

AMMONIAK

als Energieträger für die Energiewende

Eine Kurzstudie der EE Energy Engineers und der TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG
im Auftrag des Weltenergierrat – Deutschland e.V.

Dezember 2023

Impressum

Ammoniak als Energieträger für die Energiewende
Dezember 2023

Herausgeber:

Weltenergieerat – Deutschland e.V.
Gertraudenstraße 20 | 10178 Berlin
Deutschland
T (+49) 30 2061 6750
E info@weltenergieerat.de
www.weltenergieerat.de
 [WEC_Deutschland](#)

Gender-Hinweis:

In der vorliegenden Publikation wird aus Gründen der Lesbarkeit ausschließlich die männliche Form verwendet. Sie bezieht sich auf Personen männlichen, weiblichen und diversen Geschlechts (mwd).

Druck:

DCM Druck Center Meckenheim GmbH
www.druckcenter.de

Bildnachweise:

Titel: © Reiter – pexels.com

Weltenergieerat – Deutschland e.V.

Der Weltenergieerat – Deutschland e.V. repräsentiert durch seine Mitglieder alle Energieträger und Technologien und ist die unabhängige Stimme für internationale Energiefragen in Deutschland. Sein Ziel ist es, die globale Perspektive in die nationale Debatte einzubringen und das Energiesystem der Zukunft zu gestalten. Als Teil des World Energy Council vertritt der Weltenergieerat das deutsche Energiesystem im größten internationalen Netzwerk der Energiewirtschaft. Seit 100 Jahren setzt er sich weltweit für eine nachhaltige Energieversorgung zum Wohl aller Menschen ein.

Die folgende Studie wurde von der EE Energy Engineers GmbH und der TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG im Auftrag des Weltenergieerat – Deutschland e.V. erstellt und unter www.weltenergieerat.de veröffentlicht. Die Studie wurde durch die Unterstützung folgender Mitglieder und Partner ermöglicht:

- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- BP Europa SE
- eFuel Alliance e.V.
- Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V. (en2x)
- LEAG Lausitz Energie Bergbau AG
- MEW Mittelständische Energiewirtschaft Deutschland e.V.
- Mitsubishi Heavy Industries EMEA, Ltd.
- Propan Rheingas GmbH & Co. KG
- PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
- thyssenkrupp Uhde GmbH
- vgbe energy e.V.
- VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
- VNG AG

Der Bericht wurde durch Beiträge, Informationen und Daten aus dem Unterstützerkreis und dem Netzwerk des Weltenergieerat – Deutschland e.V. ergänzt.

Haftungsausschluss: Dieser Bericht wurde von der EE Energy Engineers GmbH und der TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG erstellt und vom Weltenergieerat – Deutschland e.V. redigiert. Die in diesem Dokument zum Ausdruck gebrachten Ansichten und Schlussfolgerungen sind die des Personals der EE Energy Engineers, der TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG und des Weltenergieerat – Deutschland e.V. Weder die EE Energy Engineers GmbH, TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG, der Weltenergieerat – Deutschland e.V. noch ihre Mitarbeitenden, Auftragnehmer oder Unterauftragnehmer geben eine ausdrückliche oder stillschweigende Garantie oder übernehmen eine rechtliche Haftung oder Verantwortung für die Richtigkeit, Vollständigkeit oder Nützlichkeit der enthaltenen Informationen, Produkte und Verfahren.

EE ENERGY ENGINEERS GmbH

Die EE ENERGY ENGINEERS GmbH mit Sitz in Gelsenkirchen wurde 1996 gegründet und steht für erstklassige und maßgeschneiderte Consulting- und Engineering-Dienstleistungen. Seit 2007 gehört die EE ENERGY ENGINEERS GmbH zur TÜV NORD GROUP. Das erfahrene und interdisziplinäre Team arbeitet auf Augenhöhe mit den Kundinnen und Kunden an Lösungen für die Nachhaltigkeit, die Klimaneutralität und eine zukunftsfähige Energieversorgung der Auftraggeber. Sie sind Partner für Energieeffizienz, erneuerbare Energien und Wasserstoff. Sie denken ganzheitlich und systemisch: Sie begleiten ihre Kundinnen und Kunden von der ersten Erstberatung über die technische Konzeption und Planung, das operative Projektmanagement bis hin zur kontinuierlichen Erfolgskontrolle und rechtssicheren Dokumentation. Als Teil der TÜV NORD GROUP und des HydroHub, der Wasserstoffinitiative verschiedener Unternehmen der TÜV NORD GROUP, ist die EE ENERGY ENGINEERS GmbH gut aufgestellt, um hochexzellente und ganzheitliche Dienstleistungen für den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft anzubieten.

TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG

TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG, mit Sitz in Hamburg, unterstützt Industrien und Energiewirtschaft mit Prüfdienstleistungen, technischen Beurteilungen und Studien bei Transformationsprozessen zur Defossilisierung, Digitalisierung und Nachhaltigkeit. Das Dienstleistungsportfolio für sichere und effiziente technische Systeme umfasst die Bereiche Erneuerbare Energien, Sektorkopplung, Speicher- und Netz-Infrastrukturen, Power-to-X sowie alternative Energieträger, wie grüner Wasserstoff und Ammoniak. Darüber hinaus ist die TÜV NORD EnSys seit 50 Jahren anerkannte Sachverständigenorganisation für nukleare Sicherheit im Auftrag deutscher Aufsichtsbehörden.

HydroHub

Der HydroHub ist eine Wasserstoff-Initiative von Unternehmen der TÜV NORD GROUP, die Beratungs- und Engineeringdienstleistungen anbieten – von der ersten Machbarkeitsstudie, über Investitions- und Fördermittelmanagement bis hin zu Behörden- und Plant-Engineering. Der HydroHub analysiert Bedarfe, identifiziert wirtschaftliche und technische Potenziale und übersetzt Anforderungen in konkrete Projekte entlang der Wasserstoff-Wertschöpfungskette. Mit praktischer Hands-on-Kundenorientierung planen und realisieren die Expertenteams aus Unternehmen der TÜV NORD GROUP Vorhaben für intelligente Sektorenkopplung, für Speichersysteme, für Standortentwicklungen bis hin zu Wasserstoff-Importstrategien und für vieles mehr.

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	8
Abbildungsverzeichnis	9
Abkürzungsverzeichnis	10
Begriffsdefinitionen	11
Executive Summary	12

1. Einleitung	15
----------------------	-----------

2. Wasserstoffderivate im Vergleich	16
--	-----------

2.1 Kurzbeschreibung der Wasserstoffderivate	16
2.2 Vergleich der Energiedichte	17
2.3 Prozesskette und Handling	17
2.4 Energiebedarf und Klimaschutz	19
2.5 Zusammenfassender Vergleich	20

3. Beschaffungsmärkte für Ammoniak	22
---	-----------

3.1 Aktuelle Produktionsstandorte und Handel	22
3.2 Entwicklung eines Marktes für Ammoniak als Energieträger und Wasserstoffderivat	24
3.2.1 Produzenten	24
3.2.2 Abnehmer	26

4. Wertschöpfungsketten von Ammoniak	27
---	-----------

4.1 Beschreibung der einzelnen Wertschöpfungsketten	27
4.2 Herstellung von Ammoniak	27
4.2.1 Technologieoptionen zur Ammoniakherstellung im Hinblick auf die Wasserstoffherkunft	28

4.2.2	Einordnung der Technologien zur Ammoniak-Herstellung mit Berücksichtigung von Best Available Techniques	29
4.3	Transport, Speicherung und Verteilung von Ammoniak	30
4.4	Importstrategien der Häfen Nordwesteuropas	35
4.5	Ammoniak-Cracking	38

5. Einsatzbereiche 40

5.1	Status quo	40
5.2	Perspektivische Einsatzbereiche	44
5.3	Steckbriefe globaler Innovationsprojekte	46
5.4	Gesamtwirtschaftlichkeitsbetrachtung	46
5.4.1	Methodik	46
5.4.2	Kostenbetrachtung	47
5.4.3	Marktpotenziale für Ammoniak	50
5.4.4	Zahlungsbereitschaft	51
5.4.5	Fazit der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	52

6. Chancen und Risiken sowie notwendige Rahmenbedingungen beim Hochlauf von Ammoniak 53

6.1	Sicherheitstechnische Einordnung von Ammoniak	53
6.1.1	Vorgehensweise zur Bewertung der sicherheitstechnischen Aspekte	54
6.2	Gesamtbetrachtung: Ammoniak vs. Wasserstoffderivate für den Aufbau einer Importinfrastruktur	54
6.3	Allgemeine Anforderungen für einen schnellen Markthochlauf von Wasserstoffprodukten	57
6.3.1	Beispiele rechtlicher Rahmenbedingungen	57
6.3.2	Existierende und in der Entwicklung befindliche Standards zur Zertifizierung von Ammoniak	58

7. Zusammenfassung der Ergebnisse	60
8. Literaturverzeichnis	64
8.1 Websites und sonstige Literatur	64
8.2 Normen, Richtlinien, Gesetze	76
9. Anhang	77
9.1 Projekte zur Verwendung von Ammoniak als Grundstoff	77
9.2 Projekte zur Verwendung von Ammoniak als Trägerlösung/NH ₃ -Cracking	78
Factsheet: Ammoniak	81
Factsheet: LOHC	83
Factsheet: Synthetic Natural Gas (SNG)	84
Factsheet: Methanol	85
Factsheet: Liquefied Hydrogen (LH₂)	87

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zusammenfassender Vergleich der Derivate	21
Tabelle 2: Einordnung Technologieoptionen für die Ammoniak-Herstellung	31
Tabelle 3: Übersicht von Transport- und Verteilungsmöglichkeiten von Ammoniak	33
Tabelle 4: Übersicht von Speichermöglichkeiten von Ammoniak	35
Tabelle 5: Importstrategien ausgewählter Häfen in Nordwesteuropa	36
Tabelle 6: Industrielle Anwendungsfelder von Ammoniak	43

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Vergleich der Energiedichten verschiedener Wasserstoffderivate	17
Abbildung 2:	H ₂ -Speicherkapazität der Technologien und Derivate in kgH ₂ /l	17
Abbildung 3:	Wirkungsgrade entlang der Produktionskette	19
Abbildung 4:	Energieverluste bei der Herstellung und Bereitstellung in % des Energiegehalts des gespeicherten Wasserstoffs	20
Abbildung 5:	Weltweite Produktionskapazitäten nach Regionen in Mt/a	22
Abbildung 6:	Produktionskapazitäten in Europa in Mt/a	23
Abbildung 7:	Exporteure von Ammoniak	23
Abbildung 8:	Importeure von Ammoniak	23
Abbildung 9:	Globale Handelsbeziehungen mit Ammoniak (Stand 2019)	24
Abbildung 10:	Import- und Exportländer mit konkreten Projekten und Handelsbeziehungen mit blauem und grünem Ammoniak	25
Abbildung 11:	Skizzierung verschiedener Wertschöpfungsketten von Ammoniak	27
Abbildung 12:	Darstellung des Haber-Bosch-Verfahrens	28
Abbildung 13:	Übersicht weltweiter Häfen für den Import und Export von Ammoniak	32
Abbildung 14:	Beispielhafte Skizze eines doppelwandigen Speichertanks	34
Abbildung 15:	Ammoniak-Cracking: Schematische Darstellung der Hauptprozesse	38
Abbildung 16:	Weltweite Düngemittelexporte 2022, nach Art	40
Abbildung 17:	Export von stickstoffhaltigen Düngemitteln weltweit 2022	41
Abbildung 18:	Import von stickstoffhaltigen Düngemitteln weltweit 2022	42
Abbildung 19:	Anteile Anwendungsfelder am weltweiten Ammoniakmarktvolumen in USD	42
Abbildung 20:	Zwischenstaatliche Wasserstoffpartnerschaften	45
Abbildung 21:	Prognostizierte Marktgröße Ammoniak in 2050	46
Abbildung 22:	Durchschnittliche standortunabhängige Wasserstoffproduktionskosten in Herstellungsländern	47
Abbildung 23:	Umwandlungskosten	48
Abbildung 24:	Transportkosten	49
Abbildung 25:	Kosten für Rückumwandlung	49
Abbildung 26:	Gestehungskosten	50
Abbildung 27:	Kostenvorteile von Ammoniak	51
Abbildung 28:	Produktkosten und Zahlungsbereitschaften	52
Abbildung 29:	Realisierungschancen der Wasserstoffderivate für den Aufbau einer Importinfrastruktur	55

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr	IPCEI	Important Projects of Common European Interest (Wichtige Projekte von gemeinsamem europäischem Interesse)
Abs.	Absatz	kg	Kilogramm
AEA	Ammonia Energy Association (Ammoniak-Energieverband)	kWh	Kilowattstunde
AEL	Alkalische Elektrolyse	l	Liter
APAC	Asia-Pacific Region	LHV	Lower Heating Value (Unterer Heizwert)
ASU	Air Separation Unit (Luftzerlegungsanlage)	LH ₂	Liquid Hydrogen (Flüssiger Wasserstoff)
BAT	Best Available Techniques (Beste verfügbare Techniken)	NO _x	Stickoxide
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz	mJ	Millijoule
BOG	Boil-Off-Gas	Mt	Megatonne
BImSchV	Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes	PEM	Proton Exchange Membrane (Protonenaustauschmembran)
°C	Grad Celsius	PPA	Power Purchase Agreement (Stromabnahmevertrag)
CapEx	Capital Expenditure (Investitionsausgaben)	POX	Partielle Oxidation
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism (CO ₂ -Grenzausgleichssystem)	RED	Renewable Energy Directive (Richtlinie über erneuerbare Energien)
CCS	Carbon Capture and Storage (CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung)	RFNBO	Renewable liquid and gaseous Fuels of Non-Biological Origin (Erneuerbare flüssige und gasförmige Kraftstoffe nichtbiogenen Ursprungs)
CCU	Carbon Capture and Use/Utilisation (CO ₂ -Abscheidung und -Nutzung)	RSB	Roundtable on Sustainable Biomaterials (Runder Tisch zu nachhaltigen Biomaterialien)
CO	Kohlenstoffmonoxid	SCR	Selective Catalytic Reduction (Selektive katalytische Reduktion)
CO ₂	Kohlenstoffdioxid	SMR	Steam Methane Reforming (Dampf-Methan-Reformierung)
DAC	Direct Air Capture (Direkte Lufterfassung)	SNG	Synthetic Natural Gas (synthetisches Erdgas)
EE	Erneuerbare Energie	SOE	Solid Oxide Electrolysis (Festoxidelektrolyse)
EMEA	Europe, the Middle East and Africa Region	t	Tonnen
EU	Europäische Union	TRL	Technology Readiness Level (Technologie-Bereitschaftsgrad)
€	Euro	THG	Treibhausgas
eq	Equivalent (Äquivalent)	USD	US-Dollar
GHS	Globally Harmonised System (Global harmonisiertes System)		
GH ₂	Gaseous Hydrogen (Gasförmiger Wasserstoff)		
HAZID	Hazard Identification (Gefahrenerkennung)		
HAZOP	Hazard and Operability (Gefahr und Bedienbarkeit)		
HH-WIN	Hamburger Wasserstoff-Industrie-Netz		
ISCC	International Sustainability & Carbon Certification (Internationale Nachhaltigkeits- und Kohlenstoffzertifizierung)		

Begriffsdefinitionen

Best Available Techniques (BAT) – Ein wesentliches Element der Industrieemissions-Richtlinie (Richtlinie 2010/75/EU) der Europäischen Union (EU) ist die Forderung nach Anwendung der „besten verfügbaren Techniken“ bei besonders umweltrelevanten Industrieanlagen. Die „besten verfügbaren Techniken“ sind definiert über: „(...) den effizientesten und fortschrittlichsten Entwicklungsstand der Tätigkeiten und entsprechenden Betriebsmethoden, der spezielle Techniken als praktisch geeignet erscheinen lässt, als Grundlage für die Emissionsgrenzwerte und sonstige Genehmigungsaufgaben zu dienen, um Emissionen in und Auswirkungen auf die gesamte Umwelt zu vermeiden oder, wenn dies nicht möglich ist, zu vermindern.“ (R5)

Boil-Off-Gas (BOG) – Boil-Off-Gas entsteht, wenn in isolierten und heruntergekühlten Speichertanks Wärme aus der Umgebung eintritt. Ein Teil der Flüssigkeit verdampft. Das Gas hat ein größeres Volumen und dadurch steigt der Druck in den Tanks. (121)

Carbon Capture and Storage (CCS) – Bei der Technologie CCS wird das aus fossilen Energieversorgungsanlagen, aus Industrieanlagen oder aus dem Einsatz von Biomasse zur Energieerzeugung anfallende CO₂ abgeschieden, aufgefangen und in geeignete geologische Formationen gepresst. (122)

Carbon Capture and Utilisation (CCU) – Bei der Technologie CCU wird das aus fossilen Energieversorgungsanlagen, aus Industrieanlagen oder aus dem Einsatz von Biomasse zur Energieerzeugung anfallende CO₂ abgeschieden, aufgefangen und in anderen Prozessen als Rohstoff genutzt. (119)

CLP-Verordnung (CLP-VO) – Die europäische CLP-VO regelt die Einstufung und Kennzeichnung von gefährlichen Stoffen und Gemischen. (135)

Derivate – Im Rahmen der vorliegenden Studie auf Wasserstoff basierende, gasförmige oder flüssige Energieträger. (143)

Direct Air Capture (DAC) – Ein Verfahren zur Gewinnung von Kohlenstoffdioxid (CO₂) direkt aus der Umgebungsluft. (123)

Farbenlehre Wasserstoff – Grüner Wasserstoff meint üblicherweise Wasserstoff, der mittels Elektrolyse aus erneuerbaren Energien (Wind, Photovoltaik, Wasser) und Wasser hergestellt wird. Blauer Wasserstoff meint Wasserstoff, der in der Regel durch die Dampfreformierung von Erdgas hergestellt wird, bei dessen Herstellung aber

CCS/CCU zur Vermeidung von CO₂-Emissionen eingesetzt wird. Grauer Wasserstoff wird konventionell aus Dampfreformierung ohne CCS/CCU produziert. Die Farbe des eingesetzten Wasserstoffs definiert die Farbe seiner Folgeprodukte. Neben den genannten gibt es noch weitere Farben. (118)

Fit-for-55-Paket – Das Paket *Fit for 55* der EU umfasst eine Reihe von Vorschlägen zur Überarbeitung und Aktualisierung von EU-Rechtsvorschriften. Außerdem enthält es Vorschläge für neue Initiativen, mit denen sichergestellt werden soll, dass die Maßnahmen der EU im Einklang mit den Klimazielen stehen, die der Rat der EU und das Europäische Parlament vereinbart haben. (123)

Flüssige organische Wasserstoffträger (Liquid Organic Hydrogen Carriers, LOHC) – Flüssige organische Wasserstoffträger zeichnen sich durch die Fähigkeit aus, Wasserstoff reversibel zu speichern. In der Hydrierung reagiert der unbeladene LOHC mit Wasserstoff und es bildet sich der beladene Wasserstoffträger, der wieder entladen werden kann. (124)

Globally Harmonised System (GHS) – Das Globally Harmonised System bezeichnet den Versuch, ein weltweit einheitliches System zur Einstufung und Kennzeichnung von Chemikalien zu schaffen. Alle Chemikalien unterliegen vor dem Inverkehrbringen grundsätzlich der Einstufungs- und Kennzeichnungspflicht. Indem gefährliche Stoffeigenschaften identifiziert und durch Gefahrensymbole gekennzeichnet werden, sollen Mensch und Umwelt beim Umgang mit Chemikalien vor nachteiligen Auswirkungen geschützt werden. (134)

Erneuerbarer Wasserstoff – Wasserstoff gilt als erneuerbar, wenn er den definierten Anforderungen an den Strombezug für seine Erzeugung gemäß Artikel 27 Abs. 3 UAbs. 7 RED II entspricht. (R3)

Lower Heating Value (LHV) – (Unterer Hitzewert) beschreibt bei einer Verbrennung die maximal nutzbare Wärmemenge bezogen auf die Menge des eingesetzten Brennstoffs.

Lock-in-Effekt – Der Lock-in-Effekt (von engl. lock-in = einschließen) beschreibt eine Situation, in der eine Änderung der aktuellen Lage durch hohe Kosten ihrer Veränderung, unwirtschaftlich wird, selbst wenn es viele andere Vorzüge brächte. Ein prominentes Beispiel sind fossile Brennstoffe: Hier spricht man vom sog. *Carbon lock-in* (Kohlenstoff-Lock-in), wonach auf fossilen Brennstoffen basierende Energiesysteme die Einführung alternativer Energietechnologien behindern. (125)

L-SNG – Verflüssigtes synthetisches Erdgas das analog wie verflüssigtes Erdgas (LNG) transportiert wird. (2)

Erneuerbare Brenn- bzw. Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs (Renewable liquid and gaseous Fuels of Non-Biological Origin, RFNBO) – Gemäß Richtlinie EU 2018/2001 Artikel 2 Punkt 36: „Flüssige oder gasförmige im Verkehrssektor eingesetzte Kraftstoffe mit Ausnahme von Biokraftstoffen oder Biogas, deren Energiegehalt aus erneuerbaren Energiequellen mit Ausnahme von Biomasse stammt.“ (R2)

Renewable Energy Directive (RED) – Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie bezeichnet die Richtlinie 2009/28/EG der EU. Die Richtlinie wurde 2018 durch die neue Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II, 2018/2001) ergänzt. Eine zweite Überarbeitung (2021/0218/COD) wurde im Juli 2021 vorgestellt. Die Richtlinie und ihre überarbeiteten Versionen regeln Anforderungen an nationale Aktionspläne der EU-Mitgliedsstaaten für den Ausbau erneuerbarer Energien. Auf diese Überarbeitung haben sich im März 2023 die Europäische Kommission, das Europäische Parlament und der Rat der EU vorläufig geeinigt. Am 31.10.2023 wurde die RED III im Amtsblatt der EU veröffentlicht. Die Richtlinie tritt 20 Tage nach ihrer Kundmachung und somit am 20.11.2023 in Kraft. (126)

Stickoxide – Stickoxide oder Stickstoffoxide ist eine Sammelbezeichnung für die gasförmigen Oxide des Stickstoffs. Sie werden auch mit NO_x abgekürzt, da es auf Grund der vielen Oxidationsstufen des Stickstoffs mehrere Stickstoff-Sauerstoff-Verbindungen gibt. (127)

Stickstofffixierung – Unter Stickstofffixierung versteht man allgemein jegliche Umwandlung des chemisch inerten Luftstickstoffs (N₂) zu reduzierten Verbindungen, die reaktiver und insbesondere bioverfügbar sind. (127)

Technologie-Reifegrad (Technology Readiness Level, TRL) – Der Technology Readiness Level (TRL) ist eine Skala zur Bewertung des Entwicklungsstandes von neuen Technologien auf der Basis einer systematischen Analyse. (R6)

Treibhauspotenzial (Global Warming Potential, GWP) – Mit dem Treibhausgaspotenzial wird die Klimawirkung von Treibhausgasen (z. B. Methan, Distickstoffoxid und F-Gasen) verglichen. Die Klimawirkung wird innerhalb eines festgelegten Zeithorizonts auf CO₂ bezogen. Alle Emissionen liegen somit in CO₂-Äquivalenten vor. (139)

Well-to-Gate – Der *Well-to-gate*-Pfad im Rahmen einer Lebenszyklusanalyse umfasst die CO₂-Emissionen von der Exploration bis zum Herstellungsprozess, einschließlich des Transports bis zum Herstellungsort. (136)

Executive Summary

Deutschland hat sich das Ziel gesetzt, bis 2045 Klimaneutralität zu erreichen. Wasserstoff (H₂) und darauf basierenden Produkten (sogenannten Derivaten) wird bei der Dekarbonisierung und Defossilisierung von Wirtschaft und Gesellschaft und damit bei der Umsetzung der Energiewende eine zentrale Rolle zugeschrieben. Erneuerbarer und CO₂-armer Wasserstoff sind dazu geeignet, fossile Energieträger zu ersetzen. Sie können insbesondere da zum Einsatz kommen, wo es keine anderen schnell umsetzbaren Dekarbonisierungsoptionen gibt, wie etwa in der chemischen Industrie und in der Stahlherstellung. Ein Derivat, dem ein besonders hohes Potenzial als umweltfreundlicher chemischer Grundstoff, Treibstoff sowie Transport- und Speichermedium für Strom und Wasserstoff zugeschrieben wird, ist Ammoniak.

Ammoniak (NH₃) ist ein Gas, dessen jährliche Produktionsmenge weltweit bei über 180 Millionen Tonnen liegt. NH₃ wird in Deutschland und Europa bereits seit langer Zeit in großem Maßstab genutzt, vor allem in der Düngemittelindustrie, die mit 80 % der größte Abnehmer ist. Ammoniak wird in Deutschland vorrangig als chemisches Produkt wahrgenommen und noch nicht als (alternativer) Energieträger. Zugleich stellen die chemischen Eigenschaften von Ammoniak Herausforderungen an die Produktion, Speicherung, den Transport und die Nutzung.

Nach heutigem Stand der Technik und Abwägung der Chancen und Risiken bietet Ammoniak mit Blick auf den nicht-leitungsgebundenen Transport von regenerativ erzeugtem Wasserstoff Vorteile gegenüber anderen Trägerstoffen. Um den künftigen Energiebedarf Europas entsprechend der Treibhausgas-Minderungsziele möglichst klimaneutral decken zu können, werden Wasserstoffimporte in den kommenden Jahren unabdingbar werden. Dazu sollten geeignete Wasserstoffträger kurzfristig verfügbar, effizient, sicher in der Handhabung sowie mit bekannter und etablierter Technik nutzbar und mit vorhandenen Infrastrukturen transportierbar sein. Diese Kriterien erfüllt Ammoniak. Die Synthese von Stickstoff und Wasserstoff zu Ammoniak kann daher als **Treiber und ebenso als langfristiger Bestandteil der Importe für den zügigen Aufbau einer internationalen Wasserstoffwirtschaft** wirken. Das ist ein zentrales Ergebnis der vorliegenden Studie.

Die Studie vergleicht Ammoniak, Methanol, flüssige organische Wasserstoffträger (Liquid Organic Hydrogen Carrier, LOHC) und verflüssigtes synthetisches Erdgas (Synthetic Natural Gas L-SNG) sowie reinen Wasserstoff in verflüssigter Form (LH₂). Untersucht wurden Transportkapazität, technische Reife und Komplexität, Energieverluste, Kosten, vorhandene Infrastruktur und Skalierbarkeit.

