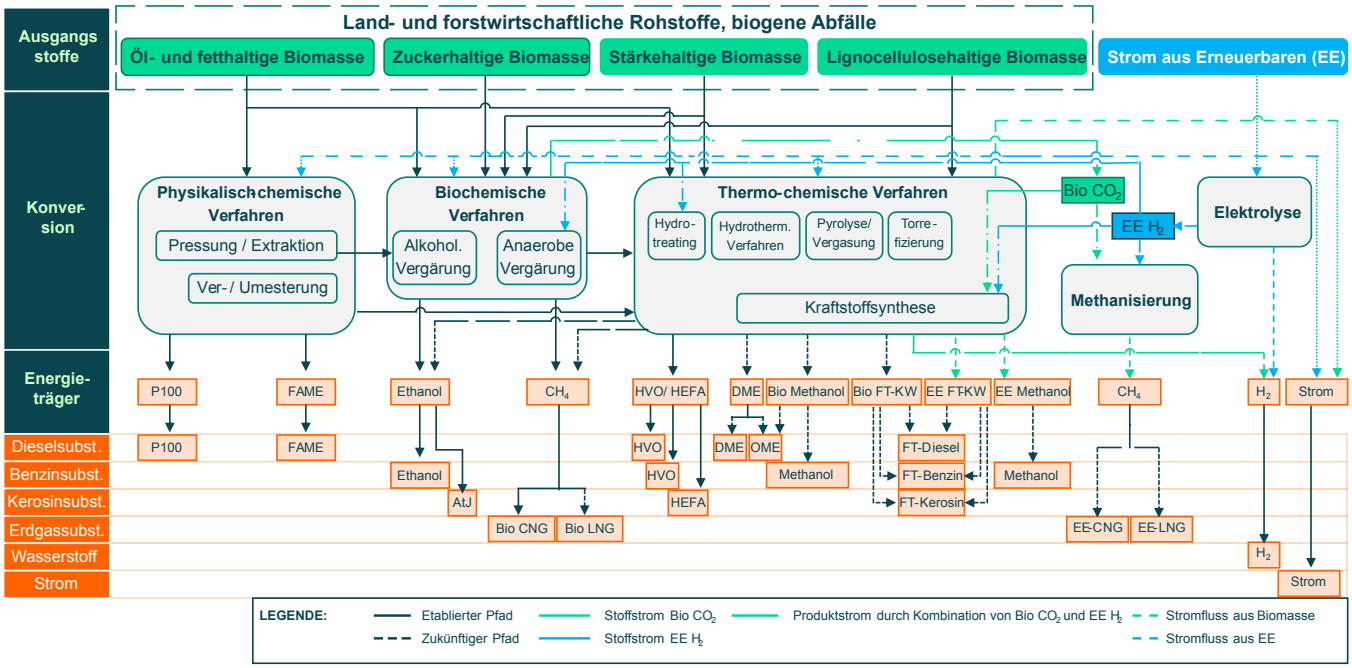
Eine Klassifizierung von biogener Energie wird unter anderem über den Ursprung der für die Herstellung benötigten Ressourcen vorgenommen (**Abbildung 59**).

Darauf basierend ergibt sich eine Einteilung der resultierenden Energieträger. Beispielsweise wird deshalb im Verkehrssektor in konventionelle- oder fortschrittlichen Biokraftstoffe unterschieden [135]. Konventionelle Kraftstoffe basieren dabei vorrangig auf Erträgen aus Anbaubiomasse, wie beispielsweise Ölsaaten, Zuckerrüben, etc., die als entsprechende konventionelle Ressourcen in der Abbildung gekennzeichnet sind [135]. Fortschrittliche Biokraftstoffe basieren hingegen vorrangig auf biogenen Nebenprodukten sowie Abfall- und Reststoffen, wie Klärschlamm, Gülle, Altholz, etc. [135]. In [134] sind weiterführende Beschreibungen des Klassifizierungsansatzes gegeben.

Ein weiterer Klassifizierungsansatz erfolgt über die physikalisch chemischen Eigenschaften der biogenen Ressourcen, die deren Eignung für verschiedene Konversionsrouten bestimmen [134]. In dem Zusammenhang zeigt **Abbildung 60** am Beispiel der Kraftstoffproduktion einen allgemeinen Überblick, der verdeutlicht, dass auch auf Basis von biogenen Ressourcen die Herstellung vieler verschiedener Energieträgeroptionen möglich ist und dabei auch Synergieeffekte zu den bereits beschriebenen strombasierten Herstellungsrouten bestehen. Genauere Prozessbeschreibungen der einzelnen Konversionsrouten sind beispielsweise in [133,136] zu finden.

Anhand des dargestellten Produktportfolios im Bereich der realisierbaren Kraftstoffe auf Basis von biogenen Ressourcen wird also deutlich, dass auch die Bioenergie flexibel einsetzbar ist. Die folgenden Kapitel thematisieren in dem

Abb. 60 | Konversionspfade der Biokraftstoffproduktion inkl. Synergien zu strombasierten Kraftstoffen



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [136]

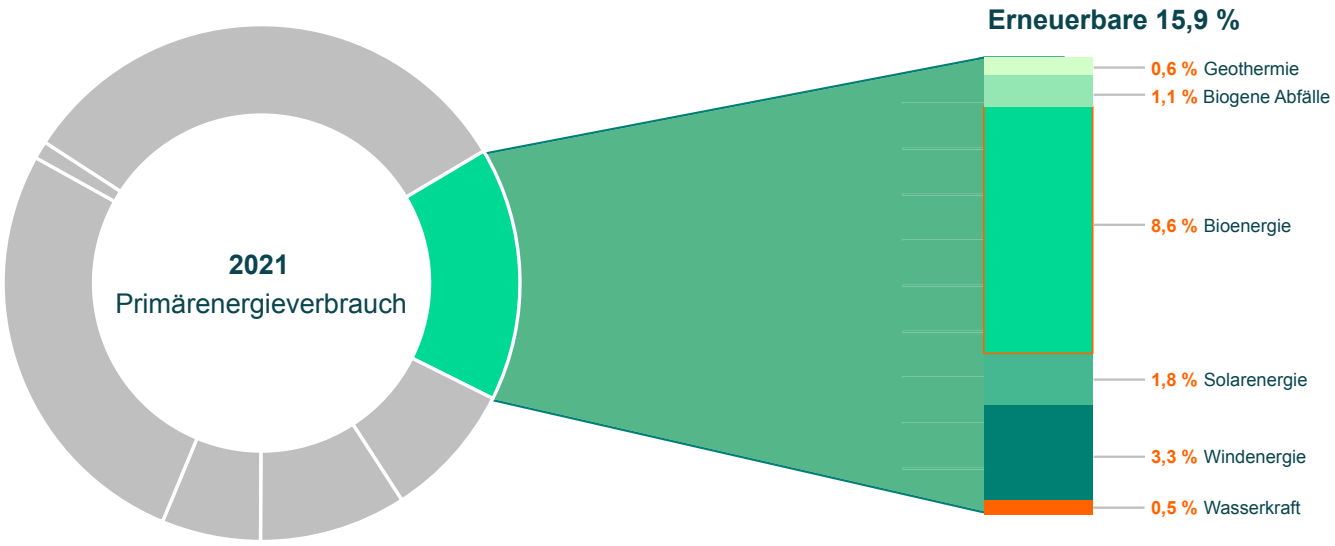
Zusammenhang die Bedeutung dieser Energieträger in der aktuellen Energieversorgung sowie deren zukünftige Rolle.

3.2.6.2 Bedeutung von biogenen Energieträgern in der aktuellen Energieversorgung

Biogene Energieträger spielen bereits heute eine bedeutende Rolle in der Gesamtenergieversorgung Deutschlands, wie in **Abbildung 61** verdeutlicht wird.

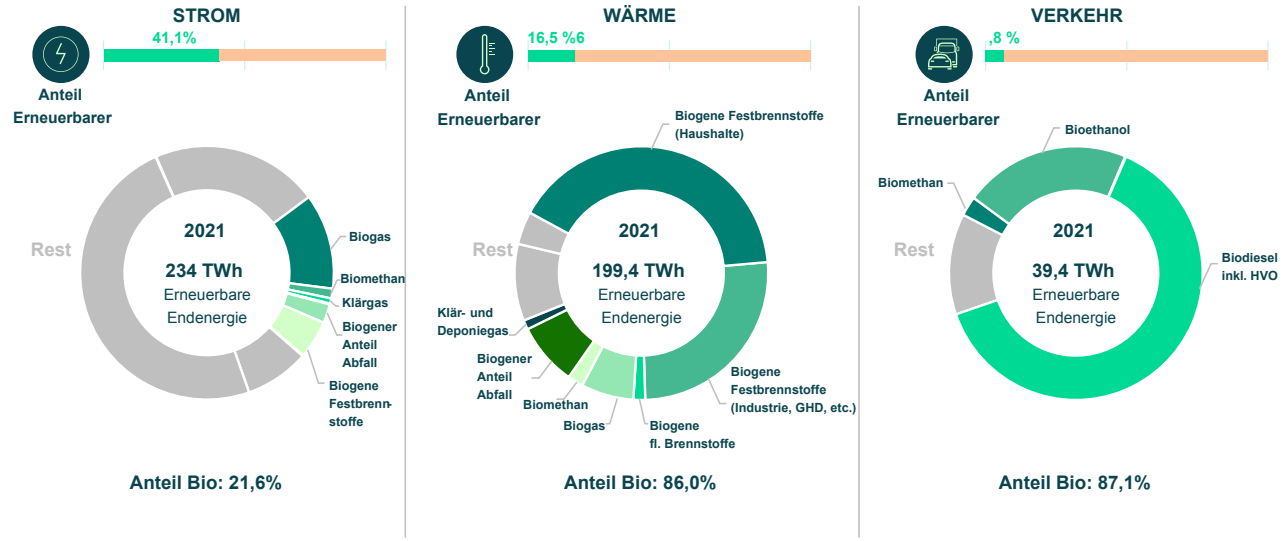
Bioenergie ist derzeit der bedeutendste Bestandteil der Erneuerbaren, da sie in diesem Bereich den größten Beitrag zur deutschen Energieversorgung leistet. Insgesamt stellen sie etwa 8,6% der gesamten deutschen Energieversorgung sicher [137]. Dies entspricht einem Anteil von rund 54% am gesamten erneuerbaren Anteil in der Energieversorgung. Wird der Beitrag der biogenen Abfälle mitberücksichtigt, steigt dieser Anteil sogar auf 61% [137].

Abb. 61 | Überblick zum Beitrag von Bioenergie an der Gesamtenergieversorgung



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [137]

Abb. 62 | Bedeutung von Bioenergie im Anteil der Erneuerbaren wichtiger Sektoren



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [137]

In bestimmten Sektoren decken biogene Energieträger sogar den Großteil des gesamten Anteils an erneuerbarer Energie (**Abbildung 62**) [137].

Im Bereich der erneuerbaren Stromversorgung in Deutschland macht die Bioenergie zwar bilanziell keinen Großteil der Energieversorgung aus, da andere Energieoptionen wie Wind- und Solarkraft dominieren. Dennoch ist die Bioenergie von großer Bedeutung, da sie im Vergleich zu anderen Optionen eine stabile regenerative Grundlast bereitstellt, die nicht den Fluktuationen unterliegt, wie sie bei der Energieerzeugung aus Wind- und Solarkraft auftreten [16].

In den Sektoren Wärme und Verkehr hingegen deckt Bioenergie den ohnehin geringen Anteil Erneuerbarer nahezu vollständig ab. Ohne die Bioenergie wäre der bereits hohe Anteil fossiler Energieträger in diesen Sektoren bei nahezu 100% [137].

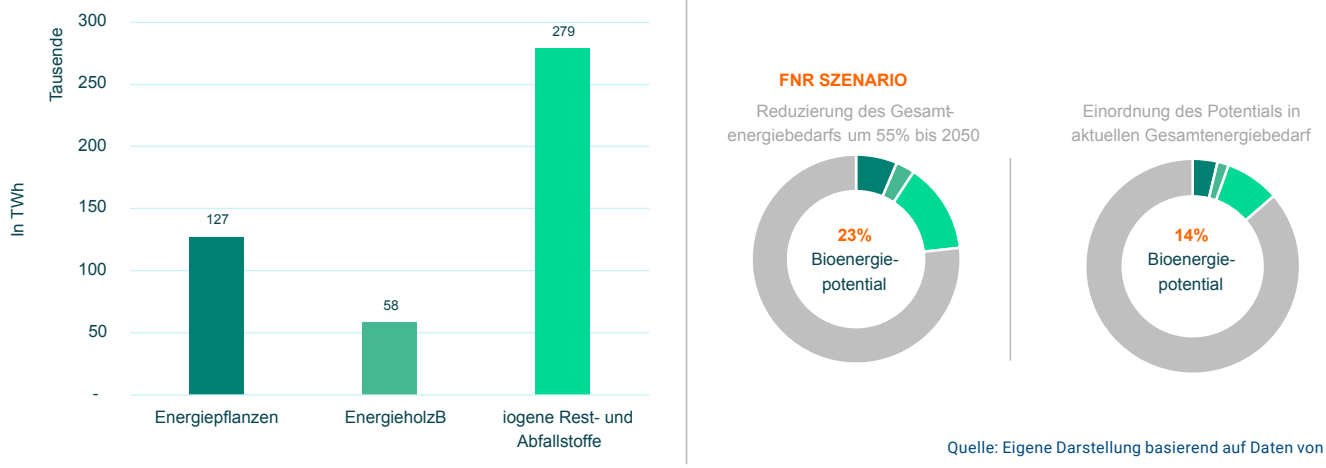
Somit wird deutlich, dass biogene Energieträger aktuell schon eine große Rolle bei der Reduzierung der Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen einnehmen und maßgeblich zur Minderung der Treibhausgasemissionen beitragen. Das folgende Kapitel beschreibt in dem Zusammenhang das Potential zur Skalierung dieses bioenergetischen Anteils.

3.2.6.3 Potential von biogenen Energieträgern

Auch zukünftig ist davon auszugehen, dass Bioenergie eine wichtige Rolle in der deutschen Gesamtenergieversorgung einnehmen wird. Dennoch müssen einige begrenzende Faktoren für den zukünftigen Beitrag der Bioenergie berücksichtigt werden.

Ein Limitierender Aspekt ist dabei die begrenzte Verfügbarkeit der erforderlichen biogenen Ressourcen. Auch wenn derzeit eine große Datenunsicherheit hinsichtlich der zukünftigen Ressourcenverfügbarkeit vorliegt [138], zeigen die Einschätzungen verschiedener Quellen, dass Bioenergie aus heimischen Ressourcen nur einen Teilbeitrag in der zukünftigen Gesamtenergieversorgung leisten können werden wird, der um weitere Teilbeiträge von beispielsweise strombasierten Energieträgern ergänzt werden muss. **Abbildung 63** zeigt am Beispiel der Einschätzungen von [137] das prognostizierte Ressourcenpotential verschiedener Rohstoffe in Deutschland im Jahr 2050.

Abb. 63 | Übersicht zum deutschen Bioenergiepotential in 2050



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [137]

Demnach weisen biogene Rest- und Abfallstoffe das größte Ressourcenpotential auf. In Kombination mit dem Potential von Energiehölzern und Energiepflanzen sind so bis zu 464 TWh in Deutschland verfügbar [137].

Der daraus resultierende Beitrag biogener Energie zur Gesamtversorgung hängt jedoch maßgeblich von der Entwicklung des Gesamtenergiebedarfs in Deutschland ab. Ein Szenario der „Fachagentur nachwachsender Rohstoffe" geht von einer Reduzierung um 55% bis 2050 gegenüber dem aktuellen Stand aus [137]. In diesem Fall entspricht das heimische Ressourcenpotential etwa 23% des Gesamtenergiebedarfs [137]. Es bleibt jedoch fraglich, ob eine derart drastische Reduzierung des Energiebedarfs tatsächlich umsetzbar sein wird. Im Kontext des aktuellen Energiebedarfs entspricht das dargestellte Ressourcenpotential lediglich einem Anteil von ca. 14% des Gesamtenergiebedarfs.

Ein zweiter limitierender Aspekt sind dabei die bis dato fehlenden Steuerungsmechanismen, die eine nachhaltige Nutzung der begrenzt verfügbaren Bioressourcen sicherstellen [139]. Die aktuelle Verwendung von Biomasse konkurriert nämlich oft mit den Zielen des Bundes-Klimaschutzgesetzes, die eine Stärkung der Klimaschutzleistung natürlicher Ökosysteme beinhalten, Erreichung von Umweltschutzzielen vorsehen, die notwendige agrar-ökologische Wende vorantreiben und die Nahrungsmittelproduktion unterstützen sollen [139]. Das verfügbare Biomassepotential, das nach Berücksichtigung der Bedürfnisse der Ernährungssicherheit nachhaltig ist, ist sowohl in Deutschland als auch weltweit begrenzt [139]. Dies hängt auch von Faktoren wie dem Umfang der Flächen ab, die für den Anbau von Futtermitteln, den Ausbau erneuerbarer Energien, Siedlungen, Verkehrsinfrastruktur und Gewerbetätigkeiten genutzt werden [139]. Aus diesem Grund sollte Biomasse innerhalb ihrer nachhaltigen Potentialgrenzen eingesetzt werden, vorzugsweise in den effizientesten Anwendungsbereichen unter Berücksichtigung von Kaskaden- und Mehrfachnutzungskonzepten [139].

Der Import von biogenen Energieträgern aus anderen Ländern kann- und wird aufgrund der begrenzten heimischen Ressourcen notwendig sein. Schon jetzt findet dieser bereits im großen Maßstab statt [136]. Dennoch wird die Berücksichtigung dieser Steuerungsmechanismen auch im internationalen Umfeld auf Erzeugungs- bzw. Herkunftsseite relevant werden, damit die zukünftigen Bioimporte nicht mit den deutschen Nachhaltigkeitszielen in Konflikt stehen [139]. Die Umsetzung dieses Aspekts stellt jedoch eine weitere maßgebliche Herausforderung dar, da in der Vergangenheit nicht einmal innerhalb Deutschlands die Sicherstellung einer nachhaltigen Biomassenutzung realisiert werden konnte [139].

Die Entwicklung entsprechender Steuerungsmechanismen ist derzeit im Gang, da die Einführung einer nationale Biomassestrategie Bestandteil des aktuellen Koalitionsvertrags der Bundesregierung ist [139]. Diese Strategie hat das übergeordnete Ziel, langfristig eine nachhaltige Nutzung von biogenen Ressourcen zu fördern und dabei sowohl Klimaschutz- als auch Biodiversitätsziele zu berücksichtigen [139]. Dies soll durch die Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen in Deutschland sichergestellt werden. Nähere Informationen sind dazu in [139] zu finden.

3.2.6.4 Fazit zu biogenen Energieträgern

Aufgrund der gezeigten Limitierungen in der Verfügbarkeit von Biomasse ist Bioenergie zwar weiterhin als ein wichtiger Bestandteil der zukünftigen deutschen Energieversorgung zu betrachten, der Großteil der Energieversorgung wird jedoch weiterhin durch andere regenerative Energiequellen gedeckt werden müssen, wie z.B. die strombasierten Energieträger aus Power-to-X (PTX)-Verfahren. Zwischen beiden Energiequellen existieren dabei wichtige Synergien [136], da Biomasse beispielweise eine wertvolle und nachhaltige CO2 Quelle für strombasierte Energieträgererzeugnisse sein kann, weshalb die Bioenergie und die strombasierte Energieträgererzeugung als sich ergänzende Pfade einer regenerativen Energieversorgung verstanden werden sollten.

Der Import biogener Energieträger aus anderen Ländern kann zukünftig ebenfalls eine vielversprechende, aber begrenzte Möglichkeit darstellen, bei der es zudem sicherzustellen gilt, dass diese Bioenergieimporte auch die in Zukunft ausdefinierten Kriterien für eine nachhaltige Biomassenutzung erfüllen. Dieser Aspekt ist notwendig, um nachteilige Faktoren zu vermeiden, die neben der begrenzten Verfügbarkeit existieren, wie beispielsweise potentielle Zielkonflikte mit der Nahrungs- und Futtermittelproduktion sowie einen erhöhten Flächenverbrauch [140,141]. Aufgrund der Unsicherheiten inwiefern die Einhaltung dieser Kriterien auch bei potentiellen Herkunftsländern von Bioimporten sichergestellt und nachgewiesen werden kann- und in Anbetracht der limitierten Verfügbarkeit von Biomasse wird der Fokus der vorliegenden Studie zunächst insbesondere auf die strombasierten Energieträger gelegt.

Abb. 64 | Transporteigenschaften / -bedingungen verschiedener chemischer Energieträger

	Infrastruktur			Transportbedingung	
	Bestehende Infrastruktur nutzbar	Modifizierung bestehender Infrastruktur	Ausbau neuer Infrastruktur	Spezielles Druckniveau erforderlich	Spezielles Temperaturniveau erforderlich
Wasserstoff	✓ 1)	✓	✓	✓ 3)	✓ 4)
Methan	✓	✗	✗	✓ 3)	✓ 4)
Ammoniak	✓ 2)	✗	✓	✓ 3)	✓ 4)
Methanol	✓ 2)	✗	✓	✗	✗
Höherwertige Kohlenwasserstoffe	✓	✗	✗	✗	✗

1) Nur zu einem gewissen Anteil mit Erdgasinfrastruktur kompatibel.
2) Da z. B. die deutsche Chemieindustrie große Mengen herstellt und exportiert, gibt es eine Transport- und Lagerinfrastruktur. Sollte der Bedarf zukünftig wachsen, ist ein zusätzlicher Ausbau erforderlich.
3) Vorrangig relevant für Transport als komprimiertes Gas in z.B. Pipelines
4) Vorranging relevant für Transport in verflüssigter Form

Quelle: Eigene Darstellung

3.2.7 Transportbedingungen der chemischen Energieträger

Der Transportaufwand für chemische Energieträger ist eine wesentliche Herausforderung beim Import von Energie. Zwei wesentliche Aspekte sind bei der Bewertung verschiedener Energieträger zu berücksichtigen:

1. die Möglichkeit zur Integration in die bestehende Distributionsinfrastruktur Deutschlands
2. der energetische Aufwand, der aufgebracht werden muss, um die Energieträger transport- und speicherfähig zu machen über lange Strecken

Ersteres bezieht sich auf die Fähigkeit eines Energieträgers, nahtlos in die vorhandene Energieinfrastruktur integriert werden zu können. Dies betrifft in dem Fall insbesondere die Verteilung, da die Verwendung bereits in den Kapiteln der einzelnen Energieträger thematisiert worden ist unter dem Stichwort Drop-In-Fähigkeit.

Beim zweiten Aspekt gilt, dass der Aufwand je nach Energieträger erheblich variieren kann und von den spezifischen Eigenschaften des Energieträgers abhängt. Die vorherigen Kapitel haben bereits einen groben Überblick zu den energetischen Aufwänden gegeben, die es für den Transport der einzelnen Energieträger zu beachten gilt.

Abbildung 64 fasst zusammen, wie die betrachteten Energieträger gesamtheitlich hinsichtlich beider Eigenschaften zu bewerten sind.

Folgende Tendenzen sind zunächst bezüglich der Integrationsfähigkeit festzustellen:

Regenerative Varianten von höherwertigen Kohlenwasserstoffen (HCs) und Methan weisen die beste Integrationsfähigkeit in die bestehende Distributionsinfrastruktur auf, da die deutsche Energieversorgung auf die Verwendung dieser Energieträger bereits ausgelegt ist. Sowohl Häfen für die großindustrielle Anlieferung nach Deutschland, Verteilnetze innerhalb Deutschlands als auch Speicher und Weiterverarbeitungsstandorte sind für beide Energieträger im großen Maßstab vorhanden. **Abbildung 65** fasst zusammen, welche umfangreiche Bestandsinfrastruktur für die Distribution und Weiterverarbeitung beider Energieträger bereits existiert.

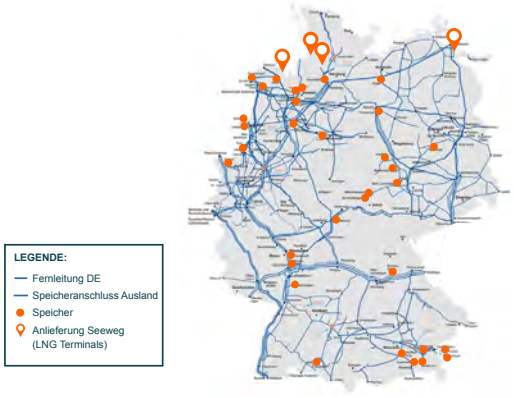
Wasserstoff nimmt eine besondere Stellung in dieser Hinsicht ein, da er bis zu 10 vol.% ins Erdgasnetz eingespeist werden kann, ohne dass größere technische Anpassungen erforderlich werden, wodurch zu einem gewissen Maß eine nahtlose Integration gegeben ist [33]. Anteile von bis zu 20% und höher erfordern allerdings bereits gewisse Anpassungen am Distributionsnetz [34]. Für eine vollständige Umstellung auf Wasserstoff wäre jedoch entweder ein neues Wasserstoffnetz oder ein umfangreicher Umbau der bestehenden Erdgasinfrastruktur erforderlich [147], sodass eine uneingeschränkte Nutzung von Bestandsinfrastruktur damit nicht sichergestellt werden kann und somit schlechtere Eigenschaften in dieser Hinsicht gegeben sind als bei höherwertigen Kohlenwasserstoffen oder Methan.

Methanol und Ammoniak sind bereits viel gehandelte Rohstoffe und Produkte der deutschen Chemieindustrie, weshalb darauf zu schließen ist, dass auch hierfür entsprechende Distributionsinfrastruktur im großen Maßstab vorhanden ist. Da eine Bedeutung als Energieträger bisher allerdings kaum ausgeprägt gewesen ist in Deutschland, ist davon auszugehen, dass diese bestehende Distributionsinfrastruktur nicht flächendeckend ist und keinen vergleichbaren Maßstab wie bei höherwertigen Kohlenwasserstoffen oder Methan vorweist. Wenn der Fokus zukünftiger Energieimporte auf diesen beiden Energieträgern liegen würde, ist somit von einem zusätzlichen Aufwand für den Ausbau dieser Infrastruktur auszugehen.

Ein nennenswerter energetischer Mehraufwand für den Transport und die Speicherung betrifft hingegen lediglich gasförmige Energieträger wie Wasserstoff, Methan oder Ammoniak. Dieser ist erforderlich, um ihren volumetrischen Energiegehalt zu steigern und somit die Transport- und Speichervolumina zu reduzieren (siehe Kapitel 3.2.1.1 bis Kapitel 3.2.3.1).

Abb. 65 | Bestandsinfrastruktur für Methan und höherwertige Kohlenwasserstoffe

METHAN:



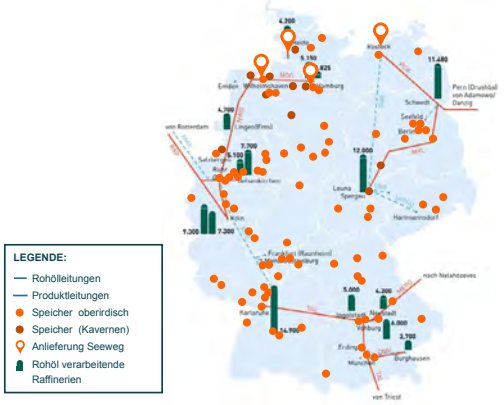
Anlieferung: Seeweg: 4 Häfen mit insgesamt 6 Terminals [1)]
Land: Anschluss ans europäische Gasnetz

Speicher: 252,4 TWh

Verteilnetz: 40.000 km

1) Davon 3 bereits in Betrieb und Rest wird Ende 2023 in betrieb genommen

HÖHERWERTIGE KOHLENWASSERSTOFFE:



Anlieferung: Seeweg: 4 Häfen
Land: 4 Anschlüsse zu grenzüberschreitenden Pipelines

Speicher: 62 Mio. m^3 ca. 663 TWh

Verteilnetz: Ca. 2.400 km Rohölfernleitungen

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [142,143,144,145,146]

Somit gilt, dass insbesondere die höherwertigen Kohlenwasserstoffe in Bezug auf die Transportfähigkeit und -bedingungen die besten Eigenschaften vorweisen können, da auf eine umfangreiche Distributionsinfrastruktur zurückgegriffen werden kann und kein zusätzlicher Energieaufwand für die Sicherstellung von speziellen Transport- oder Speicherbedingungen notwendig ist.

3.2.8 Gefahrengutklassifizierung

Die Gefahrengutklassifizierung ist eine weitere wichtige Eigenschaft im Zusammenhang mit dem Import von Energie, da damit die Etablierung gewisser Sicherheitsmaßnahmen verbunden ist. Dies ist auf die EU-Verordnung EG Nr. 1272/2008 zurückzuführen.

Die Beschreibungen dieses Berichts bieten einen allgemeinen Überblick über die Gefahrenklassen der betrachteten Energieträger. Detailbeschreibungen sind im Anhang „AP 2" zu finden. **Abbildung 66** zeigt in dem Zusammenhang eine Übersicht der geltenden Gefahrengutklassen für die untersuchten Energieträger.

Demnach sind Wasserstoff und Methan die unbedenklichsten Optionen, da für sie lediglich zwei Gefahrenklassen gelten. Diese beziehen sich auf die Entzündbarkeit (GHS 02) und die Gefahren, die durch die Komprimierung oder Verflüssigung der Gase beim Speichern oder Transport entstehen können (GHS 04). Somit beschränken sich die Gefahren dieser beiden Stoffe auf physikalische Eigenschaften, und es besteht keine direkte Gesundheitsgefahr für Mensch und Umwelt gemäß der EU-Verordnung. [148,149,150]

Im Gegensatz dazu weist Ammoniak die meisten Gefahrenklassen auf. Insgesamt gelten für diesen Energieträger fünf Gefahrenklassen, darunter Entzündbarkeit (GHS 02), Gefahren

Abb. 66 | Zusammenfassung der Gefahrengutklassifizierungseigenschaften

	Physikalische Gefahren					Gesundheitsgefahren				
	GHS01	GHS02	GHS03	GHS04	GHS05	GHS06	GHS07	GHS08	GHS09	
	Explosiv	Entzündbar	Brandfördernd	Unter Druck	Ätzwirkung	Akute Toxizität	Reizung	Div. Gesundheitsgefahren	Gewässergefährdend	∑ Gefahrenkategorien
Wasserstoff	✗	✓	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗	2
Methan	✗	✓	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗	2
Ammoniak	✗	✓ [1)]	✗	✓	✓	✓	✗	✗	✓	5
Methanol	✗	✓	✗	✗	✗	✓	✗	✗	✗	2
Höherwertige Kohlenwasserstoffe	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✓	✓	✓	4

1) Nur als entzündbares Gas eingestuft und nicht als extrem entzündbar. Eine entsprechende Kennzeichnung wäre nicht erforderlich

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [148,149,150,151,152,153,154,155,156,157]

infolge der Komprimierung oder Verflüssigung des Gases (GHS 04), Ätzwirkung (GHS 05), akute Toxizität (GHS 06) und Gewässergefährdung (GHS 09). Somit birgt Ammoniak sowohl physikalische als auch direkte gesundheitliche Gefahren für Mensch und Umwelt. [148,153,154]

Auch bei den hochwertigen Kohlenwasserstoffen sind zahlreiche Gefahrenklassifizierungen zu beachten, die auf physikalische Gefahren als auch auf direkte Gefahren für Mensch und Umwelt hinweisen. Methanol ist hingegen bei den flüssigen Energieträgern die unbedenklichste Option in der Handhabung mit nur 2 geltenden Gefahrenklassen. [148,155,156,157]

Auch wenn somit alle betrachteten chemischen Energieträger gewisse Sicherheitsrisiken beherbergen, gilt dennoch, dass die Gefahrenklassifizierungen keine bedeutende Hürde darstellen sollten. Die Gefahren und die erforderlichen Sicherheitsvorkehrungen sind in allen Branchen bestens bekannt, da alle betrachteten Energieträger bereits seit langer Zeit international gehandelt werden und somit fest in unterschiedlichen Anwendungsfeldern etabliert sind.

3.2.9 Transportoptionen für chemische Energieträger

Im Folgenden werden verschiedene Transportoptionen für die vorgestellten chemischen Energieträger analysiert und beschrieben. Das nächste Kapitel gibt einen Überblick über die allgemeine Vorgehensweise.

3.2.9.1 Vorgehen/ Methodik

Betrachtet werden sämtliche gängige Transportmethoden für die verschiedenen Energieträger, darunter Pipeline-, Straßen-, Schienen- und Schiffstransport. Eine energieträgerspezifische Differenzierung wird dabei nicht vorgenommen, da alle genannten Transportoptionen denkbar sind für die betrachteten Energieträger (**Abbildung 67**).

Die dargestellten Transportoptionen werden in unterschiedlichen Kategorien analysiert und bewertet. Diese Bewertung erfolgt dabei überwiegend auf qualitativer Basis. Die resultierenden Vor- und Nachteile repräsentieren generelle Eigenschaften und sind ebenfalls nicht energieträgerspezifisch.

3.2.9.2 Transportierbare Kapazitäten

Die Kapazität gibt an, wie viel Energie pro Ladung transportiert werden kann und ermöglicht Schlussfolgerungen zur erforderlichen Transportflottengröße.

Pipelines stellen eine kontinuierliche Förderung von Energieträgern in großen Kapazitäten rund um die Uhr sicher und sind deshalb besonders vorteilhaft hinsichtlich dieser Eigenschaft aufgestellt. Beispielsweise sind allein im Jahr 2020 55 Mrd. m3 Erdgas nur über die Nord-Stream-1-Pipeline nach Deutschland transportiert worden [158].

Im Gegensatz dazu erfordern die anderen Transportoptionen erhebliche Ladungsanzahlen, um ähnliche Mengen bewegen zu können. **Abbildung 68** gibt hierzu eine erste Näherung.

Beispielsweise haben typische LKW-Tanker ein Volumen von nur etwa 60-65 m3 [161]. Im Bereich des Schienenverkehrs sind es etwa 1800-1950 m3 unter der Annahme eines ähnlichen Tankvolumens wie bei LKW und 30 Waggons pro Zug [159]. Obwohl der Schienenverkehr gegenüber dem Straßentransport somit erhebliche Vorteile in dieser Hinsicht bietet, ist immer noch eine beträchtliche Flotte bzw. Ladungsanzahl erforderlich, um ein ähnliches Niveau wie mit den Pipelines zu erreichen.

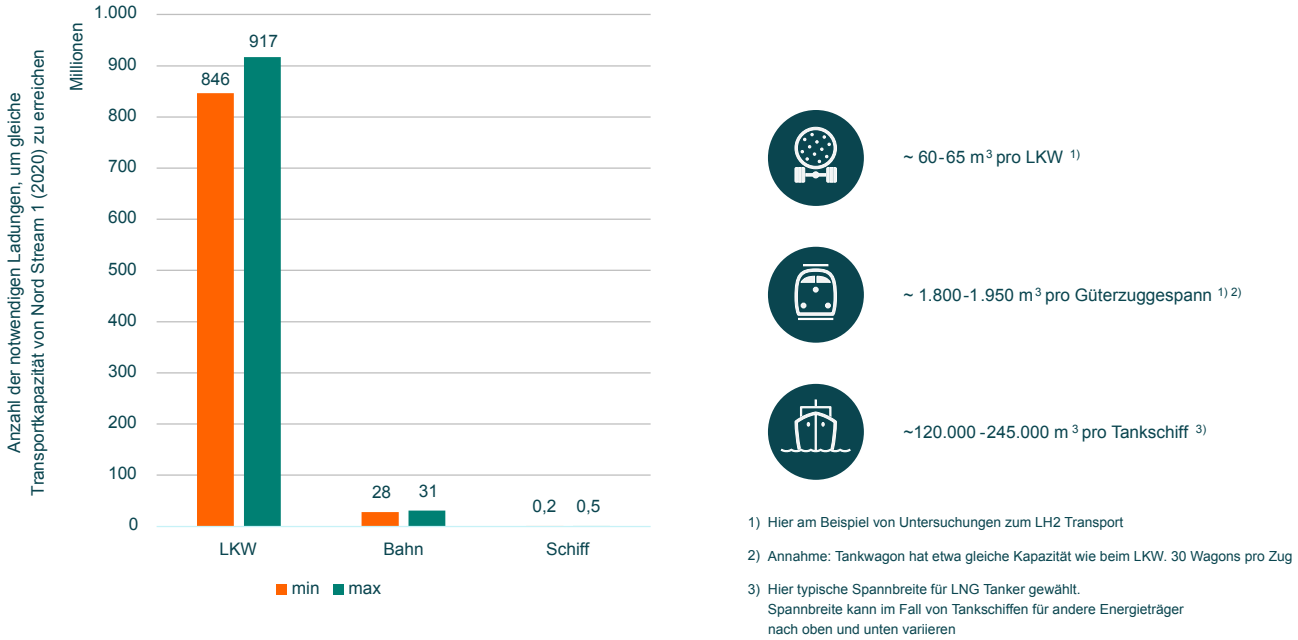
Die Transportkapazität von Schiffen variiert je nachdem für welchen Energieträger das Schiff ausgelegt ist. Im Rahmen des Vergleichs werden exemplarisch die Daten von LNG-Tankern herangezogen. Demnach beträgt das Transportvolumen in der Regel zwischen 120.000 und 245.000 m3 [160]. Abweichungen nach oben und unten sind möglich. Dennoch gilt, dass damit die geringste Ladungsanzahl und damit Transportflotte erforderlich wäre, um große Energiemengen zu transportieren.