Dabei zeichnet sich Ammoniak als Transportmedium durch **seine wesentlichen Vorteile** aus. Dazu gehören eine hohe volumetrische Energiedichte, die Transportmöglichkeit als Flüssigkeit schon bei -33 °C und etablierte Logistikketten. Bestehende Infrastrukturen für die Erzeugung, den Transport und die Lagerung sind weltweit in Häfen und Industriestandorten vorhanden. Mit Blick auf eine steigende Ammoniakproduktion und -nutzung in der Zukunft wird diese Infrastruktur jedoch aller Wahrscheinlichkeit nach perspektivisch ausgebaut werden. Als H₂-Derivat ist Ammoniak besonders effizient und als Energieträger mit einem aktuell für alle vergleichbaren Alternativen zugrunde gelegten CO₂-Preismodell auch wirtschaftlich gesehen attraktiv.

Für den sicheren Umgang mit Ammoniak bestehen Jahrzehnte lange technische Erfahrungen und Regelwerke. Wie bei allen heute verfügbaren Wasserstoff-Derivaten, sind auch beim Ammoniak **Risiken und Gefährdungspotenziale** zu berücksichtigen. Dazu gehören dessen Toxizität und das Risiko von Leckagen mit möglichen schwerwiegenden Folgen für Mensch und Umwelt. Diese Herausforderungen sind mit vorhandener Technik und auf Basis bestehender Regelwerke und Sicherheitsstandards jedoch beherrschbar.

Es gibt grundsätzlich zwei Optionen für die Nutzung von Ammoniak: Einerseits die direkte stoffliche Verwendung, etwa in der Chemie- und Düngemittelindustrie oder auch als alternativer Kraftstoff. Hierfür ist eine entsprechende Infrastruktur für die Anlandung, den Transport und die Nutzung des Stoffs erforderlich. Andererseits lässt sich Ammoniak mithilfe der **Cracking-Technologie** in Wasserstoff und Stickstoff rückumwandeln und der freiwerdende Wasserstoff einer weiteren Nutzung zuführen. Dies könnte u. a. für Anwendungsbereiche und Orte interessant werden, in denen sich der Infrastrukturaufbau für den Ammoniakeinsatz schwierig gestaltet. Das Cracking-Verfahren muss jedoch erst noch hochskaliert werden, bevor es wirtschaftlich betrieben werden kann.

Bei der **Wirtschaftlichkeitsanalyse** ergibt sich ein großes Marktpotenzial für neue Anwendungsfelder von Ammoniak.

Die Einsatzbereiche für Ammoniak, hergestellt aus erneuerbaren Energien, sind sehr vielseitig. Die prognostizierte Marktgröße in 2050 liegt bei ca. 220 Mrd. USD bzw. 600 Mio t/a. Dieses Volumen verteilt sich wie folgt auf die wichtigsten Anwendungsfelder: Stromerzeugung ca. 10 Mrd. USD, Wasserstoffträger ca. 18 Mrd. USD, Schiffskraftstoff ca. 85 Mrd. USD sowie Landwirtschaft

und Industrie ca. 110 Mrd. USD.¹ Die Analyse der aktuellen Kostenannahmen über die gesamte Wirtschaftlichkeitskette – von der Herstellung über den Transport bis zur Nutzung des Ammoniaks – zeigt, dass es zwar Kostenvorteile gegenüber anderen Trägerstoffen, wie LOHC, Methanol und L-SNG gibt. Gegenüber konventionellen, fossilen Kraftstoffen ist aber der Wertschöpfungsprozess von Ammoniak selbst noch unwirtschaftlich. Zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit aller H₂-Derivate könnten politische Steuerungsmechanismen, wie OPEX- und CAPEX-Förderinstrumente, beitragen. Ein international deutlich **erhöhtes CO₂-Preisniveau**² wäre ein wichtiger Hebel für den wirtschaftlichen Hochlauf der globalen Wasserstoffwirtschaft und für Ammoniak in energetischen Anwendungen.

Zu den wesentlichen Voraussetzungen für einen schnellen H₂-Markthochlauf zählen, neben international abgestimmten Gesetzgebungen, **global gegenseitig anerkannte Zertifizierungssysteme**. Sie bringen Investitionssicherheit für Projekte im Wasserstoffmarkt und tragen dazu bei, die geforderten Klimaziele zu erreichen.

Internationale Partnerschaften entlang der Wertschöpfungskette bieten die Chance, relevante Technologien gemeinsam zu entwickeln, Wertschöpfungsketten für Wasserstoff und Derivate aufzubauen und die Investitionskosten für den Aufbau der Produktions- und Transportinfrastrukturen zu teilen. Es gilt daher, diese weiter aufzubauen und zu intensivieren.

1 Quelle: Statista. Forecast market size of ammonia worldwide in 2050, by application. <https://www.statista.com/statistics/1345795/forecast-global-ammonia-market-size-by-application/>.

2 Die Preise für Emissionsrechte in der Europäischen Union unterliegen aufgrund von Emissionsverknappung und konjunkturellen Schwankungen deutlichen Veränderungen. Anfangs kosteten sie weniger als 10 Euro pro Tonne CO₂-Äquivalent, haben sich aber seitdem auf 80 bis über 100 Euro pro Tonne erhöht. Um wettbewerbsfähig zu bleiben, erhalten betroffene Unternehmen einen Teil der Emissionsrechte kostenlos. 2021 entfielen 79 Prozent der Industrieemissionen und insgesamt 35 Prozent aller Branchen im Emissionshandel auf kostenlose Zuteilungen. Aufgrund niedrigerer Emissionen im Krisenjahr 2022 blieben die Kosten trotz höherer Preise fast konstant. Bei gleichen Emissionen wie 2021 und einem Preis von 80 Euro pro Tonne hätten die Kosten um weitere 660 Millionen Euro zugenommen. Ein vollständiger Wegfall der kostenlosen Zuteilungen würde für die Industrie Emissionsrechte im Wert von 7,5 Mrd. Euro bedeuten.

Kernaussagen der Studie auf einen Blick:

- In einem klimaneutralen globalen Energiesystem kann **Ammoniak als Energieträger** eine wichtige Rolle zukommen.
- Bereits **heute wird Ammoniak in großen Mengen in der Düngemittelindustrie genutzt**. Neue Anwendungen, v.a. durch Direktverbrennung, dürften das globale Transportvolumen perspektivisch deutlich anwachsen lassen.
- Europa wird erneuerbaren **Wasserstoff in erheblichem Mengen importieren müssen**. Hierbei bietet Ammoniak, vor allem über weite Entfernungen, signifikante Vorteile.
- Zu den größten **Risiken von Ammoniak als Energieträger gehören die Toxizität und das Risiko von Leckagen** mit möglichen schwerwiegenden Folgen für Mensch und Umwelt. Ein finanzielles Risiko, v.a. was den Aufbau großskaliger Cracking-Anlagen betrifft, kann die derzeit nicht abschätzbare Kostenentwicklung bei anderen Derivaten und Anwendungen darstellen.
- Die Synthese von Stickstoff und Wasserstoff zu Ammoniak kann als **Treiber für den zügigen Aufbau einer internationalen H₂-Wirtschaft** dienen.
- Die **jährliche Wachstumsrate** des Markts für **grünes Ammoniak** wird im Zeitraum von 2023 bis 2028 auf über 70 % geschätzt. Dabei soll das aktuelle Marktvolumen von 0,3 Mrd. USD in 2023 auf knapp 18 Mrd. USD in 2030 ansteigen.
- Die Rückverwandlung zu Wasserstoff im sog. „**Ammoniak-Cracking**“ steht ab Mitte der 20er Jahre als reife Technologie zur Verfügung.
- Für einen wirtschaftlichen Hochlauf von Ammoniak sind **deutlich steigende CO₂-Preise dringend notwendig**.
- International abgestimmte Gesetzgebungen und **Zertifizierungssysteme bringen Investitionssicherheit** und tragen zu einem schnellen Markthochlauf bei.
- **Internationale Partnerschaften** sollten auf- und ausgebaut werden, um Synergien zu nutzen und Investitionsrisiken zu teilen.

1. Einleitung

Vor dem Hintergrund des Klimawandels und der globalen Bemühungen, die Treibhausgasemissionen drastisch zu reduzieren, gewinnt die Suche nach nachhaltigen und effizienten Energiequellen und Energieträgern zunehmend an Bedeutung. In diesem Kontext rückt Wasserstoff (H_2) als vielversprechende Option zur Dekarbonisierung verschiedener Sektoren in den Fokus von Politik, Wirtschaft und Gesellschaft. Wasserstoff ist ein potenziell sehr sauberer Energieträger. Er wird weltweit als zentrales Element einer nachhaltigen Verknüpfung der Energiesektoren (Mobilität, Strom, Wärme, Industrie) diskutiert.

Eine wichtige Rolle in der Diskussion zum Aufbau globaler Wasserstofflieferketten sowie einer Dekarbonisierung des globalen Energiesystems und aller Sektoren der Wirtschaft nimmt derzeit Ammoniak ein. Ammoniak wird heute vor allem als Rohstoff in der Düngemittelindustrie genutzt. Perspektivisch bietet der Stoff das Potenzial, als Transport- und Speichermedium für Wasserstoff und als Energieträger einen wichtigen Beitrag in einem dekarbonisierten Energiesystem zu leisten. Damit einher gehen diverse neuartige Anwendungen, die jedoch auch eine Vielzahl von neuen Fragen aufwerfen.

Ziel der vorliegenden Kurzstudie ist die Darstellung des aktuellen Forschungs- und Diskussionstands zum Thema Ammoniak als Wasserstoff- und Energieträger. Sie analysiert die Möglichkeiten und Herausforderungen im Zusammenhang mit der Verwendung von Ammoniak als Energieträger und Transport- und Speichermedium für Wasserstoff und beleuchtet gleichzeitig seinen Beitrag zum Klimaschutz. Auch im Hinblick auf andere mögliche Wasserstoffträger, wie Methanol, flüssige organische Wasserstoffträger (Liquid Organic Hydrogen Carrier, LOHC), synthetisches Methan (Synthetic Natural Gas, SNG) oder den direkten Transport von flüssigem Wasserstoff (LH_2) soll geprüft und dargestellt werden, welche wirtschaftlichen, (sicherheits-)technischen Vor- und Nachteile der Einsatz von Ammoniak mit sich bringt. Die Kurzstudie soll dabei unterstützen, Entscheidungen hinsichtlich der Gestaltung eines zukünftigen Energiesystems zu treffen. Dieses Energiesystem muss (sicherheits-)technisch umsetzbar, wirtschaftlich darstellbar und klimaneutral sein.

In Kapitel 2 wird zunächst eine Übersicht verschiedener Wasserstoff- oder wasserstoffbasierter Energieträger gegeben sowie deren zentrale Eigenschaften, Vor- und Nachteile dargestellt. In Kapitel 3 wird, ausgehend von der aktuellen Marktsituation für konventionelles Ammoniak, die Weiterentwicklung hin zu einem globalen Markt für CO_2 -freies Ammoniak skizziert. Kapitel 4 gibt eine detaillierte Beschreibung der Technik entlang der gesam-

ten Ammoniak-Wertschöpfungskette, von der Erzeugung bis zur Anwendung oder Rückumwandlung zu Wasserstoff im Importland. Kapitel 5 beschäftigt sich mit wirtschaftlichen Fragestellungen in Ammoniakmärkten und insbesondere mit der Wirtschaftlichkeit von Ammoniak als Energie- und Wasserstoffträger. In Kapitel 6 werden Chancen und Risiken von Ammoniak im Vergleich mit Wasserstoff oder wasserstoffbasierten Energieträgern aufgezeigt. Abschließend fasst Kapitel 7 die Ergebnisse der Studie zusammen.

2. Wasserstoffderivate im Vergleich

Die Speicherung und der Transport von Wasserstoff stellen aufgrund seiner geringen volumetrischen Dichte eine Herausforderung dar. Gerade in seiner Funktion als Träger erneuerbarer Energien ist es wichtig, große Mengen Wasserstoff effizient zu transportieren, um die Transportverluste auch bei globalen Transportrouten gering zu halten. Neben der Verflüssigung von Wasserstoff (LH₂) bei -253 °C kann die transportierbare Energiemenge pro Volumeneinheit durch die chemische Bindung von Wasserstoffatomen an andere Moleküle erhöht werden, sog. Derivate. Diese Derivate unterscheiden sich in ihren Transporteigenschaften sowie in der Handhabung. Im Rahmen dieser Kurzstudie werden Ammoniak, Methanol, SNG und LOHC betrachtet. Sie bilden die aktuell vielversprechendsten Derivate mit Blick auf eine CO₂-neutrale Speicherung von erneuerbaren Energien (EE). Die Analyse beschränkt sich hier auf eine allgemeine Betrachtung. Eine detaillierte Betrachtung für den Träger Ammoniak folgt in nachfolgenden Kapiteln.

2.1 Kurzbeschreibung der Wasserstoffderivate

Ammoniak ist ein Gas, dessen Summenformel NH₃ lautet. Ammoniak wird aus Stickstoff und Wasserstoff im Haber-Bosch-Verfahren synthetisiert. Wasserstoff wird dabei an den Stickstoff gebunden. Bei der konventionellen Produktion wird der Wasserstoff aus fossilem Erdgas mittels Dampfreformierung gewonnen. Bei der Produktion von grünem Ammoniak wird der Wasserstoff aus der Elektrolyse mit Erneuerbaren gewonnen. Der Stickstoff wird mit Hilfe von Luftzerlegungsanlagen (ASU) unter Verwendung von grünem Strom gewonnen.³ Im Zielland kann der Ammoniak *gecrackt* werden, um den darin gespeicherten Wasserstoff wieder freizusetzen und anwenden zu können. Für den Transport wird Ammoniak bei -33 °C und Umgebungsdruck verflüssigt, wobei das Gas bereits bei vergleichsweise hohen Temperaturen bzw. moderaten Drücken flüssig wird. Weltweit wird Ammoniak bereits heute als Grundchemikalie, vor allem zur Herstellung von Düngemitteln, verwendet. Weltweit besteht ein Bedarf von ca. 180 Megatonnen (Mt), etwa 20 Mt werden international gehandelt. Ammoniak kann also auch direkt, ohne vorheriges Cracken, als Grundstoff eingesetzt werden. Auch die direkte Nutzung als Energieträger ist möglich. (1), (116)

Methanol (MeOH) ist ein Alkohol mit der Summenformel CH₃OH. Wasserstoff wird hier also chemisch an Kohlenstoff und Sauerstoff gebunden. Methanol kann aus Kohlenstoffdioxid (CO₂) und Wasserstoff (H₂) synthetisiert werden.

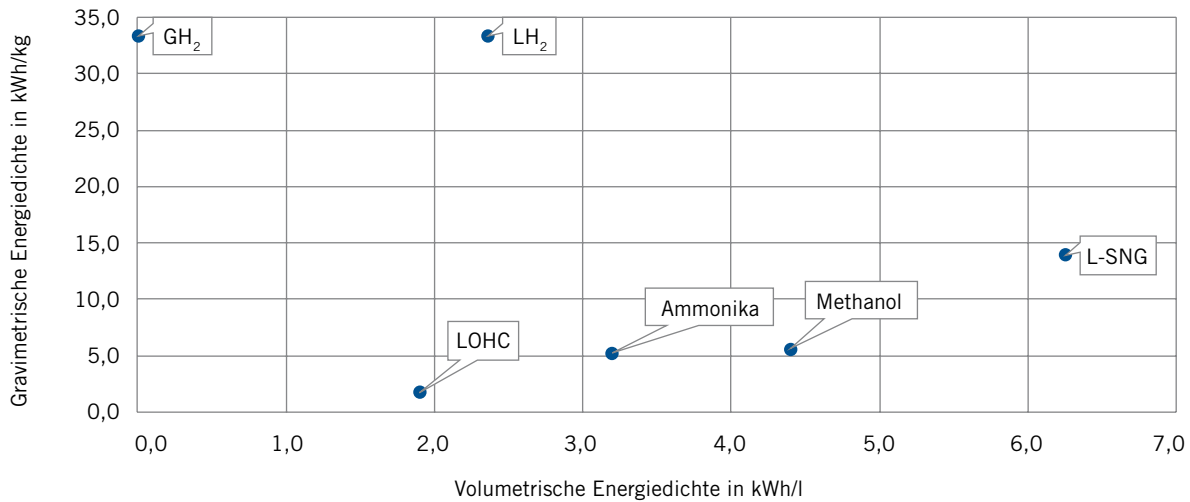
Für die Produktion von grünem Methanol ist neben grünem Wasserstoff aus Erneuerbaren eine nicht-fossile Kohlenstoffquelle nötig. Am Zielort kann der gespeicherte Wasserstoff mittels Reformierung aus dem Methanol gewonnen werden. Bei dem Prozess entstehen Wasserstoff und CO₂. Für beide Prozesse muss Energie eingesetzt werden. Methanol spielt bereits heute eine wichtige Rolle als Grundchemikalie in der Chemieindustrie. Weltweit besteht ein Bedarf von rund 100 Mt, der in den nächsten Jahren weiter steigen soll. Das synthetisierte Methanol im Zielland kann auch direkt als Grundstoff oder als Energieträger eingesetzt werden, um die Reformation zu vermeiden. Die Speicherung, der Transport und das Handling sind erprobt. Methanol kann ungekühlt und drucklos in flüssiger Form gespeichert werden. (2)

Wie auch bei Methanol wird Wasserstoff bei der Verwendung von **SNG** an Kohlenstoff gebunden. Dabei handelt es sich um Methan mit der Summenformel CH₄. Es entspricht damit natürlich vorkommendem Methan. Bereits heute werden über 300 Mt weltweit gehandelt. Entsprechend kann für den Transport bestehende Infrastruktur genutzt werden. Für den Transport per Schiff kann das synthetische Erdgas bei -161 °C verflüssigt und als L-SNG transportiert werden. Sowohl zur Synthese des SNG am Herstellungsort als auch zur Freisetzung des Wasserstoffs am Zielort mittels Reformation muss Energie aufgewendet werden. Allerdings könnte SNG auch direkt als Energieträger eingesetzt werden. Am Herstellungsort ist, wie beim Methanol, eine nicht-fossile Kohlenstoffquelle nötig. L-SNG muss in Kryotanks gespeichert werden. (2), (5)

Eine relativ neue Option zur Speicherung und für den Transport von Wasserstoff stellen **LOHC** dar. Bei diesen flüssigen organischen Wasserstoffträgern handelt es sich um ölartige Flüssigkeiten, die mit Wasserstoff be- und entladen werden können. Die Beladung ist eine exotherme Reaktion und setzt Wärmeenergie frei. Um den Wasserstoff aus der Flüssigkeit freizusetzen, muss Wärmeenergie hinzugeführt werden. Der Wasserstoff kann nach einer Aufreinigung am Zielort eingesetzt werden. Die entladene Trägerflüssigkeit wird zurück an den Produktionsort des Wasserstoffs transportiert und kann dort erneut beladen werden. Die Technologie wird bisher in kleinem Maßstab angewendet, sodass aktuell kein nennenswerter globaler Transport stattfindet. Die Flüssigkeit kann drucklos und ungekühlt ähnlich wie Mineralölprodukte gespeichert und transportiert werden. (1), (2)

³ Die Technologien zur Herstellung von Ammoniak werden detailliert in Kapitel 4.2 beschrieben.

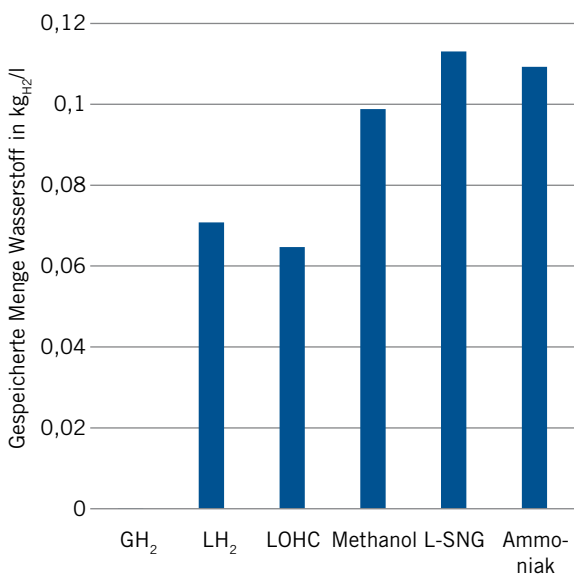
Abbildung 1: Vergleich der Energiedichten verschiedener Wasserstoffderivate (6), (8), (9), (10), (11), (13)



2.2 Vergleich der Energiedichte

Für den globalen Transport, insbesondere per Schiff, ist die volumetrische Energiedichte eine bedeutende Größe. Damit wird die Energiemenge beschrieben, die sich (bezogen auf das Volumen) speichern lässt. Die gravimetrische Energiedichte spielt eine untergeordnete Rolle. Sie beschreibt den Energiegehalt pro Gewichtseinheit des jeweiligen Stoffes.

Reiner Wasserstoff weist mit 33,33 kWh/kg zwar eine sehr hohe gravimetrische Energiedichte auf, hat jedoch eine sehr geringe volumetrische Energiedichte von 0,003 kWh/l. Durch die Verflüssigung von Wasserstoff kann die volumetrische Energiedichte auf 2,36 kWh/l erhöht werden. Durch den Einsatz von Ammoniak, Methanol oder L-SNG werden noch höhere Energiedichten erreicht. LOHC bleibt bei der volumetrischen Energiedichte noch hinter LH₂ zurück. Gerade bei LOHC ist die Energiedichte allerdings nur von nachgeordneter Relevanz, da der direkte Einsatz von LOHC nicht möglich ist. Daher ist hier die gespeicherte Menge Wasserstoff pro Volumeneinheit ausschlaggebend. Im atmosphärischen Zustand entspricht bei GH₂ und LH₂ die gespeicherte Menge der Dichte von Wasserstoff im jeweiligen Aggregatzustand und ist bei GH₂ mit 0,000089 kg/l verschwindend gering. Bei LOHC und den Derivaten ergibt sich die gespeicherte Menge pro Volumeneinheit aus dem Massenanteil sowie der Dichte der Stoffe. Auch hier weist LOHC einen leicht geringeren Wert als LH₂ auf.

Abbildung 2: H₂-Speicherkapazität der Technologien und Derivate in kgH₂/l (10), (11)

2.3 Prozesskette und Handling

Neben der transportierbaren Menge an Wasserstoff bzw. Energie ist aber auch die Komplexität der Prozess- und Transportkette sowie des Handlings ein relevantes Bewertungskriterium für die einzelnen Stoffe. Eine detaillierte Betrachtung der Ammoniak Kette wird in Kapitel 4 aufgezeigt. Eine ausführliche Beleuchtung relevanter Sicherheitsaspekte findet sich in Kapitel 6. An dieser Stelle wird ein Überblick über die wesentlichen zu beachtenden Aspekte aller betrachteten Derivate und H₂-Trägerstoffe gegeben.

Ammoniak wird ebenfalls bereits heute in großen Mengen hergestellt und insbesondere für die Produktion von Düngemitteln und als Grundchemikalie genutzt, sodass auch hier Erfahrungen und gängige Regeln für die Handhabung vorliegen. Ammoniak ist allerdings toxisch und, anders als Methanol, umweltgefährdend sowie insbesondere für Wasserorganismen schädlich. Beim globalen Transport ist daher in besonderem Maße auf einen sicheren zu achten. Außerdem greift der Mensch bereits jetzt durch die Herstellung und Nutzung von Ammoniak in den natürlichen globalen Stickstoffkreislauf ein, was problematische Auswirkung auf die Flora und Fauna an Herstellungs- und Anwendungsorten haben kann. Die Herstellung und der Transport von Ammoniak sind grundsätzlich erprobt und ausgereift. Hierbei ist zu beachten, dass bei der Produktion von konventionellem Ammoniak die Prozesse der Dampfreformierung zur Erzeugung des Wasserstoffs und das Haber-Bosch-Verfahren zur Synthese des Ammoniaks eng miteinander verzahnt sind. Bei der Herstellung von grünem Ammoniak muss die Dampfreformierung durch Elektrolyse ersetzt werden. Eine detaillierte Beschreibung findet in Kapitel 4.2 statt. Die großskalige Rückgewinnung des Wasserstoffs mittels Ammoniak-Cracking befindet sich noch in der Entwicklung. Bisher wurden nur kleine Cracker für wenige Anwendungen benötigt. Für den effizienten Transport muss das Ammoniak verflüssigt werden. Der Siedepunkt von Ammoniak liegt bereits bei -33 °C , daher ist der Prozess weniger kompliziert und auch Verluste von *Boil-off-Gas (BOG)* sind geringer als bspw. bei L-SNG oder LH_2 . (13), (14), (114)

LOHC, heutzutage aus fossilen Rohstoffen hergestellt, ähnelt in seinen Eigenschaften konventionellen Mineralölprodukten, sodass langjährige Erfahrung im Transport, in der Speicherung und im Handling besteht. Entsprechend steht potenziell auch weltweit bereits Infrastruktur für den Transport und die Speicherung zur Verfügung. Die Trägerflüssigkeit kann im be- und entladenen Zustand drucklos bei Umgebungstemperatur gespeichert werden. Der Prozess zur Be- und Entladung der Trägerflüssigkeit hingegen ist noch relativ jung. Hier liegen bisher wenig Erfahrungen im industriellen Maßstab vor. Das Trägerfluid selbst bleibt während des Prozesses erhalten. Es wird immer wieder am Herstellungsort be- und am Verbrauchsort entladen und danach wieder zum Herstellungsort zurückgeführt. Man spricht von einem Umlaufsystem. Die Logistikkette ist durch das Umlaufsystem der Trägerflüssigkeit aufwändig. Sowohl am Herstellungsort als auch am Zielort müssen zusätzliche Speicher für die be- bzw. entladene Trägerflüssigkeit bereitgehalten werden. Außerdem muss auch die entladene Trägerflüssigkeit vom Zielort zurück zum Herstellungsort trans-

portiert werden, was Transportkapazitäten bindet und Einfluss auf die Gesamtwirtschaftlichkeit haben kann. LOHC bringt Gesundheitsgefahren mit sich und ist wasergefährdend, da es nur langsam biologisch abgebaut werden kann. So ist bspw. Toluol als Karzinogen eingestuft. (1),(2),(10),(41)

L-SNG entspricht chemisch konventionellem LNG. Für die Speicherung, den Transport und das Handling kann vorhandene bzw. derzeit in Bau befindliche Infrastruktur genutzt werden. Das verflüssigte Gas wird bei -161 °C in Kryotanks gespeichert und transportiert. Während des Transports kommt es zum Verlust von BOG, bei denen Methan vom flüssigen in den gasförmigen Zustand übergeht. Um einen Überdruck in den Speichern zu verhindern, muss das Gas einer Wiederverflüssigung zugeführt werden. Dabei ist es wichtig, das Gas nicht in die Atmosphäre abzublasen, da Methan ein potentes Treibhausgas mit einem Vielfachen der Treibhauswirkung von CO_2 ist. Das Handling von Methan auch in flüssiger Form ist aber bereits heute gängige Praxis. Für die Herstellung synthetischen Methans ist wie bei Methanol auch eine Kohlenstoffquelle notwendig. (2),(4),(9)

Methanol (MeOH) ist eine wichtige Grundchemikalie und wird bereits heute in großen Mengen hergestellt, sodass auch hier Erfahrungen in der Speicherung, im Transport und im Handling bestehen. Methanol ist unter Normalbedingungen flüssig und kann in Chemietankern oder sogar angepassten Erdöltankern transportiert werden. Zur Herstellung von grünem Methanol ist eine Kohlenstoffquelle am Erzeugungsstandort notwendig. Die großtechnische Synthese wie auch Reformierung zur Rückgewinnung des Wasserstoffs sind etablierte Prozesse. Methanol ist brennbar und giftig, sodass entsprechende Sicherheitsmaßnahmen eingehalten werden müssen. (1),(2)

LH_2 wird heutzutage in verschiedenen Industrien angewendet, z. B. der Raumfahrt und Chemieindustrie. Um den Wasserstoff zu verflüssigen, muss er auf -253 °C heruntergekühlt werden. Damit der Wasserstoff flüssig bleibt, muss diese Temperatur gehalten werden. Um dies zu gewährleisten, wird der Wasserstoff in stark isolierten Tanks gelagert. Während der Lagerung erwärmt sich der Wasserstoff und verdampft (BOG). Dieses Gas kann mittels Wiederverflüssigungsanlagen wieder dem Tank zugeführt werden. Dies wird in der Praxis mit Hilfe von Managementsystemen realisiert. Es bestehen bereits Konzepte, wie BOG beim Schifftransport direkt dem Antrieb des Schiffs zuzuführen ist. (89)

2.4 Energiebedarf und Klimaschutz

Die Energieverluste beim Einsatz der verschiedenen Derivate hängen von der Herstellung bzw. der Konditionierung, der Speicherung, dem Transport und der Rückumwandlung ab. Es ist zu beachten, dass ein Zweck der Derivate die Speicherung und der Transport erneuerbarer Energien ist. Grundsätzlich gilt, dass je weniger Umwandlungsschritte nötig sind, desto effizienter ist der Gesamtprozess. Es gilt also immer, dass ein grünes Derivat möglichst direkt eingesetzt werden sollte, da die Rückumwandlung in Wasserstoff zu weiteren Ineffizienzen führt. Dies ist besonders relevant für Methanol, SNG und Ammoniak. Alle drei Stoffe werden bereits heute in ihrer konventionellen Form produziert und eingesetzt.

Ein Ersatz durch grün produzierte Alternativen vermeidet CO₂-Emissionen. Im Rahmen dieser Analyse liegt der Fokus jedoch auf dem Transport von Wasserstoff für den letztlichen Einsatz als Wasserstoff, sodass hier die gesamte Kette betrachtet wird.

In Abbildung 4 sind die Energiebedarfe für die Herstellung und die Rückumwandlung für die einzelnen Trägerstoffe anteilig zum unteren Heizwert (LHV) dargestellt. Nicht in der Grafik enthalten ist der Energieaufwand für

den Transport, der ohne konkrete Mengen schwer abzuschätzen ist.

Bei der Betrachtung von LOHC ist zu beachten, dass bilanziell nur etwa 10 % der gespeicherten Energie aufgewendet werden muss. Das liegt daran, dass bei der Beladung Wärmeenergie frei wird, die im Herstellungsland genutzt werden kann. Dies ist durch die schraffierte Fläche gekennzeichnet. Falls die Wärme ungenutzt bleibt, liegt der Energiebedarf hier bei etwa 35 %. Ammoniak hat mit Herstellung und Rückumwandlung einen vergleichbaren Energiebedarf wie die Verflüssigung von Wasserstoff. Der Einsatz von verflüssigtem SNG benötigt besonders viel Energie, da hier neben der Synthese auch noch die Verflüssigung des Gases nötig ist.

Ein weiterer wesentlicher Aspekt beim Vergleich der verschiedenen Derivate ist die Treibhausgasminderung. Beim Einsatz von Methanol und SNG ist zu beachten, dass bei der Rückumwandlung per Reformierung am Zielstandort und auch bei einem direkten Einsatz als Energieträger CO₂ frei wird. Hier ist ein sinnvoller Einsatz möglich, wenn im Herstellungsland CO₂ entweder aus der Atmosphäre oder unvermeidbaren Quellen gewonnen wird oder aber aus klimaneutralen Quellen stammt. Stammt das CO₂ aus fossilen Quellen, ist ein klimaneutra-

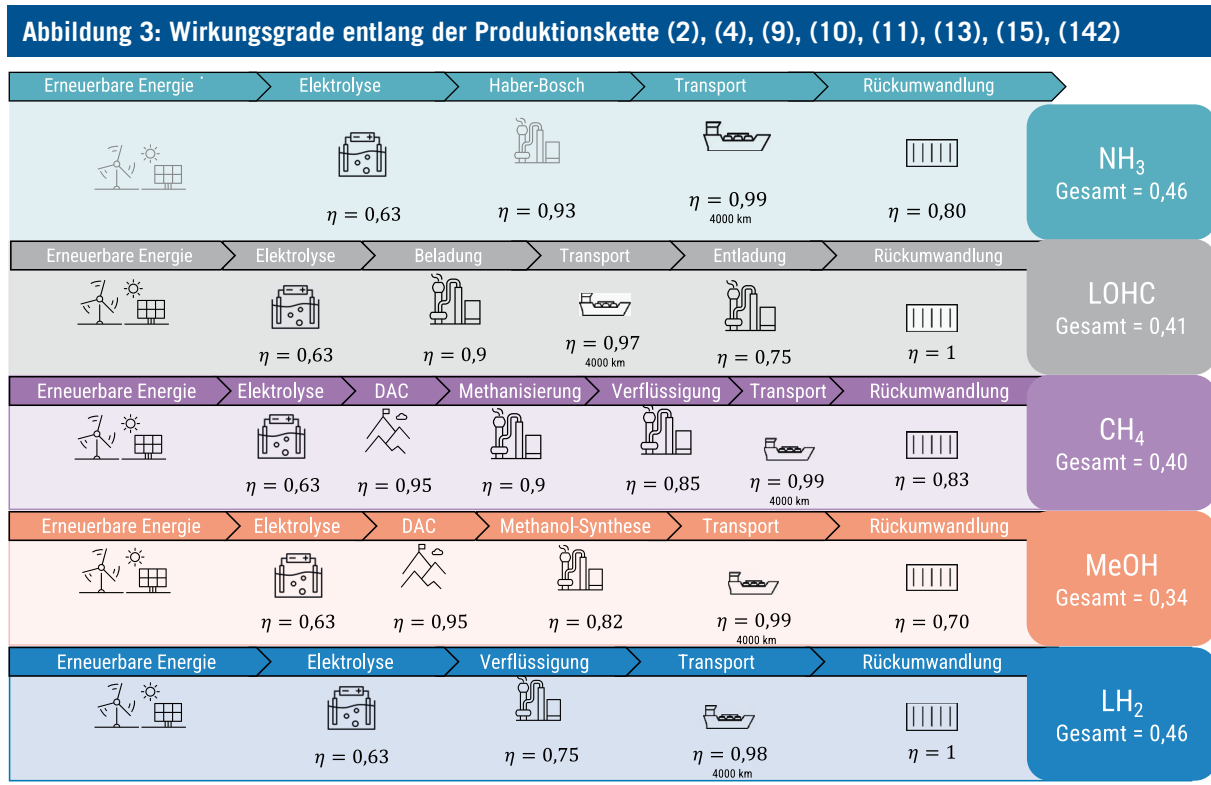
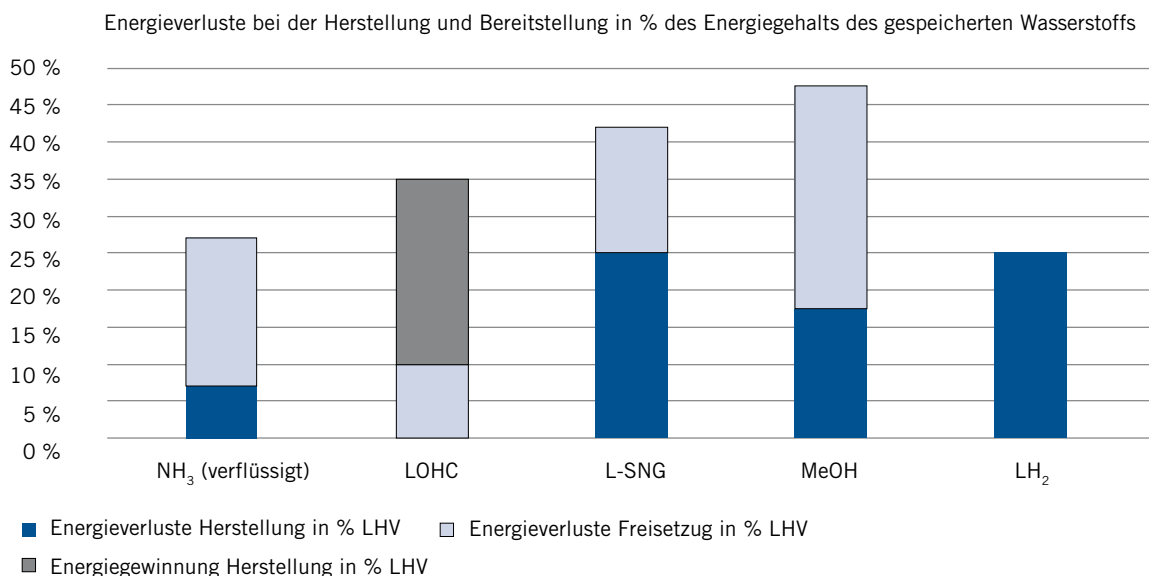


Abbildung 4: Energieverluste bei der Herstellung und Bereitstellung in % des Energiegehalts des gespeicherten Wasserstoffs (2), (4), (9), (10), (11), (13), (15)



ler Einsatz der beiden Derivate nicht möglich. Zusätzlich ist bei L-SNG über die gesamte Kette das Risiko des Methanschlupfs zu beachten. Auch bei Ammoniak ist zu beachten, dass ein direkter Einsatz als Energieträger, bspw. in Kraftwerken oder in der Mobilität, eine negative Auswirkung auf das Klima hat. Bei der Verbrennung von Ammoniak entstehen Stickoxide mit negativen Umweltauswirkungen und Lachgas, das ein noch potenteres Treibhausgas als Methan ist. Technologien, die Stickoxide und Lachgas aus den Abgasen entfernen und unschädlich machen, sind aber heute schon bewährter Stand der Technik.

Rückumwandlung sowie die Möglichkeit eines direkten Einsatzes ohne Rückumwandlung. Die Kosten geben einen indikativen Überblick über die Kosten entlang der Wertschöpfungskette, die sich im Wesentlichen aus der Komplexität, der technischen Reife sowie den Energieverlusten ableiten lassen.

2.5 Zusammenfassender Vergleich

Insgesamt ergibt sich beim Derivatevergleich ein komplexes Bild mit verschiedenen Aspekten. In der folgenden Tabelle 1 sind die Inhalte aus den obenstehenden Unterkapiteln zusammengefasst. Die Bewertung folgt dabei der Ampelsystematik mit rot als eher schlecht oder hinderlich und grün als gut. Die Ergebnisse sollen eine Übersicht über grundsätzliche Chancen und Herausforderungen sowie relevante Aspekte geben. Die Transportkapazität bewertet dabei die transportierbare Energie- bzw. Wasserstoffmenge. Die technische Reife und Komplexität betrachtet, inwieweit die Kette oder einzelne Schritte etabliert sind und wie viele Schritte auf der gesamten Logistikkette nötig sind. Die Energieverluste bewerten dabei vor allem den Energieaufwand zur Herstellung und

Tabelle 1: Zusammenfassender Vergleich der Derivate

	Transportkapazität	Technische Reife und Komplexität	Energieverluste	Kosten	Vorhandene Infrastruktur	Skalierbarkeit
Ammoniak NH ₃	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●
LOHC	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●
L-SNG CH ₄	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●
Methanol MeOH	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●
Wasserstoff LH ₂	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●

Beschreibung

Ammoniak NH ₃	<ul style="list-style-type: none"> • Der direkte Einsatz als Grundstoff oder Energieträger ist möglich. • Die Synthese von Ammoniak ist ein erprobter Prozess. Die großskalige Rückumwandlung befindet sich noch in der Entwicklung. Beim Handling sind strenge Sicherheitsvorkehrungen zum Schutz von Mensch/Umwelt nötig. • Der Energiebedarf über die Kette ist relativ gering. Vor allem, wenn eine direkte Anwendung stattfinden kann. • Die Kosten für Speicher und Synthese sind relativ gering. Die Kosten für die großskalige Rückumwandlung sind potenziell hoch.
LOHC	<ul style="list-style-type: none"> • Die Transportkapazität ist im Vergleich zu den Derivaten gering und vergleichbar mit LH₂. • Die Technologie ist noch nicht großskalig verfügbar und das Trägermaterial muss im Kreis geführt werden. Potenziell kann aber bestehende Infrastruktur genutzt werden. LOHC kann drucklos und ungekühlt gespeichert werden. • Der bilanzielle Energiebedarf ist potenziell gering, sofern die Abwärmenutzung am Herstellungsort möglich ist. • Insbesondere die Rückumwandlungsanlagen und deren Betrieb führen zu hohen Kosten. Die Kosten für Speicher- und Transportinfrastruktur sind gering.
L-SNG CH ₄	<ul style="list-style-type: none"> • Die Transportkapazität von L-SNG ist sehr hoch. Der Stoff kann potenziell direkt als Energieträger in vorhandenen Anwendungen eingesetzt werden. • Die Methanisierung von Wasserstoff ist ein erprobter Prozess und die Rückumwandlung entspricht mit der Dampfreformierung dem aktuellen gängigen Prozess zur Wasserstoffproduktion. Es ist eine CO₂-Quelle nötig. • Der Energiebedarf ist insgesamt hoch. Gerade für die Rückumwandlung muss viel Energie aufgewendet werden. • Die Anlagen zur Verflüssigung, zur Synthese und zur CO₂-Abscheidung führen zu hohen Kosten.
Methanol MeOH	<ul style="list-style-type: none"> • Die Transporteffizienz ist relativ hoch. Eine direkte Anwendung als Grundstoff oder Energieträger ist möglich. • Die Herstellung von Methanol ist ein etablierter Prozess. Zur Vermeidung fossilen Kohlenstoffs ist entweder eine unvermeidbare Quelle von CO₂ oder eine Abscheidung aus der Luft notwendig. • Der Energiebedarf ist insgesamt hoch, vor allem, wenn das MeOH zu Wasserstoff reformiert werden muss. • Für die Synthese und die Rückumwandlung sind großtechnische verfügbare Anlagen nötig. Die Speicher- und Transportinfrastruktur ist relativ günstig.
Wasserstoff LH ₂	<ul style="list-style-type: none"> • Die Transportkapazität ist relativ hoch. Der Stoff kann potenziell direkt als Energieträger in vorhandenen Anwendungen eingesetzt werden. • Die Verflüssigung von Wasserstoff wird seit vielen Jahren erprobt. Erste großskalige Anwendungen befinden sich im kommerziellen Betrieb. • Der Energiebedarf für die Verflüssigung beträgt ca. ein Drittel der gespeicherten Energie. • Die Kosten für Speicher und Transportinfrastruktur sind relativ hoch.

3. Beschaffungsmärkte für Ammoniak

Bereits in der Mitte des 19. Jahrhunderts wurde klar, dass natürliche Quellen von Stickstoffverbindungen, wie etwa Dung oder eine angepasste Fruchtfolge auf den Feldern, bald nicht mehr ausreichen würden, um ein ausreichendes Pflanzenwachstum zur Ernährung der stark wachsenden Weltbevölkerung zu sichern. In der Folgezeit konzentrierte sich die Forschung darauf, Methoden zur Bindung von Stickstoff aus der Atmosphäre zu entwickeln. Zu Beginn des 20. Jahrhunderts wurde das Haber-Bosch-Verfahren, benannt nach den beiden Chemikern Fritz Haber und Carl Bosch, entwickelt, welches die großtechnische Synthese von Ammoniak aus Luftstickstoff bei handhabbaren Drücken und Temperaturen unter Einsatz eines Katalysators ermöglichte.⁴ (116), (117) Ammoniak wurde ein unersetzlicher Grundstoff der Düngemittelindustrie und damit der industriellen Landwirtschaft. Wegen dieser zentralen Rolle von Ammoniak sind weltweit Erzeugungskapazitäten entstanden, um Abhängigkeiten zu vermeiden. Diese Ausgangslage spiegelt sich auch noch in der heutigen Marktsituation wider. (1), (16)

Bis heute ist die Düngemittelindustrie mit 80 % der größte Abnehmer von Ammoniak. Darüber hinaus wird Ammoniak für die Produktion von Sprengstoff sowie als Grundchemikalie in verschiedenen industriellen Prozessen genutzt. (1), (17)

⁴ Das technische Verfahren wird detailliert in Kapitel 4 beschrieben.

3.1 Aktuelle Produktionsstandorte und Handel

Die globale Produktion von Ammoniak steigt seit Jahren kontinuierlich an. Zwischen 2000 und 2020 ist die produzierte Menge um über 30 % gestiegen und belief sich in 2020 auf über 180 Mt. Weltweit bestehen Produktionskapazitäten von über 220 Mt, von denen bereits 10 % gehandelt und per Schiff transportiert werden. Deren globale Verteilung hängt wesentlich von der Verteilung des Ammoniakbedarfs ab. Da etwa 80 % des global produzierten Ammoniaks zur Herstellung von Stickstoffdüngern genutzt wird, konzentriert sich die Produktion in bevölkerungsreichen und von der Agrarwirtschaft geprägten Regionen.

Die größte Produktion findet sich mit 82 Mt in Ostasien. Davon entfallen über 50 Mt auf China, das somit der größte Ammoniakproduzent der Welt ist. Es folgt Osteuropa mit 33 Mt. Wichtigster Produzent hier ist Russland mit rund 20 Mt Produktionskapazität. In Europa verteilt sich die Produktionskapazität wie in Abbildung 6 dargestellt. Mit einer Kapazität von 3,1 Mt/a ist Deutschland hier der wichtigste Produzent. 2021 verteilte sich die Ammoniakproduktion auf die vier größeren Standorte in Brunsbüttel, Wittenberg, Köln und Ludwigshafen. Das Unternehmen BASF hatte zuletzt aufgrund der hohen Energiepreise in Deutschland angekündigt, im Stammwerk in Ludwigshafen eine der beiden Ammoniak-Produktionsanlagen stillzulegen und die Produktion in die USA zu verlagern.

Abbildung 5: Weltweite Produktionskapazitäten nach Regionen in Mt/a (11)

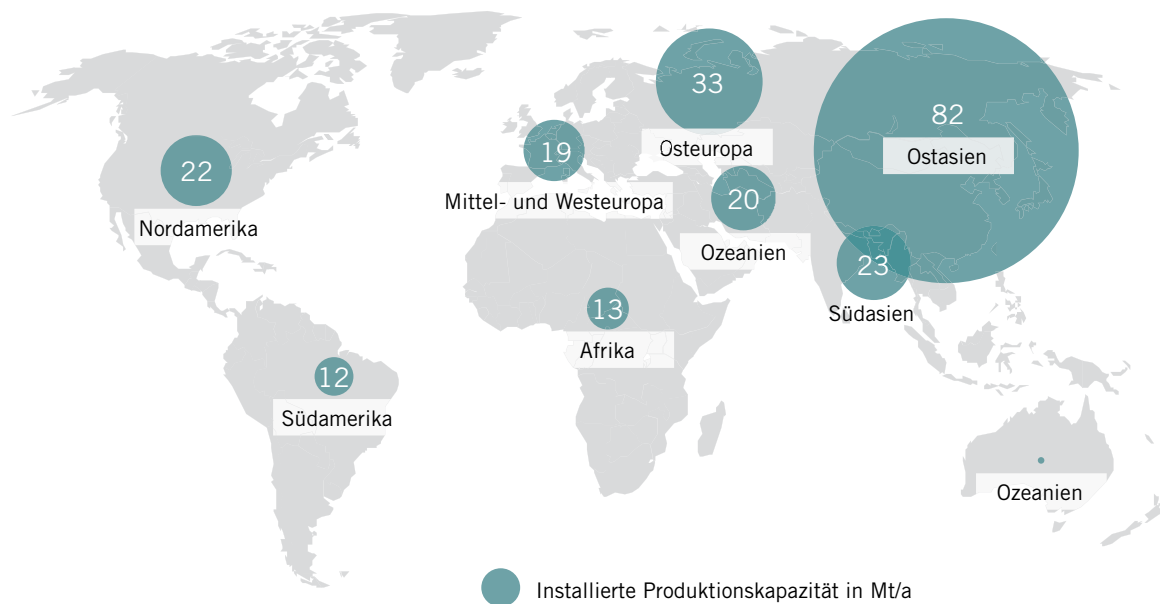
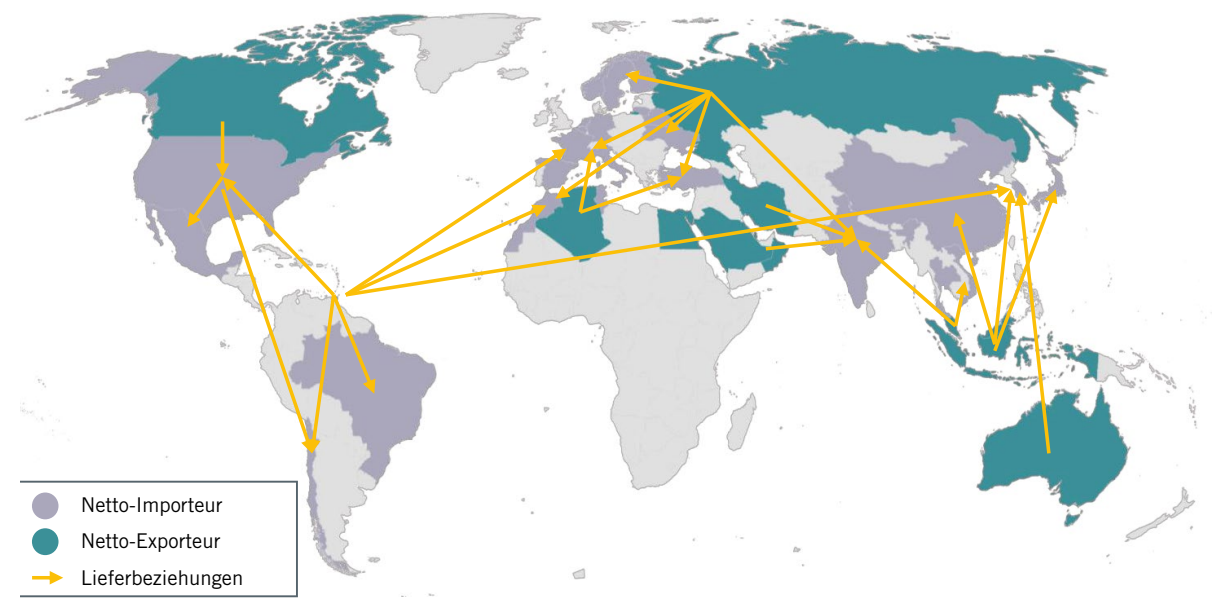


Abbildung 9: Globale Handelsbeziehungen mit Ammoniak (Stand 2019) (18)



3.2 Entwicklung eines Marktes für Ammoniak als Energieträger und Wasserstoffderivat

Als kohlenstofffreier Energieträger oder als Transportmedium für vielseitig einsetzbaren Wasserstoff kann die Bedeutung von Ammoniak vor dem Hintergrund der zentralen Herausforderung Klimaschutz über diejenige des Stickstofflieferanten für Dünger und Grundchemikalien hinausgehen. Voraussetzung dafür ist, dass der Ammoniak, wie bereits in Kapitel 2 beschrieben, nicht aus fossilen Ressourcen produziert wird oder, bei Verwendung fossiler Ressourcen, CCS- oder CCU- Technologie zum Einsatz kommt, bei der das freiwerdende CO₂ abgeschieden und anschließend dauerhaft gespeichert oder in anderen Prozessen genutzt wird. Dies bezieht sich insbesondere auf die Herstellung des nötigen Wasserstoffs. Während er heute noch fast ausschließlich aus der Dampfreformierung fossilen Erdgases gewonnen wird, muss er in Zukunft für die Produktion von grünem Ammoniak aus der elektrolytischen Spaltung von Wasser aus erneuerbaren Quellen stammen.