Abb. 67 | Übersicht der betrachteten Transportoptionen für verschiedene Energieträger

	Pipeline	Straßentransport	Schienentransport	Schiffstransport
Wasserstoff (H_2)	✓	✓	✓	✓
Methan (CH_4)	✓	✓	✓	✓
Ammoniak (NH_3)	✓	✓	✓	✓
Methanol (CH_3OH)	✓	✓	✓	✓
Höherwertige Kohlenwasserstoffe (C_xH_y)	✓	✓	✓	✓

Quelle: Eigene Darstellung

Abb. 68 | Vergleich der erforderlichen Ladungsanzahl verschiedener Transportoptionen, um die Transportkapazität von Nord-Stream 1 aus 2020 sicherzustellen



Quelle: eigene Darstellung basierend auf Daten von [158,159,160,161] und eigenen Annahmen

Durch die Anwendung höherer Druckniveaus im Straßen-, Schienen- und Schiffstransport kann die Anzahl der erforderlichen Fahrzeugflotten zwar nochmal verringert werden. Trotz dieser Anpassungen bleiben die Tendenzen bestehen. Hinsichtlich der Kapazität zeigt sich somit, dass Pipelines die vorteilhafteste Option darstellen, gefolgt vom Schiffsverkehr sowie dem Bahn- und Straßenverkehr. **Abbildung 69** fasst die Bewertung zusammen.

3.2.9.3 Flexibilität

Flexibilität umfasst die Fähigkeit auf alternative Transportrouten umzustellen, wenn unvorhergesehene Beschränkungen die ursprünglich geplanten Förderwege beeinflussen.

Der Straßentransport erweist sich in Bezug auf diese Eigenschaft als besonders vorteilhaft, da das Straßennetz in vielen Regionen gut ausgebaut ist und somit eine hohe Flexibilität bei der Auswahl der Transportrouten und Lieferorte ermöglicht. Darüber hinaus erleichtert der Straßentransport den Zugang zu abgelegenen Produktionsstätten und Lagern. Somit kann in der Regel eine Umplanung der Enddistribution vorgenommen werden, wenn das ursprüngliche Ziel aus unvorhergesehenen Gründen nicht erreichbar sein sollte.

Der Schiffstransport ist ebenfalls hinsichtlich der Flexibilität positiv zu bewerten, da er insbesondere den Transport über große Entfernungen ermöglicht, was Zugang zu verschiedenen globalen Märkten schafft. Allerdings erfordert der See-

Abb. 69 | Bewertung verschiedener Transportoptionen für chemische Energieträger bezüglich der Transportkapazität

	Pipeline	Straßentransport	Schienentransport	Schiffstransport
Bewertung	⊕⊕	⊖⊖	⊖	⊕
Anmerkung	• Pipelines ermöglichen einen kontinuierlichen Fluss der Energieträger in riesigen Mengen, ohne dass Zwischenstopps oder Umladungen erforderlich werden.	• Im Vergleich zu Schiffen oder Pipelines haben LKW sehr begrenzte Ladekapazitäten. • Bei relevanten Transportmengen können große Fahrzeugflotten erforderlich sein, was den logistischen Aufwand erhöht.	• Der Schienenverkehr kann den Transport großer Energiemengen über lange Strecken realisieren durch die Möglichkeit mehr Tankwagen pro Fahrzeug zu transportieren als der Straßenverkehr. • Die Gesamtanzahl der Tankwagen pro Fahrzeug ist dennoch stark begrenzt.	• Schiffe haben in der Regel eine sehr hohe Ladekapazität , was den effizienten Transport großer Mengen auf einmal ermöglicht. • Dennoch ist die Kapazität einzelner Schiffe begrenzt und damit auch die Energiemenge, die ein Tankschiff pro Ladung bereitstellen kann.

⊕⊕ Sehr groß ⊕ Groß ⊖ Klein ⊖⊖ Sehr klein

Quelle: Eigene Darstellung

Abb. 70 | Bewertung verschiedener Transportoptionen für chemische Energieträger bezüglich der Flexibilität

	Pipeline	Straßentransport	Schienentransport	Schiffstransport
Bewertung	⊖⊖	⊕⊕	⊖	⊕
Anmerkung	• Pipelines erfordern den Bau und die Wartung einer umfangreichen Infrastruktur und folgen diesen festen Strecken. • Änderungen in den Transportrouten erfordern in der Regel den Bau neuer Abschnitte und somit weitere erhebliche Investitionen.	• Straßennetze sind in vielen Regionen gut entwickelt, d.h. hohe Flexibilität bei der Aus - wahl der Transportrouten und Lieferorte ist gegeben. • Dies erleichtert den Zugang auch zu abgelegenen Pro- duktionsstätten und Lagern. • Zudem sind keine speziellen Lade- oder Entladeeinrich- tungen erforderlich.	• Der Schienenverkehr ist abhängig von einer gut entwickelten und gut gewarteten Infrastruktur. • Wenn wichtige Standorte nicht direkt mit dem Schienennetz verbunden sind, können zusätzliche Logistik- und Umlade- aktivitäten erforderlich sein.	• Es besteht keine Abhängig- keit zu allgemeiner Infra- struktur [1], d.h. der Transport über große Entfernungen kann flexibel realisiert wer - den und Zugang zu globalen Märkten wird geschaffen. • Der Seetransport erfordert allerdings bei vielen Energie- trägern spezielle Logistikinfrastruktur [2].

⊕⊕ Sehr hoch ⊕ Hoch ⊖ Gering ⊖⊖ Sehr gering

1) Bspw. Straßennetz
2) Bspw. Häfen mit geeigneten Liegeplätzen, Verladeterminals und Tanklager

Quelle: Eigene Darstellung

transport bei vielen Energieträgern spezielle Logistikinfrastruktur, wodurch nicht jeder Hafen angefahren werden kann. Zudem müssen für den maritimen Handel, die internationalen Seewege uneingeschränkt zugänglich sein.

Im Gegensatz dazu schneidet der Schienentransport bezüglich seiner Flexibilität schlechter ab, da er auf eine feste und gut gewartete Infrastruktur in Form des Schienennetzes angewiesen ist, die sowohl auf Seiten des Erzeugers als auch des Empfängers gewährleistet sein muss. Wenn wichtige Standorte nicht direkt mit dem Schienennetz verbunden sind, können zusätzliche Logistik- und Umladeaktivitäten erforderlich werden.

Die schlechtesten Flexibilitätseigenschaften weist der Pipeline-Transport auf. Pipelines erfordern den Bau und die Wartung einer umfangreichen Infrastruktur und folgen festen Strecken. Änderungen in den Transportrouten erfordern in der Regel den Bau neuer Abschnitte und somit erhebliche Investitionen, die kurzfristig nicht realisierbar sind.

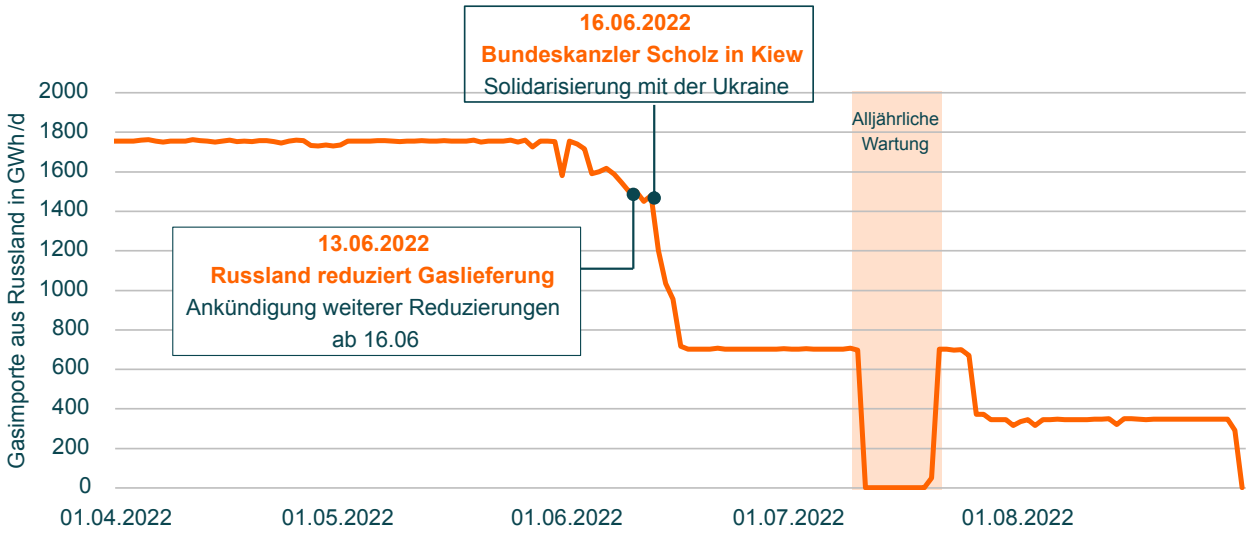
Zusammenfassend sind somit der Straßen- und Schiffstransport hinsichtlich ihrer Flexibilität besonders vorteilhaft. Pipelines und der Schienentransport sind in dieser Eigenschaft eingeschränkter, sodass bei diesen Optionen gewisse Rückfallebenen entwickelt werden müssen, falls eine bestimmte Routenführung nicht mehr realisierbar ist. **Abbildung 70** fasst die Bewertung und die wesentlichen Argumente in dieser Kategorie zusammen.

3.2.9.4 Geopolitische Abhängigkeit

Der Schwerpunkt dieser Betrachtung liegt auf der Anfälligkeit der Transportoptionen gegenüber politischen Spannungen. In dem Zusammenhang gilt, dass keine der Transportoptionen vollständig von geopolitischen Einflüssen befreit ist. Dennoch sind gewisse Tendenzen erkennbar:

Bei Pipelines ist der potentielle geopolitische Einfluss am stärksten ausgeprägt aufgrund der begrenzten Flexibilität. Dies wurde insbesondere in der jüngeren Vergangenheit deutlich sichtbar im Zusammenhang mit dem Ukraine-Konflikt. Pipelines wie Nord-Stream 1 oder Nord-Stream 2 wurden als politisches Druckmittel eingesetzt und führten zu erheblichen Unterbrechungen im Energiefluss. Diesen Aspekt verdeutlicht **Abbildung 71**.

Abb. 71 | Veränderung der russischen Gaslieferungen nach Deutschland durch politische Spannungen



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [162,163]

Demnach sind beispielsweise die russischen Gaslieferungen in der Vergangenheit zurückgefahren worden als Reaktion auf Kritik und Solidarisierung Deutschlands mit der Ukraine.

Auch andere Transportoptionen sind anfällig für geopolitische Abhängigkeiten. Beim Schiffstransport können geopolitische Spannungen, Piraterie oder internationale Sanktionen den Energiefluss beeinflussen, da Schiffe Seewege nutzen und Häfen anlaufen, die von den Beziehungen und Zuständigkeiten zwischen den beteiligten Ländern beeinflusst werden.

Im Schienentransport können ähnliche Abhängigkeiten auftreten, insbesondere wenn der Schienentransport stark von einer bestimmten Route oder von Ländern abhängt, die die Schieneninfrastruktur kontrollieren. Die eingeschränkte Flexibilität in der Routenführung lässt somit ein hohes Restrisiko zu.

Im Vergleich dazu zeigt der Straßentransport von Energieträgern eine vergleichsweise geringe geopolitische Abhängigkeit. Aufgrund der stark ausgeprägten Flexibilität kann auch eine kurzfristige Umplanung von Transportwegen realisiert werden. Dennoch können immer noch Beeinträchtigungen durch z.B. Grenzkontrollen, Passierverbote und Handelsbestimmungen entstehen.

Die **Abbildung 72** fasst somit die wesentlichen Unterschiede der verschiedenen Transportoptionen im Hinblick auf ihre geopolitische Abhängigkeit zusammen.

Abb. 72 | Bewertung verschiedener Transportoptionen für chemische Energieträger bezüglich geopolitischer Abhängigkeit

	Pipeline	Straßentransport	Schienentransport	Schiffstransport
Bewertung	⊖⊖	⊕	⊖	⊖
Anmerkung	• Da Pipelines festen Routen folgen, können Engpässe, Konflikte oder geopolitische Spannungen den Energietransport beeinträchtigen. • Sie bieten somit aufgrund fehlender Flexibilität Potential, um als politisches Druckmittel genutzt zu werden.	• Der Straßentransport von Energieträgern weist eine vergleichsweise geringe geopolitischen Abhängigkeit auf, da dieser oft flexibler ist und verschiedene Transportwege nutzen kann. • Eine Beeinträchtigung durch Grenzkontrollen und Handelsbestimmungen kann weiterhin gegeben sein.	• Geopolitische Abhängigkeiten können auftreten, wenn der Schienentransport stark von einer bestimmten Route- oder von Ländern abhängt, die die Schieneninfrastruktur kontrollieren. • Durch die eingeschränkte Flexibilität in der Routenführung bleibt ein Restrisiko meistens bestehen.	• Schiffe müssen Seewege nutzen und Häfen anlaufen, die von den Zuständigkeiten und Beziehungen zwischen den beteiligten Ländern beeinflusst werden. • Geopolitische Spannungen, Piraterie oder internationale Sanktionen können somit den Schiffstransport von Energieträgern beeinflussen.

⊕⊕ Sehr gering ⊕ Gering ⊖ Groß ⊖⊖ Sehr Groß

Quelle: Eigene Darstellung

3.2.9.5 Sicherheit

In diesem Kapitel wird die Häufigkeit von sicherheitsrelevanten Ereignissen der verschiedenen Optionen bewertet, die zu Gefahren für Mensch und Umwelt führen können.

Pipelines sind in dieser Hinsicht besonders vorteilhaft. Seit dem Jahr 2000 lag die Unfallrate konstant unter 0,1 Unfällen pro 1000 km Rohrleitungslänge [164]. Dieser Aspekt resultiert größtenteils aus den besonderen Schutzmaßnahmen für Pipelines, die das Risiko für sicherheitsrelevante Ereignisse erheblich minimieren. Beispielsweise sind die Rohrleitungen ortsfest und gut messtechnisch überwacht [165]. Durch die kreuzungsfreie Installation kommen sie zudem nicht in Berührung mit anderen Verkehrsträgern [165]. Zudem sind Pipelines in der Regel weniger anfällig für Umwelteinflüsse und Wetterbedingungen, da in vielen Fällen auch eine unterirdische Installation vorgenommen wird [165]. Sabotagen können dennoch nicht ausgeschlossen werden, wie es zuletzt in Nigeria deutlich wurde [166].

Im Gegensatz dazu ist der Straßentransport am anfälligsten für Sicherheitsrisiken, da ein Großteil der Unfallkosten im Güterverkehr durch den LKW-Verkehr verursacht wird (**Abbildung 73**). Dies ist in erster Linie darauf zurückzuführen, dass der Transport per LKW im öffentlichen Verkehrsraum stattfindet, wodurch sich das Risiko für sicherheitsrelevante Ereignisse durch das Fehlverhalten anderer Verkehrsteilnehmer erhöht.

Hingegen sind der Schienen- und Schiffsverkehr als vergleichsweise unbedenklich in Bezug auf Sicherheitsrisiken zu bewerten. Im Schienenverkehr gelten strenge Sicherheitsstandards und -protokolle, um Unfälle oder Leckagen zu verhindern. Zudem ist die Anfälligkeit für Diebstahl oder Manipulation gering, und der hohe Automatisierungsgrad reduziert das Unfallrisiko erheblich. Im Schiffsverkehr sind ebenfalls

Abb. 73 | Verteilung der Unfallkosten im Güterverkehr auf verschiedene Verkehrsträger

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [167]

strenge Sicherheitsstandards und -protokolle vorhanden, die Unfälle oder Leckagen minimieren sollen. Darüber hinaus sind moderne Sicherheitssysteme in Tankern zur permanenten Überwachung der Behälter installiert.

Abbildung 74 fasst somit die Bewertung der Transportoptionen hinsichtlich Sicherheitsrisiken zusammen.

3.2.9.6 Abhängigkeit von externen Bedingungen

Im Folgenden wird die Anfälligkeit der Transportoptionen gegenüber externen Faktoren wie Wetterbedingungen, Verkehrsaufkommen und anderen äußeren Einflüssen untersucht, die potentielle Verzögerungen im Transportprozess verursachen können.

Pipelines zeigen in dieser Hinsicht eine geringe Anfälligkeit, weshalb diese als wartungsarm und zuverlässig gelten. Dies

Abb. 74 | Bewertung verschiedener Transportoptionen für chemische Energieträger bezüglich Sicherheitsrisiken

	Pipeline	Straßentransport	Schienentransport	Schiffstransport
Bewertung	++	−	+	+
Anmerkung	• Pipelines sind i.d.R. gut geschützt, was das Risiko von sicherheitsrelevanten Ereignissen minimiert. • Eine sehr geringere Anfälligkeit ggü. Umwelteinflüssen ist dennoch gegeben. • Minimales Restrisiko für Lecks oder anderen Störungen bleibt bestehen.	• Ein Risiko für sicherheitsrelevante Ereignisse durch das Fehlverhalten anderer Verkehrsteilnehmer besteht. • Strenge Sicherheitsmaßnahmen sind deshalb erforderlich, um Brände und Explosionen infolge von Unfällen, Leckagen oder anderen sicherheitsrelevanten Ereignissen zu vermeiden.	• Züge haben strenge Sicherheitsstandards und -protokolle, um Unfälle oder Leckagen zu vermeiden. • Eine geringere Anfälligkeit für Diebstahl oder Manipulationi st gegeben. • Durch einen hohen Automatisierungsgrad ist auch das Unfallrisiko gering.	• Schiffe haben strenge Sicherheitsstandards und -protokolle, um Unfälle oder Leckagen zu vermeiden. • Darüber hinaus verfügen Tanker über moderne Sicherheitssysteme zur permanenten Überwachung der Behälter.

++ Sehr gut + Gut − Min. Risiko −− Stark risikobehaftet

Quelle: Eigene Darstellung

Abb. 75 | Bewertung verschiedener Transportoptionen für chemische Energieträger bezüglich der Beeinflussbarkeit durch externe Faktoren

	Pipeline	Straßentransport	Schienentransport	Schiffstransport
Bewertung	++	−	+	−
Anmerkung	• Pipelines gelten als wartungsarm und zuverlässig, da sie ortsfest und oft unterirdisch verbaut werden. • Pipelines können dadurch konstant große Mengen Energie befördern, ohne eine Abhängigkeit von externen Randbedingungen, wie z.B. Wetter.	• Der Straßentransport ist anfällig für Verkehrsstaus, insbesondere auf stark befahrenen Routen. • Schlechte Straßenbedingungen, Baustellen oder Wetterereignisse können den Transport behindern.	• Da Züge auf eigenen Gleisen fahren, sind sie weniger vom Verkehrsaufkommen und dessen Einschränkungen betroffen. • Ein Restrisiko für Einschränkungen durch wetterbedingte Hindernisse auf dem Gleisnetz ist weiterhin gegeben.	• Stürme, starke Winde oder raue See können zu Verzögerungen im Transport führen und die Sicherheit der Ladung gefährden. • Gleichzeitig besteht nur eine geringes Risiko für Verzögerungen durch andere Schiffe.

++ Sehr gering + Gering − Groß −− Sehr Groß

Quelle: Eigene Darstellung

liegt daran, dass Pipelines witterungsbeständig gebaut werden und in vielen Fällen sogar unterirdisch verlaufen, wo externe Bedingungen kaum Einfluss auf den Transportprozess haben können [165]. Weil die Rohrleitungen ortsfest sind, können zudem keine Verzögerungen durch andere Verkehrsträger entstehen, da eine kreuzungsfreie Installation sichergestellt wird [165]. Neue externe Einflüsse gilt es aber in bestimmten Regionen bei der Konzeptionierung von Pipelines zu berücksichtigen, wie der tauende Permafrostboden, der bspw. in Kanada zu einem Sicherheitsrisiko wird [168].

Auch der Schienentransport erweist sich in dieser Hinsicht als positiv. Zwar nutzen Güterzüge in der Regel auch das Netz, das für die Personenbeförderung verwendet wird, dennoch ist aufgrund der Taktungsplanung und teilweise separaten Streckenabschnitte für den Güterverkehr eine geringe Anfälligkeit ggü. bspw. Verkehrsaufkommen festzustellen. Dennoch bleibt ein gewisses Restrisiko für Einschränkungen bestehen durch beispielsweise Verspätungen anderer Züge, wetterbedingte Störungen oder Manipulationen des Gleisnetzes.

Im Gegensatz dazu sind der Straßen- und Schiffstransport als die anfälligsten Transportoptionen hinsichtlich externer Bedingungen zu betrachten. Beim Straßentransport besteht die Anfälligkeit insbesondere gegenüber Verkehrsstaus.

Beim Schiffstransport können Stürme zu Verzögerungen im Transport führen und die Sicherheit der Ladung gefährden. Gleichzeitig ist das Risiko für Verzögerungen durch andere Schiffe gering, aber nicht ausgeschlossen. Ein prominentes Beispiel aus dem Jahr 2021 ist die Blockade des Suez-Kanals durch ein havariertes Schiff, welches zu Lieferverzögerungen im globalen Maßstab geführt hat [169]. Mehr als 100 Schiffe waren dadurch betroffen [170]. Da auch Öltanker von dieser Blockade betroffen waren, sorgten die dadurch entstandenen Einbußen in der Verfügbarkeit zu Preissteigerungen bei den Folgeprodukte des Energieträgers [169].

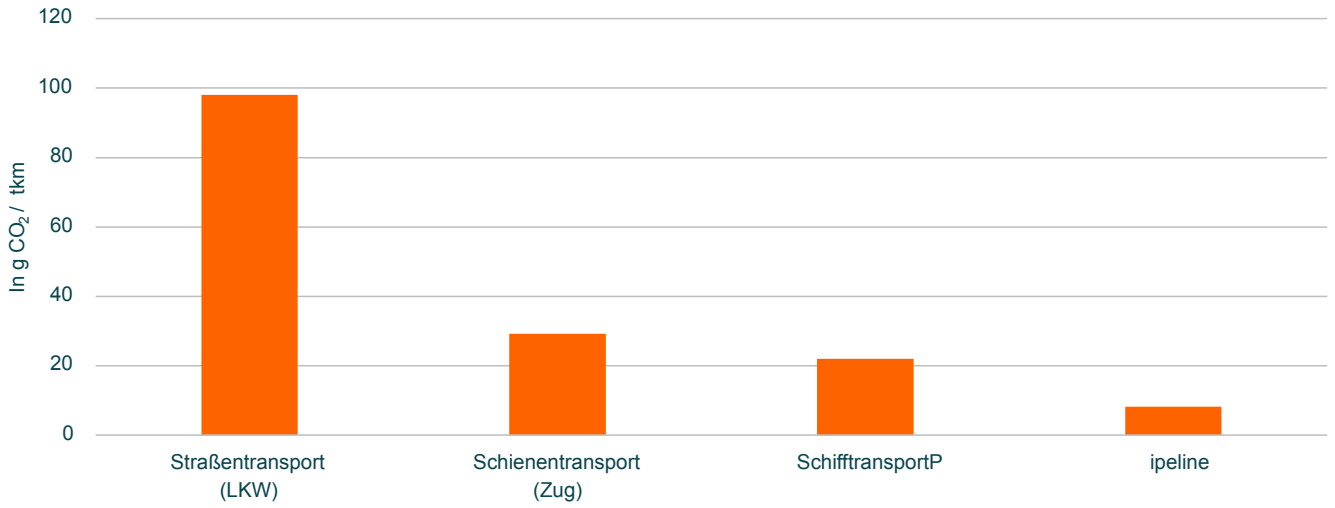
Alle Transportoptionen haben somit eine gewisse Anfälligkeit gegenüber externen Faktoren. Einzig der Transport mittels Pipelines ist davon weitgehend losgelöst. **Abbildung 75** zeigt somit die resultierende Beurteilung in dieser Kategorie.

3.2.9.7 Effizienz

In diesem Kapitel wird die energetische Effizienz der verschiedenen Transportoptionen betrachtet. Diese ist ein Indikator dafür, welche energetische Zusatzleistung für den Antrieb der verschiedenen Transportoptionen vorzusehen ist.

Pipelines sind auch in dieser Hinsicht vorteilhaft, da sie den geringsten Energieverbrauch pro transportierte Einheit verzeichnen. In Pipelines wird im Unterschied zu den anderen Transportmethoden nämlich ausschließlich das Transportgut (der Energieträger) bewegt und nicht das Transportmittel (Pumpen) oder das Transportgefäß (Leitungskörper) [165]. Die Unterschiede in der energetischen Effizienz zeigt **Abbildung 76** am Beispiel des Rohöltransports. Als Indikator für die energetische Effizienz wird dabei der CO2-Ausstoß herangezogen, da eine Proportionalität zum dazugehörigen Energieverbrauch gegeben ist.

Abb. 76 | CO2-Ausstoß verschiedener Transportoptionen im Rohöltransport



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [165]

Auch der Schiffstransport ist in Bezug auf die energetische Effizienz demnach positiv zu bewerten. Im Vergleich zu LKW und Zügen weisen Schiffe einen geringeren Energieverbrauch pro transportierte Einheit auf, da ihre Transportkapazitäten um ein Vielfaches größer sind [160,161].

Im Gegensatz dazu sind der Straßen- und Schienentransport die Transportoptionen mit den größten Nachteilen in Bezug auf die energetische Effizienz. Beide weisen nur begrenzte Transportkapazitäten auf, weshalb der Energiebedarf für große Fahrzeugflotten berücksichtigt werden muss [159,161]. Der Straßentransport ist aufgrund dieser Tatsache die schlechteste Option in dieser Hinsicht. Der Schienenverkehr ist in der Regel energieeffizienter, insbesondere wenn dieser elektrifiziert ist.

Die Effizienz des Transports ist somit eng an die transportierbaren Kapazitäten und die Kontinuität des Energieflusses geknüpft. In diesem Zusammenhang bieten Pipelines das größte Potential für einen energieeffizienten Transport. **Abbildung 77** fasst die finale Beurteilung der verschiedenen Optionen in dieser Kategorie zusammen.

3.2.9.8 Fazit Transportoptionen für chemische Energieträger

Die Untersuchung zeigt, dass Pipelines in vielen der betrachteten Aspekte als vorteilhafteste Option gelten (**Abbildung 78**). Allerdings geht diese auch mit einer wachsenden politischen Abhängigkeit von Partnerländern einher. Für viele der in dieser Studie zu betrachtenden Regionen, die in den folgenden Kapiteln genauer definiert werden, erweist sich diese Option

Abb. 77 | Bewertung verschiedener Transportoptionen für chemische Energieträger bezüglich der energetischen Effizienz

	Pipeline	Straßentransport	Schienentransport	Schiffstransport
Bewertung	++	−	−	+
Anmerkung	• Pipelines haben einen geringen Energieverbrauch pro transportierter Einheit. • Verluste aufgrund von Verdampfung oder Leckagen sind in der Regel gering. • In Pipelines wird im Unterschied zu den anderen Transportmethoden ausschließlich das Transportgut bewegt.	• Der Straßentransport ist energetisch am wenigsten effizient, aufgrund der begrenzten Transportkapazitätenp ro Fahrzeug. • Lastwagen haben somit im Vergleich einen höheren Energieverbrauch pro transportierte Einheit.	• Der Schienenverkehr ist in der Regel energieeffizienter als LKWs, insbesondere, wenn dieser elektrifiziert stattfinden kann. • Züge können somit große Mengen mit einem geringeren Energieverbrauch pro transportierte Einheit befördern.	• Schiffe haben im Vergleich zu LKW und Zügen einen geringeren Energieverbrauch pro transportierte Einheit, aufgrund einer größeren Transportkapazität.

++ Sehr Gut + Gut − Schlecht −− Sehr Schlecht

Quelle: Eigene Darstellung

Abb. 78 | Zusammenfassung der Bewertungen verschiedener Transportoptionen

	Pipeline	Straßentransport	Schienentransport	Schiffstransport
Transportierbare Kapazitäten	++	−−	−	+
Flexibilität	−−	++	−	+
Geopolitische Abhängigkeit	−−	+	−	−
Sicherheit	++	−	+	+
Abhängigkeit von externen Bedingungen	++	−	+	−
Effizienz	++	−	−	+

Quelle: Eigene Darstellung

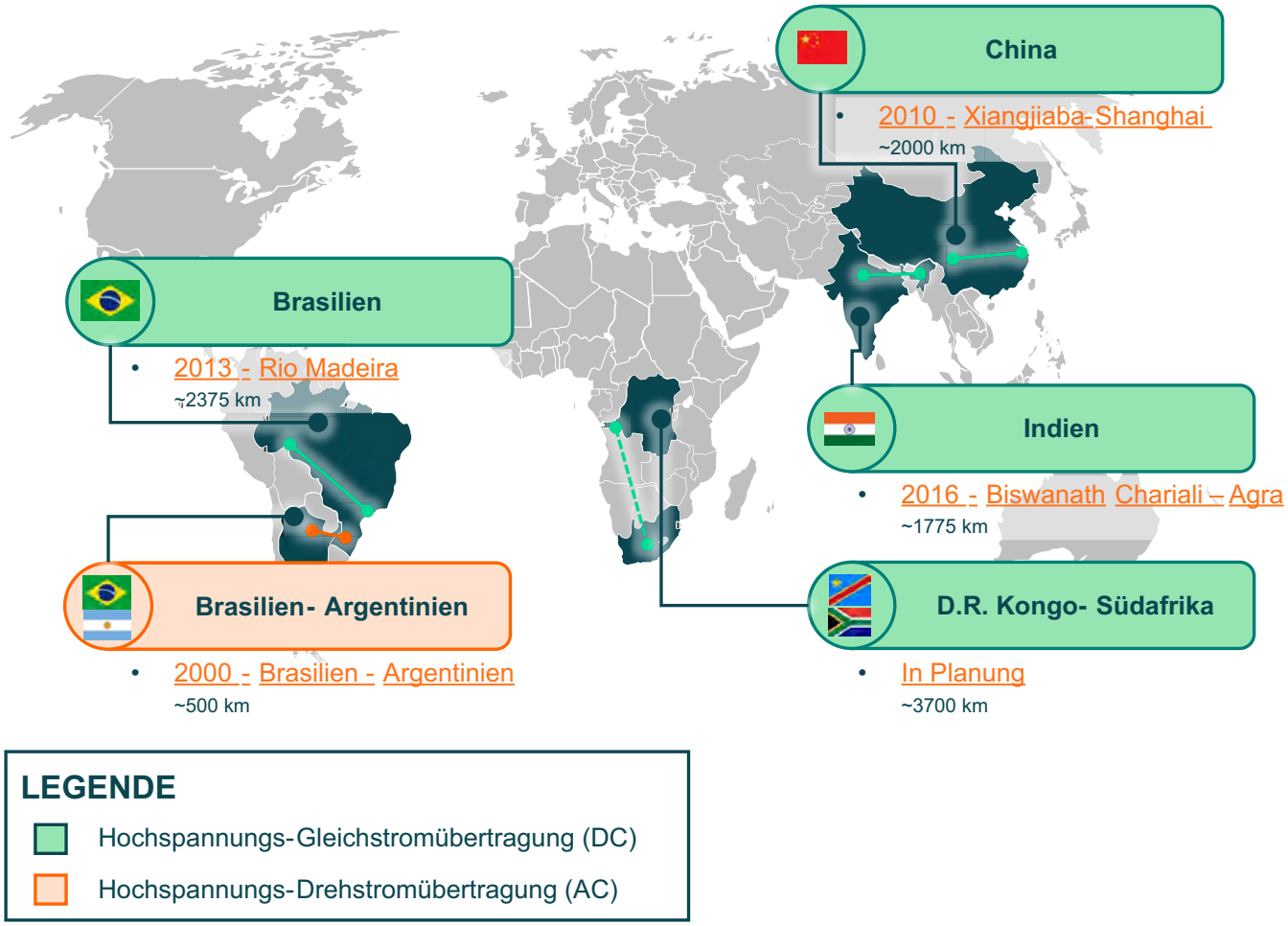
jedoch als kaum realisierbar aufgrund der fehlenden geografischen Nähe zu Deutschland, was die Notwendigkeit der Betrachtung alternativer Transportmöglichkeiten unterstreicht.

In dieser Hinsicht ist der Schifftransport ein vielversprechender Kompromiss. Insbesondere für viele der potentiellen Partnerregionen wird dieser die einzige realistische Möglichkeit sein, um große Mengen von Energie nach Deutschland zu transportieren, aufgrund der guten Eigenschaften bezüglich der Transportfähigkeit größerer Kapazitäten und der Flexibilität.

Hingegen sind Straßen- und Schienentransport eher für ausgewählte Fälle der Enddistribution innerhalb Deutschlands vorzusehen. Der Transport großer Kapazitäten mittels dieser Optionen führt aufgrund der geringen Kapazitäten einzelner Fahrzeuge zu enormen Flottengrößen und wäre logistisch und ökonomisch somit ineffizient.

Die Wahl des besten Transportwegs für die Energieübertragung nach Deutschland erfordert somit eine sorgfältige Abwägung der verschiedenen Parameter. Während Pipelines in bestimmten Fällen vorteilhaft sein können, sollten alternative Optionen wie der Schiffstransport ebenfalls für viele Partnerregionen ernsthaft in Betracht gezogen werden. Eine differenzierte Herangehensweise an die Transportfrage ist daher erstrebenswert, um effiziente und nachhaltige Lösungen für den zukünftigen Import von Energie nach Deutschland zu finden.

Abb. 79 | Beispielprojektübersicht für den Langstreckentransport von elektrischer Energie



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [171,172,173,174,175]

3.3 Analyse – Strom

Die folgenden Kapitel bilden den zweiten Teil des Arbeitspakets und beinhalten einen Überblick über die Optionen für den Langstreckentransport von Strom.

3.3.1 Allgemeines

Der Langstreckentransport von elektrischer Energie findet außerhalb Deutschlands bereits im großen Maßstab statt. Eine Übersicht einiger Beispiele dazu zeigt **Abbildung 79**.

Demnach nutzen insbesondere großflächige Länder die Möglichkeit Strom über weite Strecken zu transportieren. Dies geschieht einerseits, um Strom in abgelegenen Regionen zur Verfügung zu stellen, und andererseits, um kostengünstigen Strom aus Regionen mit besonders vorteilhaften Erzeugungsbedingungen in energieintensive Industriestandorte der Länder zu liefern.

In den folgenden Kapiteln wird beschrieben, welche technischen Möglichkeiten Deutschland nutzen könnte, um ähnliche Ansätze zu realisieren. Zudem werden die Herausforderungen erörtert, die bei der Umsetzung des Langstreckentransports von elektrischer Energie als Hauptoption für zukünftige Energieimporte auftreten.

3.3.2 Optionen für den Langstreckentransport

Sowohl die Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) als auch die Hochspannungs-Drehstromübertragung (HDÜ) kann den Transport elektrischer Energie über große Entfernungen ermöglichen. In diesem Kapitel werden die grundlegenden Prinzipien und Unterschiede zwischen diesen beiden Technologien erläutert [176].