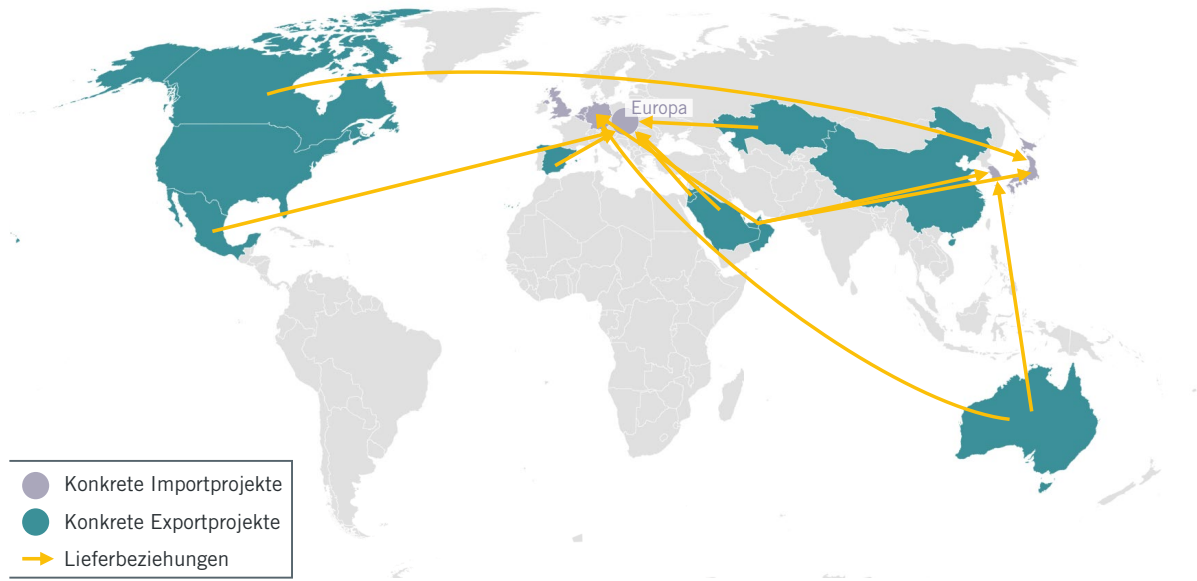
Vor dem Hintergrund dieser grundlegenden Änderung des Produktionsprozesses ändern sich auch begünstigende Produktionsbedingungen. In Kapitel 3.2.1 wird der Einfluss der geänderten Anforderungen auf die Landschaft der Ammoniakproduzenten diskutiert. In Kapitel 3.2.2 wird erörtert, welche Länder und Regionen auf-

grund der neuen Anwendungsmöglichkeiten als Energieträger und Wasserstoffderivat in Zukunft vermehrt grünes Ammoniak abnehmen werden.

3.2.1 Produzenten

Aktuell stellt die Verfügbarkeit von fossilen Energieträgern bzw. Rohstoffen, insbesondere von Erdgas, einen Standortvorteil für die Produktion von Ammoniak dar. Analog dazu werden in Zukunft die Verfügbarkeiten von Erneuerbaren einen wesentlichen Einfluss auf die Produktionskosten von grünem Ammoniak haben. Die Herstellungskosten werden wesentlich durch die elektrolytische Produktion von Wasserstoff mit ihrem relativ hohen Strombedarf bestimmt. Eine detaillierte Betrachtung der Kosten findet sich in Kapitel 5.4. Weitere relevante Faktoren sind die Verfügbarkeit von demineralisiertem Wasser für die Elektrolyse, die Verfügbarkeit von Fläche (auch für die Aufstellung von Windrädern und/oder Solarzellen) sowie das Vorhandensein von Infrastrukturen zur Lagerung und zum Transport von Ammoniak. Neben grünem Ammoniak ist auch Ammoniak aus blauem Wasserstoff ein möglicher Pfad für die emissionsarme Ammoniakbereitstellung. Für dessen Produktion ist die Verfügbarkeit von Erdgas und die Möglichkeit zur Speicherung oder Nutzung von CO₂ nötig. Vorteilhaft für beide Varianten ist auch die Lage in der Nähe wichtiger Abnehmerregionen oder in Küstennähe für einen effizienten Transport des Ammoniaks.

Abbildung 10: Import- und Exportländer mit konkreten Projekten und Handelsbeziehungen mit blauem und grünem Ammoniak (18), (22), (23), (24), (25), (26), (27), (28), (29), (30), (31), (32), (33), (34), (35), (36), (37)



Der Export von grünem oder blauem Ammoniak ist eng verknüpft mit der Erzeugung von grünem oder blauem Wasserstoff. Bis 2030 sind aktuell Wasserstoffexportprojekte mit einem Volumen von 12 MtH₂/a konkret geplant. Bei fast 90 % dieses geplanten Volumens handelt es sich um grünen Wasserstoff. Blauer Wasserstoff spielt nur eine untergeordnete Rolle, auch weil dessen Beitrag zum Klimaschutz in wichtigen Abnehmerregionen wie der EU kontrovers diskutiert wird. Für etwas mehr als die Hälfte des geplanten Volumens ist der Transport via Ammoniak geplant. Für etwa 40 % ist noch keine Technologieentscheidung getroffen worden. Für den Transport von 6 Mt Wasserstoff müssen 34 Mt Ammoniak transportiert werden, was das derzeitige globale Handelsvolumen von 20 Mt bereits deutlich übersteigt. Dennoch hat es im Vergleich eine hohe Transportkapazität, wie in Abbildung 2 dargestellt wird. (1), (18), (19), (20), (21)

Bereits eine ganze Reihe von Ländern hat konkrete Exportbestrebungen für grünen oder blauen Ammoniak bekanntgegeben. Darunter sind auch Länder, die bereits heute konventionelles Ammoniak exportieren (wie Saudi-Arabien oder Katar), die sich auch mit dem Export von blauem Ammoniak beschäftigen und so eine Weiterentwicklung ihrer Erdgasreserven sichern. Hierbei wird in Saudi-Arabien mit dem *NEOM*-Projekt langfristig auch

die Produktion von grünem Ammoniak verfolgt. Auch Kanada und Australien als bisherige Netto-Exporteure haben Exportprojekte in der Planung. Mit den USA, Mexiko, Spanien, dem MENA-Raum (Mittlerer Osten und Nordafrika) und evtl. China etablieren sich mit dem Aufbau eines Marktes für grünen Ammoniak aber auch neue Exporteure. Die Aufnahme der Exportaktivitäten ist, wenn bereits eine Zeitplanung vorliegt, zwischen 2024 und 2030 geplant. Dabei sind die Projekte, die sich auf blaues Ammoniak konzentrieren, schneller umgesetzt und haben teilweise schon erste Pilotlieferungen durchgeführt oder terminiert.

Langfristig kommen alle Regionen mit einem Überangebot an Erneuerbaren als potenzielle Exportregionen von (grünem) Ammoniak infrage. Für Europa von besonderer Relevanz sind hier sonnenreiche Regionen in Südeuropa, wie Spanien, sowie Regionen mit viel Wind oder Wasserkraft, wie Schottland und Norwegen. Bei direkt produziertem Wasserstoff wird dieser in den europäischen Backbone⁵ eingespeist. Außerhalb Europas kön-

5 Europäischer Wasserstoff-Backbone steht für eine Initiative zur Umsetzung einer europaweiten Wasserstofftransportinfrastruktur. Diese zielt auf die Errichtung eines Wasserstoffnetzes in ganz Europa ab und rechnet bis 2040 mit einer Länge von 39.700 km.

nen Nordafrika, der mittlere Osten oder auch Regionen in Nord- und Südamerika relevant sein.

3.2.2 Abnehmer

Die Liste der konkreten Abnehmer für grünen oder blauen Wasserstoff und damit für entsprechenden Ammoniak ist aktuell noch kürzer als die Liste der Regionen mit konkreten Plänen zum Export. Grundsätzlich sind alle Länder potenzielle Importeure, die bereits heute fossile Energieträger zur Deckung ihrer Bedarfe importieren müssen und die gleichzeitig kein ausreichendes Potenzial zum EE-Ausbau haben, um ihren Energiebedarf selbst zu decken. Konkrete Importpläne gibt es in Europa und Asien. Hier sind vor allem die Niederlande, Deutschland, Japan und Südkorea zu nennen. In diesen Ländern wurden entweder staatliche oder unternehmensseitige Importabsichten für Wasserstoff erklärt oder in Strategien festgeschrieben und Ammoniak als Transportmedium identifiziert. (1), (18), (21)

4. Wertschöpfungsketten von Ammoniak

4.1 Beschreibung der einzelnen Wertschöpfungsketten

Die Wertschöpfungsketten von Ammoniak können allgemein in folgende sechs Teilabschnitte eingeteilt werden:

- Primärquelle für Wasserstoff
- Herstellung von Ammoniak
- Transport, Speicherung und Verteilung
- Anlandung und Rückumwandlung
- Weitertransport
- Endnutzung

Der zentrale Schritt bei der Herstellung von Ammoniak ist die Ammoniaksynthese, die nahezu vollständig mit Hilfe des etablierten Haber-Bosch-Verfahrens realisiert wird (mehr als 90 % des weltweit produzierten Ammoniaks (38)). Bei diesem technischen Verfahren werden Wasserstoff und Stickstoff zu Ammoniak umgesetzt. Der Wasserstoff kann aus verschiedenen Primärquellen sowie mit Hilfe unterschiedlicher Herstellungspfade generiert werden. Zu den konventionellen Herstellungspfaden von Wasserstoff gehört die Dampfreformierung und die Vergasung von Kohle. Kommt CCS bei den konventionellen Verfahren zum Einsatz, werden diese, wie auch die Wasserelektrolyse mittels Erneuerbaren, zu den CO₂-armen Herstellungspfaden zusammengefasst (38). Im

Anschluss an die Ammoniaksynthese kann der generierte Ammoniak direkt genutzt, zwischengespeichert oder per Schiff, Schiene oder Pipeline transportiert werden. Nachdem der Wasserstoff in Form von Ammoniak (z.B. per Schiff) transportiert wurde, kann dieser bei Anlandung am Zielort ebenfalls entweder direkt genutzt oder durch das Ammoniak-Cracking-Verfahren wieder in reinen Wasserstoff umgewandelt werden (9). Der abschließende stoffliche oder energetische Endverbrauch von reinem Wasserstoff oder dem Wasserstoffprodukt Ammoniak erfolgt bspw. in den Sektoren Mobilität (z.B. als Schiffs-treibstoff), Industrie, Wärme und Elektrizität. (38), (39)

Die einzelnen Teilabschnitte der Wertschöpfungsketten von Ammoniak sowie die technischen Verfahren werden im Folgenden näher beschrieben.

4.2 Herstellung von Ammoniak

Nach dem Haber-Bosch-Verfahren reagieren Wasserstoff und Stickstoff exotherm und werden bei Temperaturen zwischen 400 und 450 °C und Drücken von 120 bis 220 bar in Gegenwart eines Katalysators auf Eisenbasis zu Ammoniak gewandelt (14). In der Ammoniaksynthese entsteht ein Gasgemisch aus Ammoniak, nicht umgesetztem Wasserstoff und Stickstoff. Mit Hilfe von Kühlkompressoren wird Ammoniak abgetrennt,

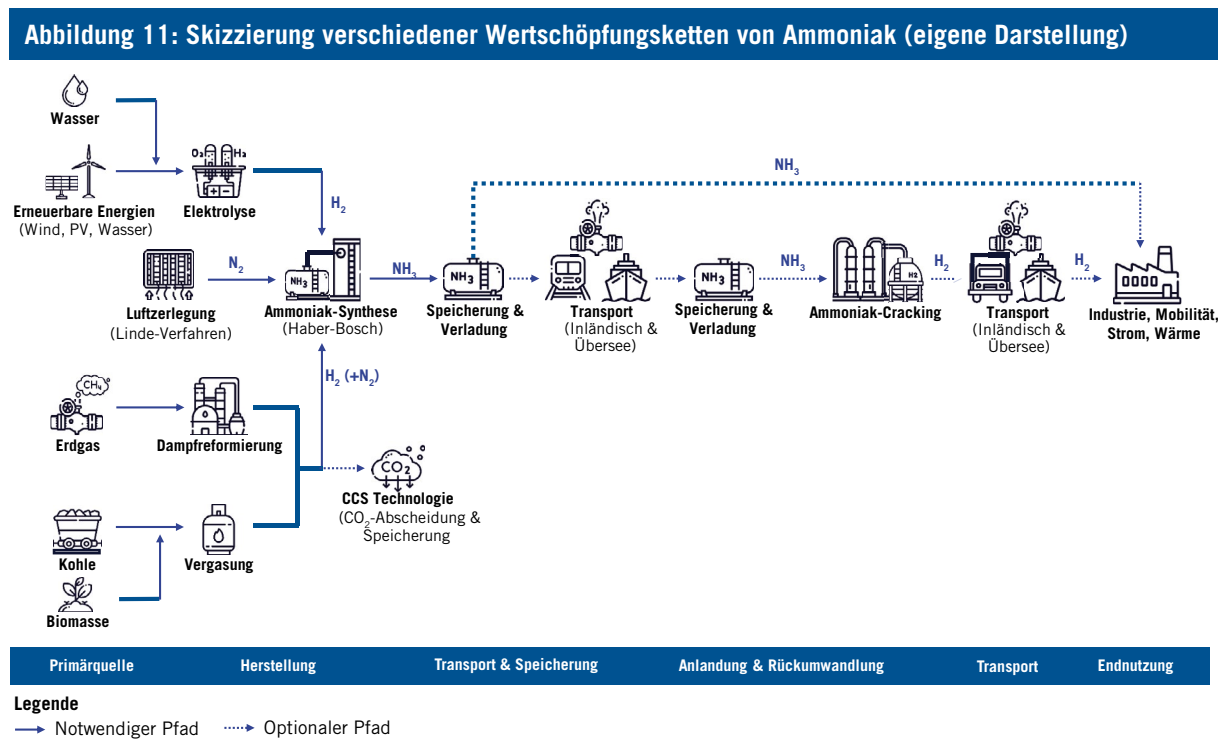
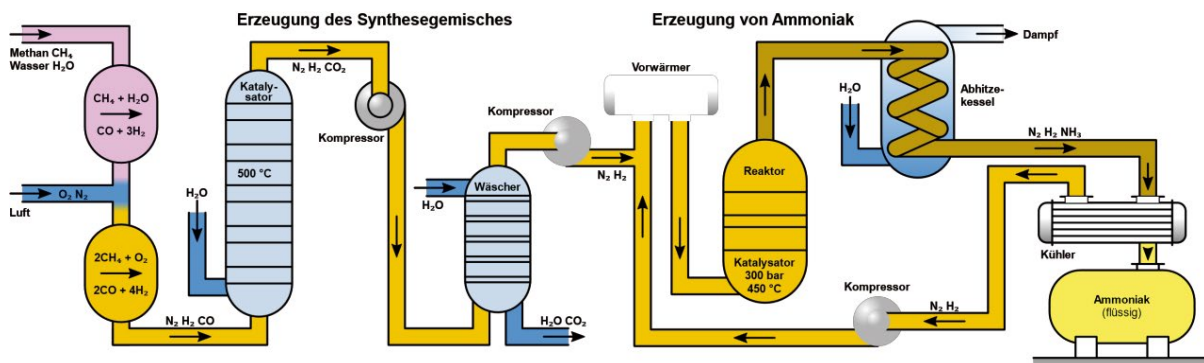


Abbildung 12: Darstellung des Haber-Bosch-Verfahrens⁶

während Wasserstoff und Stickstoff über einen Recyclingkompressor wieder dem Haber-Bosch-Reaktor zugeführt werden (9). Das Endprodukt ist gasförmiges Ammoniak, das anschließend gekühlt und bei Temperaturen von -10 °C bis -25 °C verflüssigt werden kann (4). Das verflüssigte Ammoniak dient derzeit vor allem als chemischer Rohstoff für die Herstellung von Zwischenprodukten wie Salpetersäure (HNO_3) und nachgelagerten Produkten wie Stickstoffdünger (bspw. Ammoniumnitrat oder Harnstoff) und NPK-Dünger (Stickstoff-, Phosphat- und Kaliumdünger). (13)

4.2.1 Technologieoptionen zur Ammoniakherstellung im Hinblick auf die Wasserstoffherkunft

4.2.1.1 Konventionelles Verfahren

Die Ammoniakherstellung basierte zunächst auf der Elektrolyse (meistens in Kopplung mit einer Wasserkraftanlage). In den 1960er- und 1970er-Jahren, als Erdgas bzw. Methan und preiswerter Wasserstoff aus der Dampfreformierung zunehmend verfügbar waren, wurde die Ammoniakherstellung durch die Dampfreformierung von Erdgas (SMR) ersetzt. Sie stellt heute den dominanten Herstellungsweg dar. Ca. 70 % der weltweiten Ammoniakproduktion basieren auf SMR (9). Beim SMR-Verfahren wird Synthesegas (ein Gemisch aus Kohlenmonoxid, Wasserstoff und CO_2) aus der Reaktion von Erdgas und Dampf erzeugt. Bei der Reaktion wird Energie aufgewendet (endotherme Reaktion) und Erdgas wird häufig nicht nur als chemischer Rohstoff, sondern auch als Brennstoff zur Bereitstellung der erforderlichen Wärme

eingesetzt (4). Der durch die Dampfreformierung von Erdgas erzeugte Wasserstoff dient als Ausgangsstoff für das Haber-Bosch-Verfahren. Die anfallenden CO_2 -Emissionen aus dem SMR-Prozess können abgeschieden und für andere Zwecke verwendet werden, z. B. zur Harnstoffproduktion (13). Eine dem Stand der Technik entsprechende SMR-Ammoniakanlage im Weltmaßstab hat eine Produktionskapazität von etwa 2.000 bis 3.300 t pro Tag oder 0,7 bis 1,2 Mio. t pro Jahr (40).

Neben SMR gewinnt auch die *Autotherme Reformierung (ATR)* an Bedeutung (9). Bei der ATR wird die SMR mit der *Partiellen Oxidation (POX)* kombiniert. POX beinhaltet die interne Verbrennung eines Teils des Methans unter Verwendung von Sauerstoff. Bei der Reaktion wird Energie freigesetzt (exotherme Reaktion), die einen Teil der für die SMR-Reaktion benötigten Wärme abgibt, so dass nur ein minimaler externer Energieeinsatz zur Vorwärmung der Einsatzstoffe erforderlich ist (15). Die neuartige *large-scale ATR*-Technologie kann Produktionskapazitäten für Ammoniak von bis zu 4.000 bis 6.000 t pro Tag oder 1,4 bis 2,1 Mio. t pro Jahr ermöglichen (40).

Die ATR-Anlagen sind auf Nettobasis insgesamt etwas weniger energieeffizient im Vergleich zu SMR-Anlagen. Sie produzieren keinen überschüssigen Dampf für die mögliche Nachnutzung (z. B. zum Betrieb einer benachbarten Harnstoffanlage) und benötigen deutlich mehr Strom als SMR-Anlagen, vor allem zur Versorgung der Luftzerlegungsanlage, die Stickstoff aus der Luft gewinnt (Linde-Verfahren). (4) Die direkte CO_2 -Emissionsintensität von ATR ist zwar 13 % niedriger als die von SMR, aber dies spiegelt nicht die Einsparung von Emissionen durch den zusätzlichen Dampf wider, der in der SMR-Route erzeugt wird. Dadurch kann der Einsatz von Brennstoffen in Erdgas-betriebenen Kraftwerken vermieden werden,

⁶ Eigene Darstellung, CC BY-SA 4.0, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=3167578>

die anderweitig zur Dampferzeugung erforderlich wären. (17)

4.2.1.2 CO₂-arme Verfahren

Im Laufe der Zeit wurde das Verfahren zur Ammoniakherstellung prozess- und energietechnisch optimiert. Die trotz Optimierung resultierenden erheblichen Treibhausgasemissionen haben durch Regulatorik die globale Industrie getrieben, CO₂-arme Herstellungsverfahren anzustreben. Sobald sie ausgereift sind, können diese die Grundlage der Ammoniakwirtschaft bilden (9). CO₂-arme Pfade zur Ammoniakherstellung können CCS im Zusammenhang mit kohlenstoffbasierten Rohstoffen umfassen. Wird die Dampfreformierung mit CCS kombiniert, führt der Prozess mit einer signifikanten Emissionsreduktion zur Herstellung von Ammoniak. Vorteil einer ATR-Anlage im Gegensatz zu einer SMR-Anlage ist, dass bei ATR die Wasserstoffherstellung und die Vorwärmung in einem einzigen Reaktor stattfinden – was zu einem einzigen konzentrierten CO₂-Strom führt (ein geringerer Anteil ist schwer abtrennbares, verdünntes Rauchgas-CO₂). Dies bedeutet, dass ATR sich besser für die Anwendung von CCS eignet (17). CCS ist technologisch und im Hinblick auf die weiter steigenden CO₂-Zertifikatspreise im EU-Emissionshandel wirtschaftlich darstellbar (19). Viele neue Ammoniakanlagen wurden bereits mit CCS konzipiert (40). Der CCS-Aspekt bei der Herstellung CO₂-armen Ammoniaks führt jedoch zu höheren Kosten und einer höheren Komplexität der Anlage. Aus diesem Grund könnte sie nur als eine Übergangslösung angesehen werden, die dazu beiträgt, einen Markt für Ammoniak jenseits der Düngemittel- und Chemieindustrie zu etablieren (9).

Der für das Haber-Bosch-Verfahren benötigte Wasserstoff könnte in Zukunft auch durch Methanpyrolyse hergestellt werden. Bei dieser noch nicht ausgereiften Technologie wird Methan thermisch in seine Elemente, nämlich festen Kohlenstoff und gasförmigen Wasserstoff, aufgespalten. Bei dem Pyrolyse-Prozess entstehen keine Prozessemissionen. Für die anschließende Harnstoffproduktion aus dem synthetisierten Ammoniak wird in diesem Fall eine weitere CO₂-Quelle benötigt. (13)

Biogas könnte konventionelles Erdgas in der Ammoniakherstellung auf sehr ähnlichen Pfaden ergänzen. Biomasse hingegen kann in verschiedenen Verfahren zu Ammoniak verarbeitet werden. Feste Biomasse folgt einem ähnlichen Prozessablauf wie bei der konventionellen Kohlevergasung (ca. 20 % der weltweiten Ammoniakproduktion basiert heute auf Kohlevergasung (110)) und kann mit Luft zu Synthesegas vergast werden. Biomasse

ist sowohl ein weiterer Ausgangsstoff für Wasserstoff als auch eine kreislauffähige CO₂-Quelle. Das bedeutet, dass aus Biomasse gewonnenes Ammoniak zu erneuerbarem Harnstoff veredelt werden kann. Generell wird jedoch nicht erwartet, dass Biomasse eine größere Rolle im weltweiten Handel mit dekarbonisiertem Ammoniak spielen wird. Gründe sind die hohen Investitionsausgaben (CapEx) für Kleinanlagen sowie die Herausforderungen bei einer weiteren Skalierung im Gigawatt-Maßstab. (11)

Darüber hinaus kann Wasserstoff mittels Elektrolyse aus Erneuerbaren erzeugt werden und zur Herstellung von erneuerbarem Ammoniak genutzt werden. Auch die Elektrolyse kann mit dem Haber-Bosch-Verfahren verbunden werden, allerdings ergeben sich nicht die gleichen Prozessintegrationsmöglichkeiten wie beim SMR-Verfahren (z. B. Nachnutzung von überschüssigem Dampf) (9). Da die erneuerbare Herstellung von Wasserstoff keine prozessbedingten CO₂-Emissionen aufweist, muss in diesem Fall das für die Harnstoffproduktion benötigte CO₂ aus einer anderen Quelle gewonnen werden (13). Die Elektrolyse-Technologie ist bereits weitestgehend ausgereift und über zwei Jahrhunderte alt. Die Volatilität der Erneuerbaren stellt hier jedoch eine Herausforderung für die erneuerbare Ammoniakherstellung dar, da das Haber-Bosch-Verfahren einen stationären Betrieb bevorzugt. Dies könnte durch technologische, wie z. B. den Einsatz von Wasserstoff- oder Batteriepufferspeichern, und betriebliche Innovationen, wie z. B. Flexibilität bei der Betriebsweise der Haber-Bosch-Anlagen, sowie eine sorgfältige Standortauswahl und Anlagenplanung optimiert werden. (40)

Alternativ kann Ammoniak auch direkt aus Luft und Wasser durch eine elektrochemische Stickstoffreduktionsreaktion oder durch eine Reihe von Reduktions- und Oxidationsreaktionen hergestellt werden. Ein Nachteil der direkten Umwandlung mittels Strom in Ammoniak ist, dass sie einen niedrigen Technologie-Reifegrad (TRL) hat und noch weitere Forschung benötigt, um einen kommerziellen Maßstab zu erreichen. (9)

4.2.2 Einordnung der Technologien zur Ammoniak-Herstellung mit Berücksichtigung von Best Available Techniques

Aufgrund der anspruchsvollen Reaktionsbedingungen ist die Ammoniaksynthese trotz ihrer exothermen Natur ein sehr energieintensiver Prozess. Durch Optimierungsmaßnahmen können die Investitionskosten für Anlagen und Equipment erheblich reduziert werden. Je nach verwendetem Rohstoff, liegt der typische Bruttoenergiebedarf für die Ammoniakherstellung zwischen 28 und 49 GJ/t

Ammoniak (9). Darüber hinaus ist die Ammoniakherstellung derzeit für ca. 1,0 % der weltweiten Treibhausgasemissionen verantwortlich (9). Der Hauptgrund für den hohen Energiebedarf und die CO₂-Emissionen des Prozesses ist das Erhitzen bzw. Kühlen und die Kompression der Reaktionsgase (Stickstoff und Wasserstoff). Daher konzentriert sich die Forschung auf die Suche nach neuen Katalysatoren, die die Reaktion bei geringeren Drücken ermöglichen (14).

Durch die Anwendung von *Best Available Techniques (BAT)* kann der Ressourcenbedarf von Produktionsstandorten verbessert und ein hohes Umweltschutzniveau erreicht werden. Dieses übergeordnete Ziel verfolgt auch der Einsatz von BAT in der Düngemittelproduktion: Entlang der gesamten Produktionskette von Düngemitteln werden BAT bei dem Energieeinsatz, dem Equipment, den Produktionsverfahren und den Werkstoffen angewendet. Darüber hinaus umfassen BAT-Vorschläge zur Verbesserung von Techniken und Methoden für die optimale Planung, den Bau, die Installation, den Betrieb und die Wartung. Studien belegen (13), dass dadurch der Energieverbrauch für neue Ammoniak-Anlagen leicht gesenkt werden und voraussichtlich bis 2030 bei 27 GJ/t Ammoniak und bis 2050 bei 26 GJ/t Ammoniak liegen könnte. Diese Werte können nur erreicht werden, wenn Herstellungsprozesse in hohem Maße mit anderen industriellen Prozessen oder Wärmerückgewinnungssystemen kombiniert werden. Zusätzlich kann die Anwendung von BAT die Treibhausgasemissionen im SMR-Prozess erheblich senken. Dies wird durch die Verringerung des Verhältnisses von Dampf zu Kohlenstoff, die Umstellung der Lasten vom Primär- auf den Sekundärreformer, Verbesserung des Wirkungsgrads des Synthesekreislaufs, Einsatz von Brennern mit niedrigen Stickoxid-(NO_x)-Emissionen und eisenfreien Katalysatoren für die Ammoniaksynthese bewirkt (16).

Bei der Herstellung von EE-Ammoniak haben die Investitionsausgaben (CapEx) des Elektrolyse-Systems, insbesondere bei größeren Anlagen (>10 kt Ammoniak pro Jahr), einen großen Einfluss auf die Kapitalintensität (40). Dies lässt die Forschungs- und Entwicklungsbestrebungen zur Senkung der Herstellungskosten von Elektrolyseuren in den Fokus rücken. Die alkalische Elektrolyse (AEL) hat nur ein begrenztes Potenzial für größere Kostensenkungen im Vergleich zu der Proton Exchange Membrane (PEM)-Elektrolyse. Durch die Weiterentwicklung mehrerer Ansatzpunkte, z. B. günstigere bipolare Strömungsfeldplatten, Membrane und Katalysatoren oder die Vergrößerung der Zellfläche, kann die PEM-Elektrolyse an die Spitzenposition der erneuerbaren Wasserstoffherzeugung für u. a. die Ammoniakproduktion

befördert werden. Studien belegen auch (41), dass sich ebenfalls die Hochtemperatur-Festoxidelektrolyse (SOE) zu einer interessanten Alternative für die erneuerbare Ammoniakherstellung entwickelt hat. Grund hierfür ist, dass die SOE die Abwärme der Haber-Bosch-Anlage nutzen und dadurch ein Wirkungsgrad von 70 % auf Basis LHV-Ammoniak erreicht werden kann. Außerdem kann die SOE, neben der Erzeugung von Wasserstoff mit einem Wirkungsgrad von knapp 100 %, auch zur Erzeugung von reinem Stickstoff aus der Luft an der Kathode eingesetzt werden, um herkömmliche Luftzerlegungsanlagen zu ersetzen, die ansonsten erheblich zu den Endenergiekosten von Ammoniak beitragen würden (130). Die Herausforderung besteht im Entwicklungsbedarf der SOE-Technologie, die sich noch im vorkommerziellen Stadium befindet.

Die Tabelle 2 stellt die oben genannten Technologieoptionen für die Ammoniakherstellung den Aspekten wie den Technologie-Reifegrad, den Wirkungsgrad, die Energiekosten und die aus dem Prozess anfallenden CO₂-Emissionen gegenüber. Bei diesen Aspekten wurden, soweit diese in der Literatur veröffentlicht sind, die Werte nach Anwendung von BAT bei den einzelnen Technologien berücksichtigt.

4.3 Transport, Speicherung und Verteilung von Ammoniak

Die Technologien für die Lagerung und den Transport von Ammoniak sind seit Jahrzehnten etabliert, sodass entsprechende technische Regelwerke und Sicherheitsvorschriften vorhanden sind. Vorzugsweise wird Ammoniak, insbesondere für größere Mengen (ab 5 kt), in flüssiger Form transportiert, da es unter atmosphärischen Druck ab einer Temperatur von weniger als -33 °C oder bei einem Druck von mind. 7,5 bar bei höchstens 15 °C, mit einer hohen volumetrischen Dichte verflüssigt werden kann. (9)

Der Transport von Ammoniak kann auf der Straße, auf den Schienen, per Schiff sowie in Pipelines erfolgen. Weltweit liegt die Menge von transportiertem Ammoniak bei etwa 25 bis 30 Mio. t pro Jahr. Der Schifftransport hat dabei einen Anteil von etwa 18 bis 20 Mio. t. Das entspricht etwa 70 % Prozent. Dafür sind etwa 170 Seeschiffe, sog. Chemikalienschiffe, in Betrieb. (9) Im Binnenverkehr haben Druckgasschiffe eine Ladekapazität von etwa 500 t bis 2.000 t Ammoniak. In der Hochseeschifffahrt haben Kaltammoniakanker eine Ladekapazität von bis zu 50.000 t Ammoniak (42). Dafür werden passende Be- und Entladeterminale sowie Speicher in Häfen benötigt (44). Im Hafen wird das Ammoniak

Tabelle 2: Einordnung Technologieoptionen für die Ammoniak-Herstellung (4), (7), (9), (40), (41)

Ammoniakherstellung (Ausgangsstoff oder Wasserstoffquelle)	Technologie-Reifegrad	Wirkungsgrad (%)	Energiebedarf (GJ/t NH ₃ LHV)	CO ₂ -Emissionen ⁷ (t CO ₂ /t NH ₃)
Vergasung (Kohle) + Haber-Bosch	In industrieller Anwendung	< 50	ca. 42 ca. 36 (BAT)	ca. 3,2 (BAT)
Vergasung (Kohle) + Haber-Bosch + CCS	In industrieller Anwendung	< 50	ca. 39 (BAT)	ca. 0,2
SMR + Haber-Bosch	In industrieller Anwendung	ca. 61 – 66	ca. 29 ca. 26–27 (BAT)	ca. 2 ca. 1,6 – 1,8 (BAT)
SMR + Haber-Bosch + CCS	In industrieller Anwendung	ca. 55	33	ca. 0,6 – 1,3
ATR + Haber-Bosch	In industrieller Anwendung	ca. 61 – 66	ca. 29 ca. 26–27 (BAT)	ca. 1,4 – 1,6 (BAT)
ATR + Haber-Bosch + CCS	In industrieller Anwendung	ca. 55	ca. 29	ca. 0,6 – 1,3
Methanpyrolyse + Haber-Bosch	Forschung und Entwicklung, noch keine kommerziellen Anwendungen	ca. 40	ca. 49	ca. 0 – 0,2
Vergasung (Biomasse) + Haber-Bosch	Kommerziell in mittleren und kleinen Anwendungen/Forschung und Entwicklung	ca. 45 – 53	ca. 42 ca. 37 (BAT)	–
Wasserelektrolyse (AEM oder PEM) aus EE (Wind, Solar) + Haber-Bosch	Erste kommerzielle Anwendungen/Forschung und Entwicklung	ca. 50	ca. 33–36 (+ 2,2–7,2 für Stromeinsatz N ₂ -Separation, Kompression H ₂ und H ₂ /N ₂)	ca. 0 – 0,9
Wasserelektrolyse (SOE) aus EE (Wind, Solar) + Haber-Bosch	Forschung und Entwicklung, kommerziell in mittleren und kleinen Anwendungen	ca. 60 – 70	ca. 30	ca. 0 – 0,9

verladen. Dabei besteht grundsätzlich die Möglichkeit des Austritts von Ammoniak, sodass beim Transport hier der Fokus auf sicherheitstechnischen Fragestellungen liegt. Durch entsprechende Sicherheitsvorkehrungen wird das Risiko jedoch vermindert⁸.

Weltweit gibt es etwa 38 Häfen mit Ammoniakterminals für den Export und 88 Häfen mit Ammoniakterminals für den Import. Darunter fallen auch sechs Häfen mit einem Ammoniakterminal, die sowohl für den Export als auch für den Import von Ammoniak genutzt werden (38). Davon liegen 44 % in der EMEA-Region (Europe, the Middle East and Africa), 32,5 % in der APAC-Region (Asia-Pacific Region) und 23,5 % in Nord- und Südamerika. In der EU sind 30 Ammoniak-Terminals in Betrieb. (4) Darüber hinaus gibt es derzeit globale Pläne, weitere Ammoniak-Terminals zu errichten, wie z. B. an den

⁷ Die dargestellten Emissionen umfassen nur die direkten Emissionen, die bei der Verbrennung von fossilen Brennstoffen entstehen. Nicht enthalten sind die Emissionen, die bei der Förderung, der Verarbeitung, dem Transport und der Speicherung der Stoffe entstehen.

⁸ Vgl. Kapitel 6.1.

Abbildung 13: Übersicht weltweiter Häfen für den Import und Export von Ammoniak (38)



Häfen von Busan und Yeosu in Südkorea (43). Auch Japan und Australien planen den Aufbau einer Lieferkette für Ammoniak. Das in Australien produzierte CO₂-neutrale Ammoniak soll per Schiff nach Japan transportiert werden (45). Pläne von Häfen in Nordwesteuropa (Benelux-Staaten und Deutschland) werden im nächsten Kapitel 4.3.1 skizziert und gegenübergestellt.

Des Weiteren können LNG-Terminals nach Umrüstung für den Import von Ammoniak genutzt werden. Allerdings gibt es nur begrenzt Erfahrungen (ein Beispiel hierfür ist das Projekt zwischen Shanghai Bluesoul and TORGY LNG⁹) mit den technischen Anforderungen und den Kosten für diese. Nicht alle Stähle in LNG-Tanks sind für Ammoniak geeignet. Es besteht die Gefahr von Spannungskorrosion, d. h., Ammoniak korrodiert mit eisenhaltigen Nickellegierungen sowie Kupfer- und Zinklegierungen. Deswegen muss die Materialverträglichkeit für viele Stähle (z. B. mit hohem Nickelgehalt) zunächst getestet werden. Aufgrund der höheren Dichte von Ammoniak benötigt der Speichertank entweder ein stärkeres Fundament oder er muss mit einer geringeren Kapazität (1/3 geringer) verwendet werden. Ein Unternehmen gibt bspw. an, einen LNG-Tank entwickelt zu haben, der für Ammoniak geeignet ist. Der Tank verfügt über zusätzliche

Verstärkungen sowie spezielle Schweißanforderungen (128). Weitere Komponenten, wie z. B. Pipelinesysteme und Kryopumpen, müssen ausgetauscht oder modifiziert werden, da es zu höheren Belastungen an den Strukturen und Fundamenten kommen kann. Die Durchführbarkeit der Umrüstung von LNG-Terminals ist standortabhängig und individuell. Aus dem Grund sollte die Umrüstung während der Konstruktionsphase des LNG-Terminals direkt mit geplant werden. In die Planung sollten auch bspw. die Verteilung von Ammoniak zum Verbraucher sowie Sicherheitsaspekte einfließen. (4), (46) In der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie (129) wird ebenfalls die Errichtung der LNG-Infrastruktur als *H₂-ready* beschrieben. Das bedeutet, dass die Umrüstung der LNG-Terminals für die Anlandung von Wasserstoffderivaten wie Ammoniak mit geringem wirtschaftlichem Aufwand möglich sein soll.

In Europa wird Ammoniak zum größten Teil per Schiene mit Güterfahrzeugen und in Flüssiggas (LPG)-Kesselwagen (etwa 1,5 Mio. t jährlich) zum Endverbraucher verteilt (40). Pipelines werden nur für kurze Entfernungen von 1 bis 12 km in Industriegebieten verwendet. Im Gegensatz dazu erfolgt die Verteilung in den USA unter anderem durch eine 3.220 km lange Rohrleitung aus Karbonstahl. (9), (40). Derzeit gibt es in Deutschland kein bestehendes Pipelinennetz. Der Ammoniaktransport auf der Straße mit z. B. Tankcontainern ist reguliert, da

⁹ Vgl. <https://www.marinecurrents.com/shanghai-bluesoul-and-torgy-lng-accomplished-the-first-lng-fgss>

Vorschriften für die Beförderung gefährlicher Güter eingehalten werden müssen, z. B. das Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße (ADR) (46). Umgerüstete Erdgaspipelines oder Ölpipelines können jedoch für die Ammoniakverteilung verwendet werden (9). Generell sind die Infrastrukturen für den Transport und die Verteilung von Ammoniak in Deutschland vorhanden, sodass die Nutzung kurzfristig (in etwa 2 Jahren) umsetzbar wäre. (44)

Laut Staiß, F. et al. (44), verursacht die Herstellung von einer Tonne Ammoniak nach konventionellen Verfahren in Deutschland etwa 1,8 t CO₂-Emissionen (siehe Tabelle 2). Im Vergleich dazu liegen die CO₂-Emissionen bei einer Tonne erneuerbar hergestelltem Ammoniak, das mit einem Schiff mit Schwerölantrieb über 10.000 km transportiert wird, bei etwa 0,05 t CO₂-Emissionen (< 3 %). Diese Emissionen können langfristig durch den Einsatz von Ammoniak-Siedegas im Schiffsbetrieb weiter reduziert werden. (44)

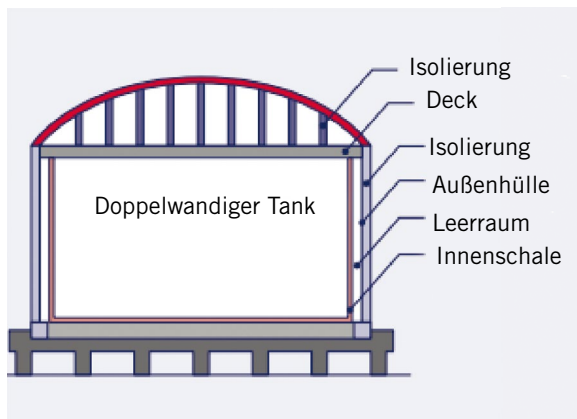
Eine zusammenfassende Übersicht der zuvor beschriebenen Aspekte zu den Transport- und Verteilungsmöglichkeiten von Ammoniak ist in Tabelle 3 aufgeführt. Mögliche Vor- und Nachteile der vier Transport- und Verteilungsmöglichkeiten werden aufgelistet. Dazu gehört die Flexibilität für den Transport per Schiff, da die Transportrouten nicht wie bei einer Pipeline oder Schiene vorgegeben sind. Außerdem können über den Seeweg weite Distanzen zurückgelegt werden, die von keinem landgestützten Transport abhängig sind. Die Verteilung zu den Verbrauchern ist hingegen auf der Straße und Schiene möglich.

Die anschließende Lagerung von Ammoniak findet z. B. in Häfen und an Import-/Exportterminals statt. Die Umrüstung für die Nutzung von bestehender Infrastruktur, wie z. B. Speichertanks von Mineralölprodukten, muss den Bedingungen für Ammoniak standhalten. Ammoniak ist ein korrosiver Stoff und korrodiert mit Kupfer, Zink, Nickel sowie deren Legierungen. Aus diesem Grund sollten die Speichertanks aus kompatiblen Materialien bestehen.

Tabelle 3: Übersicht von Transport- und Verteilungsmöglichkeiten von Ammoniak (9), (44), (46), (47)

Transportart/ Verteilung	Technologie- Reifegrad	Vorteil	Nachteil
Straße	Seit Jahrzehnten etabliert	<ul style="list-style-type: none"> • Technische Regelwerke und Sicherheitsvorschriften vorhanden • Einfache Verteilung bis Verbraucher • Für kurze Strecken geeignet 	<ul style="list-style-type: none"> • Ist reguliert und hat hohe Sicherheitsanforderungen • Einhaltung von Vorschriften für die Beförderung gefährlicher Güter
Schiene	Seit Jahrzehnten etabliert	<ul style="list-style-type: none"> • Technische Regelwerke und Sicherheitsvorschriften vorhanden • Niedriger Endenergieverbrauch • Für weite Distanzen geeignet 	<ul style="list-style-type: none"> • Abhängig von vorgegebenen Strecken • Verteilung bis Verbraucher ohne direkten Schienenzugang nicht möglich • Keine Flexibilität bei Lieferengpässen
Pipeline	Seit Jahrzehnten etabliert	<ul style="list-style-type: none"> • Technische Regelwerke und Sicherheitsvorschriften vorhanden • Für weite und kurze Distanzen geeignet • Landgestützter Transport 	<ul style="list-style-type: none"> • Infrastruktur ist aktuell nur für kurze Distanzen in der EU und Deutschland vorhanden • Investitionen für den Ausbau oder Umrüstung weiter Distanzen erforderlich • Abhängig von vorgegebenen Strecken • Keine Flexibilität bei Lieferengpässen
Schiff	Seit Jahrzehnten etabliert	<ul style="list-style-type: none"> • Technische Regelwerke und Sicherheitsvorschriften vorhanden • Über weite Distanzen einsatzbereit • Flexible Reaktion bei Lieferengpässen 	<ul style="list-style-type: none"> • Ausbau von weiteren Terminals mit Speichersystemen nötig • Wenig Erfahrungen in der Umrüstung von LNG-Terminals • Der derzeitige Schwerölantrieb verursacht CO₂-Emissionen • Boil-Off-Gas-Verluste (BOG) bei Kaltschiffen

Abbildung 14: Beispielhafte Skizze eines doppelwandigen Speichertanks (47)



Üblicherweise wird ein Material aus Kohlenstoffstahl gewählt. Darüber hinaus muss das Material beständig gegenüber niedrigen Temperaturen und Spannungsrisskorrosionen sein. Derzeit gibt es drei Speicherarten, um flüssigen Ammoniak zu speichern (47), (14):

- Isolierter und vollständig gekühlter Speichertank bei atmosphärischem Druck und mind. -33 °C (Kryotank).
- Teilweise gekühlter und isolierter Speichertank (zwischen 3 und 8 bar).
- Isolierter Drucktank (zwischen 10 und 30 bar) bei Umgebungstemperatur.

Die Speichertanks haben eine zylindrische Form mit einem flachen Boden und gewölbten Dach. Vollständig gekühlte Speichertanks werden für die Lagerung von großen Mengen ($> 5\text{ kt}$) eingesetzt (47). Bei weniger als $1,5\text{ kt}$ Ammoniak erfolgt die Lagerung bei Drücken zwischen 10 und 30 bar sowie unter Umgebungstemperatur (40). Kryotanks können einwandig oder doppelwandig sein (47).

Aufgrund der höheren Umgebungstemperatur, die während der Speicherung in die gekühlten Tanks gelangt, verdampft kontinuierlich ein geringer Teil des Ammoniaks. Das entstehende Gas wird BOG bezeichnet. Dieses BOG muss abgeführt werden, um einen Anstieg des Drucks im Tank zu vermeiden. Dabei kann es zu Ammoniakverlusten kommen. Nicht genutztes BOG führt zu wirtschaftlichen und sicherheitstechnischen Problemen (vgl. Kapitel 6). Aus diesem Grund werden die BOG-

Verluste bei den teilweise gekühlten und nicht gekühlten Speichertanks reguliert (47). Die entstehenden Gase werden durch ein BOG-Management wieder verflüssigt und in die Tanks zurückgeführt. Das System kann aus einem Kompressor und einem Kondensator bestehen. Die BOG-Verluste für Großtanks liegen schätzungsweise bei $0,04\%$ pro Tag – was zu einem zusätzlichen Energieverbrauch von $0,0378\text{ kWh/kg}$ Ammoniak führt (46). Beim gekühlten Ammoniak per Schifftransport liegen diese bei etwa $0,024\%$ pro Tag (47). Laut (48) sind die Verluste durch BOG bei einem Schifftransport von 10.000 km Länge ca. 6% .

Aufgrund der unterschiedlichen Speicherungs- und Transportmöglichkeiten von Ammoniak (gekühlt oder unter Druck), steht für das Löschen der Ladung am Importhafen ggf. nicht der passende Temperatur- und Druckbereich zur Verfügung. Für die Überbrückung der unterschiedlichen Aggregatzustände des Ammoniaks sollten entsprechende Installationen vorhanden sein. (49), (47) Tiefkaltes Ammoniak aus Kältschiffen kann z.B. direkt in den Kryotank gepumpt werden. Dagegen muss das unter Druck stehende Ammoniak von der Umgebungstemperatur durch Entspannung auf Atmosphärendruck auf ca. -33 °C abgekühlt werden. Während dieses Vorgangs verdampfen etwa 15 Massen-\% des einzulagernden Ammoniaks. Das Gas muss anschließend unter hohem Energieaufwand wieder verflüssigt werden. (49)

Tabelle 4: Übersicht von Speichermöglichkeiten von Ammoniak (99, (44), (47))

Speicherungsart	Technologie-Reifegrad	Vorteile	Nachteile
Kryotank	Seit Jahrzehnten etabliert	<ul style="list-style-type: none"> • Technische Regelwerke und Sicherheitsvorschriften vorhanden 	<ul style="list-style-type: none"> • Doppelwandige Tanks mit höheren Investitionskosten als einwandige • BOG-Verluste¹⁰ • Hoher zusätzlicher Energieaufwand für Zustandserhaltung von flüssigem Ammoniak
Teilweise gekühlter und isolierter Tank	Seit Jahrzehnten etabliert	<ul style="list-style-type: none"> • Technische Regelwerke und Sicherheitsvorschriften vorhanden • Im Vergleich zu Kryotank weniger Energieaufwand für Zustandserhaltung von flüssigem Ammoniak 	<ul style="list-style-type: none"> • BOG-Verluste • Wärmegewinnung aus der Umgebung • Wärmedämmung und Kühlung benötigt
Drucktanks (Umgebungstemperatur)	Seit Jahrzehnten etabliert	<ul style="list-style-type: none"> • Technische Regelwerke und Sicherheitsvorschriften vorhanden • Keine BOG-Verluste • Keine zusätzliche Energie benötigt, um Ammoniak in flüssigen Zustand zu halten • Niedrigste Betriebskosten 	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Investitionskosten • Bei Austritt Bildung von Aerosol, das sich zu einer dichten Wolke an der Oberfläche entwickelt

4.4 Importstrategien der Häfen Nordwesteuropas

Um mittel- bis langfristig große Mengen an Wasserstoff und seinen Derivaten nach Europa zu importieren, haben die unterschiedlichen Häfen in Nordwesteuropa eigenständige Importstrategien entwickelt. In der Tabelle 5 werden die Strategien von sieben Importhäfen in den nordwesteuropäischen Ländern Deutschland, Niederlande und Belgien dargestellt. Zum Teil soll nicht nur der Import von Derivaten, sondern auch die eigene Herstellung von z. B. erneuerbarem Ammoniak vorangetrieben werden.

Außerdem werden die zukünftigen Technologien für den Import und für die Verteilung aufgezählt. Aus der Übersicht geht hervor, dass die Häfen ähnliche Pläne in Bezug auf den Import von Wasserstoff und seinen Derivaten, wie z. B. Ammoniak, haben. Allerdings unterscheiden sich die vorhandenen Technologien zu deren Umschlag und Nutzung. Häfen, wie Wilhelmshaven, Stade, Brunsbüttel und Rotterdam, haben bereits LNG-Terminals bzw. ist

deren Bau in naher Zukunft geplant. Die Umrüstung dieser LNG-Terminals für den Import von Ammoniak wird ebenfalls in der Planung der Terminals berücksichtigt. In Häfen, wie Hamburg, Wilhelmshaven, Rostock und Rotterdam, sollen auch Ammoniak-Cracking-Anlagen errichtet werden, um anschließend Wasserstoff, z. B. per geplanter Pipeline, über weite Distanzen zu verteilen.

¹⁰ Bei entsprechender Kühlung (durch Absaugung und Rückverflüssigung) tendieren die BOG-Verluste gegen Null.

Tabelle 5: Importstrategien ausgewählter Häfen in Nordwesteuropa

Aspekte	Vorhandene Technologie	Strategie ¹¹	Geplante Menge	Geplante Technologie
Häfen				
Hamburg	<ul style="list-style-type: none"> Bislang kein Umschlagsort für Gastanker vorhanden (50) 	<p><i>Green Hydrogen Hub Europe (50):</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Von der Behörde definierte Aktionspunkte Ausbau zu einem Wasserstoff-Drehkreuz für Deutschland und Europa Internationale Kooperationen EU geförderte IPCEI-¹² Projekte 12 Unternehmen bilden Wasserstoffverbund Hamburg (51) 	<ul style="list-style-type: none"> Bis 2030: Geplante Elektrolyseleistung von 550 MW am stillgelegten Kohlekraftwerk Moorburg, Erweiterung bis 800 MW möglich (50) Bis 2030: Insgesamt ca. 2.2 TWh/a Produktionskapazität (50) 	<ul style="list-style-type: none"> Bis 2026: Bau eines Ammoniak-Importterminals & einer Ammoniak-Cracking-Anlage (20), (52) Bis 2035: Lokales Pipelineprojekt HH-WIN¹³ von ca. 60 km Länge (53) Bau von HyPerLink III: Anschluss an schleswig-holsteinisches und dänisches Wasserstoffnetz (50) Bau von Importterminals für Wasserstoff (50)
Wilhelms-hafen	<ul style="list-style-type: none"> LNG-Terminal (54) Bislang fossile Energiedrehscheibe: Erdöl, Ölprodukte, Mineralöl-Tanklager, Raffinerie und Flüssig-Tanklager (55) Anlandepunkt von Off-shore-Stromkabel inkl. Umspannwerk (55) Erdgas-Importleitungen aus Norwegen (55) 	<p><i>Standortanalyse im Auftrag des Arbeitgeber- und Wirtschaftsverbands (55):</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Sukzessive Ersetzung von fossilen durch regenerative Energieträger Speicherkaavernen vorhanden Gute Standortfaktoren: Gewerbe- und Entwicklungsflächen, Sicherheitsabstände zu Wohngebieten, Leitungen, nautische Bedingungen <p><i>Energy-Hub Port of Wilhelmshaven (54):</i></p> <ul style="list-style-type: none"> 30 Mitgliedsunternehmen und sieben assoziierte Mitglieder Tiefseewasserhafen 	<ul style="list-style-type: none"> Ab 2025: Import von 500.000 t/a erneuerbarem Ammoniak aus Kanada (42) Bis 2027: Mittels jährlichen Imports von 25 TWh synthetischem Methan sollen 500.000 t H₂ hergestellt werden (42) Bis 2030: Über 1,1 GW Elektrolyseleistung (55) 	<ul style="list-style-type: none"> Bis 2026: Importterminal Methan Bis 2027: Oxy Fuel-Kraftwerk (54) Bis 2028: CO₂-Terminal (54) Bis 2028: 1,4 GW Unterseekabel von Großbritannien nach Wilhelmshaven (55) Bis 2030: Ammoniak-Import und -Cracking-Anlagen (54) Bis 2032: Kavernenspeichernutzung (54)
Stade	<ul style="list-style-type: none"> Industrieparknachbar und Partner Dow verfügt über langjährige Erfahrung im Umgang mit verflüssigten Gasen und ist erprobt in der Gewinnung und Nutzung von Elektrolyse-Wasserstoff (57) 	<p><i>Hanseatic Energy Hub (57):</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Ganzheitliche Betrachtung des Terminals, des Hafens, des Industrieparks und der Anschlussinfrastruktur mit dem Ziel der modularen Umstellung zum grünen Energieträger Wasserstoff 	<ul style="list-style-type: none"> Schwimmendes LNG-Terminal: Einspeisung von 3,5 Mrd. m³/a und ab Fertigstellung einer langen Anbindungsleitung 7,5 Mrd. m³/a (57) Landbasiertes LNG-Terminal: Regasifizierungskapazität von 13,3 Mrd. m³/a (57) 	<ul style="list-style-type: none"> Bis Ende 2023: Schwimmendes LNG-Terminal (57) Bis 2027: Errichtung eines landbasierten Terminals für LNG, Bio-LNG und SNG; Terminal soll ebenfalls Ammoniak-Ready in Betrieb gehen (57), (58)