HGÜ ist ein Verfahren, bei dem elektrische Energie von den Erzeugungsanlagen zunächst in der Spannung hochtransformiert wird, oft von 60 kV auf 800 kV oder höher. Anschließend erfolgt eine Umwandlung in Gleichstrom, bevor die Energie

Abb. 80 | Überblick wesentlicher Eigenschaften beider Stromübertragungstechnologien

	Hochspannungs Gleichstromübertragung (HGÜ)	Hochspannungs Drehstromübertragung (HDÜ)
STROM	Gleichstrom (DC)	Wechselstrom (AC)
GRENZEN DER ÜBERTRAGUNG	Ökonomisch	1. Technisch 2. Ökonomisch
ÜBERTRAGUNGS-VERLUSTE	~4 % / 1000 km	~6-10 % / 1000 km
VORRANGIGE VERWENDUNG	Überregionaler Transport	Regionaler Transport

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [176]

über Hochspannungsleitungen transportiert wird. Am Zielort erfolgt eine erneute Umwandlung in Wechselstrom, um die Energie in das heimische Netz zu integrieren. Ein wesentlicher Vorteil der HGÜ liegt darin, dass beim Gleichstromtransport nur geringe Widerstände wirken, wodurch die Transportdistanz kaum eingeschränkt wird. Die Verluste betragen ca. 4% pro 1000 Kilometer [176].

Im Gegensatz dazu erfolgt bei der HDÜ der Transport von elektrischer Energie als Wechselstrom über Hochspannungsleitungen. Am Zielort ist keine weitere Umwandlung erforderlich, da das gesamte deutsche Stromnetz und alle Bereiche der Energieversorgung Wechselstrom nutzen. Allerdings gibt es bei der HDÜ erhebliche Verluste über weite Strecken, da die Fließrichtung der Ladung viele Male pro Sekunde wechselt (in Deutschland etwa 50 Mal pro Sekunde). Neben dem ohmschen Widerstand wirken auch weitere Verlusteffekte wie kapazitive Widerstände, induktive Widerstände und der Skin-Effekt. Insgesamt führt dies zu größeren Verlusten, die etwa 6 bis 10% pro 1000 Kilometer betragen. [176]

Abbildung 80 fasst die wesentlichen Eigenschaften beider Technologien zusammen.

Aufgrund der geringeren Verluste ist der Langstreckentransport von elektrischer Energie über Gleichstromübertragung somit effizienter. Die Wahl zwischen HGÜ und HDÜ hängt jedoch von weiteren Faktoren ab, darunter die Entfernung, die geografischen Gegebenheiten und die bestehende Infrastruktur.

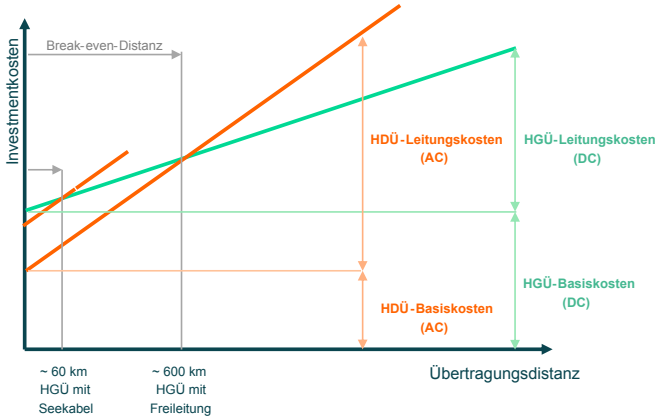
Dennoch sind gewisse technische Grenzen zu berücksichtigen, die den potentiellen Import von elektrischer Energie nach Deutschland aus Regionen wie bspw. Nordafrika in Zukunft erschweren. Diese Aspekte werden in dem folgenden Kapitel beleuchtet.

3.3.3 Grenzen des Langstreckentransports

Eine zentrale Herausforderung des Langstreckentransports von Strom ist die Wirtschaftlichkeit. Dabei gibt es große Unterschiede zwischen den beiden technischen Möglichkeiten für den Stromtransport, die die Eignung für verschiedene Distanzen maßgeblich bestimmen. Darüber hinaus ist aber auch die Wirtschaftlichkeit gegenüber dem Transport von chemischem Energieträgern relevant. Beide Aspekte werden im Folgenden beschrieben.

Im direkten Vergleich der beiden Technologien für den Stromtransport untereinander gilt, dass die HGÜ-Technologie erst ab einer Entfernung von etwa 600 Kilometern die wirtschaftlich bessere Variante ist (**Abbildung 81**). Dabei entstehen bei der Realisierung mittels Freileitungskabeln zunächst höhere Investitionskosten (Basiskosten) als bei der HDÜ-Technologie, die jedoch durch einen geringeren Anstieg der Leitungskosten pro Kilometer ausgeglichen werden können. Die HDÜ ist somit für den regionalen Transport bis etwa 600 Kilometer wirtschaftlicher. Bei Überseetransport ist die Übertragung mittels HGÜ schon ab einer Distanz von etwa 60 km kostengünstiger. [176]

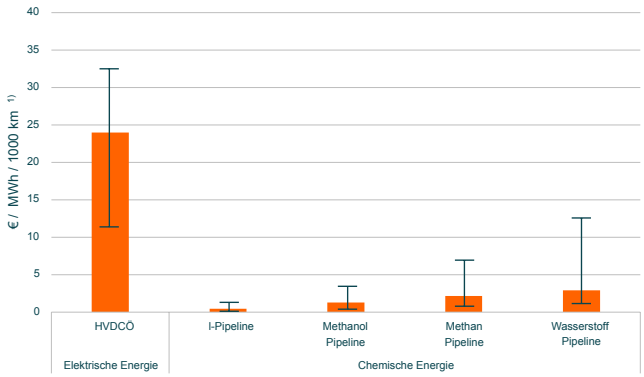
Abb. 81 | Qualitative Übersicht der Kosten verschiedener Stromübertragungstechnologien



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [176]

Der Vergleich zu chemischen Energieträgern zeigt allerdings die erheblichen Nachteile des Langstreckenstromtransports. **Abbildung 82** gibt dazu eine Übersicht, die auf Daten für den US-amerikanischen Markt basiert.

Abb. 82 | Transportkosten verschiedener Energieträger (Beispiel USA)



1) Umrechnung vorgenommen von USD / MWh / 1000 mi

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [177]

Demnach sind die Langstreckentransportkosten von Strom deutlich höher als die von chemischen Energieträgern. Dies ist hauptsächlich auf die erforderlichen Leitungslängen und den Einsatz kostenintensiver Materialien wie Kupfer zurückzuführen [177]. Die vergleichsweise hohen Transportkosten von Strom über weite Strecken stellen somit einen limitierenden Aspekt dar.

Zusätzlich müssen technische Herausforderungen beim überkontinentalen Stromtransport über mehrere Ländernetze hinweg berücksichtigt werden. Ein Beispiel hierfür könnte der Transport aus der MENA-Region nach Europa sein, mit möglichen Anschlusspunkten in Italien oder Spanien. Es bestehen nämlich Unsicherheiten hinsichtlich der Fähigkeit der bestehenden Netzinfrastruktur in potentiellen EU-Ländern, zusätzliche Stromkapazitäten aus der MENA-Region aufzunehmen und diese nach Deutschland zu transportieren.

Stattdessen wird ein solches Vorhaben nicht nur den Ausbau des deutschen Stromnetzes erfordern, sondern auch eine Erweiterung der Infrastruktur der Transitländer einschließen. Dies bedingt eine gewisse Kooperationsbereitschaft der betroffenen Länder, sowohl generell als auch finanziell. Andernfalls müsste die Transformation des Stromnetzes der Nachbarländer mitfinanziert werden. Die existierenden Grenzkuppelleitungen sind dabei nicht für den Dauerbetrieb ausgelegt, sondern dienen lediglich der Notfallversorgung, weshalb diese nicht für die langfristige Nutzung in Betracht gezogen werden können.

Neben den technischen und ökonomischen Herausforderungen sind auch weitere Hindernisse wie der Flächenverbrauch, die Veränderung des Landschaftsbildes und die Belastung durch elektrische und magnetische Felder zu berücksichtigen. Die Möglichkeit für den Langstreckentransport von Strom besteht somit zwar, jedoch ist diese deutlich aufwendiger und kostenintensiver als der Transport von chemischen Energieträgern [178]. Der Fokus für zukünftige Energieimporte für Deutschland sollte daher auf chemischen Energieträgern liegen.

3.4 Fazit AP 2

Die Untersuchung zeigte, dass sämtliche Energieträger, die für zukünftige deutsche Energieimporte in Betracht gezogen werden können, auch gewisse nachteilige Eigenschaften vorweisen (**Abbildung 83**).

Zudem zeigt der Vergleich, dass Energieträger, die in der Herstellung als vermeintlich aufwendig erscheinen, wie zum Beispiel höherwertige Kohlenwasserstoffe oder Methan, die beste Drop-In- und Transportfähigkeit aufweisen.

Diese Erkenntnisse lassen Rückschlüsse auf die Eigenschaften verschiedener Transformationsansätze für die deutsche Energieversorgung zu. Das Ziel CO2-Emissionen zu senken, wird sowohl mit einem „All-Electric"-Ansatz als auch mit einem technologieoffenen Ansatz, für den eine Vielzahl der aufgeführten Energieträger importiert werden müsste, erreichbar sein. Ein wesentlicher Unterschied beider Ansätze ist jedoch der aufzubringende Transformationsaufwand in verschiedenen Phasen der Energiebereitstellungskette (**Abbildung 84**).

Abb. 83 | Vergleich der betrachteten Energieträger

	Herstellungseffizienz 1)	Energiegehalt Pro kg	Energiegehalt Pro l	Handhabbarkeit 3)	Direkte Nutzbarkeit (Drop-In)	Transportaufwand Langstrecke
Strom	++	-		-	++	−−
Wasserstoff	+	++	−− 2)	+	−	−−
Methan	−	+	+ 2)	+	++	−
Ammoniak	−	−	− 2)	−−	−	+
Methanol	−	−	−	−	−	+
Höherwertige Kohlenwasserstoffe	−−	+	++	−−	++	++

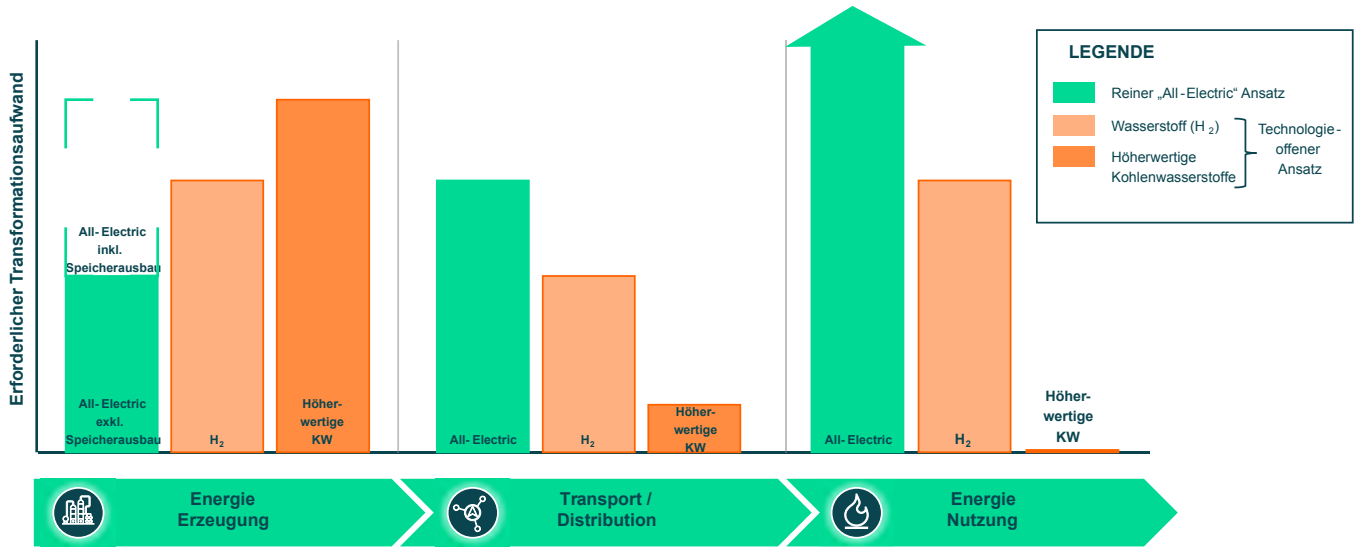
1) Hier vereinfacht anhand Länge der erforderlichen Prozesskette und Effizienz einzelner Teilprozesse. Standortspezifische Aspekte wie die Nutzungseffizienz der Erzeugungsanlagen bleiben unberücksichtigt.

2) Erforderliche Verflüssigung für maximale Steigerung der Energiedichte benötigt zusätzlichen Energieaufwand.

3) Hier: gemessen an Gefahrengutklassen der EG Nr. 1272/2008.

Quelle: Eigene Darstellung

Abb. 84 | Transformationsaufwand der deutschen Energieversorgung in verschiedenen Ansätzen und Bereichen



Quelle: Eigene Darstellung

Im Fall eines reinen „All-Electric"-Ansatzes wird der Aufwand in der Energieerzeugung geringer ausfallen können als im technologieoffenen Ansatz, da dieser sich dann insbesondere auf den weiteren Ausbau der eigenen Erzeugungsanlagen für regenerativen Strom mittels PV- oder Windkraft beschränken wird. Dafür wird jedoch der Transformationsaufwand in der Energienutzung sehr hoch ausfallen müssen, da ein solcher Ansatz die komplette Umstellung der Infrastruktur und Energiewandlung innerhalb verschiedener Anwendungen beinhalten muss.

Wenn der Ausbau der Speichertechnologien allerdings mitberücksichtigt wird, der notwendig ist, um Versorgungsengpässe aufgrund saisonaler Schwankungen in der Energieerzeugung zu bewältigen, kann davon ausgegangen werden, dass der Aufwand selbst beim „All-Electric"-Ansatz erheblich steigt und das Niveau des technologieoffenen Ansatzes erreicht.

Im Gegensatz dazu erfordert der technologieoffene Ansatz in jedem Fall einen erheblichen Transformationsaufwand in der Energieerzeugung, einschließlich des Aufbaus entsprechender Erzeugungsanlagen, der Etablierung von Energiepartnerschaften und der Gewährleistung zuverlässiger Lieferungen. Der Transformationsaufwand innerhalb Deutschlands, speziell in der Transport- und Energienutzungsphase, kann jedoch auf ein Minimum reduziert werden, da viele der herstellbaren Energieträger nahezu nahtlos in die bestehende Energieversorgung integriert werden können [132].

Der genaue Transformationsaufwand bei diesem Ansatz kann jedoch je nach Energieträger variieren. Beispielweise ist der Transformationsaufwand von Wasserstoff in der Erzeugung geringer als bei höherwertigen Kohlenwasserstoffen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass lediglich die Elektrolysekapazitäten ausgebaut werden müssen und keine zusätzliche Folgesyntheseschritte vorzusehen sind, wie sie für höherwertige Kohlenwasserstoffe erforderlich wären. Beim Transport und in der Endnutzung ist im Fall von Wasserstoff jedoch von größeren Aufwänden auszugehen, da die bestehende Infrastruktur in Deutschland nicht auf die Nutzung von reinem Wasserstoff ausgelegt ist [147]. Bei höherwertigen Kohlenwasserstoffen kann hingegen auf umfangreiche Bestandsinfrastrukturen zurückgegriffen werden, sodass der Transformationsaufwand dieser Phasen auf ein Minimum reduzierbar ist [132].

Die Wahl zwischen einem reinen „All-Electric"- und einem technologieoffenen Ansatz muss letztendlich durch eine politische Entscheidung getroffen werden. Dabei ist zu berücksichtigen, welche Stärken die deutsche Volkswirtschaft vorweisen kann und welche Phasen der skizzierten Kette unter realistischen Rahmenbedingungen in der noch zur Verfügung stehenden Zeit eher transformbierbar sind.

Beispielsweise haben Branchen wie die deutsche Automobil- und Chemieindustrie in der Vergangenheit erheblich zum wirtschaftlichen Wohlstand des Landes beigetragen [38]. Im Rahmen eines reinen „All Electric „-Ansatzes werden diese allerdings erheblich an Bedeutung verlieren, sodass das Risiko besteht, dass andere Nationen die derzeitige Vorreiterstellung Deutschlands in diesen Branchen übernehmen. Daher ist die Wahl des Transformationsansatzes von großer Bedeutung für die Absicherung wichtiger Leistungsträger der deutschen Wirtschaft.

4. AP 3 Analyse der möglichen Handelsbeziehungen

Das dritte Arbeitspaket beinhaltet die Bewertung des Potentials verschiedener Regionen und Länder, zukünftig als Energiepartner für Deutschland bei der Erzeugung chemischer Energieträger zu agieren. Das folgende Kapitel gibt zunächst einen Überblick über die Vorgehensweise.

4.1 Vorgehensweise / Methodik

Die betrachteten Regionen und Länder sind in **Abbildung 85** dargestellt. Die Länderzuordnung zu den Regionen erfolgte dabei nach den Definitionen der Vereinten Nationen. Ausnahmen sind beispielsweise die Einbeziehung Indiens in die Region Südostasien sowie die reduzierte Länderbetrachtung in Europa. Die Eingrenzung Europas erfolgte dabei primär auf westeuropäische Staaten, die das Potential für ein Überangebot an regenerativer Energie vorweisen könnten gemäß den Untersuchungen von [179].

Das Hauptziel dieses Kapitels besteht somit darin, aus den insgesamt 41 Ländern eine Auswahl zu identifizieren. Diese soll Länder beinhalten, die besonders vielversprechende Eigenschaften für zukünftige Energiepartnerschaften aufweisen können.

Die generelle Vorgehensweise zur Ermittlung dieser Auswahl ist in **Abbildung 86** dargestellt.

Demnach wird zunächst eine Analyse der Basiskriterien durchgeführt:

Die Analyse des ersten Basiskriteriums beinhaltet Untersuchungen darüber, welche der betrachteten Länder bereits Energie exportieren und um welche Art von Energieträgern es sich dabei handelt. Dies ermöglicht Rückschlüsse auf die bereits vorhandene Exportinfrastruktur.

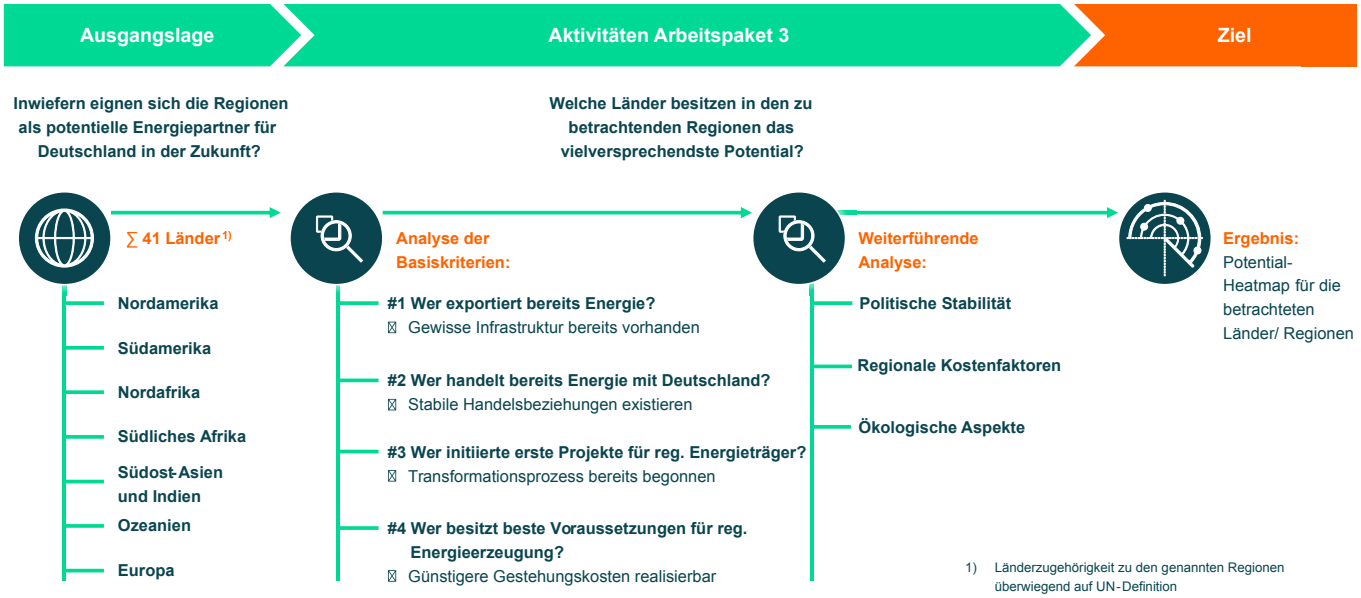
Die Analyse des zweiten Basiskriteriums umfasst die Bewertung, in welchem Umfang die betrachteten Länder bereits Energiehandel mit Deutschland betreiben. Vorhandene Handelsbeziehungen im Energiesektor sind vorteilhaft, da sie zuverlässige Erfahrungswerte bieten und die Möglichkeit besteht, auf bereits vorhandene Logistikstrukturen zurückzugreifen.

Des Weiteren erfolgt im Rahmen der Untersuchungen zum dritten Basiskriterium eine Analyse, um festzustellen, welche Länder bereits Initiativen zur Erzeugung regenerativer Energieträger gestartet haben. Ein bereits laufender

Abb. 85 | Übersicht der betrachteten Regionen und dazugehörigen Länder

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [179,180]

Abb. 86 | Vorgehensweise für das dritte Arbeitspaket der Studie



Quelle: Eigene Darstellung

Transformationsprozess wird schneller skaliert werden können als einer, der erst durch entsprechende Investitionen hochgefahren werden muss.

Die Untersuchungen des letzten Basiskriteriums verdeutlichen, welche Länder ein hohes natürliches Potential für die Erzeugung regenerativer Energie mittels Wind- und Solarkraft aufweisen können.

Diese Betrachtungen werden im weiteren Verlauf durch zusätzliche Faktoren, wie bspw. die politische Stabilität der Länder, regionale Kostenfaktoren und ökologische Aspekte ergänzt.

Für jede dieser Kategorien wird eine individuelle Bewertungsskala eingeführt. Mithilfe der Bewertungen in den einzelnen Kriterien wird eine Heatmap erstellt, die die erzielte Punktzahl für jedes Land darstellt und somit eine Vergleichbarkeit hinsichtlich des Gesamtpotentials der Länder als Energiepartner ermöglicht.

4.2 Analyse der Basiskriterien

Die folgenden Kapitel umfassen die Betrachtung der herangezogenen Basiskriterien.

4.2.1 Basiskriterium #1 – Etablierung des Energieexports

Bei der Analyse des ersten Basiskriteriums werden Untersuchungen durchgeführt, um herauszufinden, welche der betrachteten Länder bereits Energie exportieren und um welche Art von Energieträgern es sich dabei handelt. Dies ermöglicht Schlussfolgerungen zur vorhandenen Infrastruktur. Das nächste Kapitel beschreibt zunächst die allgemeine Vorgehensweise.

4.2.1.1 Vorgehen / Methodik

Zur Bewertung dieses Basiskriteriums werden Außenhandelsdaten jedes Landes herangezogen, die aus der World Integrated Trade Solution (WITS) Datenbank stammen. Im

Tabelle 10 | Eingeführte Mengenkategorien für die Beurteilung der Bestandsinfrastruktur

	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	Höherwertige Kohlenwasserstoffe
Einheit	m^3	t (gasförmig) t (flüssig)	t	t	t
Eingeführte Mengenkategorien und Grenzwerte					
> 100k Einheiten	**Export im großen Maßstab** → Umfangreiche Exportinfrastruktur vorhanden				
≤ 100k Einheiten	Export im kleinen Maßstab → Exportinfrastruktur vorhanden (geringe Kapazität)				
≤ 10k Einheiten	Export von Kleinstmengen → Exportinfrastruktur nahezu nicht vorhanden				
~0 Einheiten	Kein Export → Keine bestehende Exportinfrastruktur für den Energieträger				

Fokus stehen dabei die chemischen Energieträger, die bereits im zweiten Arbeitspaket analysiert wurden. Der Datenstand für die einzelnen Energieträgeroptionen variiert allerdings.

Die Bewertung eines Landes in dieser Kategorie hängt davon ab, wie viele der in dieser Betrachtung im Fokus stehenden Energieträger bereits exportiert werden und in welcher Größenordnung dieser Export stattfindet. Für die Beurteilung der Exportmengen der entsprechenden Energieträger werden gewisse Grenzwerte eingeführt, um die Unterschiede in die Bewertung einfließen zu lassen. Die Grenzwerte beziehen sich dabei auf die jeweilige Einheit eines jeden Energieträgers, der in der Datenbank hinterlegt ist. Tabelle 10 zeigt die somit eingeführten Mengenkategorien.

Die Ergebnisse dieser Bewertung werden in diesem Bericht zusammenfassend beschrieben. Eine auf die Regionen heruntergebrochene Auswertung und Detailergebnisse zu den einzelnen Ländern können aus dem Anhang „AP 3" entnommen werden.

4.2.1.2 Fazit Basiskriterium #1 – Etablierung des Energieexports

Die Analyse der Außenhandelsdaten zeigte, dass in allen betrachteten Regionen Länder identifiziert werden können, die zumindest einen Großteil der untersuchten Energieträger bereits exportieren (**Abbildung 87**). Besonders gute Eigenschaften können dabei die Länder Nordamerikas vorweisen, da sowohl die USA als auch Kanada große Mengen aller betrachteten Energieträger exportieren. Dies weist darauf hin, dass bereits eine umfangreiche Exportinfrastruktur für diese Energieträger in den Ländern vorhanden ist, auf die auch zukünftig mit regenerativ erzeugten Varianten zurückgegriffen werden könnte.

Ähnliches gilt auch für Südostasien. Indonesien und Malaysia sind dabei die Länder mit dem umfangreichsten Exportportfolio für Energieträger in dieser Region. Lediglich der Export von Wasserstoff erfolgt bisher nur im kleinen Maßstab, was darauf hinweist, dass zusätzliche Investitionen für den Ausbau

Abb. 87 | Zusammenfassung der Ergebnisse für das erste Basiskriterium

Region	Führender Energieexporteur im Vergleich	Bereits exportierte Energieträger				
		Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	Höherwertige KW
Nordamerika	USA	✓✓	✓✓ 3)	✓✓	✓✓	✓✓
	Kanada	✓✓	✓✓ 3)	✓✓	✓✓	✓✓
Südamerika	Chile	✗	✗ 1)	✓✓	✓✓	✓✓
	Kolumbien	✗	✗ 2)	✓✓	✗	✓✓
Nordafrika	Ägypten	✓✓	✓✓ 3)	✓✓	✓✓	✓✓
Südliches Afrika	Südafrika	✗	✗ 2)	✓✓	✓✓	✓✓
Ozeanien	Australien	✓✓	✓✓ 2)	✓✓	✗	✓✓
Südost-Asien	Indonesien	✓✓	✓✓ 3)	✓✓	✓✓	✓✓
	Malaysia	✓✓	✓✓ 2)	✓✓	✓✓	✓✓
Europa	UK	✓✓	✓✓ 3)	✓✓	✓✓	✓✓

1) Gas
2) LNG
3)G as + LNG

✓✓ Exportiert im großen Maßstab
✓✓ Exportiert im kleinen Maßstab (≤ 100 k Einheiten)
✗ Kleinstmengen exportiert (≤ 10k Einheiten)
✗ Nicht exportiert

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [181,182,183,184,185,186]

dieser Infrastruktur notwendig werden könnten, wenn dieser Energieträger perspektivisch aus diesen Ländern importiert werden sollte. Dasselbe gilt auch für die Region Nordafrika, wo Ägypten als das am besten aufgestellte Land bezüglich dieses Basiskriteriums identifiziert werden kann.

Ebenfalls verfügen das Vereinigte Königreich (UK) in Europa und Australien in der Region Ozeanien über ein breites Exportportfolio für relevante Energieträger der zukünftigen Energiewirtschaft. Allerdings erfordert der Export von Methanol in beiden Ländern weiteren Infrastrukturausbau, da dieser Energieträger bisher kaum oder nur im kleinen Maßstab exportiert wurde.

Der größte Aufwand für den Ausbau der Bestandsinfrastruktur ist jedoch in Südamerika und im südlichen Afrika zu erwarten. Die besten Ausgangsbedingungen innerhalb Südamerikas weisen dabei Chile und Kolumbien auf, wobei Chile bereits Methanol und Ammoniak im großen Maßstab exportiert, während Kolumbien eine umfangreiche Infrastruktur für den Export von höherwertigen Kohlenwasserstoffen besitzt.

Im südlichen Afrika, insbesondere in Südafrika, das in der Region die besten Eigenschaften hinsichtlich dieses Basiskriteriums aufweist, werden bisher hauptsächlich höherwertige Kohlenwasserstoffe exportiert. Für andere Energieträger wie Wasserstoff und Methan, die in Zukunft an Bedeutung gewinnen könnten, wäre ein erheblicher Infrastrukturausbau erforderlich.

4.2.2 Basiskriterium #2 – Handelsbeziehungen

Die Analyse des zweiten Basiskriteriums zeigt, inwieweit die betrachteten Länder bereits Energiehandel mit Deutschland betreiben. Bestehende Handelsbeziehungen im Energiesektor sind von Vorteil, da sie zuverlässige Erfahrungswerte bieten und die Möglichkeit besteht, auf bereits vorhandene Logistikstrukturen zurückzugreifen. Das folgende Kapitel beschreibt die allgemeine Vorgehensweise zur Bewertung dieses Kriteriums.

4.2.2.1 Vorgehen / Methodik

Zur Bewertung der bestehenden Handelsbeziehungen wird analysiert, welche Länder bisher die relevantesten Energielieferanten für Deutschland in Bezug auf wichtige Energieträger wie Öl, Erdgas oder Kohle waren.

Die Analyse stützt sich auf die aktuellsten Importdatensätze der Eurostat Datenbank (2021), die zum Zeitpunkt der Studienerstellung verfügbar waren. Darüber hinaus werden auch rück-wirkende Betrachtungen durchgeführt, um mögliche Partnerschaften zu identifizieren, die in der Vergangenheit bestanden haben könnten.

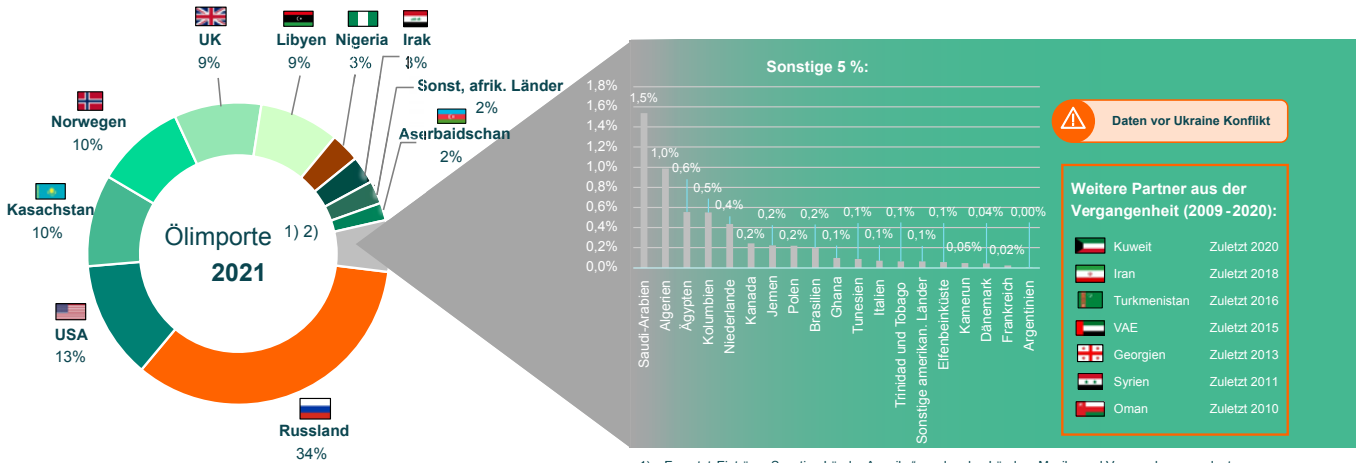
Auch in diesem Kriterium wird die Beurteilung der regionalen Handelsbeziehungen über ein Bewertungssystem durchgeführt, das die Rollen der jeweiligen Länder in der bisherigen Energiebereitstellung wichtiger Energieträger für Deutschland berücksichtigt. Die Bedeutung eines jeden Landes wird separat für jeden wichtigen Energieträger bestimmt basierend auf den genannten Datensätzen. Die finale Einschätzung der Handelsbeziehung einer Region zu Deutschland im Bereich der Energieversorgung ergibt sich aus der Summe der Einzelpunkt-zahlen aller Länder für sämtliche betrachteten Energieträger.

Weiterhin gilt auch für dieses Basiskriterium, dass das folgende Kapitel eine Zusammenfassung der Ergebnisse zeigt. Weiterführende Detailinformationen sind dem Anhang „AP 3“ zu entnehmen.

4.2.2.2 Status-quo-Analyse bisheriger Energiepartner Deutschlands

Die Top 10 der Öllieferanten beinhalten nur wenige Länder, die im Fokus dieser Betrachtung sind [187]. Regionen, die dennoch relevante Vertreter vorweisen können, sind Nordamerika, Europa und Nordafrika (**Abbildung 88**).

Abb.88 | Übersicht der bisherigen Partner bei Rohölimporten



1) Eurostat-Einträge „Sonstige Länder Amerika“ wurden den Ländern Mexiko und Venezuela zugeordnet basierend auf historischen Werten aus 2009 bis 2020

2) Eurostat-Einträge „Sonstige Länder Afrika“ wurden den Ländern Angola, Republik Kongo, Gabun und Äquatorial Guinea zugeordnet basierend auf historischen Werten.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [187]

Die Vereinigten Staaten (USA) waren bisher ein bedeutender Partner in der Ölversorgung für Deutschland als Vertreter der Region Nordamerika. Innerhalb Europas spielen Norwegen und das Vereinigte Königreich (UK) eine wesentliche Rolle bei der Ölbereitstellung. Aus Nordafrika konnte insbesondere Libyen in der Vergangenheit eine Bedeutung als Öllieferant für Deutschland vorweisen.

Obwohl es außerhalb der Top 10 weitere Länder aus den hier betrachteten Regionen gibt, war ihr bisheriger Beitrag zur Ölversorgung Deutschlands vergleichsweise gering. Daher gelten diese Länder nicht als etablierte Handelspartner für diesen Energieträger. Hierzu zählen beispielsweise Länder aus Südamerika wie Kolumbien, Brasilien und Argentinien. In der Region Ozeanien betrifft dieser Aspekt Australien.

Auch in Regionen, die Vertreter in den Top 10 aufweisen können, existieren weitere Länder mit bisher geringer Bedeutung in der Gesamtölversorgung. Dies betrifft beispielsweise Kana-da sowie Algerien und Tunesien.

Die Bewertung der bestehenden Handelsbeziehungen für die Ölversorgung aus den hier betrachteten Regionen führt somit zu den folgenden Einschätzungen:

1. Länder Nordamerikas und Europas haben bisher eine große Bedeutung als Öllieferant für Deutschland gehabt.
2. Südamerika spielt nahezu keine Rolle in den bisherigen Ölimporten Deutschlands.
3. Nordafrika hat eine moderate Bedeutung als Öllieferant, da Länder wie Libyen zumindest zu den Top-10-Lieferanten zählen.
4. Das südliche Afrika und Ozeanien haben bisher keine Relevanz für die Ölversorgung Deutschlands.

Ein Großteil dieses Energieträgers stammt somit bisher nicht aus den im Fokus stehenden Ländern, sondern aus Russland und Kasachstan, die im Rahmen dieser Studie nicht für eine potentielle zukünftige Energiepartnerschaft in Betracht gezogen werden.