11 Informationen von offiziellen Websites, veröffentlichten Strategien und Plänen

12 Important Projects of Common European Interest on Hydrogen Technologies and Systems

13 Hamburger Wasserstoff-Industrie-Netz

Aspekte	Vorhandene Technologie	Strategie ¹¹	Geplante Menge	Geplante Technologie
Hafen				
Brunsbüttel	<ul style="list-style-type: none"> Schwimmendes LNG-Terminal (59) 		<ul style="list-style-type: none"> LNG: Einspeisung von 12,5 Mio. m³/a (59) Import von erneuerbarem Ammoniak: 300.000 t/a (59) 	<ul style="list-style-type: none"> Bis Sommer 2023: Umrüstung des von Yara betriebenen Ammoniak-Exportterminals für den Import (60) Bis 2026: Errichtung eines multifunktionalen LNG-Landterminals (59) Bis 2026: Errichtung eines Ammoniak-Importterminals (59) Bau einer Ammoniak-Cracking-Anlage (131)
Rostock	<ul style="list-style-type: none"> Größtes Ammoniak-Tanklager Deutschlands (60) 	<p><i>HyTechHafen Rostock (61):</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Auf- und Ausbau einer nachhaltigen erneuerbaren Produktions- und Verteilungsstruktur für Wasserstoff <p><i>HYPOS (62):</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Aufbau eines Leitungsnetzes für den Transport von Wasserstoff in Ostdeutschland 	<ul style="list-style-type: none"> Erneuerbarer Wasserstoff: Herstellung von 6.500 t/a (61) 	<ul style="list-style-type: none"> Bis 2027: Bau eines 100 MW Elektrolyseurs (61) Bis 2030: Aufbau eines 900 km H₂-Verteilnetzes bis nach Leipzig (63) Bau einer Ammoniak-Cracking-Anlage (62)
Rotterdam	<ul style="list-style-type: none"> Import von Rohöl, Benzin, Diesel, Biokraftstoffen, flüssigen Chemikalien und Kohle (69) Täglich fließt per Rohrleitung Rohöl nach NRW (65) Vorhandene Infrastruktur und Logistik-Einrichtungen mit Lagertanks und Pipelines (66) LNG-Terminal und LNG-Bunkerung per LKW (69) 	<p><i>Port of Rotterdam (65):</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Entwicklung zum europäischen Wasserstoff-Hub Sondierungen mit ein Dutzend Ländern über mögliche Lieferketten Erstellung von Machbarkeitsstudien Leitlinien zum Wasserstoff Gute nautische Bedingungen 	<ul style="list-style-type: none"> Ab 2025 erneuerbarer Wasserstoff: Herstellung von bis zu 60 t pro Tag (42), (67) Bis 2030 Wasserstofftransport: 4,6 Mio. t/a (65) Ab 2030 Wasserstoffherstellung: 1,2 Mt/a (42) 	<ul style="list-style-type: none"> Ab 2024: Speicherung von ca. 2,5 Mio. t CO₂ in leeren Gasfeldern unter der Nordsee (42) Ab 2025: Bau der Hy-TransPort.RTM H₂-Pipeline im Hafen(70) Ab 2026: Importterminal und Cracking-Anlage für Ammoniak (66) Bis 2030: H₂-Pipeline nach Chemelot, NRW und Antwerpen (68)
Antwerpen	<ul style="list-style-type: none"> Pipeline-Knotenpunkt von Westeuropa zum Transport von Flüssiggütern (71) Anlage zur Herstellung von Methanol aus gespeichertem CO₂ und Wasserstoff (71) H₂-Tankstelle für Schiffe, LKWs und Autos (71) 	<p><i>Port of Antwerp Bruges (71):</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Entwicklung zum führenden Importeur von erneuerbarem Wasserstoff Klimaneutralität bis 2050 wird angestrebt 	<ul style="list-style-type: none"> Erneuerbarer Wasserstoff: Herstellung von 12.500 t/a (71) 	<ul style="list-style-type: none"> Bis 2025: Bau eines 100 MW Elektrolyseurs (71), (71) Bis 2027: Errichtung von Anlagen zur Lagerung, Rückumwandlung sowie zum Weitertransport von Ammoniak (73)

4.5 Ammoniak-Cracking

Ammoniak wird zumeist als komprimierte Flüssigkeit transportiert und muss vor dem Cracking-Prozess verdampft und auf eine geeignete Temperatur vorgewärmt werden. Anschließend wird Ammoniak unter Zufuhr von Wärme (entweder durch elektrische Widerstandsheizung oder durch Verbrennung) und in Gegenwart eines Nickelkatalysators aufgespalten (9). Das Ammoniak-Cracking ist ein endothermer Prozess und kann als Umkehrung der Synthesereaktion angesehen werden. Um hochreinen Wasserstoff und Umsatzraten von > 99 % zu erreichen, muss das Ammoniak-Cracking bei hohen Temperaturen von mehr als 400 °C ablaufen (74). Um die Energieeffizienz des Prozesses zu optimieren, ist eine Wärmerückgewinnung erforderlich. Die Spaltgase Stickstoff und Wasserstoff werden abgetrennt und gereinigt, damit Wasserstoff in Marktqualität erzeugt werden kann. Es gibt zwar einige vielversprechende neue Technologien, wie z. B. Rohstoff-flexible Membranreaktoren, aber die thermische Reformierung ist die einzige Technologie, die heutzutage im industriellen Maßstab etabliert ist. Alternativ können wasserstoffselektive Membransysteme, wie z. B. katalytische Membranreaktoren, verwendet werden. Die Ausbeute an Wasserstoff hängt direkt von der Temperatur ab. Die thermische Reformierung kann einen Umsatz von 98,5 % erreichen (75).

Aufgrund der hohen Energieintensität des Cracking-Prozesses wird beim Einsatz fossiler Brennstoffe wie Erdgas der gemäß EU-Erneuerbare-Energien-Richtlinie (R1) vorgegebene Schwellenwert von 28,2 gCO₂/MJ¹⁴ überschritten. Der Energieverbrauch des Crackers liegt bei mind. 1,01 bis 1,08 MJ/kg Ammoniak, was etwa 5 % bis 6 % der im Ammoniak enthaltenen Energie entspricht. Zusätzlich ergeben sich thermische Energieverluste sowohl im Cracker (4 % bis 7 %)¹⁵ als auch bei der Wärmerückgewinnung zur Dampferzeugung (ca. ein Drittel

des thermischen Energieeinsatzes). Für die Bereitstellung der Reaktionswärme könnte einerseits ein Teil des Wasserstoffs als Verbrennungsquelle verwendet werden, was aber zu zusätzlichen Energieverlusten führen würde und technisch eher schwierig ist, da die Flammen zu kurz und die Temperaturen zu hoch sind. Andererseits enthält der erzeugte Wasserstoff mehr Energie pro Masseneinheit als das im Cracking-Prozess eingesetzte Ammoniak, was bedeutet, dass ein Teil der eingesetzten Energie als chemische Energie in den Wasserstoffbindungen verbleibt. Folglich können mind. 15 % der im Wasserstoff enthaltenen Energie beim Ammoniak-Cracking verloren gehen. Unter Berücksichtigung der Wasserstoff- und Wärmeverluste und der geringfügigen Wärmerückgewinnung für das Vorheizen des Einsatzstoffes sogar bis zu 30 %. Gemäß IRENA (38), beträgt der Energieverlust bei der Rückumwandlung 13 % bis 34 %. Für moderne Cracking-Anwendungen können reines Ammoniak sowie rückgeführte Gase aus dem Prozess als Brennstoff zur Unterfeuerung des endothermen Cracking-Reaktors oder zum Antrieb einer Gasturbine zur Stromerzeugung als Energiequelle für die Vorwärmung verwendet werden. In diesem Fall wird keine weitere externe Energiequelle für den Cracking-Prozess benötigt. Dies kann sowohl für die Emissionsintensität als auch für den Gesamtwirkungsgrad des Prozesses vorteilhaft sein. Darüber hinaus bietet der Einsatz von Ammoniak als Brennstoff mehr Flexibilität im Hinblick auf den Aufbau einer Cracking-Infrastruktur an Orten mit hohen Strompreisen.

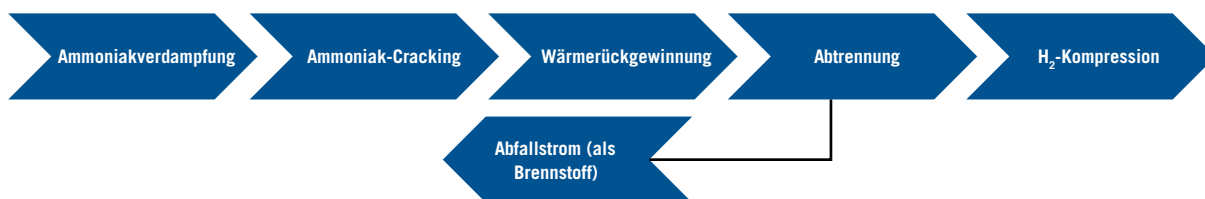
Die Entwicklung einer Ammoniak-Cracking-Infrastruktur kann in folgenden Konzepten umgesetzt werden:

Dazu zählen zentrale Anlagen, die in das Gasnetz einspeisen und dezentrale Anlagen zur Versorgung von Tankstellen, der chemischen Industrie oder entlegener Anwendungen (z. B. stationäre Brennstoffzellensysteme zur Stromversorgung). Eine solche Infrastruktur, die auf zentraler oder dezentraler Erzeugung von Wasserstoff basiert, hängt von länderspezifischen Faktoren wie lokalen Strompreisen, Bevölkerungsverteilung, Verfügbarkeit von Erneuerbaren und geografischen Faktoren ab (76).

14 H₂ Europe „Gesamtfußabdruck von H₂ – emissions of maximum 28.2 g CO₂-eq/MJ for RFNBOs.“ Fossil Benchmark für RFNBOs

15 Vgl. <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Global-Hydrogen-Trade-Outlook>

Abbildung 15: Ammoniak-Cracking: Schematische Darstellung der Hauptprozesse (eigene Darstellung)



Ein zentrales Ammoniak-Cracking-Konzept könnte sich gut für größere Anlagen und Anwendungen eignen, bei denen ein hoher Wasserstoffbedarf an verschiedenen Standorten besteht, wie bspw. in der Industrie oder in der Mobilität.

Auf der anderen Seite könnte ein dezentrales Cracking-Konzept gut für kleinere Anwendungen oder Standorte geeignet sein, an denen es schwierig oder teuer ist, den Wasserstoff von einem zentralen Standort zu verteilen.

Letztendlich hängt die Wahl von den spezifischen Anforderungen der Anwendung, der gewählten Technologielösung (wie z. B. Katalysator und Anlagendesign), vom Preis des Wasserstoffs und Ammoniaks, der Verteilung von Ammoniakspeichern, den verfügbaren Ressourcen und der Art und Weise, wie Wasserstoff als Brennstoff künftig in der öffentlichen Energieversorgung etabliert wird, ab. Während des Markthochlaufs könnte sich die Wasserstoffherzeugung auf eine dezentralisierte Infrastruktur konzentrieren, um den hohen Investitionsaufwand für neue Pipelines und die initialen Investitionskosten zu vermeiden (76). In einer etablierteren Wasserstoffwirtschaft, könnte ein zentralisiertes System kostengünstiger und risikoärmer für Investoren sein.

Bestandteile wie Ammoniak, Wasser, Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffe und Schwebstoffteilchen schädigen die Brennstoffzelle langfristig und verringern die Lebensdauer und Leistung der Anlage. Produktions- und Aufreinigerungsverfahren sowie Transport können Verunreinigungen von Wasserstoff nach sich ziehen. Bei SMR können Stickstoff, Argon, Methan und Kohlenmonoxid in den Wasserstoff gelangen und die Elektrolyse kann zu erhöhtem Sauerstoff- und Wassergehalt führen. Gesetzliche Anforderungen, wie die internationalen Standards *SAE J2719: Hydrogen Fuel Quality for Fuel Cell Vehicles (R10)* sowie *ISO 14687-2: Wasserstoff als Kraftstoff – Produktfestlegung – Teil 2 (R11)*, sind anwendungsspezifisch einzuhalten. Darin werden maximal zulässige Grenzwerte für kritische Verunreinigungen definiert. (145), (146) Für Fahrzeuge mit (PEM)-Brennstoffzellen wird in der ISO 14687-2 die Reinheit des Wasserstoffs auf 99,97 Mol-% festgelegt. Die Grenzwerte für Verunreinigungen wie von Stickstoff liegen bei 300 ppm und die von Ammoniak bei <0,1 ppm. (76) Für weitere Anwendungen können auch andere Grenzwerte festgelegt werden, die ggf. mit Aufreinigerungsverfahren erreicht werden können. Das Verfahren der Druckwechseladsorption wird bereits in großem Umfang für die kommerzielle Reinigung von Wasserstoff eingesetzt und kann Wasserstoffreinheiten von 98–99,999 mol-% liefern. Die kryogene Trennung

wird ebenfalls kommerziell genutzt, liefert aber eine geringere Reinheit. (76)

Die Reinigung des Wasserstoffs während oder nach Ammoniak-Cracking-Prozessen hat im Zuge der Nutzung von Ammoniak als Wasserstoffträger an Bedeutung gewonnen (76). Eine hohe Betriebstemperatur während des Ammoniak-Crackings kann zu einer sehr hohen Wasserstoffreinheit führen (74).

5. Einsatzbereiche

5.1 Status quo

Der heutige Einsatz von Ammoniak konzentriert sich auf die Düngemittelindustrie, in der etwa 80 % der globalen Ammoniakproduktion zur Synthese von Stickstoffdüngern eingesetzt werden. Darüber hinaus wird Ammoniak als Grundstoff für verschiedene Prozesse genutzt.

In der **Düngemittelindustrie** stellt Ammoniak im Wesentlichen den Lieferanten reaktiven Stickstoffs dar. Dabei wird ein Großteil des Ammoniaks zusammen mit CO₂ zu dem kohlenstoffbasierten Stickstoffdünger Urea (Harnstoff) verarbeitet. Vor allem in den USA wird Ammoniak auch direkt als Düngemittel in der Landwirtschaft verwendet. Ein weiterer Teil wird mittels Ostwald-Verfahrens zu Salpetersäure (HNO₃) verarbeitet, welche als Rohstoff für die Produktion weiterer Stickstoffdünger, wie Ammoniumnitrat genutzt wird.

Das weltweite Produktionsvolumen von Harnstoff wird im Jahr 2022 die Menge von 180 Mt erreichen. Dieses immense Produktionsvolumen für nur diesen einen Düngemitteltyp zeigt, dass die Düngemittelherstellung einen beträchtlichen Umfang hat, um den wachsenden Bedarf der weltweiten Landwirtschaft zu decken. Neben Harnstoff wurden auch Düngemittel auf Phosphorbasis, Diammoniumphosphat (DAP) und Triple-Superphosphat (TSP) sowie Düngemittel auf Kaliumbasis, Muriat of Potash (MOP), welt-

weit in ähnlicher Größenordnung produziert. Die massive Produktion und der Verbrauch von Düngemitteln bringen jedoch auch ernste ökologische und soziale Probleme mit sich, wie Wasserverschmutzung, Treibhausgasemissionen, Bodendegradation und damit Verschlechterung der Ernährungssicherheit. Daher ist die Suche nach nachhaltigen und innovativen Lösungen für das Düngemittelmanagement von entscheidender Bedeutung, um das langfristige Wohlergehen von Menschen und Natur zu gewährleisten.

Durch die Zunahme der Gesamtbevölkerung wird eine Steigerung des Bedarfs an Lebensmitteln von bis zu 60 % bis 2050 erwartet. Es ist davon auszugehen, dass der Markt für Ammoniak in der Düngemittelindustrie weiter steigen wird. Der wachsende Bedarf der kommerziellen Landwirtschaft weltweit wird wahrscheinlich die Einführung von Stickstoffdüngern vorantreiben. Der Markt für diese Düngemittel hängt von der Nachfrage nach Ölsaaten und Getreide ab, die die Gesamtdüngerproduktion antreibt. Stickstoffhaltige Düngemittel werden genutzt, um hochqualitatives und nährstoffreiches Getreide ernten zu können. Da diese Düngemittel entscheidend für das Wachstum vieler verschiedener Getreidearten sind, werden sie breit genutzt und mit spezialisierteren Mikro-nährstoffdüngemitteln kombiniert.

Der Marktanteil von Harnstoff-Ammoniumnitrat bei Flüssigdüngemittelherstellern nimmt rasant zu, da es eine

Abbildung 16: Weltweite Düngemittelexporte 2022, nach Art (in Mio. USD) (78)

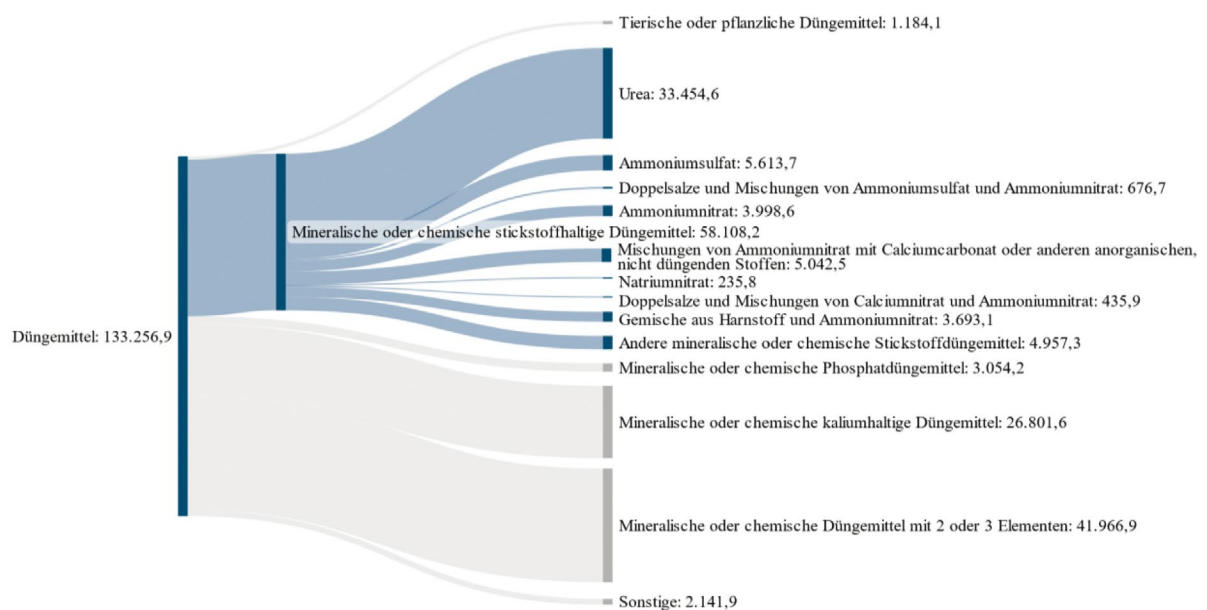
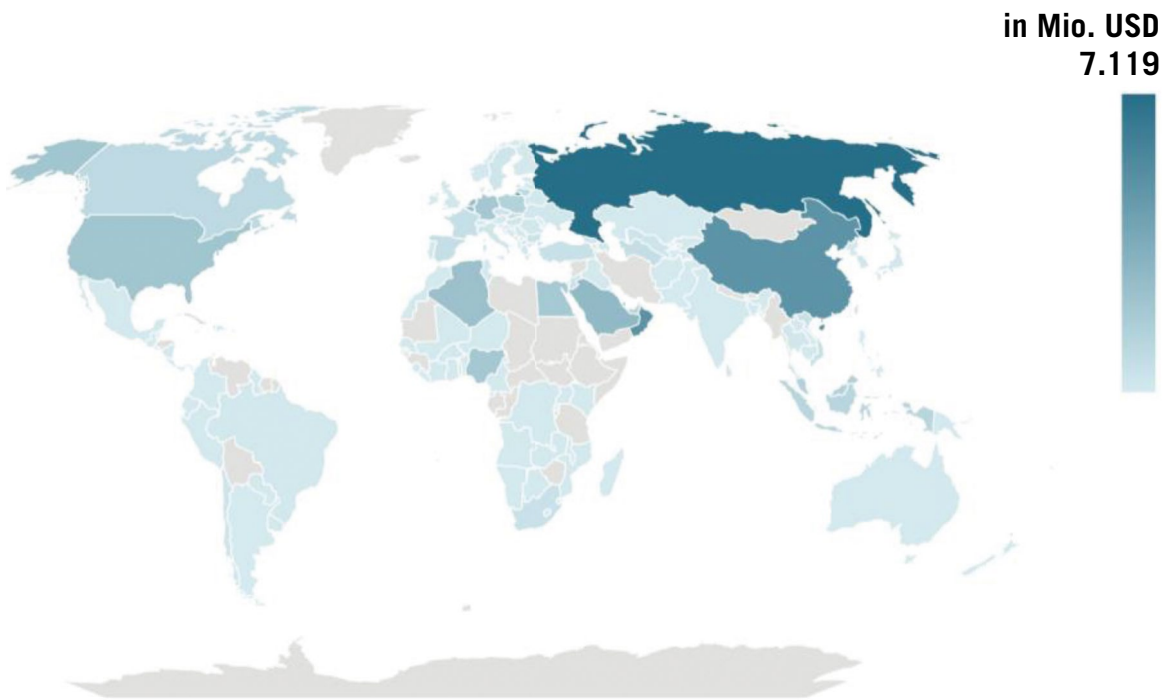


Abbildung 17: Export von stickstoffhaltigen Düngemitteln weltweit 2022 (78), (79)



hohe Kompatibilität mit Pestiziden, Wachstumsregulatoren und beigesezten Nährstoffen hat. Wie in Abbildung 16 zu sehen ist, ist der größte Anteil an Düngemitteln stickstoffhaltig. Innerhalb der stickstoffhaltigen Düngemittel nehmen Harnstoff versetzte Düngemittel den größten Anteil ein. Durch flüssige Düngemittel ist auch eine gleichmäßigere Verteilung auf die Saat möglich als bei herkömmlichen nicht-flüssigen Düngemitteln. Weiterhin können flüssige Mittel bei Tropf- und Sprinklerbewässerungsanlagen in der Präzisionslandwirtschaft genutzt werden. Neben dem steigenden Bedarf an Lebensmitteln aufgrund der Bevölkerungszunahme wird auch die Verknappung von landwirtschaftlichen Flächen als wachstumsfördernder Faktor betrachtet. Die jährliche Wachstumsrate für stickstoffhaltige Düngemittel wird auf 2,73 % im Zeitraum von 2019 – 2026 geschätzt. Der weltweite Markt für stickstoffhaltige Düngemittel hatte 2018 einen Umfang von 114 Mrd. US-Dollar (USD) und wird 2026 auf 140 Mrd. USD geschätzt. (77)

Im Jahr 2022 war Kanada mit Exporten im Wert von rund 13,7 Mrd. USD der weltweit größte Exporteur von landwirtschaftlichen Düngemitteln. Die Gesamtmarktgröße der globalen Düngemittelindustrie wurde 2021

auf rund 193,8 Mrd. USD geschätzt – was die immense wirtschaftliche Bedeutung der Düngemittelindustrie und ihren Beitrag zur globalen landwirtschaftlichen Nachhaltigkeit unterstreicht. Bei Betrachtung stickstoffhaltiger Düngemittel liegt Russland mit seinen Exporten in 2022 weit vor Oman und China. Bei den Importen liegen Indien und Brasilien vor den USA und Frankreich. (78)

Im Zeitraum von 2021–2028 wird von einer jährlichen Wachstumsrate von über 6 % für den weltweiten Markt an Ammoniak ausgegangen. Es wird also neben einer positiven Wachstumsrate im größten Anwendungsfeld von Ammoniak (Düngemittelindustrie) auch ein starkes Wachstum in den anderen Anwendungsfeldern erwartet. Bei Betrachtung der verwendeten Mengen an Ammoniak in Tonnen pro Jahr für die verschiedenen Anwendungen stellt sich die Düngemittelindustrie mit ca. 80 % Abnahme des Ammoniaks als größtes Anwendungsfeld dar. Die Mengen an Ammoniak, die vor allem in Ländern wie Russland, China und Teile Arabiens zu Düngemittel verarbeitet worden sind, werden dann nach weltweit exportiert. Die nachstehende Grafik beschreibt die Verteilung an Marktvolumen der Anwendungsfelder an Ammoniak, was durch verschiedene Preise für Ammoniak in

Abbildung 18: Import von stickstoffhaltigen Düngemitteln weltweit 2022 (78)

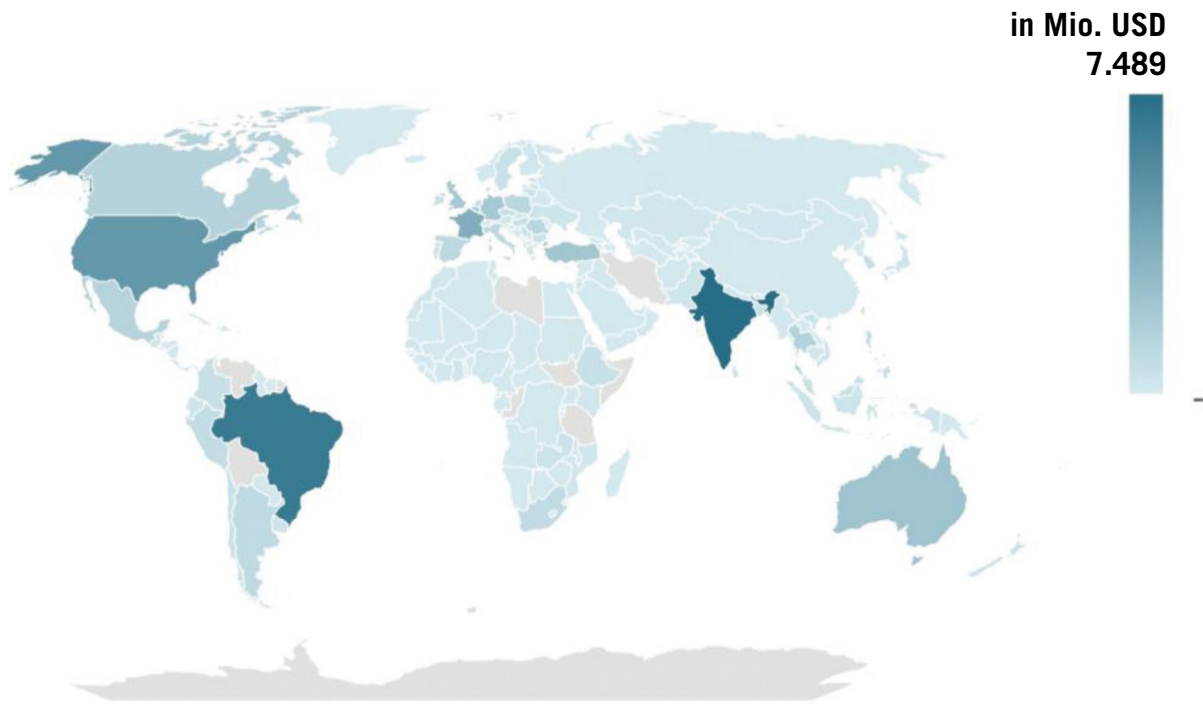
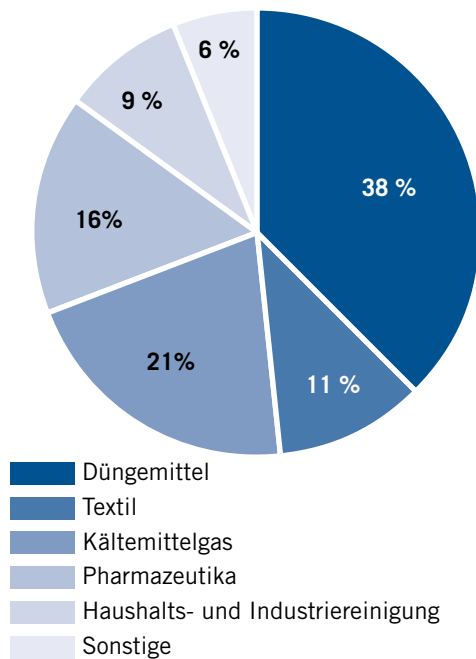


Abbildung 19: Anteile Anwendungsfelder am weltweiten Ammoniakmarktvolumen in USD (80)



den verschiedenen Ländern sowie den verschiedenen Anwendungen eine andere Verteilung ergibt als die verwandten Mengen an Ammoniak. (80)

Ammoniak und dessen Folgeprodukte Urea und Salpetersäure werden für verschiedene industrielle Prozesse genutzt. Hierzu zählt die chemische Industrie, die Herstellung von Sprengstoffen, Kunststoffen und -fasern sowie Kältetechnik und Lebensmittelindustrie. In der chemischen Industrie wird Ammoniak vor allem in der Gerberei und zur Herstellung von Farbstoffen für die Färbung von Textilien eingesetzt. Mit Ammoniakwasser lassen sich Stoffe färben und nahezu jeder beliebige Farbton erreichen. Es wird auch in der Herstellung von Haarfärbemitteln verwendet. Flüssiges Ammoniak ist für die Herstellung von Synthetikgeweben unentbehrlich. Weiterhin wird ein Teil zur Herstellung von Sprengstoffen verwendet, da es eine entflammbare Verbindung ist, dessen Selbstentzündung eine Temperatur von über 630 °C erreicht. Im Haushalt findet Ammoniak hauptsächlich als Reinigungsmittel Anwendung.