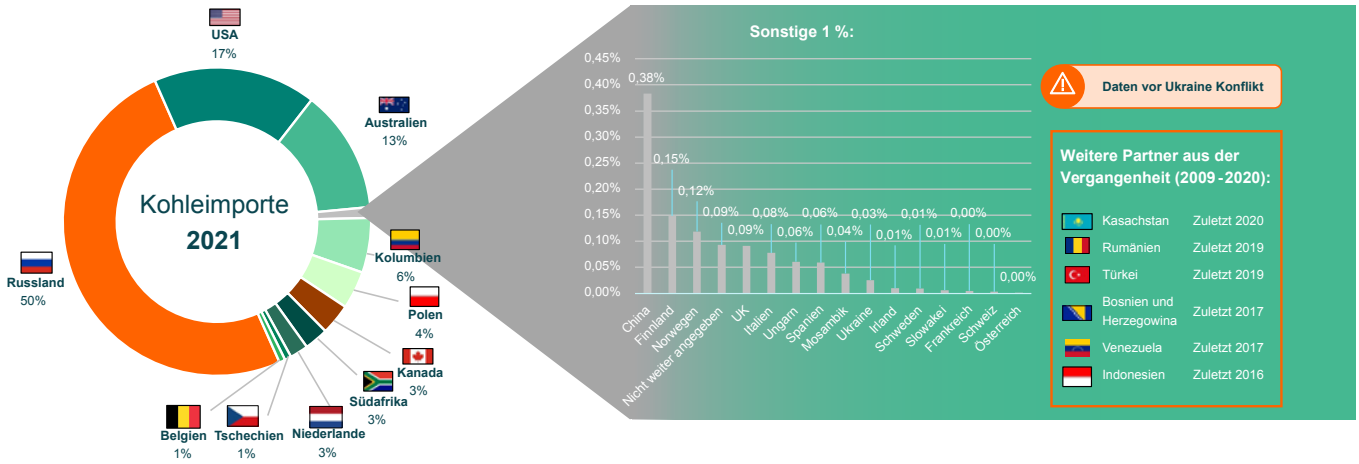
Die Untersuchung der deutschen Kohlelieferanten zeigt ein ähnliches Bild. Auch hier stammt ein großer Anteil der importierten Kohle vorrangig aus Russland (**Abbildung 89**).

In den Top 10 der Kohlelieferanten sind jedoch Länder aus verschiedenen Regionen vertreten, die für die zukünftige Energieerzeugung relevant werden könnten. Diese Regionen sind beispielsweise Nordamerika (USA und Kanada), Südamerika (Kolumbien), Ozeanien (Australien), das südliche Afrika (Südafrika) sowie einige Länder Europas (z.B. Niederlande).

Außerhalb der Top 10 sind vorrangig weitere europäische Staaten vertreten, jedoch ist ihre Bedeutung für die bisherige Gesamtkohleversorgung Deutschlands so gering, dass sie nicht als Partner mit umfangreichen Energiehandelsbeziehungen betrachtet werden. Regionen wie Südostasien oder Nordafrika haben hingegen aktuell keine Relevanz bei der Kohleversorgung.

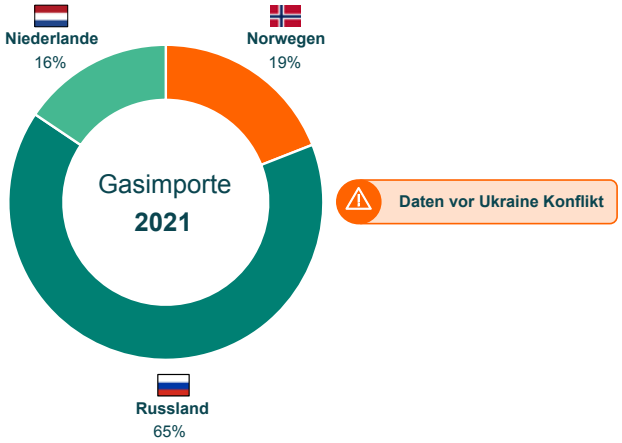
Bei den Erdgasimporten zeigt sich eine noch geringere Diversifizierung der bisherigen Lieferanten, da nahezu keine Handelsbeziehungen zu Regionen und den dazugehörigen Ländern bestehen, die nun für eine potentielle Energiepartnerschaft relevant werden (**Abbildung 90**).

Abb.89 | Übersicht der bisherigen Partner bei Kohleimporten



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [188]

Abb.90 | Übersicht der bisherigen Partner bei Erdgasimporten



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [189]

Bisher wurden Erdgasimporte ebenfalls hauptsächlich aus Russland bezogen, und es gab nur wenige Handelsbeziehungen zu anderen Regionen oder Ländern. Ausnahmen sind einige europäische Staaten wie die Niederlande oder Norwegen.

Der Großteil der deutschen Gesamtenergieimporte stammte somit bisher hauptsächlich aus Ländern wie Russland, die für zukünftige Energiepartnerschaften nicht in Frage kommen. Die Länder, die in dieser Studie im Fokus stehen, hatten bisher eher eine untergeordnete Rolle.

Allerdings hat die energetische Abhängigkeit von Russland seit dem Ukrainekonflikt drastisch abgenommen. Das nächste Kapitel zeigt wie sich die Importstrukturen seitdem verlagerten.

4.2.2.3 Veränderungen durch Ukraine- Konflikt (Vorläufige Daten)

Zur Einschätzung der Veränderungen der Importstrukturen seit dem Ukrainekonflikt werden vorläufige Daten unterschiedlicher Quellen herangezogen:

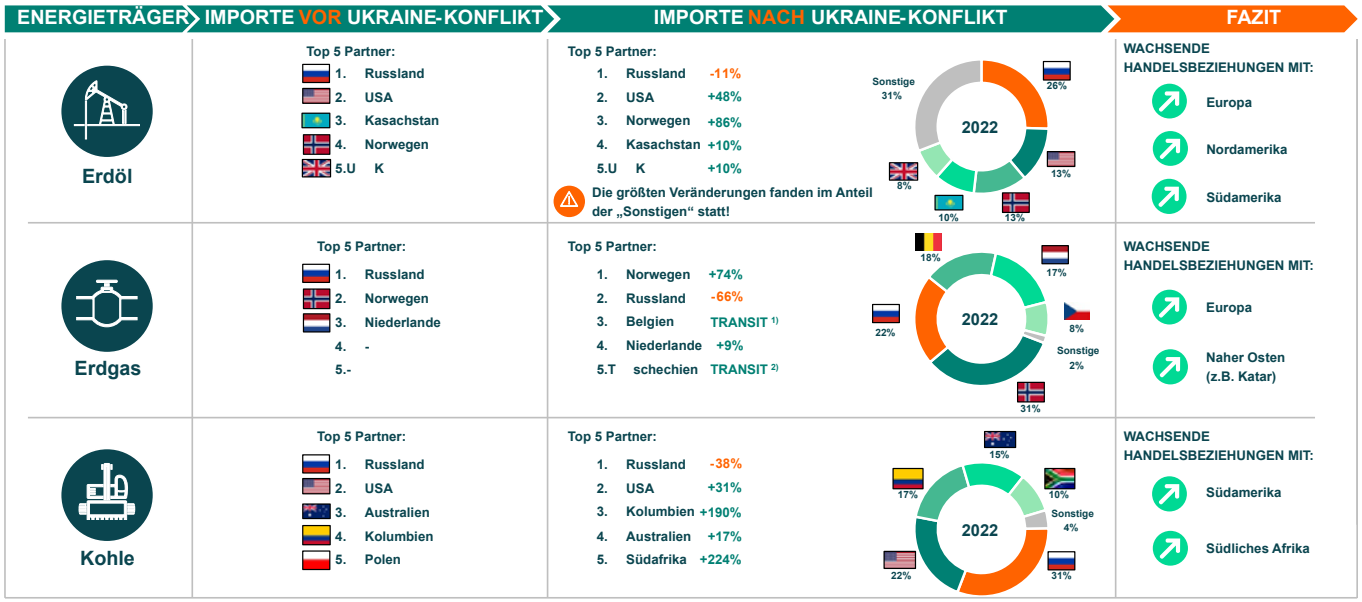
Für die Analyse der Ölimporte wurde auf die Datenbank Genesis des Statistischen Bundes-amtes (Destatis) zurückgegriffen. Die Untersuchung der Erdgasimporte basierte hingegen auf den Daten der Bundesnetzagentur. Kohleimporte wurden anhand der Daten des Vereins der Kohleimporteure analysiert. Die resultierenden Veränderungen zeigt **Abbildung 91**.

Im Bereich der Öl- und Gasimporte ist der sinkende Anteil Russlands an der Versorgung hauptsächlich durch den verstärkten Import aus anderen europäischen Ländern wie Norwegen und dem Vereinigten Königreich sowie aus Nordamerika (USA) kompensiert worden.

Des Weiteren sind wachsende Handelsbeziehungen zu südamerikanischen Staaten in Bezug auf die Ölversorgung erkennbar, insbesondere zu Guyana und Brasilien. Der genaue Umfang ist aus den Ausführungen in Anhang „AP 3“ zu entnehmen.

Im Fall der Erdgasversorgung sind ebenfalls vorrangig wachsende Handelsbeziehungen zu anderen europäischen Ländern wie den Niederlanden oder Norwegen erkennbar, die auch in der Vergangenheit bereits zu den wichtigsten Partnern zählten. Darüber hinaus sind auch wachsende Beziehungen zu Katar erkennbar, welches ebenfalls nicht im Fokus dieser Studie ist. Die entsprechenden Importe wurden vorwiegend über Belgien abgewickelt [193].

Abb.91 | Zusammenfassung der Veränderungen der bisherigen Haupthandelspartner



1) Vorrangig Transitland. Importe kommen ursprünglich aus UK (Pipeline) und bspw. Katar (LNG)
2) Vorrangig Transitland. Importe kommen ursprünglich aus Russland

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [190,191,192,193,194]

Bei der Kohleversorgung wachsen seitdem die Handelsbeziehungen zu südamerikanischen Ländern (z.B. Kolumbien) sowie zum südlichen Afrika (insbesondere Südafrika). Zur Kompensation der fehlenden Anteile Russlands wurden zudem die Importe aus bereits bestehenden Partnerschaften, wie beispielsweise Australien und den USA, weiter ausgebaut.

Die Veränderungen durch den Ukrainekonflikt führten somit in erster Linie dazu, dass die Handelsbeziehungen zu bereits bestehenden wichtigen Partnern aus Europa und Nordamerika weiter ausgebaut worden sind. Vereinzelt sind aber auch die Handelsbeziehungen mit Ländern aus den Regionen, die bisher keine große Bedeutung für die Energieversorgung hatten, gewachsen. Dies betrifft insbesondere Staaten der Region Südamerika, wie beispielsweise Kolumbien oder Guayana und darüber hinaus auch Südafrika, als wichtigen Vertreter der Region des südlichen Afrikas.

4.2.2.4 Fazit Basiskriterium #2 – Handelsbeziehungen

Die Analyse dieses Basiskriteriums verdeutlicht, dass bislang alle in dieser Studie untersuchten Regionen eine geringe Bedeutung für die Energieversorgung Deutschlands aufweisen, mit Ausnahme von Nordamerika und Europa. Handelsbeziehungen im Energiesektor sind dem-nach mit den entsprechenden Ländern so gut wie nicht etabliert.

Abbildung 92 fasst die wesentlichen Aspekte dazu zusammen.

Das südliche Afrika und Südostasien weisen in dieser Hinsicht die geringsten ausgeprägten Merkmale auf. Zumindest im Fall des südlichen Afrikas bestehen derzeit noch laufende Beziehungen mit Südafrika bei der Kohleversorgung. In Südostasien gibt es derzeit keine nennenswerten aktiven Energiehandelsbeziehungen zu einem der betrachteten Länder bei den untersuchten Energieträgern.

Auch in den Regionen Südamerika, Nordafrika und Ozeanien waren die Handelsbeziehungen im Bereich der Energieversorgung mit Deutschland bisher eher begrenzt. In Südamerika konnte lediglich Kolumbien eine gewisse Bedeutung in der Kohleversorgung vorweisen. Selbiges gilt für Australien als Vertreter Ozeaniens. In Nordafrika war zumindest Libyen bei der Ölversorgung ein bedeutender Partner Deutschlands in der Vergangenheit.

Angesichts dieser bisher sehr begrenzten Beziehungen zu Regionen, die für die regenerative Energieerzeugung an Bedeutung gewinnen, wird in Zukunft sowohl ein erheblicher diplomatischer als auch wirtschaftlicher Einsatz Deutschlands erforderlich sein, um potentielle Energiepartnerschaften mit diesen Ländern zu etablieren.

Aus diplomatischer Sicht werden Aspekte wie Freihandelsabkommen und Entwicklungshilfe in diesem Zusammenhang von großer Bedeutung sein, um eine vertrauensvolle wirtschaftliche Grundlage für zukünftige Energiepartnerschaften zu schaffen. Auf wirtschaftlicher Ebene werden Logistikketten entwickelt, Infrastrukturen aufgebaut und neue Handelsrouten etabliert werden müssen. Dies erfordert in jedem Fall erhebliche Investitionen.

Die Erschließung neuer Handelsbeziehungen im Energiesektor wird somit mit den meisten der hier betrachteten Regionen eine komplexe und langfristige Aufgabe sein.

4.2.3 Basiskriterium #3 – Pilotprojekt Hot-Spots

Die Untersuchungen dieses Basiskriteriums zeigen, welche Länder in den jeweiligen Regionen bereits konkrete Projekte für die Erzeugung chemischer Energieträger aus regenerativen Quellen vorweisen können. Das folgende Kapitel gibt einen Überblick zur Vorgehensweise.

Abb.92 | Zusammenfassung der bisherigen Handelsbeziehungen relevanter Regionen mit Deutschland beim Thema Energie

Region	Ausprägung bisheriger Energieimportbeziehungen[1)]	Hauptpartner der Region	Importierter Energieträger (Main) aus der Gesamtregion	Weitere Partner aus der Region
Nordamerika	++ Stark	USA	Erdöl, Kohle	Kanada
Südamerika	− Begrenzt	Kolumbien	Erdöl, Kohle	Brasilien, Argentinien, NEU: Guyana
Nordafrika	− Begrenzt	Libyen	Erdöl	AlgerienT, unesien, Ägypten
Südliches Afrika	−− Nahezu nicht vorhanden	Südafrika	Kohle	-
Ozeanien	− Begrenzt	Australien	Kohle-	
Südost-Asien	−− Nahezu nicht vorhanden	Früher: Indonesien	Früher: Kohle	-
Europa	++ Stark	UK	Erdöl, Erdgas, Kohle	Norwegen, Frankreich, Spanien

Wachsende Handelsbeziehungen

1) Punktesystem-Methodik basierend auf aktueller Importzusammensetzung zur Bewertung angewandt: Punktevergabe erfolgt basierend auf der Bedeutung der jeweiligen Länder in der aktuellen Importzusammensetzung für wichtige Energieträger

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [187,188,189,190,191,192]

4.2.3.1 Vorgehensweise / Methodik

Für jedes zu betrachtende Land wird die Gesamtanzahl an Projekten und deren Status erfasst. Die Recherche erfolgt dabei in jedem Land energieträgerspezifisch. Auch in dieser Untersuchung liegt der Fokus auf den chemischen Energieträgeroptionen, die in AP 2 (siehe Kapitel 3.1) beschrieben worden sind.

Beim Projektstatus wird unterschieden in Machbarkeitsstudien, Planungsvorhaben, Pilotanlagen und Großindustrieanlagen. Jeder dieser Statuswerte erhält eine entsprechende Wertigkeit, um Unterschiede im Fortschritt der Aktivitäten einzelner Länder in die Bewertung einfließen zu lassen.

Auch in diesem Basiskriterium wird ein Bewertungssystem angewandt. Die Bewertung eines Landes ergibt sich dabei aus der ermittelten Gesamtanzahl an Projekten und deren dazugehöriger Wertigkeit aufgrund des Projektstatus.

Die folgende Recherche garantiert keine vollständige Abdeckung aller laufenden oder geplanten Projekte und soll lediglich eine Momentaufnahme der Ankündigungen zum Zeitpunkt der Studienerstellung darstellen. Dennoch bieten sie einen wertvollen Einblick in den Stand der Bemühungen jedes Landes im Hinblick auf die Transformation der Energieversorgung.

In diesem Bericht werden die Gesamtergebnisse zu dem Sachverhalt wieder zusammenfassend beschrieben. Für eine detailliertere und regionenspezifische Analyse, einschließlich einer Aufschlüsselung der Projekte nach Art der chemischen Energieträger, wird auf den Anhang „AP 3“ verwiesen.

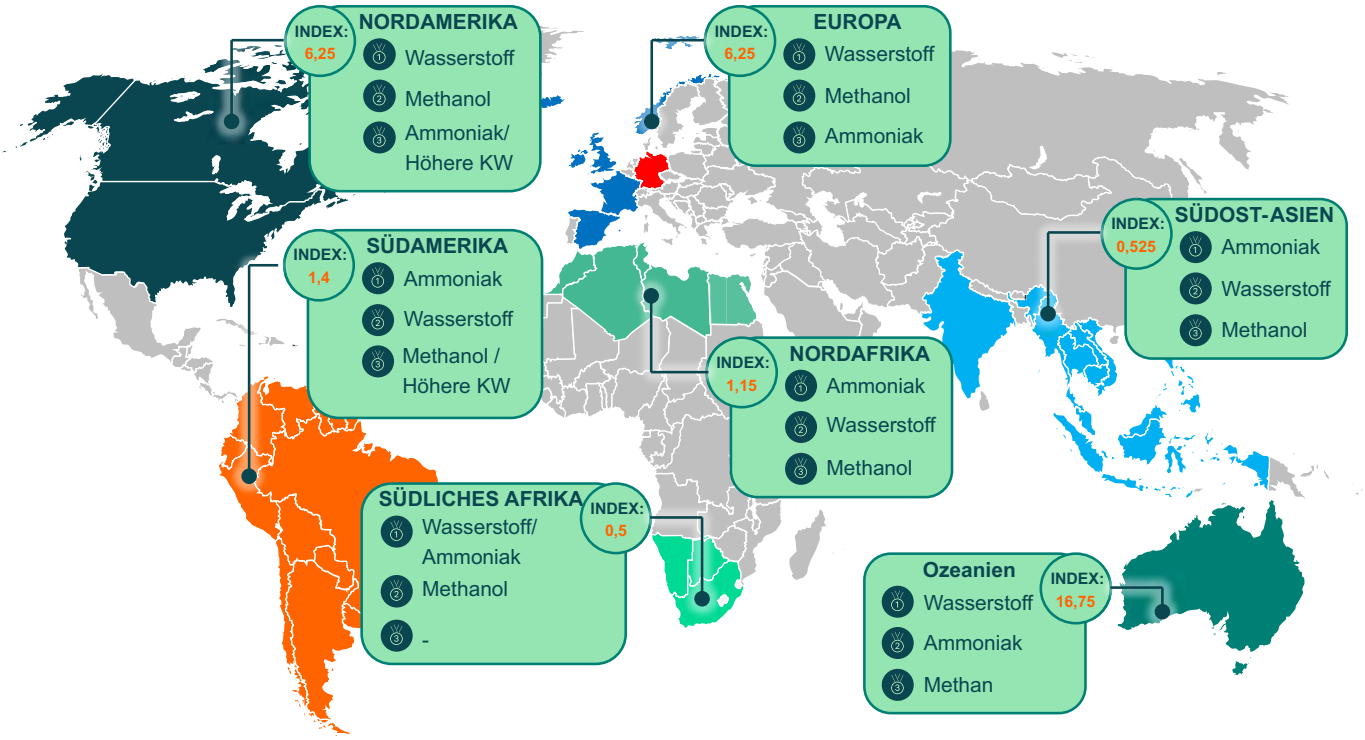
4.2.3.2 Fazit Basiskriterium #3 – Pilotprojekt Hot-Spots

Die regionale Verteilung der aktuellen Bemühungen zur Herstellung regenerativer chemischer Energieträger ist in **Abbildung 93** veranschaulicht, wobei für jede Region ein spezifischer Index angegeben wird. Dieser reflektiert die Anzahl der erfassten Projekte in der Region, wobei deren Status als Gewichtungsfaktor berücksichtigt wurde. Die daraus berechnete regionale Gesamtpunktzahl wird auf die Länderanzahl einer Region normiert. Dies soll einen gerechten Vergleich zwischen Regionen ermöglichen, zu denen unterschiedlich viele Länder angehören. Ein hoher Indexwert spiegelt dabei umfangreiche Aktivitäten im Bereich der Erzeugung von chemischen Energieträgern aus regenerativen Quellen wider.

Demnach sind derzeit die meisten Projekte in Australien (Region Ozeanien) zu finden, gefolgt von Europa und Nordamerika, was auch auf die wirtschaftliche Stärke und die fortgeschrittene Energieinfrastruktur in diesen Regionen zurückzuführen ist. Viele der Projekte dienen dazu, Erfahrungswerte zu sammeln und eine Erprobung im kleinen Maßstab zu realisieren, bevor eine Skalierung in potentielle Partnerregionen vorgenommen wird. Bei wirtschaftlich weniger entwickelten Regionen gelten Südamerika und Nordafrika derzeit als Hot-Spots.

Hingegen verzeichnen das südliche Afrika und Südostasien aktuell vergleichsweise geringe Aktivitäten in diesem Bereich, was größtenteils auf wirtschaftliche und infrastrukturelle Herausforderungen zurückzuführen ist sowie mangelnde Handlungsanreize.

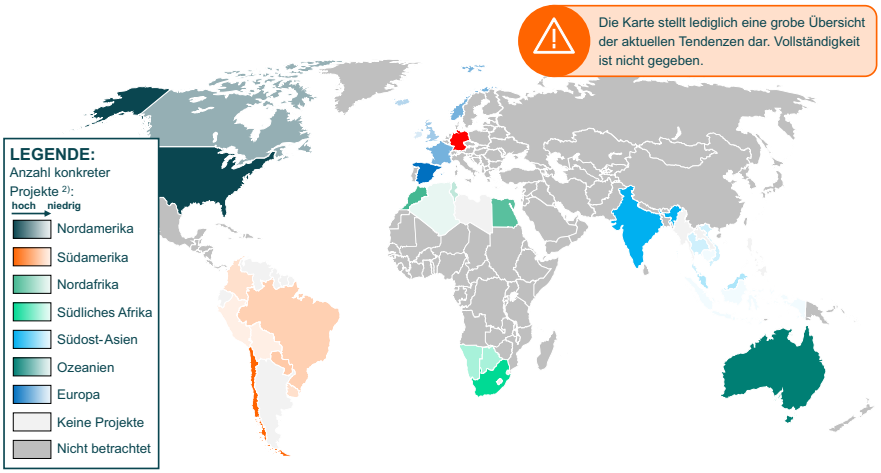
Abb.93 | Pilotprojektindex und Fokus-Energieträger der Regionen



Quelle: Eigene Darstellung

Abb.94 | Liste der führenden Länder bezüglich Pilotprojekte

Pilotregion Rang	Region	Führende Länder 1)	Durchschnittliche Projektphase
#1	Ozeanien	Australien	Planung
#2	Nord-amerika	USA	Planung
	Europa	Spanien	Planung
#3	Süd-amerika	Chile	Planung
#4	Nordafrika	Marokko	Machbarkeits-studie
#5	Südost-Asien	Indien	Planung
#6	Südliches Afrika	Südafrika	Planung



1) Gemessen an der Anzahl und der Phase der recherchierten Projekte und nicht der prognostizierten Erzeugungskapazitäten

2) Betrachtet wurden nur Projekte, die konkret angekündigt wurden oder bereits in Betrieb sind. Roadmaps, Strategien oder das Bestreben zukünftig in die Erzeugung von reg. Energieträgern aktiv zu werden, sind nicht in die Darstellung eingeflossen.

Quelle: Eigene Darstellung

Regionale Unterschiede sind auch hinsichtlich des Fokusenergieträgers erkennbar. Während in wirtschaftlich stärker entwickelten Regionen wie Europa und Nordamerika der Fokus auf der reinen Wasserstofferzeugung liegt, um diesen primär auch für die Deckung des eigenen Energiebedarfs zu nutzen, konzentrieren sich wirtschaftlich weniger entwickelte Regionen eher auf Ammoniak, um die Transportfähigkeit zu erhöhen und somit Energieexporte zu realisieren.

In jeder betrachteten Region gibt es Länder, die als Vorreiter gelten und eine Vielzahl fortschrittlicher Projekte in diesem Bereich aufweisen können (siehe **Abbildung 94**). Dies betrifft beispielsweise Australien in Ozeanien, die USA und Spanien in Nordamerika und Europa, Chile in Südamerika, Marokko in Nordafrika und Indien in Südostasien.

Die Umstellung von fossiler- auf erneuerbare Energie zeigt, dass einzelne Länder bestrebt sind, eine neue Rolle in der globalen Energieversorgung einzunehmen. Deutlich wird dieser Aspekt beispielweise nun an Marokko. Das Land war in der Vergangenheit eher Energieimporteur, das einen großen Teil seines Energiebedarfs durch Importe gedeckt hat [195]. Mit der zunehmenden Bedeutung erneuerbarer Energieträger wächst jedoch der Wunsch, auf globaler Ebene als Energieerzeuger präsent zu werden und dafür das heimische Erzeugungspotential zu nutzen. Dies spiegelt sich in der Vielzahl an Pilotprojekten in dem Land wider.

Trotz dieser Aktivitäten hat keines der untersuchten Länder bisher eine großindustrielle Produktion etabliert. Die meisten Projekte befinden sich nach wie vor in Planungs- oder Pilotphasen, welche erst in den kommenden Jahren abgeschlossen sein werden. Die Transformation von der Pilotphase zur großindustriellen Umsetzung ist derzeit aufgrund des Wettbewerbs mit kostengünstigeren fossilen Energielösungen immer noch anspruchsvoll.

Abb.95 | Beispielprojekte mit der Beteiligung deutscher Unternehmen

	Brasilien	Frankreich	Marokko	Tunesien	Chile
Ziel-Hauptprodukt	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	Höherwertige KW
Phase	Planung	Pilotanlage	Pilotanlage	Planung	Pilotanlage
Zielproduktion	10.000 t /a	317 t/a	n/a	100 t/a	130.000 l/a
Beteiligte Unternehmen	**Deutsche Unternehmen:** • Thyssenkrupp Uhde	**Deutsche Unternehmen:** • MAN Energies Solutions	**Deutsche Unternehmen:** • Fraunhofer IGB • Fraunhofer IMWS	**Deutsche Unternehmen:** • FEV GmbH • DLR • Fraunhofer Institut • BSE-Methanol • TU Hamburg • TSK-Flagsol • Bilfinger SE	**Deutsche Unternehmen:** • Siemens Energy • Porsche AG
	Sonstige: • Unigel • Casa dos Vento	**Sonstige:** • Suez Eau France • EGIS Eau • Storengy	**Sonstige:** • Green Energy Park Morroco	**Sonstige:** • Diwan	**Sonstige:** • Exxon Mobil • ENAP u. a.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [104, 196, 197, 198, 199]

Deutsche Unternehmen haben dabei in vielen der derzeit laufenden Projekte bereits eine zentrale Rolle bei der technischen Konzeptionierung eingenommen (**Abbildung 95**).

4.2.4 Basiskriterium #4 – Natürliches Erzeugungspotential

Die nächsten Kapitel thematisieren das natürliche Potential der betrachteten Länder für die Erzeugung regenerativer Energie durch Solar- und Windkraft. Im Folgenden wird zunächst ein Überblick zur Vorgehensweise gegeben.

4.2.4.1 Vorgehen / Methodik

Die Bewertung erfolgt anhand verschiedener Kennwerte, die aus dem Global Solar Atlas für Solarenergie und dem Global Wind Atlas für Windenergie abgeleitet werden.

Für die Bewertung der Windenergie wird der mittlere Windenergieertrag pro Fläche in den 10% windstärksten Regionen eines Landes herangezogen (W/m²). Bei der Solarenergie wird der durchschnittliche spezifische Solarertrag pro installiertem Kilowattpeak (kWh/kWp) verwendet.

Das Bewertungssystem für diese Kategorie beruht auf dem prozentualen Unterschied der angegebenen Indikatoren im Vergleich zu den geltenden deutschen Referenzwerten.

Dieser Bericht fasst die Gesamtergebnisse zusammen. Für eine regionenspezifische Auswertung, einschließlich der Darstellung des Wind- und Solarpotentials einzelner Länder, ist Anhang „AP 3“ heranzuziehen.

4.2.4.2 Fazit Basiskriterium #4 – Natürliches Erzeugungspotential

In Bezug auf das natürliche Erzeugungspotential für Wind- und Solarenergie zeigen alle betrachteten Regionen und deren Länder grundsätzlich erhebliche Vorteile gegenüber Deutschland. Die Top-Länder der einzelnen Regionen, die ein besonders gutes Erzeugungspotential für Wind- und Solarenergie vorweisen, sind in **Abbildung 96** dargestellt.

Demnach weist in Nordamerika die USA das beste natürliche Potential auf, insbesondere in der Windenergieausbeute, die im Vergleich zu Deutschland deutlich vorteilhafter ausfällt. In Südamerika gilt selbiges für Chile. In Nordafrika verzeichnet Marokko das größte Erzeugungspotential, wobei die erzielbare Solarenergieausbeute hier den größten Mehrwert bietet.

Im südlichen Afrika weist Lesotho die größten Vorteile im natürlichen Erzeugungspotential auf, sowohl bei der Wind- als auch Solarenergie. In Südost-Asien können die Philippinen und Indien als vielversprechendste Standorte identifiziert werden, wobei die Philippinen sogar in beiden betrachteten Energiequellen Vorteile gegenüber den in Deutschland vorherrschenden Bedingungen vorweisen können. Der Solarenergieertrag ist dort allerdings nur geringfügig besser.

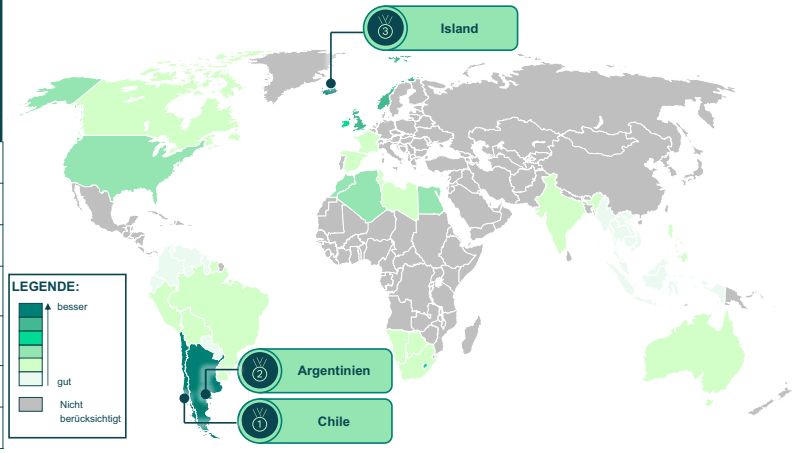
Sowohl bei den identifizierten Spitzenländern in Europa als auch in Ozeanien lässt sich lediglich für eine der untersuchten Energiequellen eine signifikante Steigerung der erwarteten Energieausbeute feststellen.

Insgesamt gelten Island, Chile und Argentinien im untersuchten Länderportfolio als vielversprechendste Standorte für die Windenergieausbeute. Im Bereich der Solarenergieerzeugung trifft dasselbe auf Marokko zu.

Somit gilt, dass weltweit viele Standortoptionen existieren, die ein besseres natürliches Potential für die Erzeugung von Wind- und Solarenergie haben. Diese können somit eine wirtschaftlich effizientere Produktion von chemischen Energieträgern ermöglichen. Island, Chile, Argentinien, Marokko oder die USA sind dabei besonders vielversprechende Beispielstandorte für dieses Basiskriterium. Zu berücksichtigen ist allerdings, dass auch andere Industrienationen nach geeigneten Energiepartnern suchen und somit ein gewisser Wettbewerb

Abb.96 | Top-Länder in den einzelnen Regionen bezüglich des natürlichen Erzeugungspotentials für regenerative Energie

Region	Best Performance Länder	Leistungsdichte Wind im Vergleich zu DE 1)	Spezifischer Ertrag Solar im Vergleich zu DE 2)
Nordamerika	USA	+67%	+29%
Südamerika	Chile	+189%	+69%
Nordafrika	Marokko	+11%	+74%
Südliches Afrika	Lesotho	+57%	+66%
Südost-Asien	Philippinen Indien	+3% -47%	+24% +43%
Ozeanien	Australien	-22%	+48%
Europa	Island	+258%	n/a



1) Verwendete Daten; Leistungsdichte (W/m²) in den 10 % windigsten Regionen des Landes.
2) Verwendete Daten: Spezifischer PV Ertrag (kWh/kWp) in den jeweiligen Ländern. Mittelwert der angegeben min. / max. Range zur Beurteilung genutzt.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [200, 201]

um die Energiepartnerschaften mit diesen Ländern nicht ausgeschlossen werden kann.

4.3 Potential Heatmap der betrachteten Regionen

Die folgenden Kapitel fassen das Potential der betrachteten Länder für eine zukünftige Energiepartnerschaft mit Deutschland zusammen. Diese Einschätzung basiert auf den individuellen Bewertungen der untersuchten Basiskriterien. Im Folgenden wird die genaue Methodik erläutert.

4.3.1 Vorgehen / Methodik

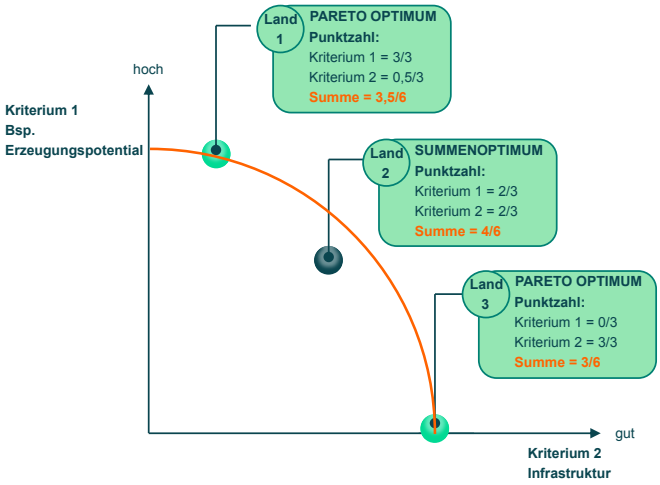
Zwei Auswertungskonzepte werden für die finale Potentialbewertung herangezogen, um eine Auswahl an vielversprechenden Ländern identifizieren zu können:

Das erste Auswertungskonzept berücksichtigt die erzielte Gesamtpunktzahl der Länder, bei der die Einzelbewertungen in den verschiedenen Basiskriterien summiert werden. Dieses Konzept schließt allerdings Länder aus, die in den meisten Kriterien nur mäßige Ergebnisse erzielen und dafür aber in mindestens einem Kriterium herausragende Eigenschaften vorweisen können. Aus diesem Grund wird ein weiteres Auswertungskonzept mitberücksichtigt.

Das zweite Auswertungskonzept basiert auf der Pareto-Optima-Definition, die besagt, dass eine Option dann optimal ist, wenn kein anderer Entwurf existiert, der in allen Kriterien besser abschneidet [202]. Somit gelten Länder nach dieser Definition ebenfalls als optimal, sobald diese in mindestens einem Basiskriterium eine Maximalpunktzahl erreichen.

Eine Veranschaulichung des beschriebenen Effekts, der für die Bestimmung verschiedener Optima genutzt wird, zeigt **Abbildung 97**.

Abb.97 | Beispiele für verschiedene Optimaldefinitionen



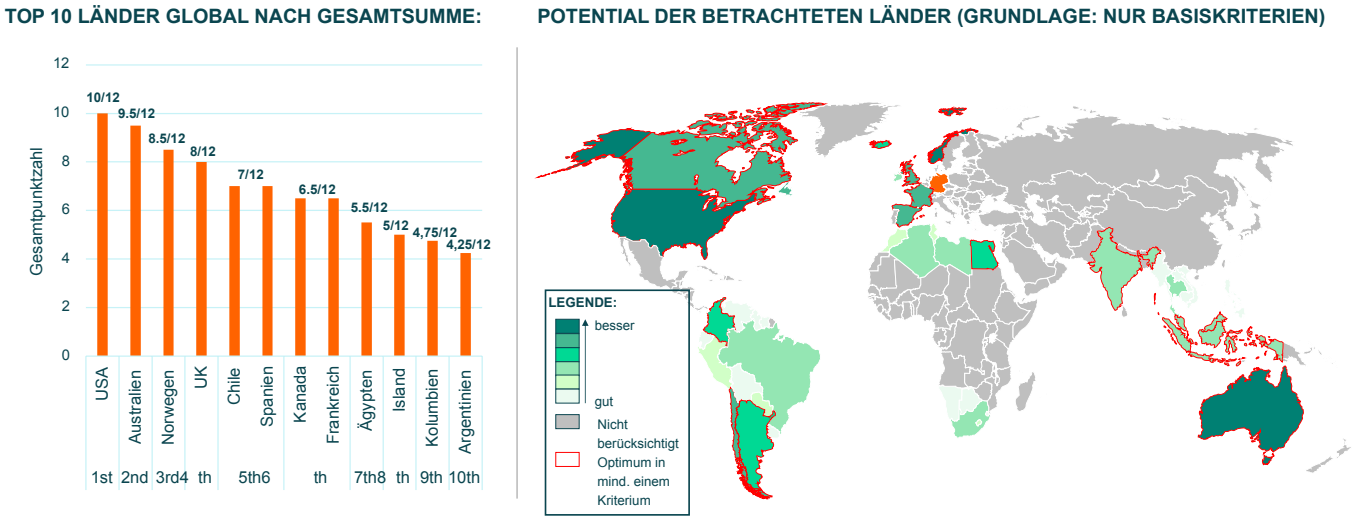
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [202]

Das nachfolgende Kapitel fasst die Ergebnisse zusammen. Detaillierte regionenspezifische Auswertungen sind dem Anhang „AP 3“ zu entnehmen.

4.3.2 Identifikation von Top-Partnern nach Basiskriterien

Abbildung 98 liefert eine umfassende Zusammenfassung der identifizierten Top-10-Länder nach Gesamtpunktzahl und zeigt die resultierende Heatmap, die das ermittelte Potential aller betrachteten Länder ausweist. Pareto-Optima-Länder, die in mindestens einer Kategorie die Höchstpunktzahl erreicht haben und dadurch ebenfalls vielversprechende Kandidaten sein könnten, sind in dieser Heatmap durch rote Konturen hervorgehoben.

Abb.98 | Übersicht der Top-Kandidaten für eine Energiepartnerschaft nach Basiskriterien



Quelle: Eigene Darstellung

Somit gelten nach dem Auswertungsverfahren der maximal erzielten Gesamtpunktzahl aktuell die USA, Australien und Norwegen als die drei vielversprechendsten Kandidaten für eine potentielle Energiepartnerschaft mit Deutschland. Die USA und Australien erzielen in nahezu allen Kategorien Höchstpunktzahlen, wobei Norwegen insbesondere von seinen umfangreichen Handelsbeziehungen zu Deutschland und der Anzahl an Pilotprojekten profitiert. Abhängig davon, welche Energieträger aus Norwegen allerdings importiert werden würden, könnte ein umfangreicher Infrastrukturausbau erforderlich werden, da die Untersuchungen des ersten Basiskriteriums gezeigt haben, dass die bestehende Infrastruktur derzeit hauptsächlich auf höherwertige Kohlenwasserstoffe und Methan ausgerichtet ist.

Weitere europäische Länder, die in den Top 10 nach Gesamtpunktzahl vertreten sind, profitieren in der Bewertung im Wesentlichen von ihrer Vorreiterstellung als Pilotprojekt-Hotspots und ihrer bestehenden Energieexportinfrastruktur. Die Erzeugungsbedingungen sind im globalen Vergleich nicht immer optimal.

Auch Chile und Kolumbien gehören als einzige Vertreter der Region Südamerikas zur Top 10, wobei Chile insbesondere von seinem konkurrenzlosen Erzeugungspotential für regenerative Energie und seinem Status als Pilotprojekt-Hotspot profitiert. Kolumbien zeichnet sich insbesondere durch eine gut ausgebaute Exportinfrastruktur in der Region sowie vorhandene Handelsbeziehungen zu Deutschland im Bereich Energie aus.

Ägypten ist der einzige Vertreter Nordafrikas in den Top 10. Sowohl die Exportinfrastruktur als auch der fortgeschrittene Pilotprojektstatus sind wesentliche Vorteile dieses Landes.

Südostasiatische- oder südafrikanische Länder sind kein Bestandteil der Top-10-Auswahl, da hier die Eigenschaften in den betrachteten Basiskriterien insgesamt am geringsten ausgeprägt sind. Die wesentlichen Nachteile dieser Länder in der Bewertung sind insbesondere die begrenzte Exportinfrastruktur, die geringen Energiehandelsbeziehungen mit Deutschland und das weniger stark ausgeprägte natürliche Potential für die Erzeugung regenerativer Energie.

Die Berücksichtigung des zweiten Auswertungsverfahrens, welches auf der Pareto-Definition basiert, führt zu einer breiteren Diversifizierung der möglichen Top-Länder für Energiepartnerschaften. So gilt beispielsweise Argentinien als weiterer vielversprechender Vertreter der Region Südamerika, da das Land ein hervorragendes natürliches Erzeugungspotential für regenerative Energie besitzt. Allerdings ist Argentiniens Exportinfrastruktur für Energie im Vergleich zu anderen Staaten derzeit noch unterentwickelt, da kaum Aktivitäten im Energieexport festgestellt werden können. Darüber hinaus sind die bisherigen Handelsbeziehungen mit Deutschland beim Thema Energie vergleichsweise schwach ausgeprägt und auch die Aktivitäten im Bereich Pilotprojektausbau sind bisher auf einem niedrigen Niveau.

Als weitere Pareto-Optima gelten nun auch Länder aus Südost-Asien, wie Indonesien und Malaysia. Beide Länder verfügen über eine umfangreiche Exportinfrastruktur für Energieträger. Allerdings fehlen bisher Handelsbeziehungen im Energiesektor mit Deutschland, und der Vorteil im natürlichen Erzeugungspotential ist im globalen Vergleich geringer ausgeprägt. Der Transformationsprozess zur regenerativen Energieerzeugung ist in diesen Ländern ebenfalls noch nicht weit fortgeschritten, da nur wenige Pilotprojekte existieren.

Indien gilt nach diesem Auswertungsverfahren ebenfalls als ein potentielles Top-Land der Region. Besonders gut ausgeprägte Eigenschaften sind die umfangreichen Aktivitäten im Transformationsprozess zur regenerativen Energieerzeugung. Dennoch war Indien bisher eher ein Energieimporteur [203] und verfügt über eine begrenzte Exportinfrastruktur für Energieträger. Die Handelsbeziehungen im Energiesektor mit Deutschland sind somit bisher kaum ausgeprägt.

Die Region des südlichen Afrikas kann hingegen auch nach diesem Auswertungsverfahren keine herausragenden Länder vorweisen. Diese Region gilt somit im Vergleich als weniger attraktiver Standort für potentielle Energiepartnerschaften. Wesentliche Nachteile sind die geringe Verfügbarkeit entsprechender Exportinfrastruktur, begrenzte Handelsbeziehungen im Energiesektor und vergleichsweise wenige Aktivitäten im Pilotprojektausbau.

Diese Ergebnisse stellen eine vorläufige Auswahl dar und sollten als Ausgangspunkt für tiefere Analysen und Bewertungen verstanden werden. Bei der endgültigen Auswahl der Energiepartner für Deutschland müssen weitere Aspekte und Faktoren berücksichtigt werden, um die langfristige Eignung und Rentabilität solcher Partnerschaften sicherzustellen. Der Einfluss möglicher Zusatzfaktoren auf die Auswahl wird deshalb im nächsten Kapitel untersucht.

Tabelle 11 | Herangezogene Kennwerte für die Zusatzfaktoren

Zusatzfaktor	Kennwert	Anmerkung
Politische Stabilität	OECD World Governance Indicators (Political Stability)	Misst die Wahrnehmung der Wahrscheinlichkeit von politischer Instabilität und / oder politisch motivierter Gewalt, einschließlich Terrorismus
Regionale Kostenfaktoren	Durchschnittliches Jahreseinkommen	Dient als Indikator, um Kostentendenzen abzuschätzen, da Arbeitslohnkosten, Flächenkosten, Nebenkosten etc. sich darin widerspiegeln
Ökologische Aspekte	Yale Environmental Performance Index (EPI)	Der EPI bewertet 180 Länder in Bezug auf den Klimawandel, die Gesundheit ihrer Umwelt und die Vitalität ihrer Ökosysteme.

Quelle: [204,205,206]

4.3.3 Identifikation von Top-Partnern unter Berücksichtigung von Zusatzfaktoren

Das folgende Kapitel zeigt, wie sich die identifizierte Top-Auswahl auf Grundlage der Basiskriterien verändert, wenn weitere Zusatzfaktoren, wie die politische Stabilität-, regionale Kostenfaktoren- und ökologische Aspekte der Länder berücksichtigt werden. Tabelle 11 zeigt, welche Kennwerte für die Bewertung der verschiedenen Zusatzfaktoren herangezogen wurden.

Die Auswertung des Einflusses dieser Faktoren zeigt, dass nur geringe Veränderungen bei der bereits identifizierten Länderauswahl festgestellt werden können, die sich aus der erreichten Gesamtpunktzahl ergibt (**Abbildung 99**). Lediglich Veränderungen in den ausgewiesenen Platzierungen sind festzustellen.

Australien erreicht beispielsweise eine bessere Platzierung, aufgrund der positiven Eigenschaften in den Kategorien politische Stabilität und Umgang mit ökologischen Aspekten.

Die USA verschlechtern sich hingegen in der Bewertung durch die Betrachtung der Zusatzfaktoren, aufgrund ihrer unvorteilhaften Ergebnisse bei der politischen Stabilität und den Kosten.

Ein weiteres nennenswertes Beispiel ist Chile als Vertreter der südamerikanischen Region, das insgesamt eine Verschlechterung in der Gesamtplatzierung innerhalb der ausgewiesenen Top 10 erreicht, da in allen betrachteten Zusatzfaktoren eher nachteilige Eigenschaften festgestellt werden können.

Dasselbe gilt für Ägypten als vielversprechendsten Vertreter Nordafrikas, welcher jedoch zumindest in der Kategorie Kostenfaktoren positive Ergebnisse verzeichnen kann.

Trotz dieser Veränderungen bleibt die zuvor identifizierte Top-Auswahl weitgehend stabil. Die Bestimmung der Top-Auswahl über die Basiskriterien gilt demnach bereits als gute Näherung.

Unter Berücksichtigung des zweiten Auswertungsverfahren sind allerdings einige weitere potentielle Kandidaten als

Abb. 99 | Einfluss der Zusatzfaktoren auf die bisherige Top-Auswahl

TOP 10 LÄNDER GLOBAL NACH GESAMTSUMME:

Platz	Land	Anmerkung
1	Australien	+1 Platzierung
2	USA	-1 Platzierung
3	Norwegen	-
4	UK	-
5	Kanada	+1 Platzierung
6	Spanien	-1 Platzierung
7	Island	+1 Platzierung
8	Frankreich	-2 Platzierungen
9	Chile	-4 Platzierungen
10	Ägypten	-3 Platzierungen

OPTIMALLÄNDER NACH PARETODEFINITION:

Nach:	Land
Basiskriterien	Indonesien
	Malaysia
	Ägypten
	Kolumbien
	Norwegen
	UK
	USA
	Kanada
	Australien
	Spanien
	Chile
	Frankreich
	Argentinien
	Island
	Indien
NEU: Durch Zusatzfaktoren	Singapur
	Lesotho
	Kambodscha
	Myanmar

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 100 | Potentielle Ausschlusskriterien ausgewählter Beispiele der Top-Auswahl

Optimaldefinition	Region	Land	Beispiel für potenzielle Risikofaktoren / Ausschlusskriterien
Nach Gesamtsumme Basiskriterien	Nordamerika	USA	Bisher selbst überwiegend Energieimporteur
	Europa	UK	Bisher selbst überwiegend Energieimporteur
		Spanien	Bisher selbst überwiegend Energieimporteur
		Frankreich	Bisher selbst überwiegend Energieimporteur
		Island	Bisher selbst überwiegend Energieimporteur
	Südamerika	Chile	Bisher selbst überwiegend Energieimporteur
	Nordafrika	Ägypten	Bisher selbst überwiegend Energieimporteur
Nach Pareto Basiskriterien	Südost-Asien	Malaysia	Bisher selbst überwiegend Energieimporteur
		Indien	Bisher selbst überwiegend Energieimporteur
Nach Pareto inkl. Zusatzfaktoren	Südost-Asien	Singapur	Bisher selbst überwiegend Energieimporteur; Flächenknappheit
		Kambodscha	Bisher selbst überwiegend Energieimporteur; Flächenknappheit
	Südliches Afrika	Lesotho	Bisher selbst überwiegend Energieimporteur; Flächenknappheit; Keine Küstenlage

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [203]

Pareto-Optima auf der Liste möglicher Energiepartner hinzugekommen. Dies betrifft hauptsächlich Staaten aus den Regionen Südost-Asien und dem südlichen Afrika.

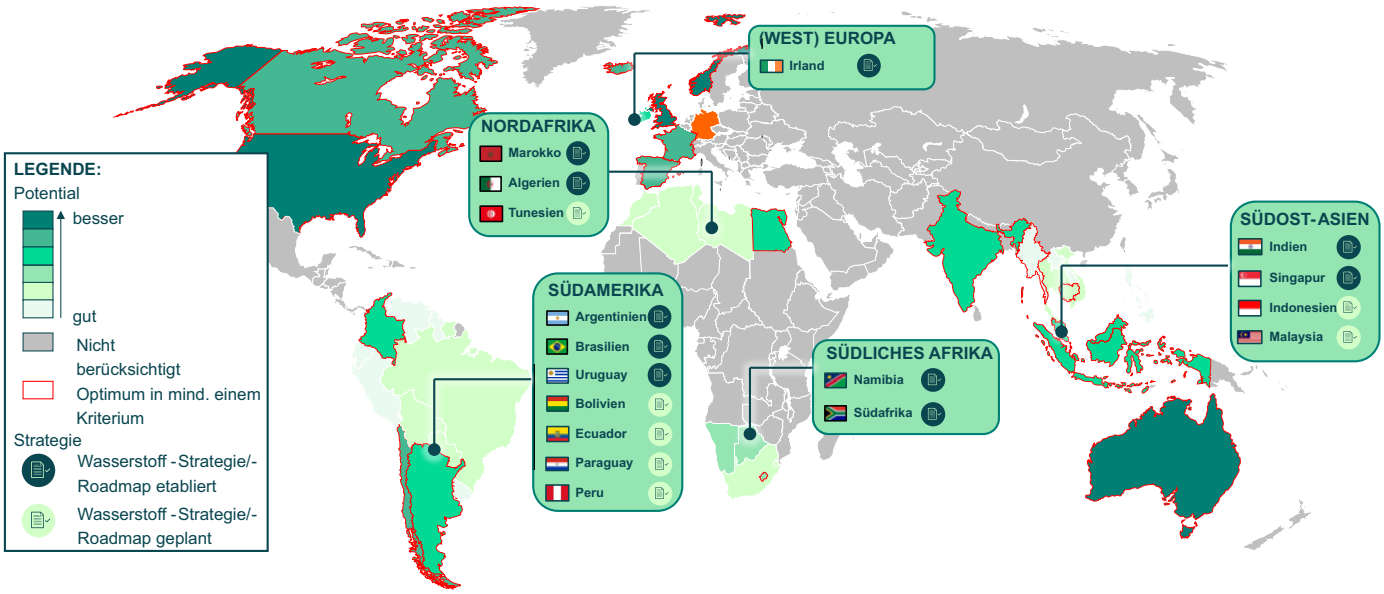
Beispielsweise kann Singapur durch hervorragende Eigenschaften in der politischen Stabilität ein optimales Ergebnis in dieser Kategorie erzielen, da es im globalen Vergleich des dafür betrachteten Kennwerts den ersten Platz einnimmt [205]. Hingegen haben weitere Länder wie Myanmar, Kambodscha und Lesotho aufgrund ihrer Kostenvorteile den Status der Pareto-Optimalität erreicht und sind deshalb Bestandteil der entsprechenden Liste.

Trotz der Berücksichtigung der Zusatzfaktoren gilt weiterhin, dass diese Auswahl als erste Näherung an vielversprechende Kandidaten für potentielle Energiepartnerschaften verstanden werden sollte, die auf einer begrenzten Anzahl von Kriterien basiert. Die finale Bewertung und Auswahl von Energiepartnern ist ein komplexer Prozess und erfordert weiterführende Detailanalysen, die die Einbindung von politischen- und wirtschaftlichen Vertretern der Länder beinhalten muss. Denn für viele der identifizierten Länder können schon nach dieser Basisuntersuchung potentielle Ausschlusskriterien genannt werden, die es weiterführend zu untersuchen gilt. **Abbildung 100** zeigt einige dieser Aspekte an ausgewählten Beispielen.

Demnach sind beispielsweise viele der ausgewiesenen Top-Kandidaten auch eher Energieimporteure in der Vergangenheit gewesen. Somit müssen diese Länder selbst Maßnahmen einleiten, um ihre zukünftige Energieversorgung überhaupt sicherstellen zu können, bevor ein Export von Energie in Erwägung gezogen werden kann. Dies birgt gewisse Risiken in Krisensituationen oder bei geopolitischen Spannungen, da Erzeugnisse von Anlagen, die im Rahmen einer potentiellen Energiepartnerschaft mithilfe von deutschen Investitionen errichtet werden, in solchen Situationen vorrangig für die Deckung des eigenen Eigenbedarfs verwendet werden könnten, anstatt bestehenden Liefervereinbarungen nachzukommen.

Darüber hinaus ist diese Bewertung lediglich als Momentaufnahme zu verstehen. In den untersuchten Regionen existieren viele Länder, die zwar in den betrachteten Kriterien bisher keine guten Eigenschaften vorweisen können, die allerdings das Bestreben besitzen, ihre Rolle in der globalen Energieversorgung zu verändern und auf den Aufbau einer entsprechenden regenerativen Energiewirtschaft hinarbeiten, um ein relevanter Exporteur für regenerative Energieerzeugnisse zu werden und damit ihr oftmals hervorragend ausgeprägtes natürliches Erzeugungspotential für den Aufschwung der eigenen Wirtschaft zu nutzen. Entwicklungsstrategien und Roadmaps für die Etablierung einer regenerativen Wasserstoffwirtschaft werden in dem Zusammenhang von zahlreichen Ländern bereits geplant oder umgesetzt (**Abbildung 101**). Diese Länder gelten deshalb als Kandidaten mit wachsendem Potential.

Abb. 101 | Ländern mit wachsendem Potential (außerhalb der Top 10)



Quelle: Eigene Darstellung

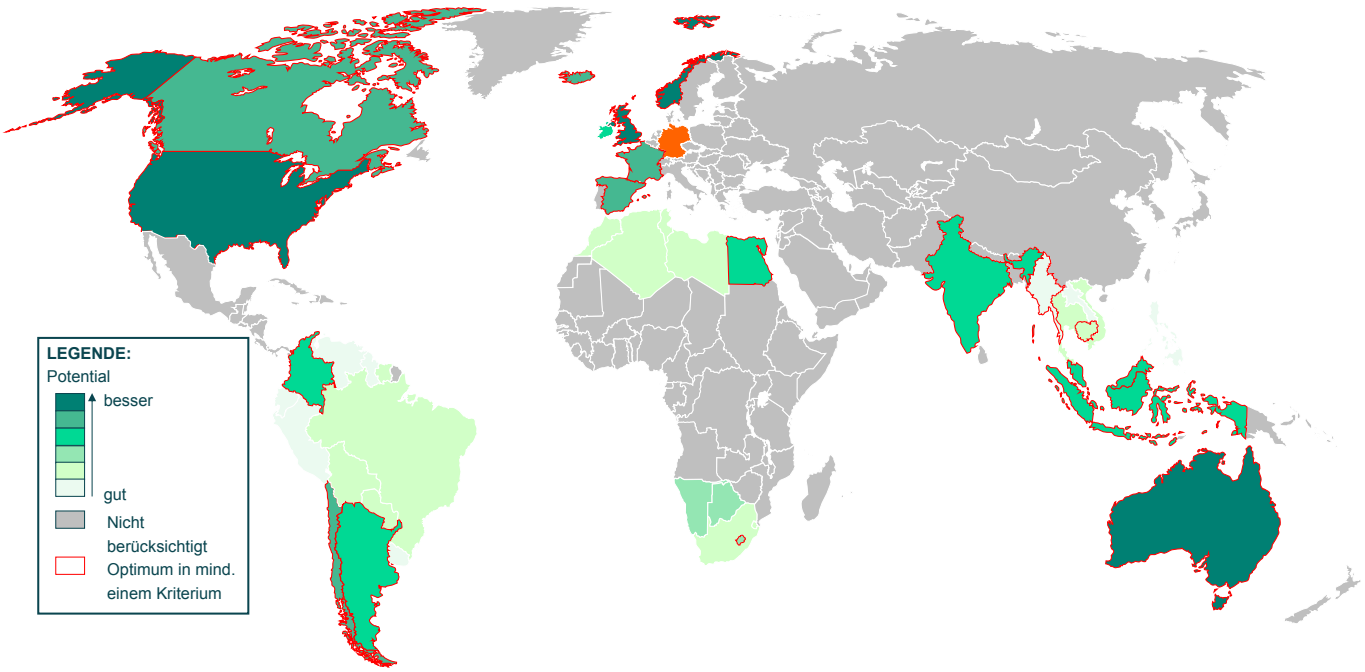
Abbildung 102 zeigt die finale Bewertung des Potentials aller Länder für die Rolle eines künftigen Energiepartners. Die Notwendigkeit der Einbindung mehrerer dieser potentiellen Partner in das zukünftige deutsche Energiehandelsportfolio wird im nachfolgenden Kapitel dargelegt.

4.4 Fazit AP 3

Weltweit eröffnen sich zahlreiche vielversprechende Kooperationsmöglichkeiten in der Energieversorgung für Deutschland mit Ländern, die im Rahmen einer solchen Partnerschaft die Erzeugung von wichtigen Energieträgern übernehmen könnten. Die Ergebnisse dieser Studie bieten bereits eine erste Auswahl an potentiellen Kandidaten für diese Rolle. Das Portfolio für vielversprechenden Optionen ist dabei sehr breit und reicht von wirtschaftlich starken Industrienationen wie Australien, den USA und Norwegen bis hin zu bisher wirtschaftlich schwächer entwickelten Ländern, die gemäß der OECD-Definition als „lower-middle- bis upper-middle income countries" eingestuft werden, darunter Argentinien, Marokko und Ägypten [207].

Die Industrienationen überzeugen dabei überwiegend durch ihre gut entwickelte Bestandsinfrastruktur und bereits um-

Abb. 102 | Finale Potential Heatmap der betrachteten Länder für eine Energiepartnerschaft mit Deutschland (inkl. Basiskriterien und Zusatzfaktoren)



Quelle: Eigene Darstellung

fangreiche Handelsbeziehungen zu Deutschland und weniger durch ein besonders gutes natürliches Potential für die regenerative Energieerzeugung im globalen Vergleich. Im Gegensatz dazu weisen wirtschaftlich schwächer entwickelte Länder tendenziell eher ein ausgeprägteres Potential für die natürliche Energieerzeugung auf. Da jede in Betracht kommende Option somit sowohl Vor- als auch Nachteile vorweisen wird, ist im besten Fall damit nur ein idealer Kompromiss erreichbar. Daher ist wichtig nicht nur die ausgewiesenen Top 10 Kandidaten für die finale Handelsportfoliogestaltung zu berücksichtigen, sondern auch Länder mit wachsendem Potential miteinzubeziehen. Obwohl diese Länder derzeit in der Regel in vielen der betrachteten Kriterien keine idealen Eigenschaften vorweisen können, streben sie danach, ihr oft sehr gut ausgeprägtes natürliches Erzeugungspotential zu nutzen, um eine auf den Export von Energie ausgerichtete Energiewirtschaft aufzubauen und damit ihr Wirtschaftswachstum anzukurbeln. Die Bereitschaft zur Kooperation mit Industrienationen wie Deutschland ist in diesen Ländern hoch und notwendig, um bestehende Defizite in der Bestandsinfrastruktur und im technischen Know-how zu überwinden.

Die in dieser Studie vorgestellten Ergebnisse für die Kandidatenauswahl sollten dabei als vorläufige Auswahl verstanden werden, die lediglich als Ausgangspunkt für tiefgreifendere Analysen und Bewertungen dient. Diese weiterführenden Analysen sollten vor Ort in enger Zusammenarbeit mit der ansässigen Wirtschaft und Vertretern aus der Politik durchgeführt werden, um ein klareres Bild von allen Chancen und Risiken der potentiellen Kandidaten zu erhalten.

Eine grundlegende Frage, die bereits jetzt geklärt werden muss, um die Auswahl der zukünftigen Energiepartner weiter zu konkretisieren, betrifft dabei die Motivation der Top-Energieexportkandidaten, ein so wertvolles und seltenes Gut wie nachhaltige Energieträger zu exportieren, obwohl sie selbst oft Energieimporteure sind.

Ebenfalls wichtig ist die Frage, was Deutschland in Zukunft im Tausch gegen nachhaltige Energie anbieten wird? Heute sind es Produkte aus Maschinenbau, Automobilindustrie, Chemieindustrie und Anlagenbau – also aus dem energieintensiven industriellen Kern Deutschlands, der seine Investitionen derzeit ins Ausland verlagert.

Die Beantwortung dieser Fragen ist essentiell, um eine umfassende Strategie für zukünftige Energiepartnerschaften entwickeln zu können.

5. AP 4 Options- und Anwendungsanalyse des Handelsportfolios

Dieses Arbeitspaket verdeutlicht die Relevanz der Diversifizierung des Handelsportfolios für den Import erneuerbarer Energien, um eine robuste Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Im nächsten Abschnitt wird zunächst die generelle Vorgehensweise erläutert.

5.1 Vorgehensweise / Methodik

Abbildung 103 gibt einen Überblick zur allgemeinen Vorgehensweise dieses Arbeitspakets.

Demnach werden zunächst im Rahmen einer Optionsanalyse die Vor- und Nachteile verschiedener Importkonzepte für Energie untersucht und die unterschiedlichen Vorgehensweisen beschrieben, um ein möglichst diversifiziertes Handelsportfolio zu erzeugen.

In der abschließenden Anwendungsanalyse wird der potentielle Mehrwert durch den Import erneuerbarer Energien in einem Schlüsselanwendungsbereich, der derzeit maßgeblichen Einfluss auf den Importbedarf hat, näher untersucht und konkretisiert. Im Fokus steht dabei das CO2-Minderungspotential bis 2045.

5.2 Optionsanalyse

Ein diversifiziertes Handelsportfolio ist essenziell für die Versorgungssicherheit mit Energieimporten. Sowohl die Diversifizierung der Energiepartner als auch der Importprodukte ist dabei wichtig. Im Folgenden werden die Vor- und Nachteile verschiedener Ansätze und Optionen für die Diversifizierung des Energiehandelsportfolios erörtert.

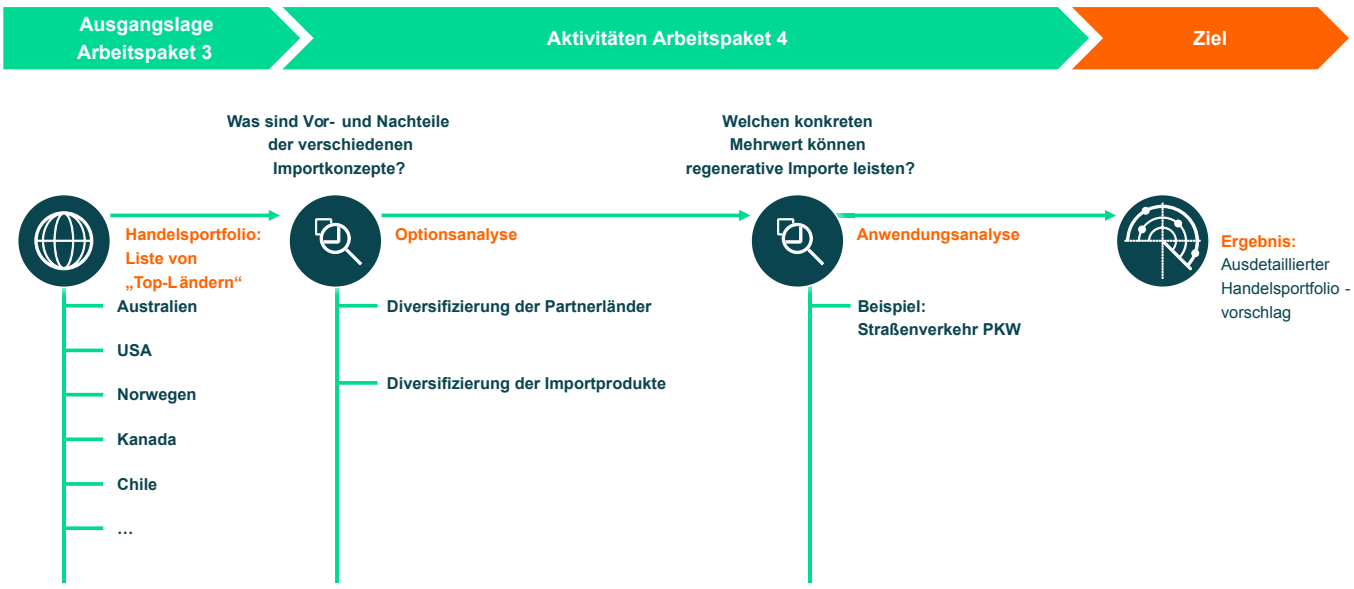
Bezüglich der Diversifizierung der Handelspartner können zwei wesentliche Vorgehensoption in Betracht gezogen werden (**Abbildung 104**).

Demnach besteht die erste Option darin, einen Hauptpartner zu etablieren, der einen Großteil der Versorgung für einen bestimmten Energieträger bereitstellt. Diese Option bietet ökonomische Vorteile, da sie Möglichkeiten für eine engeren wirtschaftliche Zusammenarbeit und für Freihandelsabkommen schafft. Langfristige Lieferverträge mit Exklusivrechten können Skaleneffekte erzeugen und die Kontrolle über Umwelt- und Qualitätsstandards erleichtern. Darüber hinaus erfordert diese Option weniger Investitionen in die Infrastruktur, da nur ein Partner und eine Produktionskette berücksichtigt werden müssen.

Jedoch geht diese Option auch mit erheblichen Risiken einher, da die Versorgungssicherheit anfälliger für externe Faktoren wie politische Instabilität, Naturkatastrophen, unvorhergesehene Produktionsausfälle und Transportrisiken wird. Alle in der Abbildung orange gekennzeichneten Abschnitte der vereinfachten Transportroutenskizze sind potentielle Risikostellen, in denen die genannten Störfaktoren auftreten können.

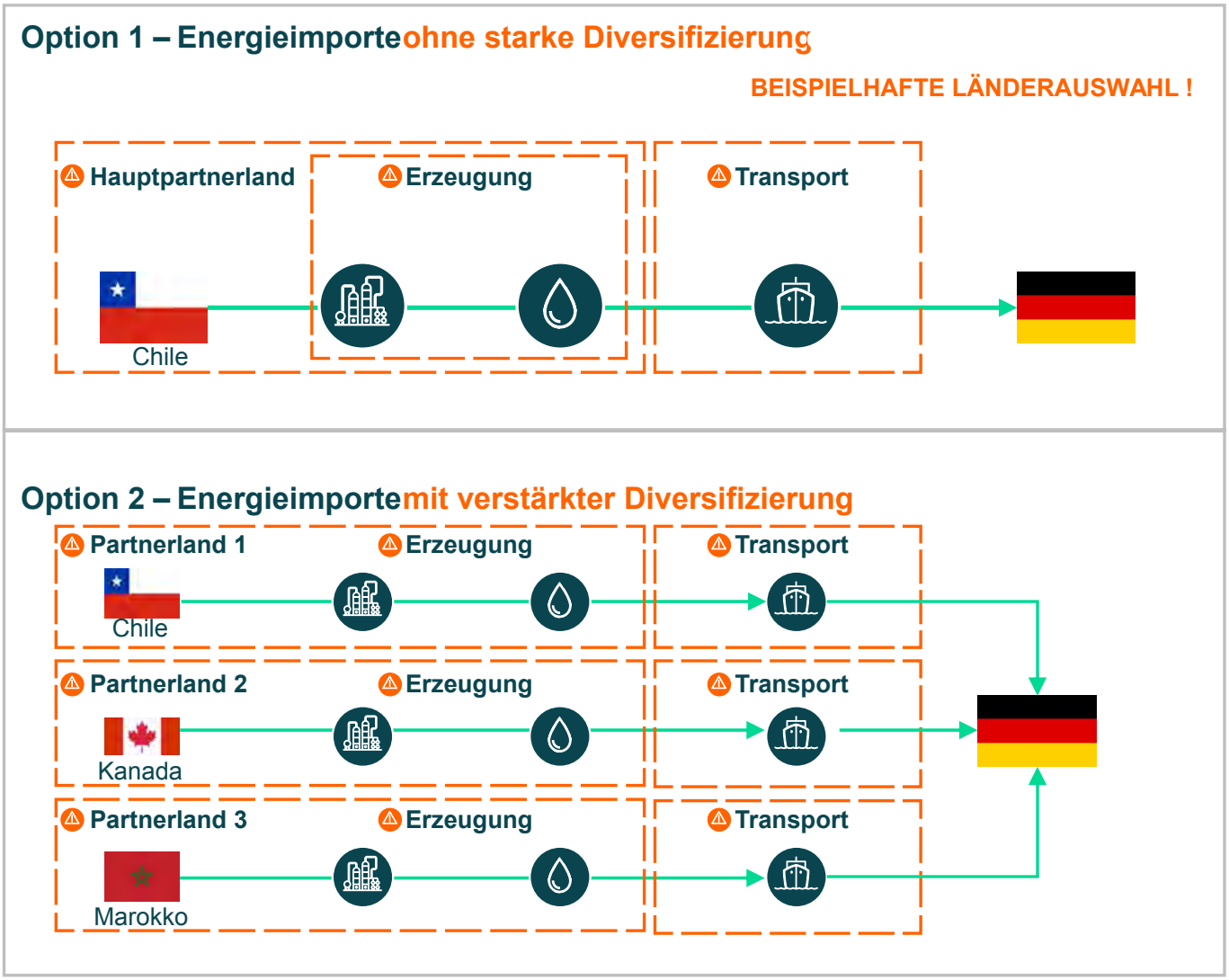
Politisch geprägte Risiken beziehen sich dabei auf die Abhängigkeit von politischen Entscheidungen des Hauptpartnerlan-

Abb. 103 | Vorgehensweise in AP 4



Quelle: Eigene Darstellung

Abb. 104 | Diversifizierungsmodelle für Energiepartner



Quelle: Eigene Darstellung

des selbst. Beispiele dafür sind Veränderungen der Machtstrukturen, wie Regierungswechsel oder die Einführung neuer Gesetze und Vorschriften.