Insbesondere grünes Ammoniak verzeichnet großes Wachstumspotenzial. Besonders die Nutzung als Düngemittel, Kältemittel und in der erneuerbaren Energie-

Tabelle 6: Industrielle Anwendungsfelder von Ammoniak (77),(81),(82),(83),(84)

Industrie	Beschreibung	Anwendungsform Ammoniak	Markt
Düngemittel	<ul style="list-style-type: none"> • Präzisionslandwirtschaft • Wachstum von flüssigen Düngemitteln, da es gute Verteilung und hohe Kompatibilität mit anderen Nährstoffen und Pestiziden ermöglicht 	Harnstoff (UREA), Ammonium-Nitrat, Ammonium-Sulfat, Gemische und Salze	<ul style="list-style-type: none"> • Wachsender Markt (CAGR > 3%) • Wachsende Bevölkerung als förderlicher Faktor
Textilindustrie	<ul style="list-style-type: none"> • Behandlung von Textilien mit flüssigem Ammoniak/Ammoniakwasser in geschlossener Kammer, verbessert die Fähigkeit, das Material anzufärben, und die Weichheit des Materials • Wird als Färbemittel und bei der Herstellung von Kunststoff-Fasern verwendet 	Flüssiges Ammoniak Ammoniumkarbonat-salz Ammoniumhydroxid (Ammoniakwasser)	<p>wachsender Markt (CAGR 4,9%)</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1,4 Mrd. USD in 2022 • 2,2 Mrd. USD in 2031
Haushalts- und Industrie-reinigung	<ul style="list-style-type: none"> • Ammoniakwasser wird in vielen industriellen und handelsüblichen Reinigungsmitteln verwendet • In Desinfektionsmitteln zu finden 		
Kältemittel	<ul style="list-style-type: none"> • In Europa werden Ammoniak und CO₂ als umweltfreundlichere Kältemittel statt FCKW verwendet • Größter Einsatz in Kühlhäusern 	Anhydro-Ammoniak (0,015% Wasser)	<p>wachsender Markt (CAGR 5,7%)</p> <ul style="list-style-type: none"> • 55,5 Mio. USD in 2022 • 86,5 Mio. USD Markt in 2030
Pharmazeutika	<ul style="list-style-type: none"> • Proteinreinigungsreagenz • Fällt unerwünschte Verunreinigungen aus 	Ammonium-Sulfat	<p>wachsender Markt (CAGR 6,4%)</p> <ul style="list-style-type: none"> • 2,8 Mrd. USD in 2021 • 4,8 Mrd. USD in 2030
Lebensmittel-in-dustrie	<ul style="list-style-type: none"> • Teigkonditionierer bei der Herstellung von Brot und Backwaren • Verbesserung der Textur, gleichbleibende Qualität und längere Haltbarkeit 		
Sprengstoff	<ul style="list-style-type: none"> • Oxidation zu Stickstoff, Sauerstoff und Wasserdampf bei Initialzündung > 300° Celsius • Wird im Steinbruch und Bergbau eingesetzt • Lagerung ist Sicherheitskriterium 	Ammonium-Nitrat	<p>Ammonium-Nitrat: wachsender Markt (CAGR 3,6%)</p> <ul style="list-style-type: none"> • 14,1 Mrd. USD in 2022 • 19,4 Mrd. USD in 2031

versorgung sind wesentliche Treiber für den Markt von grünem Ammoniak. Da es eine große Nachfrage nach landwirtschaftlichen Technologien gibt, die die Bodenqualität erhalten und die CO₂-Emissionen reduzieren, wird der Markt für umweltfreundliche Düngemittel (z. B. ammoniakbasierte Düngemittel) wachsen. Hohe Kapitalinvestitionen von grünen Ammoniakanlagen sind ein Schlüsselfaktor, der das Marktwachstum bremst, wenn der produzierte Ammoniak bei zu hohen Kosten für erneuerbare Energie und Elektrolyseure zu unwirtschaftlich ist. Weiterhin ist besonders der potenzielle Einsatz von Ammoniak als umweltfreundlicher Schiffstreibstoff ein enormer Wachstumsfaktor. Auch die Tendenz, dass die Länder weltweit ihre Abhängigkeit von Ölimporten reduzieren wollen, hat einen positiven Einfluss auf nachhaltige Kraftstoffe wie Ammoniak. Das größte Wachstum wird in der Energieerzeugung und im Verkehrssektor erwartet. Die jährliche Wachstumsrate des Markts für grünes Ammoniak wird im Zeitraum von 2023 bis 2028 auf über 70 % geschätzt. Dabei soll das aktuelle Marktvolumen von 0,3 Mrd. USD in 2023 auf knapp 18 Mrd. USD in 2030 ansteigen. (85)

5.2 Perspektivische Einsatzbereiche

Vor dem Hintergrund der unbedingt notwendigen Dekarbonisierung aller Wirtschaftssektoren zur Verlangsamung des Klimawandels ergeben sich zwei zentrale neue Einsatzbereiche für Ammoniak. Er kann einerseits als kohlenstofffreier Energieträger zum Einsatz kommen. Zur Gewinnung nutzbarer Energie kann Ammoniak thermisch verwertet oder in einer Ammoniakbrennstoffzelle gespalten werden. Der Einsatz als Energieträger ist besonders im Energiesektor als Brennstoff für Kraftwerke und im Mobilitätssektor als alternativer Kraftstoff für die Schifffahrt relevant. Darüber hinaus kann das Gas als Transportmedium für Wasserstoff genutzt werden.

Der Einsatz von Ammoniak als Energieträger ist in der maritimen Anwendung wie dem Schiffsverkehr interessant:

- Ammoniak als Energieträger (oder auch *e-Ammoniak*) wird zunehmend als vielversprechender Kraftstoff für die Dekarbonisierung des Schifffahrtssektors angesehen. Ammoniak kann hier eine Schlüsselrolle spielen. Die vorteilhaften Eigenschaften von e-Ammoniak als Schiffs-kraftstoff sind die relativ hohe Energiedichte, die Kohlenstofffreiheit sowie die Skalierbarkeit der Produktion zur Deckung der weltweiten Nachfrage (insbesondere im Vergleich zu Biokraftstoffen).

- Hersteller von Schiffsmotoren, darunter die MAN Energy Solutions SE, haben bereits mit der Erprobung von mit Ammoniak betriebenen Motoren begonnen und erforschen zudem Konzepte für mit Ammoniak betriebene ultragroße Containerschiffe. Sollten bei diesen Motoren bei direkter Verbrennung des Ammoniaks NO_x- und N₂O-Emissionen entstehen, kann die bestehende Post-Combustion-SCR-Technologie diese reduzieren. (86)

Der Einsatz von Ammoniak als Energieträger ist aber auch für die netzunabhängige Energieversorgung und die Nutzung in Kraftwerken interessant:

Grünes Ammoniak ist eine kostengünstige Methode zur Speicherung und zum Transport von grünem Wasserstoff, die eine Rolle beim Markthochlauf von grünem Wasserstoff spielen kann. Bei Anwendungen, die Wasserstoff benötigen, kann Ammoniak in Stickstoff und Wasserstoff zerlegt oder *gecrackt* werden, um Wasserstoff an den Endverbraucher zu liefern. Die Technologie zur Zersetzung von Ammoniak ist technisch realisierbar. Für einige Wasserstoffanwendungen, darunter PEM-Brennstoffzellenfahrzeuge, ist jedoch eine Reinheit von weniger als 0,1 ppm Restammoniak erforderlich. Die Technologie zur Erreichung dieser strengen Reinheit auf kosteneffiziente Weise befindet sich noch in der Entwicklung. Wie bereits in Kapitel 4 erwähnt, ist für die Erzeugung von hochreinem Wasserstoff aus NH₃ eine hohe Temperatur von über 400 °C erforderlich. Eine entsprechend hohe Reinheit von Wasserstoff ist erforderlich, da einige der kosteneffizientesten Anwendungen im Verkehrsbereich (Brennstoffzellenantriebe) liegen.

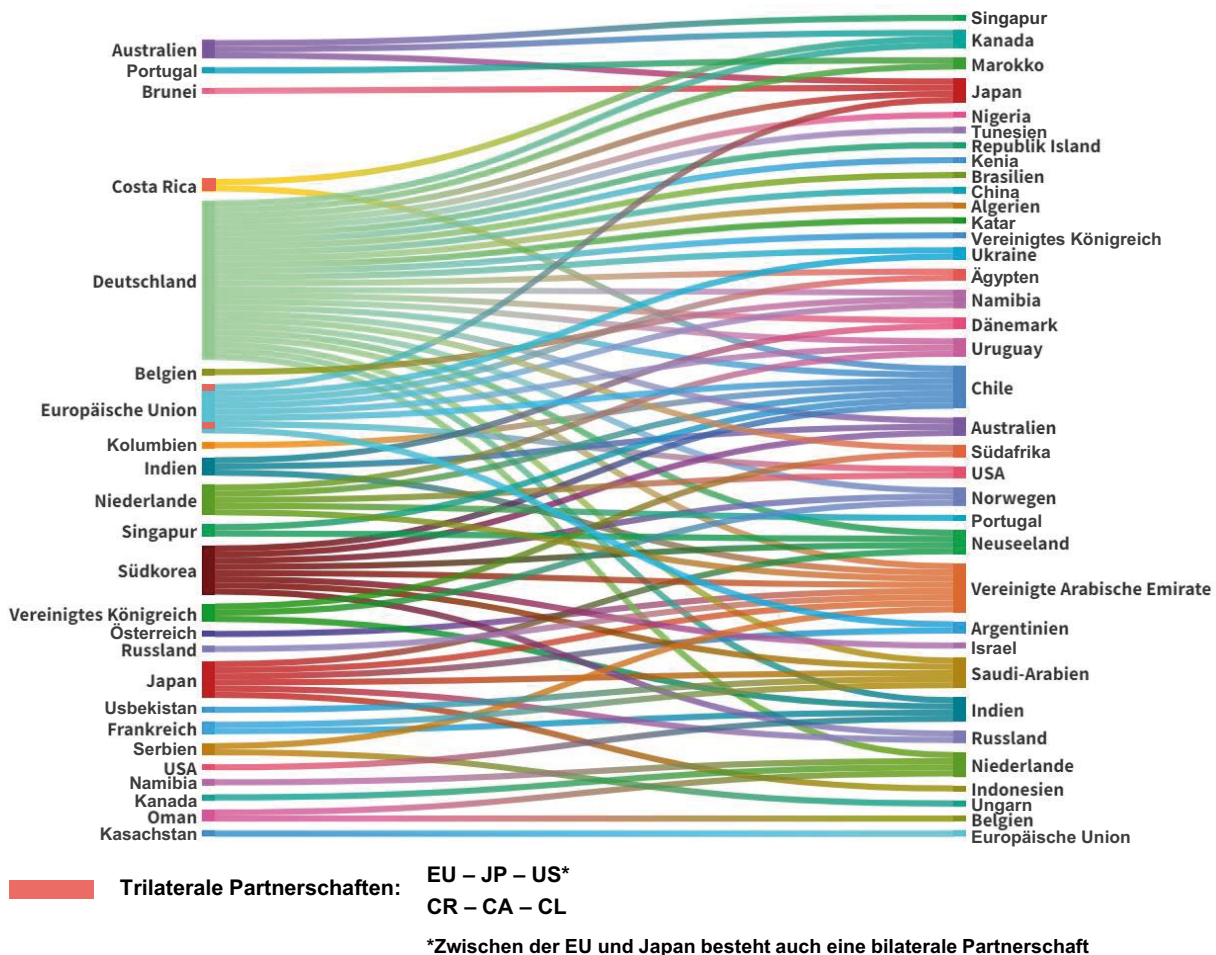
Einige andere Anwendungen von Wasserstoff erfordern keine so hohe Reinheit, darunter alkalische Brennstoffzellen und Gasturbinen. Gasturbinen werden bis 2030 zu 100 % wasserstoffkompatibel sein¹⁶. Daher kann e-Ammoniak auch ein nützlicher Wasserstoffträger für Heizung, industrielle Nutzung und Verbrennungskraftwerke sein. Weiterhin kann auch direkt grünes Ammoniak verbrannt werden, um netzunabhängig in Gasturbinen Strom¹⁷ zu erzeugen¹⁸.

Bei der direkten Verbrennung von grünem Ammoniak können zwar CO₂-Emissionen vermieden werden, dennoch fallen Stickoxid-Emissionen an. Zur Reinigung des Rauchgases können katalytische oder nicht-katalyti-

¹⁶ Vgl. <https://www.mhi.co.jp/technology/review/pdf/e603/e603020.pdf>

¹⁷ Vgl. <https://power.mhi.com/regions/emea/news/231129>

¹⁸ Vgl. <https://www.mhi.co.jp/technology/review/en/abstracte-60-3-20.html> und <https://power.mhi.com/regions/emea/news/231129>.

Abbildung 20: Zwischenstaatliche Wasserstoffpartnerschaften¹⁹

sche selektive Reduktionsverfahren verwendet werden. Anwendungsfälle wären zum Beispiel Offshore-Ölplattformen. Kosten und Effizienz sind schlechter als weniger umweltfreundliche Alternativen, da Ammoniak hohe Ansprüche hinsichtlich der Kühlung hat. (86)

Neben dem Einsatz als Energieträger kann Ammoniak als **Träger von Wasserstoff** genutzt werden.

Wie in Kapitel 2 beschrieben, ist Ammoniak ein sehr potenter Träger in Verbindung mit Wasserstoff. Dies ermöglicht einen besseren Langstreckentransport von grünem Wasserstoff und erschließt neue Handelsbeziehungen. Zum Beispiel sind Handelsbeziehungen zwischen Europa und Afrika mit grünem Wasserstoff möglich. Ammoniak als Trägerlösung ist in der Lage, bereits sehr zeitnah Ländern, die reich an erneuerbarer Energie sind, den Export von grünem Wasserstoff zu ermöglichen.

Erste Wasserstoffpartnerschaften mit Ammoniakkomponente sind in den letzten Monaten bereits gegründet worden, etwa zwischen Deutschland und Saudi-Arabien, Südkorea und Australien sowie Japan und Indonesien. Voraussichtlich werden sich weitere internationale Energiepartnerschaften bilden, die lokal grünen Wasserstoff und Ammoniak in Ländern mit guten Voraussetzungen produzieren und sie dank Ammoniak als Trägerlösung in andere Länder mit hohem Energiebedarf verschiffen werden. Die Wirtschaftlichkeit von Ammoniak als Trägerlösung auch im Vergleich zu anderen Trägermitteln wird im Kapitel 5.4 näher diskutiert. Ammoniak ist hinsichtlich der zeitnahen Umsetzung die vielversprechendste (Interims-)Lösung.

19 Vgl. Weltenergieerat – Deutschland e.V., Stand November 2023, abrufbar unter <https://www.weltenergieerat.de/publikationen/studien/international-hydrogen-strategies>, abgerufen am 20.11.2023.

Abbildung 21: Prognostizierte Marktgröße von Ammoniak in 2050 (87)

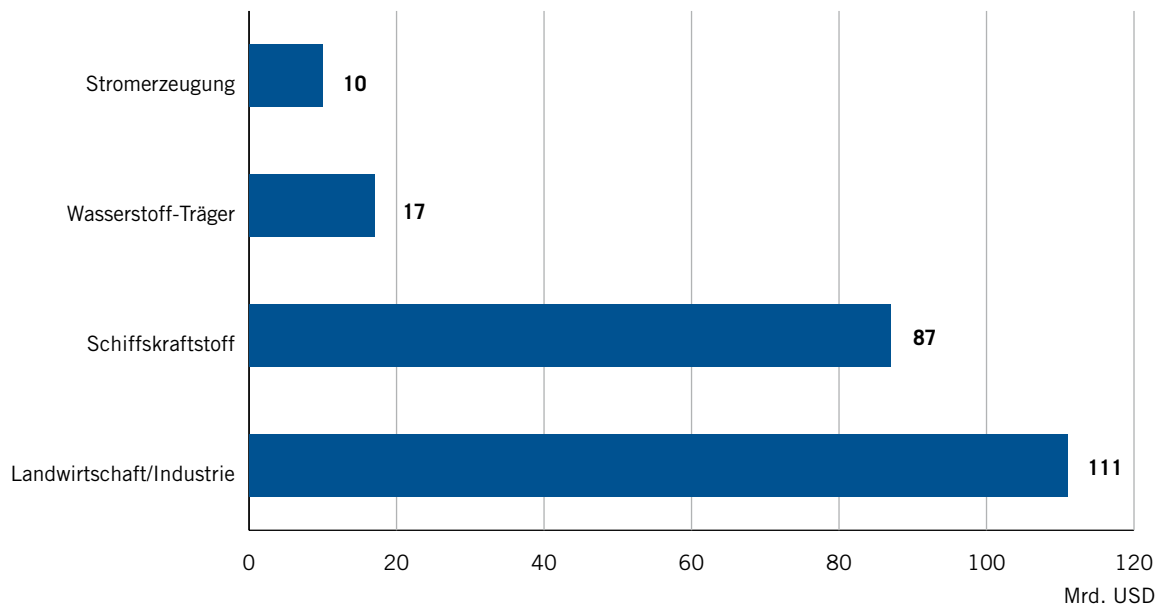


Abbildung 21 zeigt, dass Düngemittel weiterhin das größte Anwendungsfeld von Ammoniak sein werden. An zweiter Stelle steht bereits Ammoniak als Schiffskraftstoff. Dies verdeutlicht das enorme Potenzial, sowohl kurzfristig als auch nachhaltig den maritimen Verkehr zu dekarbonisieren.

5.3 Steckbriefe globaler Innovationsprojekte

Im Anhang werden Projekte vorgestellt, die die beschriebenen Einsatzbereiche in die Umsetzung bringen (wollen). Dabei werden Projekte zur Verwendung von Ammoniak als Energieträger und als Trägerlösung sowie grüne Ammoniakproduktion präsentiert.

5.4 Gesamtwirtschaftlichkeitsbetrachtung

Der Preis von Ammoniak liegt aktuell, je nach Herstellungsart, zwischen 220 und 720 € pro Tonne. Graues Ammoniak wird dabei bis zu 320 €/t gehandelt, blaues Ammoniak bis zu 350 €/t und grünes Ammoniak zwischen 670 und 720 €/t. Um diese enorme Bandbreite besser nachvollziehen zu können, werden diese Preise mit nachfolgender Methodik näher analysiert. (88)

5.4.1 Methodik

Die Wirtschaftlichkeit von Ammoniak ergibt sich im Zusammenspiel aus dessen Entstehungskosten und der Zahlungsbereitschaft der potenziellen Abnehmer für das

Gut. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ordnet nun die einzelnen Kosten- und Preiselemente so, dass daraus eine Aussage über die Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Ammoniak-Vermarktungsmöglichkeiten absolut und relativ zu den anderen betrachteten Derivaten abgeleitet werden kann. Die ausgewerteten Studien weisen je nach Szenario und Grundannahmen mehrere Aussagen zu diesen Punkten auf, sodass sich aus dem Studienvergleich eine Bandbreite der Kosten für Ammoniak und für weitere Derivate sowie eine Bandbreite für die Zahlungsbereitschaft ergibt. Für die Auswertung wurden diejenigen Veröffentlichungen genutzt, die besonders genaue Aussagen, über die Kostenelemente von Ammoniak und weiteren Derivaten machen. Diese sind:

- Acatech: Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030, 2022 (89)
- Hydrogen Europe: Clean Ammonia in the future energy system, 2023 (90)
- Moritz, Michael; Schönfish, Max; Schulte, Simon. 2022. Estimating global production and supply costs for green hydrogen and hydrogen-based green energy commodities. Global ptx cost tool. (91)
- Fraunhofer IEE: Global PtX-Atlas (Standorte in Ägypten und Australien) (92)

- Concawe: E-Fuels: A techno-economic assessment of European domestic production and imports towards 2050, 2022. (140)
- Ram M., Galimova T., Bogdanov D., Fasihi M., Gulagi A., Breyer C., Micheli M., Crone K. (2020). Powerfuels in a Renewable Energy World – Global volumes, costs and trading 2030 to 2050. LUT University and Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Lappeenranta, Berlin, 2020. (141)

Hierfür wurde für jede Veröffentlichung neben den Minimal- und Maximalwerten ein Durchschnittswert aus den jeweils angegebenen Werten gebildet und diese wiederum zu einem Durchschnittswert pro betrachteten Kostenpunkt zusammengefasst. Diese Werte werden nun in einer sich schrittweise aufbauenden grafischen Darstellung verglichen. An einzelnen Stellen der Analyse wurden

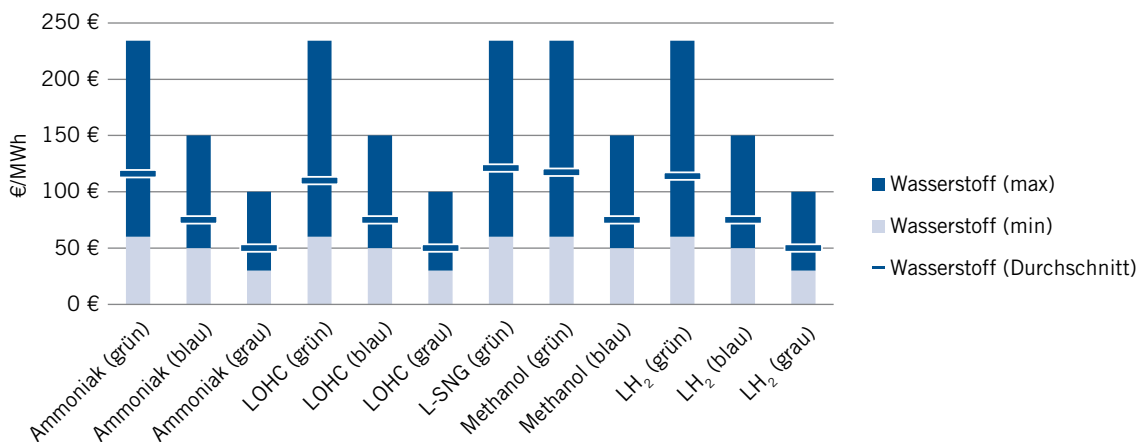
die sechs Studien durch Angaben aus anderen Quellen ergänzt, falls Lücken vorlagen. Aufgrund der Vielzahl an Studiendaten und Szenarioannahmen, die hinter den nachfolgenden Werten stehen, sollen diese nicht punktgenaue Kostenelemente darstellen, sondern eine typische Größenordnung dieser Elemente und ihre Relation zueinander zeigen.

5.4.2 Kostenbetrachtung

Wasserstoff-Produktionskosten

Das erste Kostenelement von Ammoniak ist dessen Grundstoff Wasserstoff. Je nach Herstellungsart (grün, blau, grau) weist Wasserstoff unterschiedliche Herstellungskosten auf. Hierbei liegt grüner Wasserstoff noch deutlich über den Kosten für grauen Wasserstoff. Blauer Wasserstoff liegt zwischen beiden Preisniveaus.