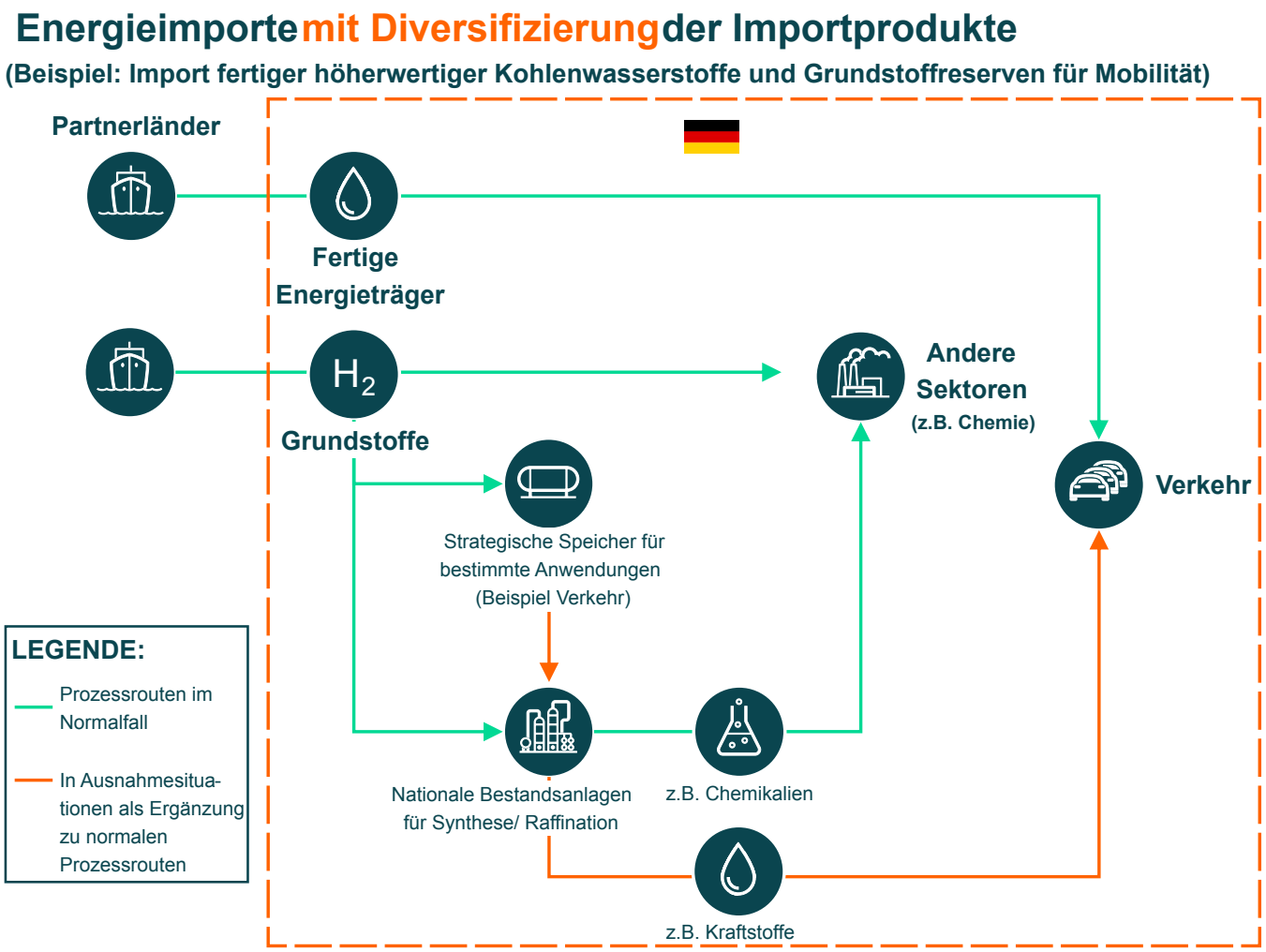
Risiken, die die Erzeugung betreffen, sind beispielweise unvorhergesehene Wartungen oder Reparaturen an den Erzeugungsanlagen, die die Produktionskapazität zeitlich reduzieren. Auch wenn die Berücksichtigung solcher Fälle Teil der Anlagenkonzeptionierung ist und entsprechende Gegenmaßnahmen etabliert werden, ist ein gewisses Restrisiko nicht auszuschließen.

Transportrisiken hingegen entstehen in dieser Option aufgrund mangelnder Alternativen. Wenn die vorgesehenen Transportrouten wegen Störungen oder Kapazitätsengpässen nicht verfügbar sind, kann dies zu Verzögerungen und Unsicherheiten in der Energieversorgung führen. Ein prominentes Beispiel ist hierfür die Blockade des Suez-Kanals im Jahr 2021 durch ein havariertes Schiff, welche zu Verzögerungen bei Rohöllieferungen geführt hat, die entsprechende Effekte auf die deutschen Energiepreise hatten [169].

Diesem Konzept gegenüber steht die zweite Vorgehensoption, bei der eine verstärkte Diversifizierung der Partnerländer im Handelsportfolio vorgesehen wird und somit mehrere Hauptenergiepartner mit geringeren Produktionskapazitäten Teil des Portfolios sind.

Diese Option bietet erhebliche Vorteile bei der Risikostreuung, da sie Möglichkeit beinhaltet, die Importströme flexibel anzupassen, insbesondere in Zeiten, in denen externe Störfaktoren in den Lieferketten einzelner Hauptpartner auftreten. Dies erfordert jedoch eine sorgfältige Konzeptionierung und die Einplanung entsprechender hochfahrbarer Kapazitäten bei allen Hauptenergiepartnern im Handelsportfolio. Gleichzeitig stärkt diese Option die Unabhängigkeit von der geopolitischen Situation einzelner Länder oder Regionen. Ein weiterer Vorteil ist dabei die Möglichkeit zur Reduzierung der Transportrisiken. Durch die Verwendung verschiedener Transportrouten aufgrund weit verteilter Produktionsstandorte wird die Anfälligkeit der Versorgungssicherheit für die Einschränkung einzelner Transportwege verringert.

Abb. 105 | Beispielkonzept für die Diversifizierung von importierten Energieträgern



Quelle: Eigene Darstellung

Nachteile dieser Option bestehen hinsichtlich der resultierenden Komplexität der Lieferketten und dem damit verbundenen Koordinationsaufwand. Des Weiteren ist von einem größeren Investitionsbedarf auszugehen, da die Etablierung und Aufrechterhaltung von Produktionsstätten in mehreren Ländern angestrebt werden muss.

Um die Sicherheit der Energieversorgung auch in Zeiten politischer Spannungen und Krisen sicherzustellen, ist dennoch Option 2 bei der Ausgestaltung zukünftiger Energiepartnerschaften zu bevorzugen.

Auch die Diversifizierung der importierten Energieträger ist dabei ein wichtiges Schlüsselelement (**Abbildung 105**).

Demnach ist der Import gewisser Grundstoffkapazitäten für wichtige Anwendungen in Form von bspw. Wasserstoff in Ergänzung zu dem Import von fertigen Energieträgern für eine bessere Versorgungssicherheitsvorsorge vorzusehen, um auch auf eine potentielle Eigenproduktion bei besonders schweren Einschränkungen der Hauptpartner zurückgreifen zu können.

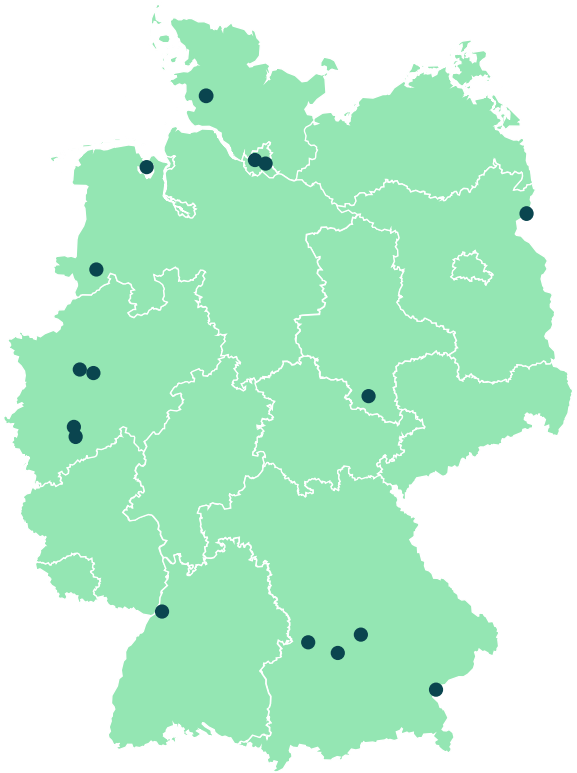
Die potentielle Rolle bestehender deutscher Raffinerien in der Zukunft ist dabei ein Schlüsselelement zur Realisierung eines solchen Versorgungssicherheitskonzepts. Ihre Bedeutung für die zukünftige Energieversorgung ist in den meisten Fällen noch ungewiss. In der Regel ist aber ein Trend erkennbar, der auf die Produktion spezieller regenerativer Kohlenwasserstoffprodukte für die Chemieindustrie abzielt. Konkrete Ansätze für solche Umstrukturierungen sind in ersten Ankündigungen für die Anlage in Schwedt erkennbar [208].

Im Falle größerer Störungen in der Importversorgung können diese Anlagen als Rückfallebenen dienen, um auf Basis der zuvor importierten und gespeicherten Grundstoffreserven zusätzliche heimische Produktionskapazitäten für spezielle Energieträger bereitzustellen.

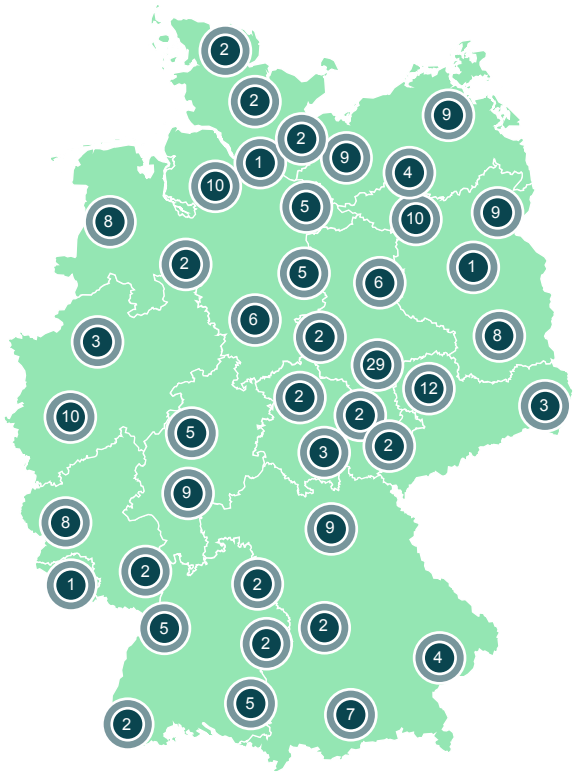
Abbildung 106 zeigt, dass eine nicht zu vernachlässigende Anzahl an Raffinerieanlagen in Deutschland vorhanden ist, die die in diesem Beispiel beschriebene Rolle einnehmen könnten. Die zukünftige Bedeutung dieser Anlagen wird bereits intensiv diskutiert und sollte daher von Anfang an in die Neuausrichtung der Energieimportstrukturen einbezogen werden.

Abb. 106 | Übersicht der deutschen Raffineriestandorte und der lokalen CO2-Quellen aus der Biogasaufbereitung

Übersicht der Raffinerien in Deutschland



Übersicht der Quellen für CO_2, hier am Beispiel Biogasaufbereitung (Stand 2023)



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [209,210]

Gleichzeitig wird durch den weiteren Betrieb dieser Anlagen die Möglichkeit geschaffen die Nutzung lokal anfallender regenerativer CO2-Emissionen aus anderen Energieerzeugungsprozessen, wie beispielsweise der Biomethanproduktion, voranzutreiben. Diese Prozesse werden auch in Zukunft eine wichtige Rolle spielen und eine Quelle für das ebenfalls wertvolle biogene CO2 sein. Durch die Verwertung des normalerweise als Abfallprodukt anfallenden Rohstoffs kann nicht nur die lokale Wertschöpfung gesteigert werden, sondern auch die Kohlenstoffversorgung der genannten Raffinerieanlagen zu gewissen Teilen sichergestellt werden, um wichtige Energieträger zukünftig im Notfall herstellen zu können.

Die Etablierung neuer Energiepartnerschaften bietet für Deutschland somit die Möglichkeit die in der Vergangenheit vernachlässigte Diversifizierung zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit neu aufzubauen. Diese Diversifizierung sollte dabei sowohl die Auswahl der Bezugsländer als auch die importierten Energieträger umfassen.

5.3 Exkurs: Anwendungsanalyse

Die Anwendungsanalyse hat das Ziel, den potentiellen Mehrwert von regenerativen Energieimporten anhand eines konkreten Beispielfall zu verdeutlichen. Die dafür herangezogene Vorgehensweise wird im nächsten Kapitel erläutert.

5.3.1 Methodik / Vorgehensweise

Fokus der Betrachtung ist der Straßenverkehr für PKW, da dieser einen wesentlichen Einfluss auf die aktuelle Abhängigkeit von Energieimporten in Deutschland ausübt (siehe Kapitel 2.2.3).

In dem Zusammenhang werden die möglichen CO2-Einsparungen der potentiellen Verbrennerbestandsflotte, die durch regenerative Energieimporte erreicht werden könnten, für das Jahr 2045 bestimmt. Der Fokus liegt dabei auf der Betrachtung der „Tank-To-Wheel (TTW)"-Systemgrenzen, die

die direkten Emissionen der Fahrzeuge in der Nutzungsphase beinhalten. „Well-to-Tank (WTT)"-Emissionen, die auch die ökologische Wirkung der Herstellung und des Transports repräsentieren, sind vorerst kein Bestandsteil der folgenden Untersuchung, da hierfür konkretere Rahmenbedingungen wie Partnerlandauswahl, Herstellungsverfahren und Anlagengrößen definiert werden müssen.

Die Basis dieser Betrachtung sind die bestimmten Entwicklungsszenarien der Verbrennerbestandsflotte für PKW aus Arbeitspaket 1 (siehe Kapitel 2.3.2.2). Unter Berücksichtigung der möglichen Anteile von Otto- und Dieselantrieben, der durchschnittlichen Jahreskilometerleistung pro Fahrzeug sowie des durchschnittlichen Kraftstoffverbrauchs werden zunächst die resultierenden TTW-CO2-Emissionen der potentiellen Bestandsflotte für die verschiedenen Szenarien bestimmt, die entstehen würden, wenn keine regenerativen Energieträger integriert werden würden. Die genannten Parameter werden dabei anhand historischer Daten des KBAs bestimmt. Detaillierte Informationen zu den Annahmen der herangezogenen Parameter sind im Anhang „AP 4" dokumentiert.

Für die finale Ausweisung der erzielbaren CO2-Einsparungen werden verschiedene Szenarien zur Einführung regenerativer Kraftstoffe berücksichtigt. Aus diesen Ergebnissen werden anschließend Rückschlüsse gezogen zur erforderlichen Kraftstoffmenge. Diese wird zur besseren Einschätzung des notwendigen Produktionshochlaufs in Relation gesetzt zu den derzeitigen Erzeugungskapazitäten aktueller Pilotanlagen.

5.3.2 Szenarien für TTW-CO2-Emissionseinsparungen bei PKW

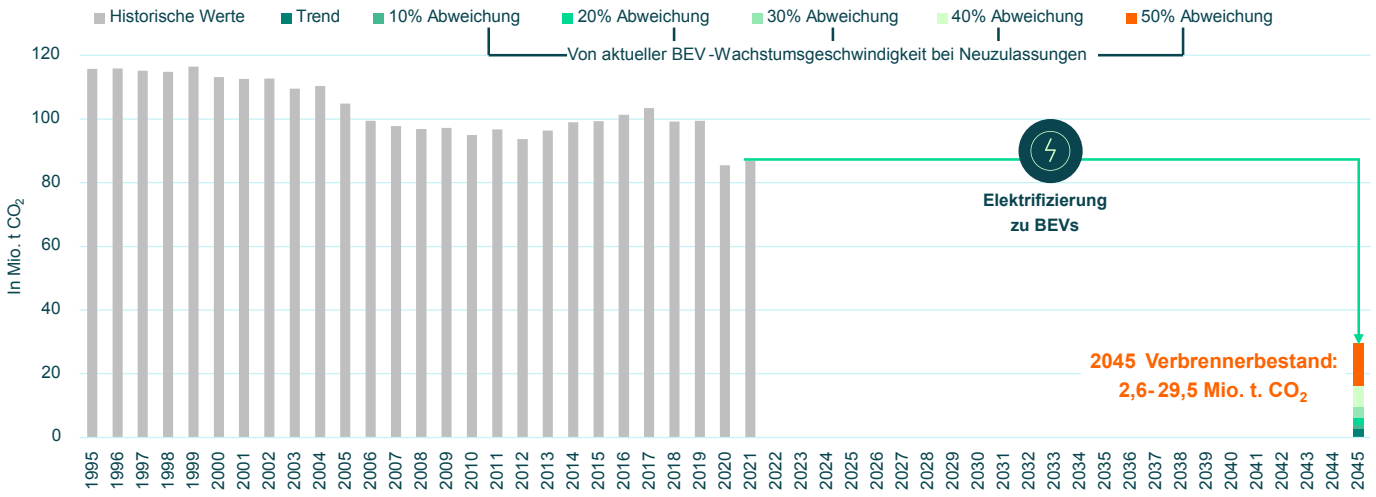
Unter den getroffenen Annahmen könnten bis zu 29,5 Mio. t CO2 durch Verbrenner-PKW weiterhin ausgestoßen werden, wenn die Versorgung dieser Flotte über fossile Energieträger erfolgt (siehe **Abbildung 107**). Obwohl dies im Vergleich zu den bisherigen TTW-CO2-Emissionen eine erhebliche Reduzierung darstellt, die durch die zunehmende Elektrifizierung erreicht werden kann, ist eine weitergehende Reduktion erforderlich, um den Anforderungen des Klimaschutzgesetzes gerecht zu werden.

Um die Treibhauswirkung der TTW-CO2-Emissionen der Verbrennerbestandsflotte zu reduzieren, wurden verschiedene Szenarien zur Einführung regenerativer Kraftstoffanteile im Energiemix der Verbrennerflotte untersucht. Dabei sind auch hier die verschiedenen Elektrifizierungsszenarien berücksichtigt worden. Bereits bei einer geringen Marktdurchdringung von regenerativen Kraftstoffen von 10% könnten demnach CO2-Einsparungen von etwa 0,26 bis 2,95 Mio. t erreicht werden (siehe **Abbildung 108**). Bei einer höheren Marktdurchdringung der regenerativen Kraftstoffe könnten die Einsparungen auf etwa 1,31 bis 14,75 Mio. t wachsen.

Um diese Einsparungen erreichen zu können, werden große Mengen an regenerativen Kraftstoffen erforderlich sein. Selbst im stärksten Elektrifizierungsszenario mit geringer Marktdurchdringung der regenerativen Kraftstoffe wäre eine Produktionskapazität von etwa dem 804-fachen der aktuellen Pilotanlage „Haru Oni" in Chile erforderlich, um den resultierenden Bedarf decken zu können. Bei einem geringen Elektrifizierungsszenario wird sogar eine Kapazität von etwa dem 45.103-fachen benötigt (siehe **Abbildung 109**).

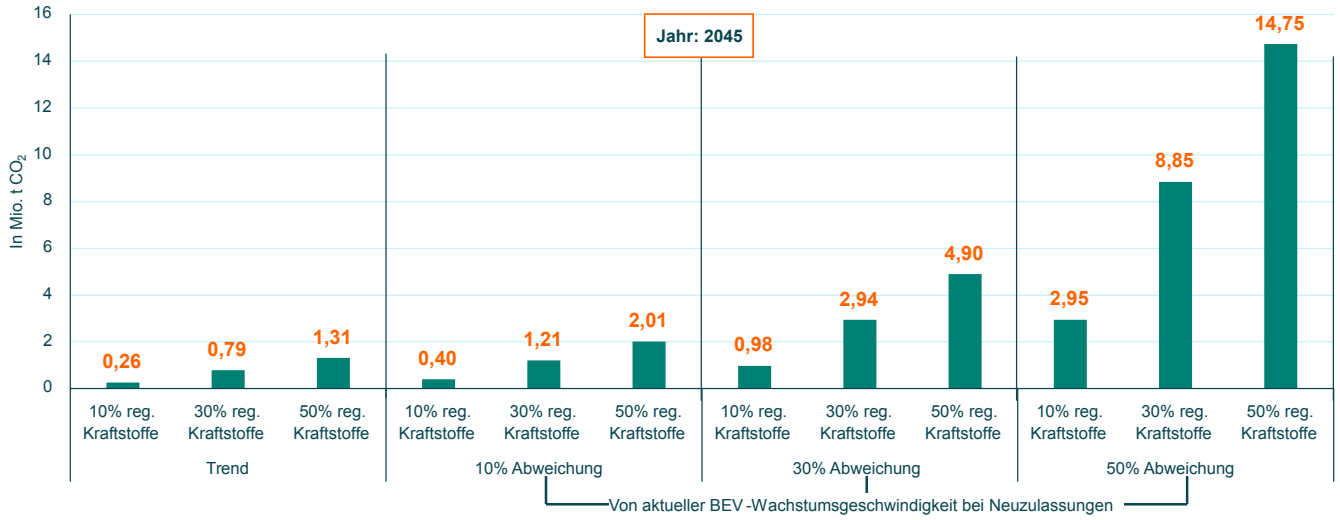
Ohne eine Großindustrialisierung der bestehenden Pilotanlagen und den Aufbau weiterer großer Produktionskapazitäten können die erforderlichen Mengen an regenerativen Kraftstoffen somit perspektivisch nicht bereitgestellt werden. Maßnahmen zur Erweiterung der Produktionskapazitäten müssen somit rechtzeitig eingeleitet werden. Laut Schätzungen der „Nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina" beträgt die Vorlaufzeit für die Großindustrialisierung solcher Anlagen mindestens 8-10 Jahre [214]. Angesichts der zahlreichen Unsicherheiten für ein solches Vorhaben ist die zeitnahe Einleitung konkreter Schritte zur Stärkung der Produktions-

Abb. 107 | Entwicklung der TTW-CO2- Emissionen im deutschen Straßenverkehr in den betrachteten Szenarien



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [18,211,212,213]

Abb. 108 | CO2-Einsparungen (TTW) durch regenerative Kraftstoffe in verschiedenen Elektrifizierungsszenarien



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [18,211,212,213]

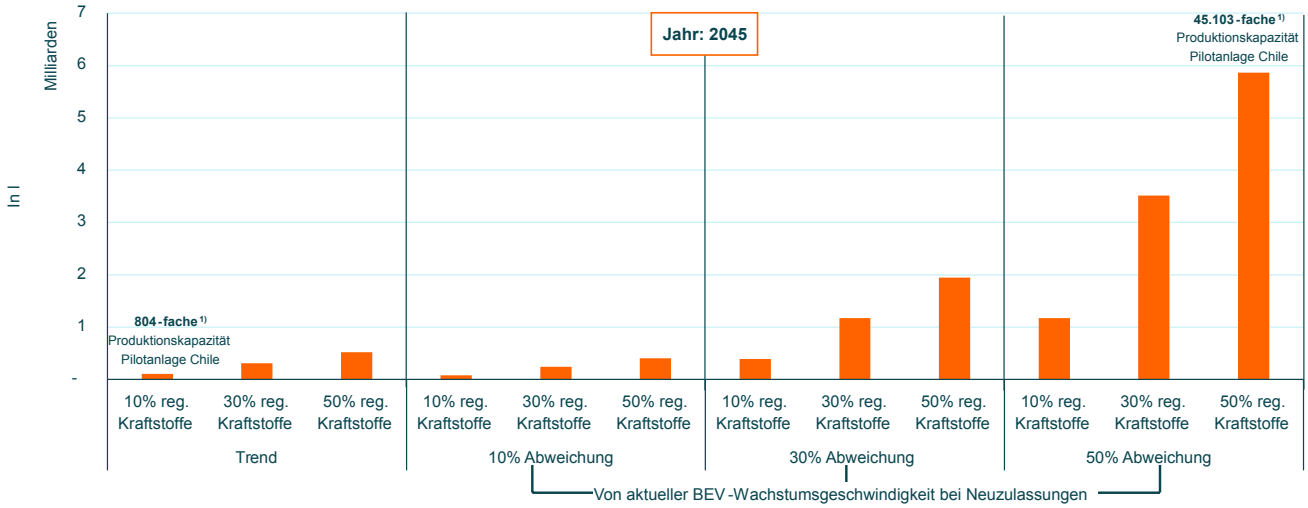
kapazitäten erforderlich, um noch sicherstellen zu können, dass ausreichende Mengen an synthetischen Kraftstoffen bis 2045 in Schlüsselanwendungen verfügbar sind.

5.4 Fazit AP 4

Die Untersuchungen dieses Arbeitspakets verdeutlichen die Notwendigkeit einer verstärkten Diversifizierung im Handelsportfolio, um die Fähigkeit zur Bewältigung von Versorgungskrisen und Engpässen zu verbessern und diesen vorzubeugen. In der Vergangenheit wurde die Diversifizierung stark vernachlässigt, doch die Neuausrichtung der Energieimportstrukturen im Zuge des Transformationsprozesses zur nachhaltgien Energiewirtschaft und die Etablierung neuer Partnerschaften eröffnet die Möglichkeit, diese Versäumnisse aufzuholen.

Dabei sollte nicht nur die Auswahl potentieller Energiepartner diversifiziert werden, sondern auch auf die importierten Energieträger. In dem Zusammenhang sind neben fertigen Zielenergieträgern für unterschiedliche Anwendungen auch strategischer Grundstoffreserven vorzusehen, auf deren Basis in besonders kritischen Situationen eigene Produktionskapazitäten genutzt werden können, um die Energieversorgung wichtiger Sektoren im größeren Maßstab zeitweise selbst sicherstellen zu können. Die Klärung der Rolle und Bedeutung bestehender Raffinerien und Chemieanlagen in Deutschland für die Zukunft spielt hierbei eine essenzielle Rolle. Ebenfalls relevant ist in dem Zusammenhang die Nutzung möglichen Synergieeffekte zu der bereits existierenden Bioenergiewirtschaft, die als wichtige nachhaltige Kohlenstoffquelle in das Importkonzept einzubeziehen ist.

Abb. 109 | Benötigte Mengen an regenerativen Kraftstoffen für die betrachteten CO2-Einsparungen bei PKW in 2045



1) Nur bezogen auf ausgewiesene volumenbezogene Produktionskapazitäten der Haru Oni Anlage in Chile für e-Benzin. D.h. zur Vereinfachung keine Unterscheidung nach Diesel und Benzin in ihrer energetischen Wertigkeit.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [18,129,211,212,213]

Eine modulare Konzeptionierung der Anlagen ist dabei bei jedem Partner vorzusehen, um die erhofften Vorteile in der Risikostreuung bestmöglich nutzen zu können, da damit eine flexible Anpassung von Importströmen einzelner Partner gewährleistet werden könnte

Unbestreitbar ist, dass die erzielbaren Mehrwerte durch den Import regenerativer Energieträger in schwer elektrifizierbaren Bereichen nur durch eine erhebliche Skalierung der globalen Produktionskapazitäten für wichtige regenerative Energieträger erreicht werden können. Angesichts der erforderlichen Vorlaufzeit von 8-10 Jahren [214] für die Realisierung solcher Projekte im Ausland ist es zwingend notwendig, bereits jetzt konkrete Schritte in weiterführende Untersuchungen und Umsetzungen einzuleiten. Nur so kann sichergestellt werden, dass die Verfügbarkeit der notwendigen regenerativen Energieträger in ausreichendem Maß bis zum Jahr 2045 gewährleistet ist.

6. Fazit und Ausblick

Die vorliegende Studie widmet sich den Energieimporten Deutschlands heute und in Zukunft. Aktuell sind 76% der deutschen Primärenergie importiert und fossil, sodass es enorme Anstrengungen benötigt, um die Klimaziele von Paris in Kombination mit Wohlstand und somit auch den UN-Nachhaltigkeitszielen zu erreichen. Die Studie zeigt die Herausforderungen in diesem Prozess anhand der Energie- und Importbedarfe über die wichtigsten Sektoren, erzeugt eine Entscheidungsbasis für die Wahl von nachhaltigen Energieträgern und gibt am Ende Ausblicke auf mögliche zukünftige Partnerschaften, die den Import von nachhaltigen Energieträgern ermöglichen.

Es ergeben sich drei Kernbotschaften, die im Detail in der Studie erörtert werden:

Der enorme Energiebedarf Deutschlands wird entweder durch das Verringern der Wirtschaftskraft gesenkt oder er wird gedeckt, und zwar weiter dominant fossil oder vor Allem durch den Import und die Erzeugung nachhaltiger Energieträger.

Die Wahl nachhaltiger Energieträger ist zunächst ein wissenschaftliches Problem in Technik und Wirtschaft und erst dann ein politisches – nicht umgekehrt. In welchem Teil der Energiekette, von Erzeugung bis Endverbrauch, der höchste Transformationsaufwand getrieben wird, ist eine politische Entscheidung.

Ein erfolgreiches Handelsportfolio für den Energieimport sollte geografisch und in Bezug auf Energieträger vielfältig sein. Der Aufbau des Handelsportfolio muss schnell geschehen und es stellen sich u.a. zwei wesentliche Fragen: Zu welchem Preis lässt sich Energie importieren, die auf dem Weltmarkt stark nachgefragt ist und welche Exportgüter bietet Deutschland zum Tausch in den kommenden Jahrzehnten, die andere energiehungrige Nationen nicht besser und günstiger erzeugen können.

Wie auch die IEA in ihrem 2050 Net Zero-Report [1] herausarbeitet, ist das optimale Energiesystem ein Mix aus den bekannten Alternativen Wind, Sonne und Kernkraft in erweiterten intelligenten Stromnetzen im Verbund mit Wasserstoff und seinen Derivaten als essenzielle Speicher- und Transportmittel. Das wirtschaftliche und politische Umfeld Deutschlands kommt langsam zu der Erkenntnis, dass die Wasserstoffausbaupläne nicht die nötigen Mengen bereitstellen und auch zu stark auf reinen Wasserstoff fokussieren, der sehr hohe Anforderungen an die Infrastruktur hinsichtlich Speicherung und Transport stellt. Die Alternativen wie Methan, Ammoniak, Methanol und die höherwertigen Kohlenwasserstoffe, wie E-Fuels oder Syn-Fuels, sind ein international anerkannter eleganter Weg, um die bestehende Infrastruktur mit CO2-neutralen Energieträgern per einfachem „Drop-In", zu nutzen. Die Skalierung dieser Lösung hin zu Kosten in der Nähe fossiler Energieträger ist möglich und steht weltweit in den Startlöchern [2,3]. Die Studie zeigt eindeutig, dass die Alternative zu diesen Energieträgern eine Verlängerung des fossilen Zeitalters darstellt. Wenn die Ergebnisse dieser und zahlreicher anderer Studien als wissenschaftlich fundiert und somit als wichtige Entscheidungsgrundlage erkannt werden, muss der Aufbau eines internationalen Handelsportfolios für die genannten Energieträger priorisiert und möglichst schnell und zielgerichtet fortgeführt werden. Insbesondere Deutschland kommt hierbei die Aufgabe zu, eine faire und gleichzeitig wirtschaftlich attraktive Handelslösung mit Partnerregionen zu finden.

Wenn es Deutschland also gelingt Partnerregionen zu erschließen, das Speicherproblem zu lösen und den Ausbau von Wind und Sonnenenergie fortzuführen oder noch zu beschleunigen, so besteht eine Chance den Industriestand-

ort zu erhalten und Wohlstand und Sicherheit mit dem Energiesystem zu gewährleisten. Bei den enormen antizipierten Kosten insbesondere für die immer wieder vernachlässigten Speicherlösungen rund um Wasserstoff, Batterien und intelligente Netze (siehe [4]) wird allerdings deutlich, dass einige Perspektiven und Technologien in der deutschen Debatte vernachlässigt werden.

Als Ingenieure und Naturwissenschaftler möchten wir im Ausblick dieser Studie deshalb auf weitere Technologien hinweisen: Gibt es Alternativen, die Energie zu geringen Kosten, eigen-sicher, CO2-arm mit wenig gut handhabbarem Abfall und über viele Jahrzehnte erzeugen können? Die Versprechen der nächsten Generation der Kernkraft [5,6,7], die noch weit vor der Kernfusion, die Anforderungen an Energie des 21. Jahrhunderts gewährleisten können, müssen wieder in den Lösungsraum der deutschen Energiepolitik aufgenommen werden. Alle Industrienationen weltweit machen es vor [8,9,10,11,12]. Die unsteten erneuerbaren Energien sind immer nur ein Bestandteil einer Energieversorgung des 21. Jahrhunderts und sind nur in Verbindung mit Grund- und Residuallastfähigkeit und H2 Derivaten denkbar.

Wir möchten dazu aufrufen die Visionen von günstiger, sicherer, sauberer Energie mit allen Technologiealternativen nicht aus den Augen zu verlieren und weiter streng wissenschaftlich zu untersuchen.

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
AC	Wechselstrom
AP	Arbeitspaket
AtJ	Alcohol to Jet
BEV	Battery Electric Vehicle / Batterie-Elektrofahrzeug
DAC	Direct Air Capture
DB	Deutsche Bahn
DC	Gleichstrom
DME	Dimethylether
EPI	Environmental Performance Index
FAME	Fatty Acid Methyl Ester / Fettsäuremethylester
FT	Fischer-Tropsch
HDÜ	Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung
HEFA	Hydroprocessed Esters and Fatty Acids / Hydroprozessierte Ester und Fettsäuren
HEV	Hybrid Electric Vehicle / Hybrid-Elektrofahrzeug
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HTEL	Hochtemperatur-Elektrolyse
HVO	Hydrotreated Vegetable Oil / Hydriertes Pflanzenöl
iLUC	Indirect Land Use Change / indirekte Landnutzungsänderung
Kat.	Kategorie
KBA	Kraftfahrtbundesamt
KW	Kohlenwasserstoffe
NRM	Non Road Mobile Machinery
OME	Oxymethylenether
P100	Pflanzenölkraftstoff
PEM	Polymerelektrolytmembran
PHEV	Plugin Hybrid Electric Vehicle / Plugin-Hybrid-Elektrofahrzeug
POME	Palm Oil Mill Effluent / Abwasser aus der Palmölmühle
PTX	Power-to-X
RFNBO	Renewable Fuels of Non Biological Origin
rWGS	Reverse Wassergas-Shift-Reaktion
TTW	Tank-to-Wheel
WITS	World Integrated Trade Solution
WTT	Well-to-Tank

Chemische Symbole

Abkürzung	Bedeutung
CO2	Kohlenstoffdioxid
H2	Wasserstoff
CH4	Methan
NH3	Ammoniak
N2	Stickstoff
CH3OH	Methanol
CxHy	Hier: Höhere Kohlenwasserstoffe

Abbildungsverzeichnis Executive Summary

Abb. A Fazit zur zukünftigen Entwicklung des Importbedarfs, eigene Darstellung unter Berücksichtigung von Daten von [B] ... 5
Abb. B Vergleich der betrachteten Energieträger, eigene Darstellung ... 6
Abb. C Transformationsaufwand der deutschen Energieversorgung in verschiedenen Ansätzen und Bereiche, eigene Darstellung ... 6
Abb. D Finale Potentialheatmap der betrachteten Länder für eine Energiepartnerschaft mit Deutschland (inkl. Basiskriterien und Zusatzfaktoren), eigene Darstellung ... 7
Abb. E Potentielle Ausschlusskriterien ausgewählter Beispiele der Top-Kandidaten für eine Energiepartnerschaft, Eigene Darstellung unter Berücksichtigung von Daten von [H] ... 7

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1 Übersicht der vier Hauptarbeitspakete, eigene Darstellung ... 11
Abb. 2 Vorgehensweise in AP 1, eigene Darstellung ... 12
Abb. 3 Vorgehensweise für die Status Quo Analyse, eigene Darstellung ... 13
Abb. 4 Allgemeiner Importanteil in der deutschen Gesamtenergieversorgung 2021, eigene Darstellung basieren auf Daten von [17] ... 13
Abb. 5 Zusammensetzung der deutschen Energieimporte, eigene Darstellung basierend auf Daten von [17] ... 14
Abb. 6 Übersicht der Senken für Öl- und Erdölprodukte im Jahr 2021, eigene Darstellung basierend auf Daten von [17] ... 14
Abb. 7 Übersicht der Senken für Erdgas im Jahr 2021, eigene Darstellung basierend auf Daten von [17] ... 15
Abb. 8 Zusammenfassung aktueller Energieimporte und ihrer Senken, eigene Darstellung basierend auf Daten von [17] ... 15
Abb. 9 Vorgehensweise für die Detailanalyse der Hauptsenken, eigene Darstellung ... 16
Abb. 10 Zusammensetzung der Bestandsflotte im Deutschen Straßenverkehr 2022, eigene Darstellung basierend auf Daten von [18] ... 16
Abb. 11 Annahmen zu durchschnittlichen PKW-Neuzulassungen pro Jahr, eigene Darstellung basierend auf Daten von: [19] ... 17
Abb. 12 Szenarien für den Hochlauf des BEV-Anteils an den Neuzulassungen, eigene Darstellung basierend auf Daten von [17] ... 18
Abb. 13 Entwicklung des Durchschnittsalters von PKW, eigene Darstellung basierend auf Daten von [23] ... 19
Abb. 14 Resultierender PKW-Bestand in verschiedenen Szenarien (exkl. Oldtimer), eigene Darstellung basierend auf Daten von [18] ... 19
Abb. 15 Qualitative Einschätzung des Energieimportbedarfs im Straßenverkehr, eigene Darstellung ... 20
Abb. 16 Endenergieverteilung Haushaltssektor und Heizungstechnologien im Bestand, eigene Darstellung basierend auf Daten von [25,26] ... 21
Abb. 17 Zwischenziele und angestrebte Enabler im Haushaltssektor, eigene Darstellung basierend auf Daten von [26] ... 21

Abb. 18 Hochlaufszenarien des Wärmepumpenausbaus, eigene Darstellung basierend auf Daten von [27,28] ... 22
Abb. 19 Resultierender Gas- Und Ölheizungsbestand, eigene Darstellung basierend auf Daten von [27,28,32] ... 23
Abb. 20 Energieverbrauch Haushalte und regenerative Stromerzeugung im Gesamtjahr, eigene Darstellung basierend auf Daten von [35,36] ... 24
Abb. 21 Qualitative Einschätzung des Energieimportbedarfs bei den Haushalten, eigene Darstellung ... 25
Abb. 22 Stoffliche und energetische Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen in der Chemie, eigene Darstellung basierend auf Daten von [40] ... 26
Abb. 23 Wasserstoffbedarf der zukünftigen deutschen Chemieindustrie, eigene Darstellung basierend auf Daten von [42,43] ... 27
Abb. 24 Gestehungskosten (Näherungen) für regenerativen Strom in Deutschland, eigene Darstellung basierend auf Daten von [44] ... 28
Abb. 25 Stromgestehungskosten in sonnen- und windreichen Regionen, eigene Darstellung basierend auf Daten von [44] ... 28
Abb. 26 Qualitative Einschätzung des Energieimportbedarfs in der Chemieindustrie, eigene Darstellung ... 29
Abb. 27 Öl- und Erdgasbedarf der betrachteten Sondersektoren, eigene Darstellung basierend auf Daten von [17] ... 30
Abb. 28 Endenergieversorgung in der Land- und Forstwirtschaft (Stand 2021), eigene Darstellung basierend auf Daten von [17] ... 30
Abb. 29 Fahrzeuggewicht bei Traktoren mit unterschiedlichen Antriebssträngen unter Berücksichtigung von praxisnahen Nutzungsanforderungen, eigene Darstellung basierend auf Daten von [46,47,48] und eigenen Annahmen ... 31
Abb. 30 Verfügbarkeit von rein elektrischen Landmaschinen in verschiedenen Kategorien, eigene Darstellung basierend auf Daten von:[51,52,53,54,55] ... 32
Abb. 31 Endenergieversorgung der kommerziellen- und öffentlichen Dienstleistungen, eigene Darstellung basierend auf Daten von [17] ... 32
Abb. 32 Segmentierung von Einsatzfahrzeugen, eigene Darstellung basierend auf Daten von [56,57] ... 33
Abb. 33 Vorgehen bei der Studienanalyse, eigene Darstellung ... 35
Abb. 34 Zusammenfassung der Prognosen der betrachteten Studien, eigene Darstellung basierend auf Daten von [27,62] ... 36
Abb. 35 Zusammenfassung ausgewählter Annahmenbeispiele im Verkehrssektor, eigene Darstellung basierend auf Daten von [27,62,63,64] ... 37
Abb. 36 Wachstum des Anteils der Bahn beim Gütertransport, eigene Darstellung basierend auf Daten von [63] ... 37
Abb. 37 Verkehrsleistung im Eisenbahnpersonenverkehr und Schienennetzstatus der DB, eigene Darstellung basierend auf Daten von [63,69] ... 38
Abb. 38 Zusammenfassung ausgewählter Annahmenbeispiele im Haushaltssektor, eigene Darstellung basierend auf Daten von [28,70,71] ... 38
Abb. 39 Fazit zur zukünftigen Entwicklung des Importbedarfs, eigene Darstellung unter Berücksichtigung von Daten von [27] ... 39
Abb. 40 Entwicklung des Produktionsindex in Deutschland, eigene Darstellung basierend auf Daten von [72] ... 40

Abb. 41 Vorgehensweise in AP 2, eigene Darstellung ... 41
Abb. 42 Energiedichte von Wasserstoff im Vergleich, eigene Darstellung basierend auf Daten von [73,74,75,76] und eigenen Annahmen ... 43
Abb. 43 Vereinfachtes Prozessschaubild der Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse, eigene Darstellung basierend auf Daten von [85,86] ... 44
Abb. 44 Beispielprojekte für die regenerative Erzeugung von Wasserstoff, eigene Darstellung basierend auf Daten von [90,91,92,93] ... 45
Abb. 45 Energiedichte von Methan im Vergleich, eigene Darstellung basierend auf Daten von [73,74,75,76] und eigenen Annahmen ... 45
Abb. 46 Vereinfachtes Prozessschaubild der Methanerzeugung aus regenerativer Energie, eigene Darstellung basierend auf Daten von [86,95,96] und eigenen Annahmen ... 46
Abb. 47 Energiebedarf verschiedener CO2-Abscheideverfahren, eigene Darstellung basierend auf Daten von [99] ... 47
Abb. 48 Beispielprojekte für die regenerative Erzeugung von Methan, eigene Darstellung basierend auf Daten von [100,101,102,103,104] ... 48
Abb. 49 Energiedichte von Ammoniak im Vergleich, eigene Darstellung basierend auf Daten von [73,74,75,76] und eigenen Annahmen ... 49
Abb. 50 Vereinfachtes Schaubild der Ammoniakerzeugung aus regenerativer Energie, eigene Darstellung basierend auf Daten von [86,107] und eigenen Annahmen ... 49
Abb. 51 Beispielprojekte für die regenerative Erzeugung von Ammoniak mittels Haber-Bosch-Verfahren, eigene Darstellung basierend auf Daten von [111,112,113] ... 50
Abb. 52 Energiedichte von Methanol im Vergleich, eigene Darstellung basierend auf Daten von [73,74,75,76] und eigenen Annahmen ... 51
Abb. 53 Vereinfachtes Schaubild der Methanolerzeugung aus regenerativer Energie, eigene Darstellung basierend auf Daten von [86,95,96] und eigenen Annahmen ... 51
Abb. 54 Beispielprojekte für die regenerative Erzeugung von Methanol, eigene Darstellung basierend auf Daten von [119,120,121,122] ... 52
Abb. 55 Klassifizierung verschiedener Kohlenwasserstoffe, eigene Darstellung basierend auf Daten von [37,127] ... 53
Abb. 56 Energiedichte von höherwertigen Kohlenwasserstoffen im Vergleich, eigene Darstellung basierend auf Daten von [73,74,75,76] und eigenen Annahmen ... 53
Abb. 57 Vereinfachtes Schaubild der Erzeugung höherwertiger Kohlenwasserstoffe aus regenerativer Energie, eigene Darstellung basierend auf Daten von [37,86,95,96] ... 54
Abb. 58 Beispielprojekte für die regenerative Erzeugung von höherwertigen Kohlenwasserstoffen, eigene Darstellung basierend auf Daten von [129] ... 55
Abb. 59 Einteilung von biogenen Ressourcen, eigene Darstellung basierend auf [134] ... 56
Abb. 60 Konversionspfade der Biokraftstoffproduktion inkl. Synergien zu strombasierten Kraftstoffen, eigene Darstellung basierend auf [136] ... 57
Abb. 61 Überblick zum Beitrag von Bioenergie an der Gesamtenergieversorgung, eigene Darstellung basierend auf Daten von [137] ... 57
Abb. 62 Bedeutung von Bioenergie im Anteil der Erneuerbaren wichtiger Sektoren, eigene Darstellung basierend auf Daten von [137] ... 58
Abb. 63 Übersicht zum deutschen Bioenergiepotential in 2050, eigene Darstellung basierend auf Daten von [137] ... 58
Abb. 64 Transporteigenschaften / -bedingungen verschiedener chemischer Energieträger, eigene Darstellung ... 60

Abb. 65 Bestandsinfrastruktur für Methan und höherwertige Kohlenwasserstoffe, eigene Darstellung basierend auf Daten von [142,143,144,145,146] 61
Abb. 66 Zusammenfassung der Gefahrengutklassifizierungseigenschaften, eigene Darstellung basierend auf Daten von [148,149,150,151,152,153,154,155,156,157] 61
Abb. 67 Übersicht der betrachteten Transportoptionen für verschiedene Energieträger, eigene Darstellung 62
Abb. 68 Vergleich der erforderlichen Ladungsanzahl verschiedener Transportoptionen, um die Transportkapazität von Nord-Stream 1 aus 2020 sicherzustellen, eigene Darstellung basierend auf Daten von [158,159,160,161] und eigenen Annahmen 63
Abb. 69 Bewertung verschiedener Transportoptionen für chemische Energieträger bezüglich der Transportkapazität, eigene Darstellung 63
Abb. 70 Bewertung verschiedener Transportoptionen für chemische Energieträger bezüglich der Flexibilität, eigene Darstellung 64
Abb. 71 Veränderung der russischen Gaslieferungen nach Deutschland durch politische Spannungen, eigene Darstellung basierend auf Daten von [162,163] 65
Abb. 72 Bewertung verschiedener Transportoptionen für chemische Energieträger bezüglich geopolitischer Abhängigkeit, eigene Darstellung 65
Abb. 73 Verteilung der Unfallkosten im Güterverkehr auf verschiedene Verkehrsträger, eigene Darstellung basierend auf Daten von [167] 66
Abb. 74 Bewertung verschiedener Transportoptionen für chemische Energieträger bezüglich Sicherheitsrisiken, eigene Darstellung 66
Abb. 75 Bewertung verschiedener Transportoptionen für chemische Energieträger bezüglich der Beeinflussbarkeit durch externe Faktoren, eigene Darstellung 67
Abb. 76 CO2-Ausstoß verschiedener Transportoptionen im Rohöltransport, eigene Darstellung basierend auf Daten von [165] 68
Abb. 77 Bewertung verschiedener Transportoptionen für chemische Energieträger bezüglich der energetischen Effizienz, eigene Darstellung 68
Abb. 78 Zusammenfassung der Bewertungen verschiedener Transportoptionen, eigene Darstellung 69
Abb. 79 Beispielprojektübersicht für den Langstreckentransport von elektrischer Energie, eigene Darstellung basierend auf Daten von [171,172,173,174,175] 70
Abb. 80 Überblick wesentlicher Eigenschaften beider Stromübertragungstechnologien, eigene Darstellung basierend auf Daten von [176] 71
Abb. 81 Qualitative Übersicht der Kosten verschiedener Stromübertragungstechnologien, eigene Darstellung basierend auf Daten von [176] 71
Abb. 82 Transportkosten verschiedener Energieträger (Beispiel USA), eigene Darstellung basierend auf Daten von [177] 71
Abb. 83 Vergleich der betrachteten Energieträger, eigene Darstellung 72
Abb. 84 Transformationsaufwand der deutschen Energieversorgung in verschiedenen Ansätzen und Bereichen, eigene Darstellung 73
Abb. 85 Übersicht der betrachteten Regionen und dazugehörigen Länder, eigene Darstellung basierend auf Daten von [179,180] 74
Abb. 86 Vorgehensweise für das dritte Arbeitspaket der Studie, eigene Darstellung 75
Abb. 87 Zusammenfassung der Ergebnisse für das erste Basiskriterium, eigene Darstellung basierend auf Daten von [181,182,183,184,185,186] 76

Abb. 88 Übersicht der bisherigen Partner bei Rohölimporten, eigene Darstellung basierend auf Daten von [187] 77
Abb. 89 Übersicht der bisherigen Partner bei Kohleimporten, eigene Darstellung basierend auf Daten von [188] 78
Abb. 90 Übersicht der bisherigen Partner bei Erdgasimporten, eigene Darstellung basierend auf Daten von [189] 79
Abb. 91 Zusammenfassung der Veränderungen der bisherigen Haupthandelspartner, eigene Darstellung basierend auf Daten von [190,191,192,193,194] 79
Abb. 92 Zusammenfassung der bisherigen Handelsbeziehungen relevanter Regionen mit Deutschland beim Thema Energie, eigene Darstellung basierend auf Daten von [187,188,189,190,191,192] 80
Abb. 93 Pilotprojektindex und Fokus-Energieträger der Regionen, eigene Darstellung 81
Abb. 94 Liste der führenden Länder bezüglich Pilotprojekte, eigene Darstellung 82
Abb. 95 Beispielprojekte mit der Beteiligung deutscher Unternehmen, eigene Darstellung basierend auf Daten von [104,196,197,198,199] 82
Abb. 96 Top-Länder in den einzelnen Regionen bezüglich des natürlichen Erzeugungspotentials für regenerative Energie, eigene Darstellung basierend auf Daten von [200,201] 83
Abb. 97 Beispiele für verschiedene Optimaldefinitionen, eigene Darstellung basierend auf [202] 84
Abb. 98 Übersicht der Top-Kandidaten für eine Energiepartnerschaft nach Basiskriterien, eigene Darstellung 84
Abb. 99 Einfluss der Zusatzfaktoren auf die bisherige Top-Auswahl, eigene Darstellung 86
Abb. 100 Potentielle Ausschlusskriterien ausgewählter Beispiele der Top-Auswahl, eigene Darstellung basierend auf Daten von [203] 87
Abb. 101 Ländern mit wachsendem Potential (außerhalb der Top 10), eigene Darstellung 88
Abb. 102 Finale Potential Heatmap der betrachteten Länder für eine Energiepartnerschaft mit Deutschland (inkl. Basiskriterien und Zusatzfaktoren), eigene Darstellung 88
Abb. 103 Vorgehensweise in AP 4, eigene Darstellung 90
Abb. 104 Diversifizierungsmodelle für Energiepartner, eigene Darstellung 91
Abb. 105 Beispielkonzept für die Diversifizierung von importierten Energieträgern, eigene Darstellung 92
Abb. 106 Übersicht der deutschen Raffineriestandorte und der lokalen CO2-Quellen aus der Biogasaufbereitung, eigene Darstellung basierend auf Daten von [209,210] 93
Abb. 107 Entwicklung der TTW-CO2- Emissionen im deutschen Straßenverkehr in den betrachteten Szenarien, eigene Darstellung basierend auf Daten von [18,211,212,213] 94
Abb. 108 CO2-Einsparungen (TTW) durch regenerative Kraftstoffe in verschiedenen Elektrifizierungsszenarien, eigene Darstellung basierend auf Daten von [18,211,212,213] 95
Abb. 109 Benötigte Mengen an regenerativen Kraftstoffen für die betrachteten CO2-Einsparungen bei PKW in 2045, eigene Darstellung basierend auf Daten von [18,129,211,212,213] 95

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Umsatz der deutschen Chemieindustrie im globalen Vergleich (Stand 2021), Quelle:[38] 25
Tabelle 2 Umsatz der deutschen Chemieindustrie im nationalen Vergleich (Stand 2021), Quelle:[38,39] 26
Tabelle 3 Aufschlüsselung der Tätigkeitsfelder im betrachteten Wirtschaftszweig, Quelle: [45] 30
Tabelle 4 Beispiele für Tätigkeitsfelder im betrachteten Wirtschaftszweig, Quelle: [45] 33
Tabelle 5 Betrachtete Studien in der Analyse 35
Tabelle 6 Übersicht der Statements von Beispielherstellern zum Verbrennerausstieg 36
Tabelle 7 Liste der betrachteten chemischen Energieträger 42
Tabelle 8 Verfahren zur Erhöhung des volumetrischen Energiegehalts von Wasserstoff, Quelle: [78,79,80,81] 43
Tabelle 9 Verfahren zur Erhöhung des volumetrischen Energiegehalts von Methan, Quellen: [24,80] 46
Tabelle 10 Eingeführte Mengenkategorien für die Beurteilung der Bestandsinfrastruktur 76
Tabelle 11 Herangezogene Kennwerte für die Zusatzfaktoren, Quellen: [201,202,203] 86

Literaturverzeichnis Executive Summary

A Eurostat (2023) 'Complete energy balances Germany- 2021'. [online] Available from: https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy_balances/enbal.html?geo=DE&unit=KTOE&language=EN&year=2021&fuel=fuelMainFuel&siec=TOTAL&details=0&chartOptions=0&stacking=normal&chartBal=&chart=&full=1&chartBalText=&order=DESC&siecs=&dataset=nrg_bal_s&decimals=0&agregates=0&fuelList=fuelElectricity,fuelCombustible,fuelNonCombustible,fuelOtherPetroleum,fuelMainPetroleum,fuelOil,fuelOtherFossil,fuelFossil,fuelCoal,fuelMainFuel

B Agora Energiewende, Agora Verkehrswende and Stiftung Klimaneutralität (2021) Klimaneutrales Deutschland 2045: Wie Deutschland seine Klimaziele vor 2050 erreichen kann, [online] Available from: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf

C Agora Verkehrswende (2023) E-Fuels zwischen Wunsch und Wirklichkeit, Diskussionspapier, Berlin, Agora Verkehrswende. [online] Available from: https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2023/E-Fuels_zwischen_Wunsch_und_Wirklichkeit/103-E-Fuels.pdf

D Destatis (2023) Erdgas- und Strompreise, Pressemitteilung [online] Available from: https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Erdgas-Strom-DurchschnittsPreise/_inhalt.html

E Bundesnetzagentur (2023) Netzengpassmanagement, [online] Available from: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/start.html#[ANKER

F Bundesnetzagentur (2023) Bericht zu Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit in Bereich der Versorgung mit Elektrizität, Bonn. [online] Available from: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/versorgungssicherheit-strom-bericht-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=4

G Agora Energiewende (2023) 'Stromerzeugung und Stromverbrauch'. [online] Available from: https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/chart/power_generation/24.09.2018/27.09.2023/today/

H IEA (2023) Countries and regions, [online] Available from: https://www.iea.org/countries

I IEA (2023) Net Zero Roadmap - A Global Pathway to Keep the 1.5°C Goal in Reach, Paris, International Energy Agency. [online] Available from: https://iea.blob.core.windows.net/assets/2a240ed2-006b-486c-a994-9df5550dce86/NetZeroRoadmap_AGlobalPathwaytoKeepthe1.5CGoalinReach-2023Update.pdf

J eFuels Alliance (2022) Costs & Outlook, Online, eFuels Alliance e.V. [online] Available from: https://www.efuel-alliance.eu/efuels/costs-outlook

K Fraunhofer ISE (2023) Site-specific, Comparative Analysis for Suitable Power-to-X Pathways and Products in Developing and Emerging Countries, H2Global Stiftung. [online] Available from: https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/power-to-x-laenderanalysen.html (Accessed 29 September 2023)

L Bundesamt für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung (2022) Analyse und Bewertung des Entwicklungsstands, der Sicherheit und des regulatorischen Rahmens für sogenannte neuartige Reaktorkonzepte, [online] Available from: https://www.base.bund.de/DE/themen/fa/kts/documents/neuartige_Reaktorkonzepte.html;jsessionid=12A6862F7B2922FC4FE34D1A078BEE15.internet981

M Bundesamt für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung (2023) Small Modular Reactors - Was ist von den neuen Reaktorkonzepten zu erwarten?, [online] Available from: https://www.base.bund.de/DE/themen/kt/kta-deutschland/neue_reaktoren/neue-reaktoren_node.html

N Dual Fluid Energy Inc. (2022) Reinventing Nuclear, [online] Available from: https://dual-fluid.com/wp-content/uploads/2022/03/Dual-Fluid_Whitepaper_DE_screen.pdf

O Chen, Stephen (2023) China gives green light to nuclear reactor that burns thorium - a fuel that could power the country for 20,000 years, South China Morning Post. [online] Available from: https://www.scmp.com/news/china/science/article/3224183/china-gives-green-light-nuclear-reactor-burns-thorium-fuel-could-power-country-20000-years

P Twidale, Susanna (2023) Britain opens competition to develop small nuclear plants by the 2030s, [online] Available from: https://www.reuters.com/business/energy/britain-opens-small-nuclear-reactor-competition-launches-new-nuclear-body-2023-07-17/

Q Manager Magazin (2023) Orlen will Mini-Atomkraftwerk in Polen bauen, [online] Available from: https://www.manager-magazin.de/unternehmen/energie/orlen-mineraloelkonzern-will-mini-atomkraftwerke-in-polen-bauen-a-66ffa20c-303e-4137-844f-f00bbd89191f

R Vattenfall (2022) Vattenfall's SMR feasibility study at Ringhals - 'Nuclear West', [online] Available from: https://group.vattenfall.com/what-we-do/our-energy-sources/nuclear-power/smr-at-ringhals

S Day, Paul (2023) US regulator ready for next-generation nuclear, NRC says, [online] Available from: https://www.reuters.com/business/energy/us-regulator-ready-next-generation-nuclear-nrc-2023-09-01/

Literaturverzeichnis

1 IEA (2023) Net Zero Roadmap - A Global Pathway to Keep the 1.5°C Goal in Reach, Paris, International Energy Agency. [online] Available from: https://iea.blob.core.windows.net/assets/2a240ed2-006b-486c-a994-9df5550dce86/NetZeroRoadmap_AGlobalPathwaytoKeepthe1.5CGoalinReach-2023Update.pdf

2 Agora Verkehrswende (2023) E-Fuels zwischen Wunsch und Wirklichkeit, Diskussionspapier, Berlin, Agora Verkehrswende. [online] Available from: https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2023/E-Fuels_zwischen_Wunsch_und_Wirklichkeit/103-E-Fuels.pdf

3 eFuels Alliance (2022) Costs & Outlook, Online, eFuels Alliance e.V. [online] Available from: https://www.efuel-alliance.eu/efuels/costs-outlook

4 Fraunhofer ISE (2023) Site-specific, Comparative Analysis for Suitable Power-to-X Pathways and Products in Developing and Emerging Countries, H2Global Stiftung. [online] Available from: https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/power-to-x-laenderanalysen.html (Accessed 29 September 2023)

5 Bundesamt für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung (2022) Analyse und Bewertung des Entwicklungsstands, der Sicherheit und des regulatorischen Rahmens für sogenannte neuartige Reaktorkonzepte, [online] Available from: https://www.base.bund.de/DE/themen/fa/kts/documents/neuartige_Reaktorkonzepte.html;jsessionid=12A6862F7B2922FC4FE34D1A078BEE15.internet981

6 Bundesamt für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung (2023) Small Modular Reactors - Was ist von den neuen Reaktorkonzepten zu erwarten?, [online] Available from: https://www.base.bund.de/DE/themen/kt/kta-deutschland/neue_reaktoren/neue-reaktoren_node.html

7 Dual Fluid Energy Inc. (2022) Reinventing Nuclear, [online] Available from: https://dual-fluid.com/wp-content/uploads/2022/03/Dual-Fluid_Whitepaper_DE_screen.pdf

8 Chen, Stephen (2023) China gives green light to nuclear reactor that burns thorium - a fuel that could power the country for 20,000 years, South China Morning Post. [online] Available from: https://www.scmp.com/news/china/science/article/3224183/china-gives-green-light-nuclear-reactor-burns-thorium-fuel-could-power-country-20000-years

9 Twidale, Susanna (2023) Britain opens competition to develop small nuclear plants by the 2030s, [online] Available from: https://www.reuters.com/business/energy/britain-opens-small-nuclear-reactor-competition-launches-new-nuclear-body-2023-07-17/

10 Manager Magazin (2023) Orlen will Mini-Atomkraftwerk in Polen bauen, [online] Available from: https://www.manager-magazin.de/unternehmen/energie/orlen-mineraloelkonzern-will-mini-atomkraftwerke-in-polen-bauen-a-66ffa20c-303e-4137-844f-f00bbd89191f

11 Vattenfall (2022) Vattenfall's SMR feasibility study at Ringhals - 'Nuclear West', [online] Available from: https://group.vattenfall.com/what-we-do/our-energy-sources/nuclear-power/smr-at-ringhals

12 Day, Paul (2023) US regulator ready for next-generation nuclear, NRC says, [online] Available from: https://www.reuters.com/business/energy/us-regulator-ready-next-generation-nuclear-nrc-2023-09-01/

13 Destatis (2023) Erdgas- und Strompreise, Pressemitteilung [online] Available from: https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Erdgas-Strom-DurchschnittsPreise/_inhalt.html

14 Bundesnetzagentur (2023) Netzengpassmanagement, [online] Available from: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/start.html#[ANKER

15 Bundesnetzagentur (2023) Bericht zu Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit in Bereich der Versorgung mit Elektrizität, Bonn. [online] Available from: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/versorgungssicherheit-strom-bericht-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=4

16 Agora Energiewende (2023) 'Stromerzeugung und Stromverbrauch'. [online] Available from: https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/chart/power_generation/24.09.2018/27.09.2023/today/

17 Eurostat (2023) 'Complete energy balances Germany- 2021'. [online] Available from: https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy_balances/enbal.html?geo=DE&unit=KTOE&language=EN&year=2021&fuel=fuelMainFuel&siec=TOTAL&details=0&chartOptions=0&stacking=normal&chartBal=&chart=&full=1&chartBalText=&order=DESC&siecs=&dataset=nrg_bal_s&decimals=0&agregates=0&fuelList=fuelElectricity,fuelCombustible,fuelNonCombustible,fuelOtherPetroleum,fuelMainPetroleum,fuelOil,fuelOtherFossil,fuelFossil,fuelCoal,fuelMainFuel

18 Kraftfahrtbundesamt (2023) 'Bestand: Jahresbilanz 2023'. [online] Available from: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Jahrebilanz_Bestand/fz_b_jahresbilanz_node.html;jsessionid=A66D91EE486344A-17CA8AE098BE3E759.live11314

19 Kraftfahrtbundesamt (2022) Neuzulassungen: Jahresbilanz, [online] Available from: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/Jahresbilanz_Neuzulassungen/jahresbilanz_node.html

20 Handelsblatt (2022) Automarkt in Deutschland erholt sich nur langsam, [online] Available from: https://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/neuzulassungen-im-februar-automarkt-in-deutschland-erholt-sich-nur-langsam/28127378.html

21 Ecomento (2023) Elektroauto-Kaufprämie 'Umweltbonus' und 'Innovationsprämie', [online] Available from: https://ecomento.de/ratgeber/elektroauto-kaufpraemie-umweltbonus/#:~:text=Umweltbonus%20bis%202022,offiziell%20%E2%80%9EUmweltbonus%E2%80%9C)%20eingef%C3%BChrt.

22 Umweltbundesamt (2023) Altfahrzeugverwertung und Fahrzeugverbleib, [online] Available from: https://www.umweltbundesamt.de/daten/ressourcen-abfall/verwertung-entsorgung-ausgewaehlter-abfallarten/altfahrzeugverwertung-fahrzeugverbleib#altfahrzeuge-2020-niedrigste-anzahl-seit-beginn-der-aufzeichnungen-in-2004

23 Kraftfahrtbundesamt (2023) Fahrzeugalter, [online] Available from: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Fahrzeugalter/fahrzeugalter_node.html

24 Power to X Alliance (2020) Darstellung der Effizienzketten der Nutzung von erneuerbarer Energie im Mobilitätssektor, [online] Available from: https://www.ptx-allianz.de/wp-content/uploads/2021/01/ptx-allianz-darstellung-effizienzketten-von-erneuerbarer-energie-mobilitaetssektor.pdf

25 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022) Energieeffizienz in Zahlen, [online] Available from: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienz-in-zahlen-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=3

26 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2022) Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Deutschland, [online] Available from: https://www.bdew.de/media/documents/20220511_W%C3%A4rmeverbrauchsanalyse_Foliensatz_2022_final.pdf

27 Agora Energiewende, Agora Verkehrswende and Stiftung Klimaneutralität (2021) Klimaneutrales Deutschland 2045: Wie Deutschland seine Klimaziele vor 2050 erreichen kann, [online] Available from: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf

28 Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V. (2023) Branchenstudie 2023: Marktentwicklung - Prognose - Handlungsempfehlungen, [online] Available from: https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/waermepumpe/05_Presse/01_Pressemitteilungen/BWP_Branchenstudie_2023_DRUCK.pdf

29 Bramann, Helmut (2023) 'Heizungsbranche klagt über 60.000 fehlende Installateure'. [online] Available from: https://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/fachkraeftemangel-heizungsbranche-klagt-ueber-60-000-fehlende-installateure-a-acf1f67a-da1a-45c6-983a-886a5adba016

30 Zentralverband für Sanitär, Heizung und Klima (2022) '25 Prozent mehr Wärmepumpen: Die Strom-Revolution am Heizungsmarkt beginnt'. [online] Available from: https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energieversorgung-25-prozent-mehr-waermepumpen-die-strom-revolution-am-heizungsmarkt-beginnt/28588310.html

31 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2022) 'Gasheizung oder doch Wärmpepumpe: Was lohnt sich mehr?' [online] Available from: https://www.handelsblatt.com/unternehmen/heizkosten-sparen-gasheizung-oder-doch-waermepumpe-was-lohnt-sich-mehr/28600154.html

32 Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks (2022) Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks 2022, [online] Available from: https://www.schornsteinfeger.de/erhebungen.aspx

33 Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (2023) Die Gasnetze sind bereit für Wasserstoff, [online] Available from: https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/h2-wochen-factsheet-gasnetze-ready-for_h2-dvgw.pdf

34 Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., E.ON and Avacon (2021) Erstmals 20 Prozent Wasserstoff im deutschen Gasnetz, [online] Available from: https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/presse/gempi-dvgw-avacon-eon-beimischung-h2.pdf

35 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2021) Die Energieversorgung 2021, Jahresbericht [online] Available from: https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2021_UPDATE_Juni_2022.pdf

36 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2021) Monatlicher Erdgasverbrauch in Deutschland, [online] Available from: https://www.bdew.de/media/documents/Erdgasverbrauch_Vgl_2020_2021_monatlich_online_o_monatlich_Ki_31032022.pdf

37 Sterner, Michael and Stadler, Ingo (2017) Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration, Berlin, Heidelberg, Springer Vieweg. [online] Available from: https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-662-48893-5

38 Verband der Chemischen Industrie e.V. (2022) Chemiewirtschaft in Zahlen, [online] Available from: https://www.vci.de/die-branche/zahlen-berichte/chemiewirtschaft-in-zahlen-online.jsp

39 Verband der Automobilindustrie (2022) Jahresbericht 2022 Themen und Zahlen zur Entwicklung der deutschen Automobilindustrie, [online] Available from: https://www.vda.de/de/aktuelles/publikationen/publication/jahresbericht-2022

40 Verband der Chemischen Industrie e.V. (2023) Energiestatistik im Überblick, [online] Available from: https://www.vci.de/die-branche/zahlen-berichte/vci-statistik-grafiken-energie-klima-rohstoffe-chemie.jsp

41 Verband der Chemischen Industrie e.V. (2022) Zukunft der deutschen Chemieindustrie, [online] Available from: https://www.vci.de/themen/industrieland-deutschland/zukunft-der-deutschen-chemieindustrie-eckpunktepapier-von-vci-und-libmod.jsp

42 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2020) Die Nationale Wasserstoffstrategie, [online] Available from: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html

43 Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V. and Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (2023) Wasserstoff in der chemischen Industrie, [online] Available from: https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/Chemische_Industrie.pdf

44 Fraunhofer ISE (2021) Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, [online] Available from: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf

45 Eurostat (2008) NACE Rev. 2 Staistische Systematik der Wirtschaftszweige in der Europäischen Gemeinschaft, [online] Available from: https://ec.europa.eu/eurostat/documents/3859598/5902453/KS-RA-07-015-DE.PDF

46 Pickel, Peter (John Deere) (2020) 'John-Deere-Experte: "E-Traktoren dauern noch eine ganze Weile"'. [online] Available from: https://ecomento.de/2020/04/02/john-deere-experte-e-traktoren-dauern-noch-eine-ganze-weile/

47 GridCON (2018) Kabelgeführter mobiler und autonomer Maschinenverband - GridCON2 führt eine Vielzahl von Einzelentwicklungen zusammen, [online] Available from: https://www.gridcon-project.de/Beschreibung.html

48 Deutscher Bundestag (2020) Sachstand: Energiespeicher der Elektromobilität, [online] Available from: https://www.bundestag.de/resource/blob/819220/31128d3d32638f43627fa8a99bd3cb83/WD-8-090-20-pdf-data.pdf

49 Deutz (2021) Deutz tritt eFuel Alliance bei, [online] Available from: https://www.deutz.com/investor-relations/investor-news/archiv/deutz-tritt-efuel-alliance-bei

50 Deutz (2023) Deutz macht nächsten Schritt für Serienproduktion von Wasserstoffmotoren, [online] Available from: https://www.deutz.com/investor-relations/investor-news/deutz-macht-naechsten-schritt-fuer-serienproduktion-von-wasserstoffmotoren

51 Fendt (2023) Produkte & Lösungen, [online] Available from: https://www.fendt.com/de/

52 John Deere (2023) Produkte, [online] Available from: https://www.deere.de/de/index.html

53 Claas (2023) Produkte, [online] Available from: https://www.claas.de/

54 Ponsse (2023) Produkte, [online] Available from: https://www.ponsse.com/de/startseite#/

55 Logset (2023) Produkte, [online] Available from: https://logset.fi/de/

56 Berliner Feuerwehr (2022) Projekt zur Erprobung eines elektrisch betriebenen Lösch- und Hilfeleistungsfahrzeug, [online] Available from: https://www.berliner-feuerwehr.de/forschung/elhf/

57 Zentrale Polizeidirektion Niedersachsen (2023) E-Autos bei der Polizei? Im Streifendienst okay, bei Spezialkräften eher, [online] Available from: https://www.rundblick-niedersachsen.de/e-autos-bei-der-polizei-im-streifendienst-okay-bei-spezialkraeften-eher-unbrauchbar/

58 Technische Universität Braunschweig (2020) Elektromobilität für behördliche Flotten, [online] Available from: https://www.tu-braunschweig.de/nff/projekte/lautlos

59 Lunderhausen, Frank (Ambulanzmobile) (2021) 'Elektrischer Krankenwagen: Sanitäter und Strom'. [online] Available from: https://www.autohaus.de/nachrichten/autohersteller/elektrischer-krankenwagen-sanitaeter-und-strom-2926635

60 Stadt Kiel (2020) Merkblatt Flächen für die Feuerwehr, [online] Available from: https://www.kiel.de/de/gesundheit_soziales/feuerwehr/vorbeugender_brand_und_gefahrenschutz/_dokumente_vorbeugender_brandschutz_und_gefahrenschutz_informationsblaetter/FlaechenFeuerwehr.pdf

61 Klink, Jens (2018) Projekt zur Erprobung eines elektrisch betriebenen Lösch- und Hilfeleistungsfahrzeues, [online] Available from: https://www.berliner-feuerwehr.de/forschung/elhf/

62 Deutsche Energie Agentur (2021) Klimaneutralität 2045 - Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems, [online] Available from: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Landingpages/Leitstudie_II/Gutachten/211006_DLS_Gutachten_EWI_final.pdf

63 Allianz pro Schiene (2021) Güterverkehr - Mehr Verkehr auf die Schiene, [online] Available from: https://www.allianz-pro-schiene.de/themen/gueterverkehr/

64 Allianz pro Schiene (2019) Marktanteile der Eisenbahn am Personenverkehr in Deutschland, [online] Available from: https://www.allianz-pro-schiene.de/themen/personenverkehr/marktanteile/

65 Schäfer, Thomas (Markenchef VW) (2022) VW will ab 2033 in Europa nur noch Elektroautos bauen, [online] Available from: https://ecomento.de/2022/10/27/vw-will-ab-2033-in-europa-nur-noch-elektroautos-bauen/

66 ADAC (2023) Ausstieg Verbrennermotor: Wann wird welcher Hersteller elektrisch?, [online] Available from: https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/autokatalog/marken-modelle/auto/ausstieg-verbrennungsmotor/

67 Kraftfahrtbundesamt (2022) Jahresbilanz 2022, [online] Available from: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/Jahresbilanz_Neuzulassungen/2022/2022_n_jahresbilanz_generische.html;jsessionid=B5FC853249E7DC87CDCEF14B2C31AA60.live21304?nn=3547466&fromStatistic=3547466&yearFilter=2022&fromStatistic=3547466&yearFilter=2022

68 Heeg, Thiemo (2019) '57 Milliarden Euro Investitionsstau'. FAZ. [online] Available from: https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/unternehmen/57-milliarden-euro-investitionsstau-bei-der-bahn-16071615.html

69 Informationsdienst des Instituts der deutschen Wirtschaft (2022) Bahnverkehr: Es ruckelt auf der Schiene, [online] Available from: https://www.iwd.de/artikel/bahnverkehr-es-ruckelt-auf-der-schiene-561549/

70 Arbeitsgemeinschaft für zeitgemäßes Bauen e.V. (2022) Wohnungsbau-Studie: Die Zukunft des Bestandes, [online] Available from: https://www.impulse-fuer-den-wohnungsbau.de/fileadmin/images/Studien/2022-02_Studie/Charts_zur_Studie_-_Wohnungsbau-Tag_2022.pdf

71 Gedaschko, Axel (Bundesverband deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen) (2023) 'Klima-Gebäudeplan droht am Fachkräftemangel und Milliarden-Kosten zu scheitern'. [online] Available from: https://www.focus.de/earth/news/experten-warnen-klima-gebaeudeplan-droht-am-fachkraeftemangel-und-milliarden-kosten-zu-scheitern_id_195015117.html

72 Destatis (2023) Produktion im Dezember 2022: -3,1% zum Vormonat, [online] Available from: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2023/02/PD23_049_421.html#:~:text=Die%20Industrieproduktion%20(Produzierendes%20Gewerbe%20ohne,kalenderbereinigt%20um%202%2C2%20%25.

73 Klell, Manfred, Eichlseder, Helmut and Trattner, Alexander (2018) Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik 4th ed.,

74 Bockhorst, Michael (2023) Methanol, [online] Available from: https://www.energieinfo.de/eglossar/methanol

75 Fricke, Jochen (2018) Ammoniak - ein idealer Wasserstoff-Speicher, Cluster Energietechnik. [online] Available from: https://www.bayern-innovativ.de/de/seite/ammoniak-wasserstoffspeicher

76 Chemie.de (2023) Dieselkraftstoff, [online] Available from: https://www.chemie.de/lexikon/Dieselkraftstoff.html

77 Global Energy Solutions e.V. (2022) Wasserstofftransport Factsheet, [online] Available from: https://global-energy-solutions.org/wp-content/uploads/2022/06/220602_factsheet_h2_transport_final.pdf

78 Krieg, Dennis (2012) Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff, Forschungszentrum Jülich GmbH. [online] Available from: https://juser.fz-juelich.de/record/136392/files/Energie&Umwelt_144.pdf

79 Göbelbecker, Jona (2023) Wie sieht das neue Wasserstoff-Netz für Deutschland aus?, [online] Available from: https://www.chemietechnik.de/energie-utilities/wasserstoff/plaene-fuer-ein-nationales-wasserstoff-netz-in-deutschland-341.html

80 Bossel, Ulf (2003) The Future of the Hydrogen Economy: Bright or Bleak?, [online] Available from: https://www.tatup.de/index.php/tatup/article/view/1229/2324

81 Jungmeier, G, Spitzer, J, Schaffer, T, Jungmeier-Scholz, U, et al. (2009) Erneuerbarer Wasserstoff in Österreich, Joanneum Research Forschungsgesellschaft mbH. [online] Available from: https://www.joanneum.at/fileadmin/user_upload/H2_Broschuere_final_2009.pdf

82 Nitsch, Joachim and Fischedick, Manfred (2002) Eine vollständig regenerative Energieversorgung mit Wasserstoff - Illusion oder realistische Perspektive?, [online] Available from: https://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/Wasserstoff-Essen.pdf

83 TU Graz (2022) Abgasnachbehandlung von Wasserstoffmotoren, [online] Available from: https://www.itna.tugraz.at/forschung/bereiche/as/projektbeispiele/abgasnachbehandlung-von-wasserstoffmotoren-2022.html

84 IEA (2022) Global Hydrogen Review 2022, [online] Available from: https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf

85 Berks, Leon (2022) Elektrolyse Status Quo: Technik, Kosten und Herausforderungen, Global Energy Solutions e.V. [online] Available from: https://global-energy-solutions.org/wp-content/uploads/2022/04/220224_LB_Elektrolyse_Status-Quo.pdf

86 Deutsche Energie Agentur (2018) Power to X: Technologien, [online] Available from: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/607/9264_Power_to_X_Technologien.pdf

87 Brinner, Andreas (2013) Funktionsprinzip der elektrochemischen Wasserspaltung, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg.

88 Schmidt, Volkmar (2003) Elektrochemische Verfahrenstechnik: Grundlagen, Reaktionstechnik, Prozeßoptimierung,

89 Töpler, Johannes and Lehmann, Jochen (2017) Wasserstoff und Brennstoffzelle - Technologien und Marktperspektiven,

90 Air Liquide (2020) Aird Liquide inaugurates the world's largest low-carbon hydrogen membrane-based production unit in Canada, [online] Available from: https://www.airliquide.com/sites/airliquide.com/files/2021-01/air-liquide-inaugurates-worlds-largest-low-carbon-hydrogen-membrane-based-production-unit-canada_61f10758c2e76.pdf

91 Aichinger, Jonas (2015) Projektsteckbrief: Energiepark Mainz, [online] Available from: https://www.energieatlas.rlp.de/earp/praxisbeispiele/projektsteckbriefe/projektsteckbriefe/anzeigen/unternehmen/27

92 Glomfjord Hydrogen (2022) Glomfjord Hydrogen production plant, [online] Available from: https://www.glomfjord-hydrogen.com/a/projects/glomfjord-hydrogen-produksjonsanlegg

93 FuelCellWorks (2022) The World's Largest Green Hydrogen Project With a 150MW Electrolyser Comes Online in China, [online] Available from: https://fuelcellsworks.com/news/the-worlds-largest-green-hydrogen-project-with-a-150mw-electrolyser-comes-online-in-china-el-periodico-de-la-energia/

94 Flottmann, Dirk, Forst, Detlev and Roßwag, Helmut (2004) Chemie für Ingenieure,

95 Pfenning, Maximilian, Gerhardt, Norman, Pape, Carsten and Böttger, Diana (2017) Mittel- und langfristige Potenziale von PTL- und H2-Importen aus internationalen EE-Vorzugsregionen, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik. [online] Available from: https://www.erneuerbar-mobil.de/sites/default/files/2019-10/Teilbericht_Potenziale_PtL_H2_Importe_FraunhoferIWES.pdf

96 Fröhlich, Thomas, Blömer, Sebastian, Münter, Daniel and Brischke, Lars-Arvid (n.d.) CO2-Quellen für die PtX-Herstellung in Deutschland - Technologien, Umweltwirkung, Verfügbarkeit, Institut für Energie und Umweltforschung Heidelberg. [online] Available from: https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/ifeu_paper_03_2019_CO2-Quellen-f%C3%BCr-PtX.pdf

97 Kretzschmar, Jörg (2017) Technologiebericht 4.2b Power-to-gas (Methanisierung biologisch) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende, Deutsches Biomasseforschungszentrum GmbH. [online] Available from: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7060/file/7060_Power-to-gas.pdf

98 Schmidt, Maike, Schwarz, Simon, Stürmer, Bernd, Wagener, Leon and Zuberbühler, Ulrich (2018) Technologiebericht 4.2a Power-to-gas (Methanisierung chemisch-katalytisch) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg. [online] Available from: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7059/file/7059_Power-to-gas.pdf

99 Heß, Dominik, Klumpp, Michael and Dittmeyer, Roland (2020) Nutzung von CO2 aus Luft als Rohstoff für synthetische Kraftstoffe und Chemikalien, KIT Institut für Mikroverfahrenstechnik. [online] Available from: https://vm.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mvi/intern/Dateien/PDF/29-01-2021-DAC-Studie.pdf

100 Uniper SE (2019) Methanation plant in Falkenhagen starts operation and supplies synthetic methane - another step towards a successful energy transition, [online] Available from: https://www.uniper.energy/news/methanation-plant-in-falkenhagen-starts-operation-and-supplies-synthetic-methane--another-step-towards-a-successful-energy-transition

101 MovingPower GmbH (2013) Power to Gas Werlte, [online] Available from: https://www.movingpower.at/3zw5u3/wp-content/themes/movingpower/pdf.php?p_idu=394

102 Australian Renewable Energy Agency (2020) APA Renewable Methane Demonstration Project, [online] Available from: https://arena.gov.au/projects/apa-renewable-methane-demonstration-project/

103 Electrochaea (2021) Weltweit größtes Power-to-Methane-Projekt in Belgien gestartet, [online] Available from: https://www.energie-experten.org/news/weltweit-groesstes-power-to-methane-projekt-in-belgien-gestartet

104 MAN Energy Solutions (2022) Storengy rüstet gemeinsam mit MAN Energy Solutions eine französische Kläranlage mit einem Methanisierungsreaktor aus, [online] Available from: https://www.man-es.com/de/unternehmen/pressemitteilungen/press-details/2022/08/03/storengy-r%C3%BCstet-gemeinsam-mit-man-energy-solutions-eine-franz%C3%B6sische-kl%C3%A4ranlage-mit-einem-methanisierungsreaktor-aus

105 Umweltbundesamt (2022) Kurzeinschätzung von Ammoniak als Energieträger und Transportmedium für Wasserstoff, [online] Available from: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/dokumente/uba_kurzeinschaetzung_von_ammoniak_als_energietraeger_und_transportmedium_fuer_wasserstoff.pdf

106 Rose, Diana, van der Pütten, Norbert and Wildanger, Dominik (2022) Zusammensetzung der Luft, Hessisches Landesamt für Naturschutz, Umwelt und Geologie. [online] Available from: https://www.hlnug.de/themen/luft/grundlagen#:~:text=Zusammensetzung%20der%20Luft,ein%20(Global%20Monitoring%20Laboratory)%20.

107 Umweltbundesamt (2000) Prozessteilas: Xtra-generisch O2 (flüssig), [online] Available from: https://www.probas.umweltbundesamt.de/php/prozessdetails.php?id=%7B0E0B2E02-9043-11D3-B2C8-0080C8941B49%7D

108 Linde Group (2013) Luftzerlegung - Das Linde-Verfahren, [online] Available from: https://www.linde-gas.at/de/images/1004_luftzerlegung_v110_tcm550-169417.pdf

109 IEA (2021) Ammonia Technology Roadmap, [online] Available from: https://iea.blob.core.windows.net/assets/6ee41bb9-8e81-4b64-8701-2acc064ff6e4/AmmoniaTechnologyRoadmap.pdf

110 AMMPower (2022) Major Ammonia Producing Companies and Their Capacities, [online] Available from: https://www.iamm.green/ammonia-producing-companies/

111 Kakish, Natalie and Owen, Elizabeth (2023) China eyes green ammonia exports by late 2024, [online] Available from: https://www.argusmedia.com/en/news/2434148-china-eyes-green-ammonia-exports-by-late-2024

112 Hyphen Hydrogen Energy (2022) Pioneering the African Green Hydrogen revolution, [online] Available from: https://hyphenafrica.com/

113 Belledune Port Authority (2022) Cross River Infrastructure Partners at Planned Green Energy Hub, [online] Available from: https://newenergyinnovation.co.uk/cross-river-infrastructure-partners-at-planned-green-energy-hub/

114 Maritimes Cluster Norddeutschland e.V. (2018) Potenzialanalyse Methanol als emissionsneutraler Energeiträger für Schifffahrt und Energiewirtschaft, [online] Available from: https://www.maritimes-cluster.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studie-Potenzialanalyse-Methanol-Schifffahrt-2018.pdf

115 Höhlein, B, Grube, Th, Biedermann, P, Bielawa, H, et al. (2003) Methnaol als Energieträger, Forschungszentrum Jülich GmbH. [online] Available from: https://juser.fz-juelich.de/record/32762/files/Energietechnik_28.pdf

116 Specht, Michael and Bandi, Andreas (2012) Herstellung von flüssigen Kraftstoffen aus atmosphärischem Kohlendioxid, Solarenergie Förderverein Deutschland e.V. [online] Available from: https://www.sfv.de/artikel/herstellung_von_fluessigen_kraftstoffen_aus_atmosphaerischem_kohlendioxid

117 Heinemann, Christoph, Kasten, Peter, Bauknecht, Dierk, Bracker, Florian, et al. (2019) Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland, Institut für angewandte Ökologie. [online] Available from: https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/PtX-Hintergrundpapier.pdf

118 Loder, Astrid (2017) Untersuchungen zur katalytischen Umsetzung von Wasserstoff und Kohlendioxid mit kalziniertem Eisenkarbonat, Technische Universität Graz. [online] Available from: https://diglib.tugraz.at/download.php?id=5a1defb19ae34&location=aleph

119 Sulzer (2022) Sulzer ermöglicht mit E-Methnaol-Anlage Energiespeicherung und Herstellung von erneuerbaren Kraftstoffen, [online] Available from: https://www.sulzer.com/de-ch/germany/shared/news/221215-sulzer-enabling-energy-storage-and-production-of-renewable-fuels-with-e-methanol-plant#:~:text=E%2DMethanol%20bietet%20eine%20kohlenstoffneutrale%20Alternative&text=Die%20Anlage%20in%20Kass%C3%B8%2C%20D%C3%A4nemark,Markteinf%C3%BChrung%20dieses%20gr%C3%BCnen%20Kraftstoffs%20dar.

120 Junghans, Ulrike (2021) E-CO2Met - Electricity & CO2 to Methanol, Fraunhofer-Zentrum für Chemisch-Biotechnologische Prozesse CBP. [online] Available from: https://www.cbp.fraunhofer.de/de/referenzprojekte/e-co2met.html

121 Iberdrola (2022) Iberdrola partners with ABEL Energy on green hydrogen and methanol project in Tasmania, [online] Available from: https://www.iberdrola.com/press-room/news/detail/we-will-invest-more-euro-1100-million-green-hydrogen-plant-australia

122 Siemens Energy (2020) Haru Oni: eFuel plant of the future, [online] Available from: https://www.siemens-energy.com/global/en/news/magazine/2022/haru-oni.html

123 Bolle, Friedrich-Wilhelm, Reinders, Michael and Rißе, Henry (2012) WaStrak NRW 'Einsatz der Wasserstofftechnologie in der Abwasserbeseitigung' - Phase 1, Forschungsinstitut für Wasser- und Abfallwirtschaft an der RWTH Aachen e.V. [online] Available from: https://www.lanuv.nrw.de/fileadmin/forschung/wasser/klaeranlage_abwasser/WaStraK_Abschlussbericht_Teil%202.pdf

124 Caterpillar (2018) Methanol als Kraftstoff für Großmotoren, [online] Available from: https://www.vsm.de/sites/default/files/dokumente/ac8f144a6dfd483aaf16266421e2186b/05_methaship_cat_methanol_als_kraftstoff_fuer_grossmotoren.pdf

125 Kreidelmeyer, Sven, Dambeck, Hans, Kirchner, Almut and Wünsch, Marco (2020) Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger, Prognos AG. [online] Available from: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationspfade-fuer-strombasierte-energietraeger.pdf?__blob=publicationFile

126 Kiesewalter, Stefan (2022) Wasserstoff aus Methanol gewinnen: Optimierte Reformer, Fraunhofer Institut für Mikrotechnik und Mikrosysteme IMM. [online] Available from: https://www.fraunhofer.de/de/presse/presse-informationen/2022/maerz-2022/wasserstoff-aus-methanol-gewinnen-optimierte-reformer.html

127 IHS Markit (2017) Light and Heavy Naphta: International Market Analysis, [online] Available from: https://cdn.ihs.com/www/pdf/Naptha-Service-Prospectus.pdf

128 Wolke, Florian, Reichelt, Erik and Jahn, Matthias (2021) Untersuchungen zum Mechanismus der Fischer-Tropsch-Synthese im Profilreaktor, Fraunhofer Institut. [online] Available from: https://www.ikts.fraunhofer.de/content/dam/ikts/downloads/jahresberichte/jb2020/31_Untersuchungen_zum_Mechanismus_der_Fischer_Tropisch_Synthese_im_Profilreaktor.pdf

129 eFuels Alliance (2023) Auswahl angekündigter oder bestehender Produktionsstandorte, [online] Available from: https://www.efuel-alliance.eu/de/efuels/efuel-produktionskarte

130 Deutsche Energie Agentur (2017) Das Potenzial strombasierter Kraftstoffe für einen klimaneutralen Verkehr in der EU, [online] Available from: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/562/9219_E-Fuels-Studie_deutsche_Zusammenfassung.pdf

131 en2x (2023) Klimaschutz in Gebäuden: Green Fuels Notwendig, [online] Available from: https://en2x.de/wp-content/uploads/2023/04/230601_en2x_GEG_Broschuere_2023_ES_web.pdf

132 eFuels Alliance (2022) Was sind eFuels?, [online] Available from: https://www.efuel-alliance.eu/de/efuels/was-sind-efuels

133 Kaltschmitt, Martin, Hartmann, Hans and Hofbauer, Herrmann (2016) Energie aus Biomasse 3rd ed., [online] Available from: https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-662-47438-9#about-this-book

134 Schröder, Jörg, Naumann, Karin, Dögnitz, Niels, Costa de Paiva, Gabriel, et al. (2022) Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr, [online] Available from: https://www.dbfz.de/pressemediathek/publikationsreihen-des-dbfz/dbfz-reports/dbfz-report-nr-44

135 NOW GmbH (2022) Factsheet Biokraftstoffe, [online] Available from: https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2022/10/NOW_Factsheet-Biokraftstoffe.pdf

136 Naumann, Karin, Schröder, Jörg, Oehmichen, Katja, Etzold, Hendrik, et al. (2019) Monitoring Biokraftstoffsektor, [online] Available from: https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_11_4.pdf

137 Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2022) Basisdaten Bioenergie Deutschland, [online] Available from: https://www.fnr.de/fileadmin/Projekte/2022/Mediathek/broschuere_basisdaten_bioenergie_2022_06_web.pdf

138 Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, Deutsche Akademie der Technikwissenschaften and Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (2019) Biomasse im Spannungsfeld zwischen Energie- und Klimapolitik, [online] Available from: https://www.acatech.de/publikation/biomasse-im-spannungsfeld-zwischen-energie-und-klimapolitik-strategien-fuer-eine-nachhaltige-bioenergienutzung/

139 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft and Bundesministeirum für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (2022) Eckpunkte für eine Nationale Biomassestrategie,

140 FutureFuels (2023) Biofuels & Co. - Rohstoffe und Herstellungspfade für Biokraftstoffe der Zukunft, [online] Available from: https://futurefuels.blog/in-der-theorie/rohstoffe-und-herstellungspfade-fuer-biokraftstoffe-der-zukunft/

141 Werner, Claudia (2023) Naturverträglich nutzbare Biomasse, Naturschutzbund Deutschland e.V. (NABU). [online] Available from: https://www.nabu.de/imperia/md/content/nabude/energie/biomasse/230914-hintergrund-biomasse-nabu.pdf

142 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023) Erdgasversorgung in Deutschland, [online] Available from: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutschland.html

143 Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (2023) Füllstände der Gasspeicher für Deutschland, [online] Available from: https://www.dvgw.de/themen/sicherheit/versorgungssicherheit-gas/fuellstaende-der-gasspeicher-fuer-deutschland-mit-reichweitenprognose#/2023-10-03

144 Filges, Tristan (2022) Deutschland könnte 2023 Gas aus Russland durch Flüssiggas ersetzen - doch sind es am Ende zu viele LNG-Terminals für zu viele Milliarden?, [online] Available from: https://www.businessinsider.de/wirtschaft/deutschland-koennte-2023-gas-aus-russland-komplett-durch-fluessiggas-ersetzen-doch-sind-es-am-ende-zu-viele-lng-terminals-fuer-zu-viele-milliarden-a/

145 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023) Rohöl: Transport, Lagerung und Verarbeitung, [online] Available from: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/mineraloel-transport-lagerung-verarbeitung.html

146 Unabhängiger Tanklagerverband e.V. (2023) Tanklager-Standorte, [online] Available from: https://www.tanklagerverband.de/mitglieder/standorte

147 Deutscher Bundestag (2022) Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur, [online] Available from: https://www.bundestag.de/resource/blob/915112/d1a66b707de-8458aa57fb107f240754d/WD-8-046-22-pdf-data.pdf

148 Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union (2008) Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16.Dezember 2008 über die EInstufung, Kennzeichnung und Verackung von Stoffen und Gemischen, zur Änderung und Aufhebung der Richtlinie 67/548/EWG und 1999/45/EG und zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 1907/2006, [online] Available from: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32008R1272

149 Gefahrenstoffinformationssystem Chemikalien (2023) Wasserstoff, [online] Available from: https://www.gischem.de/suche/dokument-komplett.htm?client_session_Dokument=4433

150 Linde Group (2022) Sicherheitsdatenblatt Wasserstoff, tiefgekühlt, flüssig, [online] Available from: https://produkte.linde-gas.at/sdb_konform/LH2_10021827DE.pdf

151 Gefahrenstoffinformationssystem Chemikalien (2023) Methan, [online] Available from: https://www.gischem.de/suche/dokument.htm?client_session_Dokument=307

152 Primagaz (2022) Sicherheitsdatenblatt LNG, [online] Available from: https://www.primagaz.at/fileadmin/pdf/Sicherheitsdatenblatt_LNG.pdf

153 Gefahrenstoffinformationssystem Chemikalien (2023) Ammoniak (Gas), [online] Available from: https://www.gischem.de/suche/dokument.htm?client_session_Dokument=2818

154 Sticjstoffwerke Piesteritz GmbH (2015) Sicherheitsdatenblatt Ammoniak, flüssig, [online] Available from: https://www.skwp.de/fileadmin/content/05_mediacenter/broschueren/reach/skwp_erweitere_sicherheit_ammoniak_fluessig.pdf

155 Gefahrenstoffinformationssystem Chemikalien (2023) Methanol, [online] Available from: https://www.gischem.de/suche/dokument.htm?client_session_Dokument=266

156 Gefahrenstoffinformationssystem Chemikalien (2023) Ottokraftstoff, [online] Available from: https://www.gischem.de/download/01_999100-00_1_1_3310.PDF

157 Gefahrenstoffinformationssystem Chemikalien (2023) Dieselkraftstoff, [online] Available from: https://www.gischem.de/suche/dokument-komplett.htm?client_session_Dokument=4581

158 Deutscher Bundestag (2022) Nord Stream-Pipelines - Technische Daten, [online] Available from: https://www.bundestag.de/resource/blob/929694/c26c65cd5de-a3ffd1917c5801a778ef9/WD-8-079-22-pdf-data.pdf

159 Allianz pro Schiene (2016) Überblick: Wie der Güterzug länger werden kann, [online] Available from: https://www.allianz-pro-schiene.de/themen/aktuell/740-meter-gueterzug/#:~:text=Weltweit%20fahren%20G%C3%BCterz%C3%BCge%20sogar%20mit,einer%20L%C3%A4nge%20von%20740%20Metern.

160 Hornung, Claus (2023) Welche Rolel spielt LNG in der Gasversorgung?, [online] Available from: https://www.enercity.de/magazin/unsere-welt/welche-rolle-spielt-lng-in-der-gasversorgung

161 Busch, Toni, Gillessen, Bastian, Linßen, Jochen and Stolten, Detlef (2021) Analyse von Transport-Optionen für flüssigen Wasserstoff in Deutschland, Forschungszentrum Jülich GmbH. [online] Available from: https://iewt2021.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/full-paper/194/194_fullpaper_20210901_081804.pdf

162 Die Bundesregierung (2022) Statement von Bundeskanzler Scholz bei der Pressekonferenz zum Besuch in der Ukraine am 16.Juni 2022 in Kiew, [online] Available from: https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/statement-von-bundeskanzler-scholz-bei-der-pressekonferenz-zum-besuch-in-der-ukraine-am-16-juni-2022-in-kiew-2053752

163 NTV (2022) Russland drosselt Gaslieferungen an Deutschland drastisch, [online] Available from: https://www.n-tv.de/wirtschaft/Russland-drosselt-Gaslieferung-an-Deutschland-drastisch-article23401211.html

164 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019) Versorgungssicherheit bei Erdgas, [online] Available from: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-versorgungssicherheit-2017.pdf?__blob=publicationFile&v=24

165 Mineralölwirtschaftsverband e.V. (2022) Mineralölversorgung mit Pipelines, [online] Available from: https://en2x.de/wp-content/uploads/2022/09/MWV_PIPELINE_Broschu%CC%88re.pdf

166 Orjinmo, Nduka (2022) Nigeria's stolen oil, the military and a man named Government, [online] Available from: https://www.bbc.com/news/world-africa-63314545

167 Bundesanstalt für Gewässerkunde (2007) Verkehrswirtschaftlicher und ökologischer Vergleich der Verkehrsträger Straße, Schiene und Wasserstraße, [online] Available from: https://www.bafg.de/DE/08_Ref/U1/02_Projekte/05_Verkehrstraeger/verkehrstraeger_lang.pdf?__blob=publicationFile

168 Cohen, Ariel (2023) Sinking Permafrost Sinks Pipelines in Russia And Canada, [online] Available from: https://www.bbc.com/news/world-africa-63314545

169 WirtschaftsWoche (2021) Riesiges Containerschiff blockiert den Suezkanal und lässt den Ölpreis steigen, [online] Available from: https://www.wiwo.de/politik/ausland/wichtige-wasserstrasse-riesiges-containerschiff-blockiert-den-suezkanal-und-laesst-den-oelpreis-steigen/27034940.html

170 FAZ (2021) Stau amn Suezkanal aufgelöst, [online] Available from: https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/nach-ever-given-blockade-stau-am-suezkanal-aufgeloest-17276952.html

171 Hitachi Energy (2010) Xiangjiaba - Shanghai, [online] Available from: https://www.hitachienergy.com/de/de/about-us/customer-success-stories/xiangjiaba---shanghai

172 Power Technology (2021) Biswanth Chariali - Agra HVDC Line, India, [online] Available from: https://www.power-technology.com/marketdata/biswanath-chariali-agra-hvdc-line-india/

173 Republic of South Africa (2016) Update on the Grand Inga Hydro Power Project, [online] Available from: https://static.pmg.org.za/160315Grand_Inga.pdf

174 Hitachi Energy (2013) Rio Madeira, [online] Available from: https://www.hitachienergy.com/de/de/about-us/customer-success-stories/rio-madeira

175 Global Energy Network Institute (1998) ABB wins US$ 280-million order for power link between Argentina and Brazil, [online] Available from: http://www.geni.org/globalenergy/library/industry-links/abb/abb-wins-us-280-million-order-for-power-link-between-argentina-and-brazil/index.shtml

176 Siemens Stiftung (2017) Gleichstrom für die Fernübertragung, [online] Available from: https://www.schulportal-thueringen.de/tip/resources/medien/38438?dateiname=Gleichstrom_fuer_die_Fernuebertragung_HGUe_ccbysa4.pdf

177 DeSantis, Daniel, James, Brian, Houchins, Cassidy, Saur, Genevieve and Lyubovsky, Maxim (2021) Cost of long-distance energy transmission by different carriers, [online] Available from: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2589004221014668

178 Muhr, Hans Michael (2014) Übertragung elektrischer Energie Drehstrom / Gleichstrom Leitungssysteme, TU Graz. [online] Available from: https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2014/files/pr/PR_Muhr.pdf

179 Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2020) Electrification vs. vRES potentials in Europe, [online] Available from: https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/info-electrification-vs-vres-potentials-in-europe-is-the-potential-for-variable-renewable-energy-sources-sufficient-to-cover-post-electrification-electricity-demand/#:~:text=the%20methodology%20slides%20of%20our%20FfE%20country%20profiles.&text=The%20results%20in%20Figure%202,amounts%20to%20approximately%205%2C000%20TWh.

180 United Nations Statistics Division (2023) Standard country or area codes for statistical use, [online] Available from: https://unstats.un.org/unsd/methodology/m49/

181 World Integrated Trade Solution (2021) Hydrogen exports by country in 2021, [online] Available from: https://wits.worldbank.org/trade/comtrade/en/country/ALL/year/2021/tradeflow/Exports/partner/WLD/product/280410#

182 World Integrated Trade Solution (2021) Petroleum gases and other gaseous hydrocarbons; in gaseous state, natural gas exports by country in 2021, [online] Available from: https://wits.worldbank.org/trade/comtrade/en/country/ALL/year/2021/tradeflow/Exports/partner/WLD/product/271121

183 World Integrated Trade Solution (2019) Petroleum gases and other gaseous hydrocarbons; liquefied, natural gas exports by country in 2019, [online] Available from: https://wits.worldbank.org/trade/comtrade/en/country/ALL/year/2019/tradeflow/Exports/partner/WLD/product/271111

184 World Integrated Trade Solution (2021) Ammonia; anhydrous exports by country in 2021, [online] Available from: https://wits.worldbank.org/trade/comtrade/en/country/ALL/year/2021/tradeflow/Exports/partner/WLD/product/281410

185 World Integrated Trade Solution (2019) Alcohols; saturated monohydric, methanol (methyl alcohol) exports by country in 2019, [online] Available from: https://wits.worldbank.org/trade/comtrade/en/country/All/year/2019/tradeflow/Exports/partner/WLD/product/290511

186 World Integrated Trade Solution (2020) Oils; petroleum oils and oils obtained from bituminous minerals, crude exports by country in 2020, [online] Available from: https://wits.worldbank.org/trade/comtrade/en/country/ALL/year/2020/tradeflow/Exports/partner/WLD/product/270900

187 Eurostat (2021) Imports of oil and petroleum products by partner country, [online] Available from: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_TI_OIL__custom_29104/bookmark/table?lang=en&bookmarkId=b5ee8434-e47a-491f-85c9-0c859e0f900d

188 Eurostat (2020) Key figures on Europe, [online] Available from: https://ec.europa.eu/eurostat/cache/digpub/keyfigures/

189 Eurostat (2021) Imports of natural gas by partner country, [online] Available from: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_TI_GAS__custom_29098/bookmark/table?lang=en&bookmarkId=72ecea8f-a87b-457f-92cc-251647956981

190 Verein der Kohleimporteure (2023) Jahresbericht 2023 Fakten und Trends 2022/2023, [online] Available from: https://www.kohlenimporteure.de/publikationen/jahresbericht-2023.html

191 Destatis (2022) Außenhandel Deutschland WA2709 Erdöl und Öl aus bituminösen Mineralien, roh, [online] Available from: https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?operation=abruftabelleBearbeiten&levelindex=1&levelid=1695997854914&auswahloperation=abruftabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlziel=werteabruf&code=51000-0010&auswahltext=&nummer=3&variable=3&name=WAM4&wertauswahl=256&wertauswahl=253&wertauswahl=1308&wertauswahl=257&wertauswahl=254&wertauswahl=1307&werteabruf=Werteabruf#abreadcrumb

192 Bundesnetzagentur (2023) 'Gasimporte in GWh/Tag'. [online] Available from: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/_svg/Gasimporte/Gasimporte.html

193 Lütkehus, Rainer (2022) Belgien wird beim Gassparen nicht in die Pflicht genommen, [online] Available from: https://belgieninfo.net/belgien-wird-beim-gassparen-nicht-in-die-pflicht-genommen/

194 Palata, Lubos (2022) Tschechien will weg vom russischen Gas, [online] Available from: https://www.dw.com/de/tschechien-will-weg-vom-russischen-gas/a-61973507

195 IEA (2020) Net energy imports, Morocco 1990-2020, [online] Available from: https://www.iea.org/countries/morocco

196 Thyssenkrupp (2022) Unigel setzt bei der ersten Produktionsstätte für grünen Wasserstoff im Industriemaßstab in Brasilien auf die thyssenkrupp nucera-Technologie, [online] Available from: https://www.thyssenkrupp.com/de/newsroom/pressemeldungen/pressedetailseite/unigel-setzt-bei-der-ersten-produktionsstatte-fur-grunen-wasserstoff-im-industriemassstab-in-brasilien-auf-die-thyssenkrupp-nucera-technologie-135442

197 SUNol Konsortium (2021) Aufbau einer integrierten Produktionsanlage zur großtechnischen Herstellung von grünem Methanol in Tunesien, [online] Available from: https://mediafra.admiralcloud.com/customer_609/37fd0a54-ba04-444d-bad1-13360402c821?response-content-disposition=inline%3B%20filename%3D%22SUNol-TUNol-Presentation_R02V00_publication_DE.pdf%22&Expires=1696004099&KeyPair-Id=K3XAA2YI8CUDC&Signature=NIRSLYBFm5a-oP~tOqAJj5UL9YFw5iHr3z-cR9fS1ytwfuCZwiqhx-GObcx435y7o-Zfo5qb1zUVLG0oqGz57IRtsc-LfDNpw8tduF8RjD7w5IdD-dWiHRY06TiIV-Xok-Bq345yzAPRkaP9ISxdJh-wuF6P64MPTecuCYsvTU-iGm6uwg19wHIX3x2jXJiuXo5ym0mSCZ~HgWy~-YaKMZzmhJFSluH182BDLBK~6fWbr5uCayIXRa9UI-9UkGdc6j1Ev-xLJeiRe~-IjHxrE4pDJxVMg-nZn~FyB-pBQoy5ZjMRB7kddxJy2oGIGMs7Ruc98KWGiP-HsodO-rE0bT7doIMHyvQ__

198 Fraunhofer IGB (2020) Green Ammonia - Grüne Ammoniakproduktin in Marokko, [online] Available from: https://www.igb.fraunhofer.de/de/referenzprojekte/green-ammonia.html

199 FutureFuels (2023) 'Haru Oni': E-Fuels-Pilotanlage in Chile eröffnet, [online] Available from: https://futurefuels.blog/in-der-praxis/e-fuels-pilotanlage-in-chile-eroeffnet/

200 World Bank Group (2023) Global Solar Atlas, [online] Available from: https://globalsolaratlas.info/map

201 World Bank Group (2023) Global Wind Atlas, [online] Available from: https://globalwindatlas.info/en

202 Wikipedia (2023) Pareto-Optimum, [online] Available from: https://de.wikipedia.org/wiki/Pareto-Optimum

203 IEA (2023) Countries and regions, [online] Available from: https://www.iea.org/countries

204 Yale Center of Environmental Law & Policy (2022) Environemental Performance Index, [online] Available from: https://epi.yale.edu/

205 World Bank Group (2021) World Governance Indicators, [online] Available from: https://info.worldbank.org/governance/wgi/Home/Reports

206 Laenderdaten.info (2022) Durchschnittliches Einkommen weltweit, [online] Available from: https://www.laenderdaten.info/durchschnittseinkommen.php

207 OECD (2022) DAC List of ODA Recipients, [online] Available from: https://www.oecd.org/dac/financing-sustainable-development/development-finance-standards/DAC-List-of-ODA-Recipients-for-reporting-2022-23-flows.pdf

208 Álvarez Moreno, Juan F. (2023) PCK soll zum grünen 'ECK' weden - was dahintersteckt, [online] Available from: https://www.rbb24.de/studiofrankfurt/wirtschaft/2023/05/pck-schwedt-eck-wasserstoff-transformation-2045.html

209 en2x (2023) Raffinerien und Produktion, [online] Available from: https://en2x.de/positionen/raffinerien-und-produktion/

210 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2023) Interaktive Karte 'Gas kann grün', [online] Available from: https://www.bdew.de/energie/erdgas/interaktive-karte-gas-kann-gruen/

211 Kraftfahrtbundesamt (2022) Inländerfahrleistung 2022, [online] Available from: https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/vk_inlaenderfahrleistung/vk_inlaenderfahrleistung_node.html;jsessionid=DCB48FECCFC74CFA4A1AB078C2FF4BDE.live21324?yearFilter=2022

212 Bundesministerium für Digitales und Verkehr (2022) Verkehr in Zahlen 2022/2023, [online] Available from: https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen-2022-2023-pdf.pdf?__blob=publicationFile

213 Eurostat (2021) Treibhausgasemissionen nach Quellsektoren, [online] Available from: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ENV_AIR_GGE__custom_2529727/bookmark/table?lang=de&bookmarkId=f7bc4289-d634-4ae4-a053-dd9a3999051d

214 Staiß, Frithjof, Adolf, Jörg, Ausfelder, Florian, Erdmann, Christoph, et al. (2022) Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030, Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina. [online] Available from: https://www.acatech.de/publikation/wasserstoff/

Autoren

Dr. Sebastian Kahlbau
Partner

Maximilian Kittler
Manager

Alexej Schwindt
Senior Consultant

Lukas Yorck von Wartenburg
Senior Consultant