Abbildung 22: Durchschnittliche standortunabhängige Wasserstoffproduktionskosten in Herstellungsländern (Durchschnittswerte aus heutigem Stand und Erwartungen in 2030 und 2050)

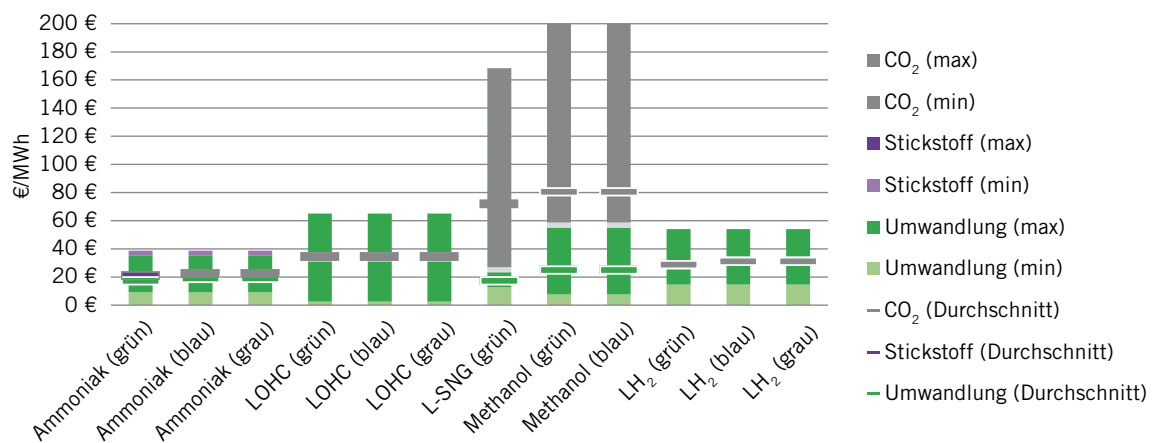


Umwandlungskosten für das exportierbare Produkt

Aufgrund der schwierigen Transportmöglichkeiten von Wasserstoff ist es sinnvoll, diesen in einen anderen Aggregatzustand bzw. ein anderes Produkt umzuwandeln. Dies verursacht Umwandlungskosten, die für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung das zweite Kostenelement darstellen. Ebenso wird für die Umwandlung zu Ammoniak Stickstoff benötigt, der unkompliziert über Luftzerlegung gewonnen werden kann. Bei den potenziellen Wettbewerbsprodukten Methanol und L-SNG wird dagegen CO₂ genutzt, das aus der Luft oder fossilen

Punktquellen gewonnen wird. Aufgrund des komplizierteren Filterungsprozesses ist diese CO₂-Nutzung derzeit noch mit hohen Kosten verbunden. Hierbei wird deutlich, dass Ammoniak einen Kostenvorteil gegenüber anderen Derivaten besitzt, da bei diesen besonders die Kosten für die CO₂-Gewinnung zu Buche schlagen. Die Kosten für LOHC sind ebenfalls relativ gering. Zwar sind die Anlagen teuer, die Beladung der Trägerflüssigkeit mit Wasserstoff ist aber eine exotherme Reaktion, sodass potenziell sogar nutzbare Abwärme frei wird. Die Herausforderung besteht hier darin, sinnvolle Wärmenutzungen zu identifizieren.

Abbildung 23: Umwandlungskosten (Durchschnittswerte aus heutigem Stand und Erwartungen in 2030 und 2050)

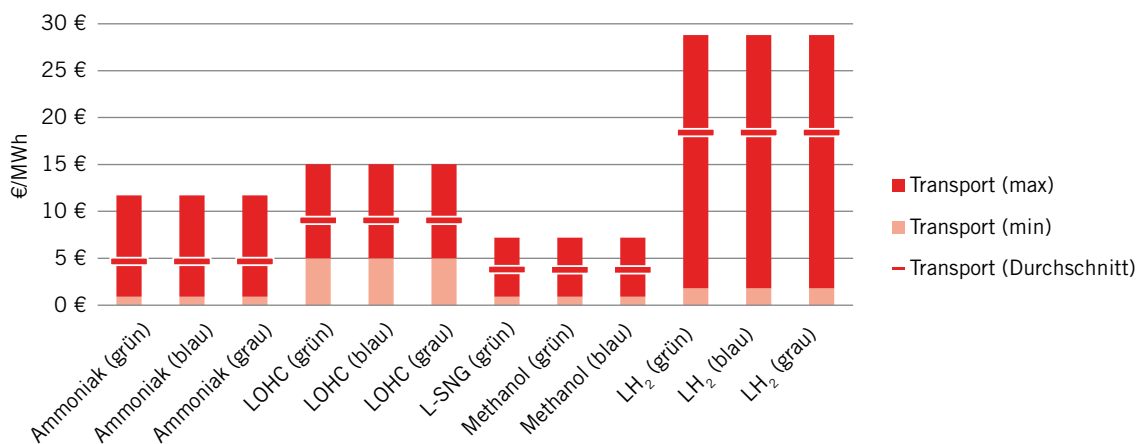


Transportkosten

Diese nun besser transportierbaren Produkte können nun an den jeweiligen Bezugsort gebracht werden, was den dritten Kostenpunkt verursacht. Da für den Transport von Ammoniak vor allem der Seeweg infrage kommt und gerade in Europa der Transport per Pipeline derzeit keine Option ist, steht der Schiffstransport im Fokus der Diskussion. Da Ammoniak der zentrale Untersuchungsgegenstand ist, beschränkt sich diese Analyse auf diese Variante. Methanol kann drucklos und ungekühlt in konventionellen Chemietankern transportiert werden und ist daher günstig zu transportieren. Ammoniak wird bei -33 °C oder niedrigen Drücken flüssig und wird bereits heute in Ammoniantankern transportiert. Künftig kön-

nen bisherige LPG-Schiffe leicht umgerüstet werden, da LPG unter ähnlichen Bedingungen transportiert wird. Der Transport von L-SNG führt wegen der niedrigen Temperatur von -161 °C und der entsprechend teureren Schiffe und auftretenden BOG-Verlusten zu leicht höheren Kosten. Bei LOHC werden die Kosten durch die nötigen Rücktransporte der entladenen Trägerflüssigkeit, die zusätzlichen Speicherkapazitäten und die verhältnismäßig geringe Wasserstofftransportkapazität getrieben.

Abbildung 24: Transportkosten (Durchschnittswerte aus heutigem Stand und Erwartungen in 2030 und 2050)



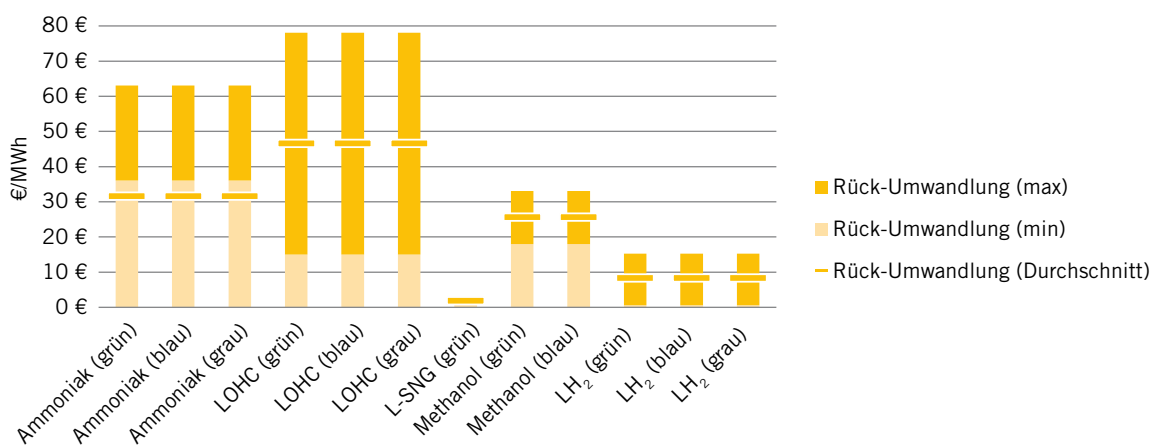
Direkte Verwendung des Produktes

Bei Ankunft am Bezugsort können Ammoniak, Methanol und L-SNG nun direkt genutzt werden, sei es in der Düngemittelindustrie oder als Grundstoff in Chemieparcs, mit den dort herrschenden Zahlungsbereitschaften für das jeweilige Produkt. Auch eine Nutzung als Energieträger in der Energiewirtschaft, z. B. in der Direktverbrennung in Turbinen oder in einzelnen Bereichen der Mobilität, ist hier denkbar. Bei LOHC als reinem Trägerstoff bestehen keine direkten Anwendungsmöglichkeiten.

Kosten für Rückumwandlung in Wasserstoff

Wird anstatt dieser direkten Verwendung Wasserstoff als Grundstoff oder Energieträger nachgefragt, muss dieser zunächst wieder aus dem jeweiligen Derivat herausgelöst werden. Je nach Bindungsart sind dazu unterschiedliche Technologien nötig. Im Fall von Ammoniak bedarf es dazu spezieller Cracker, die aktuell noch nicht in großem Maßstab vorhanden sind. Bei Methanol und L-SNG ist die Reformierung zur Rückgewinnung des Wasserstoffs nötig. Die Technologie ist erprobt und verfügbar, hat aller-

Abbildung 25: Kosten für Rückumwandlung (Durchschnittswerte aus heutigem Stand und Erwartungen in 2030 und 2050)



dings einen hohen Energieaufwand. Die Entladung von LOHC verursacht wegen des hohen Energiebedarfs die höchsten Kosten. Diese Rückumwandlungskosten stellen das optionale vierte Element der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung dar.

Gestehungskosten

Aus all diesen beschriebenen Kostenelementen ergeben sich nun für jeden Verwendungspfad Gestehungskosten, die in all ihren Kostenfaktoren hier dargestellt sind. Hierbei wird klar, dass die Wasserstoff-Produktionskosten trotz aller Umwandlungs- und Transportkosten das dominierende Kostenelement bei allen Produkten bleiben. Die Umwandlungskosten fallen demgegenüber deutlich geringer aus. Allerdings besteht bei den Derivaten, die CO₂ mittels DAC nutzen, derzeit noch ein signifikanter Kostennachteil. Demgegenüber spielen die Kosten für die Stickstoff-Nutzung bei der Ammoniakherstellung keine Rolle. Auch die Transportkosten haben wenig Einfluss auf die Gesamtrechnung, auch wenn diese bei LH₂ im Vergleich zu den anderen Produkten spürbar höher ausfallen. Die Kosten für eine optionale Rück-Umwandlung halten sich insgesamt im Rahmen. Sie unterschei-

den sich je nach Produkt aber stark voneinander, und sie können ein positives Geschäftsmodell für das Produkt je nach Vermarktungssituation auch verhindern.

5.4.3 Marktpotenziale für Ammoniak

Die dargestellten Kosten für die unterschiedlichen Wasserstoff-Derivate erzeugen nun eine Wettbewerbssituation zwischen diesen Produkten. Um besser abschätzen zu können, ob sich daraus auch ein Marktpotenzial für Ammoniak ergibt, werden in Abbildung 27 die Gestehungskosten von Ammoniak in seinen jeweiligen Farben als Nulllinie gesetzt und von dieser Basis aus die Kostenunterschiede gegenüber den Wettbewerbsprodukten dargestellt.

Hierbei zeigt sich ein Kostenvorteil von Ammoniak gegenüber seinen Wettbewerbsprodukten, sodass ein breiter Einsatz von Ammoniak als Energie- und Wasserstoffträger möglich ist. Die Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass der rückgewonnene Wasserstoff universell einsetzbar ist. Eine Ausnahme hiervon besteht im Vergleich zu LH₂. Allerdings wird dieses Produkt aufgrund der fehlenden Schiffe nicht kurzfristig verfügbar sein.

Abbildung 26: Gestehungskosten (Durchschnittswerte aus heutigem Stand und Erwartungen in 2030 und 2050)

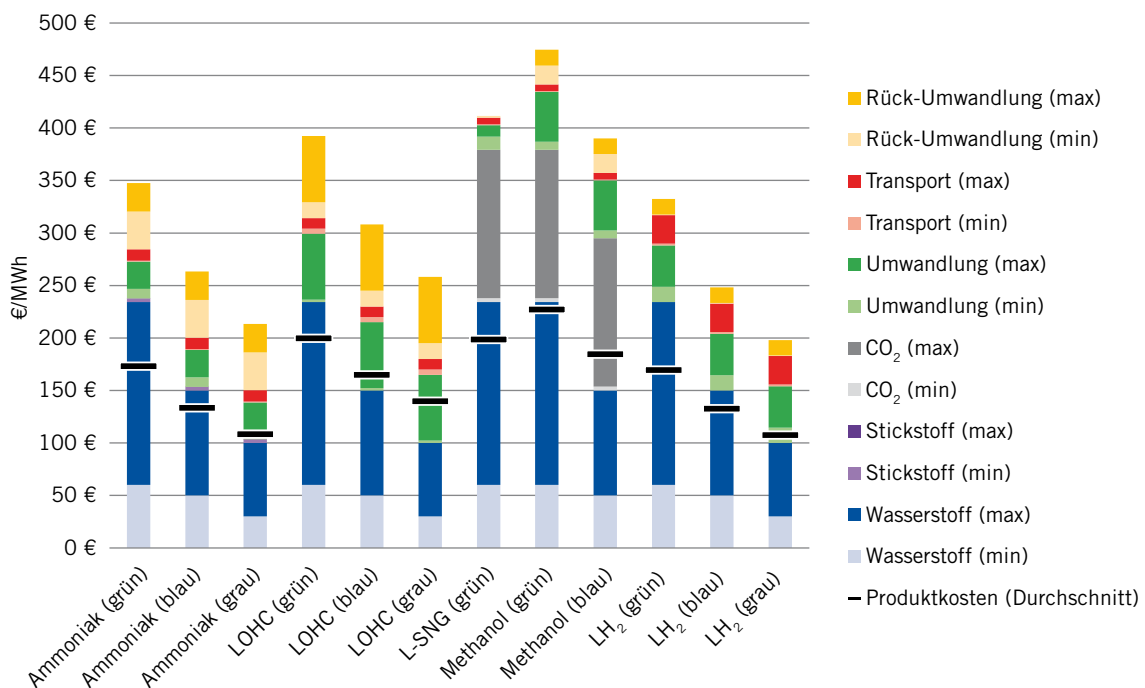
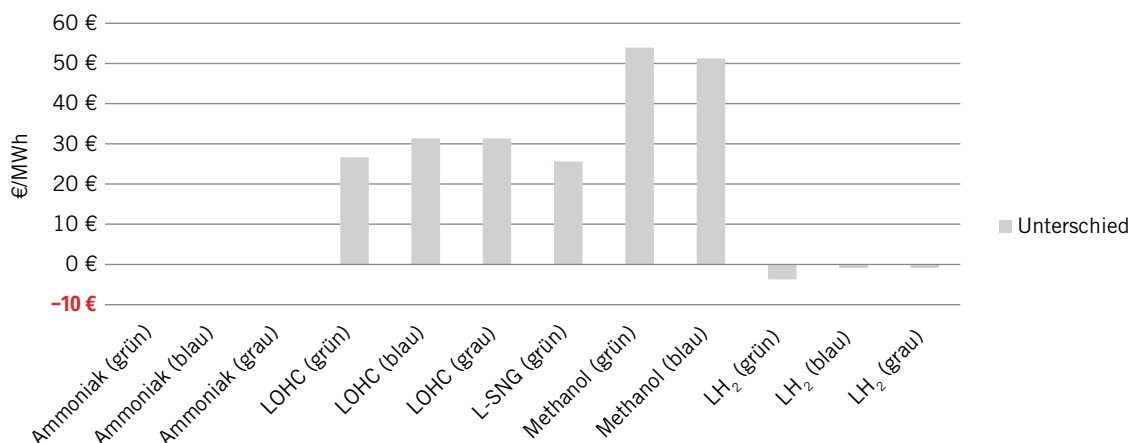


Abbildung 27: Kostenvorteile von Ammoniak (Durchschnittswerte aus heutigem Stand und Erwartungen in 2030 und 2050)



5.4.4 Zahlungsbereitschaft

All diese Kostenblöcke treffen nun bei den Abnehmern auf Zahlungsbereitschaften unterschiedlicher Art. Um diese strukturiert darstellen zu können, werden die typischen Zahlungsbereitschaften für die Produkte Ammoniak, Methanol, L-SNG, LOHC und LH₂ noch einmal unterteilt in die Abnehmergruppen Industrie, Energiewirtschaft und Transport. Die jeweiligen Preisniveaus der Wettbewerbsprodukte werden in der anschließenden Abbildung 28 dargestellt.

Zahlungsbereitschaft für Ammoniak: Da die Industrie bereits graues Ammoniak bezieht oder selbst produziert, stellt dieses auch den Preismaßstab für grünes und blaues Ammoniak dar. Die Energiewirtschaft wird Ammoniak weitgehend als Trägerstoff für Wasserstoff nutzen, sodass deren Zahlungsbereitschaft sich am Preis von Erdgas mit Berücksichtigung der damit verbundenen CO₂-Kosten bemisst. Der Transportsektor würde sich wiederum am Preis für grauen Wasserstoff orientieren.

Zahlungsbereitschaft für Methanol: Da die Industrie bereits graues Methanol bezieht, stellt dieses auch den Preismaßstab für grünes und blaues Methanol dar. Die Energiewirtschaft wird Methanol vor allem als Trägerstoff für Wasserstoff nutzen, sodass deren Zahlungsbereitschaft sich ebenfalls am Preis für Erdgas bemisst. Der Transportsektor würde sich wiederum am Preis für grauen Wasserstoff orientieren.

Zahlungsbereitschaft für L-SNG: Die Zahlungsbereitschaft für grünes L-SNG in der Industrie und in der Energiewirt-

schaft orientiert sich am Preis für Erdgas. Der Transportsektor wird L-SNG eher als Trägerstoff für Wasserstoff nutzen, womit sich die Zahlungsbereitschaft hier am Preis für grauen Wasserstoff bemisst.

Zahlungsbereitschaft für LOHC: LOHC wird als reiner Trägerstoff für das Produkt Wasserstoff genutzt. Somit bemisst sich die Zahlungsbereitschaft der Industrie und der Energiewirtschaft hierfür am Erdgaspreis. Die Transportbranche wird sich am günstigsten am Markt verfügbaren Wasserstoffpreis orientieren. Dieser ist normalerweise der Preis für grauen Wasserstoff.

Zahlungsbereitschaft für LH₂: Der direkte Bezug von Wasserstoff ist grundsätzlich für alle Nutzergruppen interessant. Die Zahlungsbereitschaft der Industrie und der Energiewirtschaft wird sich dabei am Preis für Erdgas bemessen, die Zahlungsbereitschaft des Transportsektors am Preis für grauen Wasserstoff.

Vermiedene Kosten

Da mit der direkten Wasserstoffnutzung eine Umstellung der Infrastrukturen und Verbrauchsgeräte (H₂-Tanker, H₂-Pipelines, Brennstoffzellen etc.) verbunden ist, die bis zum Neubau gehen kann, entsteht hier ein weiterer Kostenpunkt, der beim Bezug von Derivaten, auf die die bisherigen Infrastrukturen und Verbrauchsgeräte ausgelegt sind, vermieden werden kann. In der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wirken diese vermeidbaren Kosten wie eine Erhöhung der Zahlungsbereitschaft für die Derivate. Besonders relevant wäre dies bei einem Import

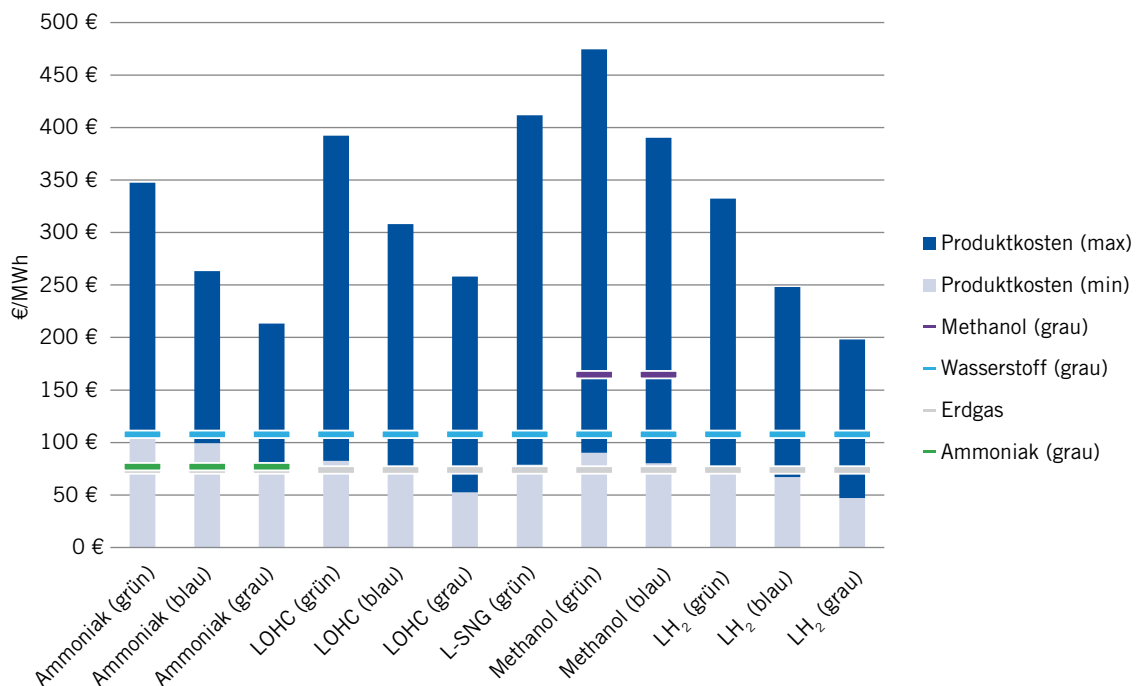
von L-SNG, da hier heute die meisten Endanwendungen und die meiste Infrastruktur besteht. Diese Kostenvorteile lassen sich im Rahmen dieser Kurzstudie jedoch nicht seriös beziffern.

5.4.5 Fazit der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Insgesamt wird anhand von Abbildung 25 deutlich, dass unter den aktuellen Marktbedingungen kein wirtschaftlicher Einsatz von Wasserstoffträgern oder wasserstoffbasierten Energieträgern möglich ist. Das wichtigste

Instrument für den Hochlauf sind wirksame CO₂-Bepreisungsmechanismen, die international oder national wirksam sind und diese Kostenunterschiede ausgleichen können. In Deutschland sind dies der Europäische Emissionshandel (European Emission Trading Scheme, ETS), der für die energieintensive Industrie und die Energiewirtschaft gilt, sowie der nationale Emissionshandel (Brennstoffemissionshandelsgesetz, BEHG), der für die Transportbranche relevant ist. Zusätzlich sind Regulierung und Zertifizierung wichtige Treiber, auf die in Kapitel 6.3 detailliert eingegangen wird.

Abbildung 28: Produktkosten und Zahlungsbereitschaften (Durchschnittswerte aus heutigem Stand und Erwartungen in 2030 und 2050)



6. Chancen und Risiken sowie notwendige Rahmenbedingungen beim Hochlauf von Ammoniak

Ein möglicher Einsatz Ammoniaks als einer der wichtigsten Energieträger stellt einerseits erhebliche Herausforderungen für die Importinfrastruktur dar, die entweder umgerüstet oder völlig neu errichtet werden soll, um Ammoniak und weitere Wasserstoffprodukte handhaben zu können. Darüber hinaus stellen sich wichtige Fragen zu sicherheitstechnischen Risiken, die ein Hindernis für den Markthochlauf und den mittel- und langfristigen Einsatz von Wasserstoffprodukten wie Ammoniak im globalen Energiehandel darstellen könnten. Andererseits bieten diese Produkte erhebliches Potenzial für die Dekarbonisierung verschiedener Sektoren an. Angemessene politische und rechtliche Rahmenbedingungen, technische Vorschriften sowie Instrumente wie Standards zur Zertifizierung und unterstützende Mechanismen können als mögliche Triebkraft des Markthochlaufs angesehen werden.

Im Folgenden wird ein Überblick über diese Chancen und Risiken im Zusammenhang mit der Markteinführung von Ammoniak als Energieträger gegeben. Im Hinblick auf die Realisierungschancen des Aufbaus einer geeigneten Importinfrastruktur wird ein kurzer Vergleich von Ammoniak mit den im Rahmen dieser Studie betrachteten Derivaten durchgeführt.

6.1 Sicherheitstechnische Einordnung von Ammoniak

Aus der Einstufung nach dem Globally Harmonised System (GHS) (93) und der CLP-Verordnung Nr. 1272/2008 (R7) für Ammoniak ergeben sich folgende Gefährdungen: Ammoniak ist giftig und umweltgefährdend. Durch die von Temperatur und Partialdruck abhängige hohe Löslichkeit in Wasser und seine hohe Toxizität stellt es eine langfristige Gefahr für Wasserorganismen dar. Deshalb sind Leckagen und der Austritt von Ammoniak, vor allem auf dem Seetransport und im Hafenumfeld, unbedingt zu vermeiden. Des Weiteren bildet es bei Kontakt mit Wasser alkalische Lösungen, welche gegenüber Metallen korrosiv wirken können. Bei Kontakt mit der Haut oder den Augen kann es zu schweren Verätzungen kommen. In der Störfallverordnung (12. BImSchV, (R8)) ist Ammoniak mit Schwellenwerten von 50.000 kg bzw. 200.000 kg zur Ermittlung von Betriebsbereichen aufgeführt.

Ammoniakgas brennt nur bei hohen Konzentrationen in der Luft, hoher Temperatur und kann in der Luft eine explosionsfähige Atmosphäre bilden. Ohne Wärmezufuhr erlischt die Flamme sofort. Die Zündtemperatur liegt

bei 630 °C, die Explosionsgrenzen bei 14 Vol.-% bzw. 32,5 Vol.-%. (93) Die Mindestzündenergie beträgt 14 mJ (120).

Ammoniakgas hat eine geringere Dichte als Luft und steigt deshalb auf. Toträume, in denen sich Ammoniakgas sammeln kann, sind im Rahmen des Brand- und Explosionsschutzes zu vermeiden. In Deutschland liegt der Arbeitsplatzgrenzwert von Ammoniak bei 20 ppm (14 mg/m³). Bei einer kurzfristigen Exposition von maximal 15 Minuten dürfen 40 ppm (28 mg/m³) nicht überschritten werden. Durch seinen strengen, stechenden Geruch können bereits geringe Konzentrationen von Ammoniak (1 mg/m³ bis 5 mg/m³) in der Luft durch den Menschen wahrgenommen werden. (93) Durch den Einsatz bewährter Messtechnik, die Implementierung von geeigneten Sicherheitsmaßnahmen und der Einhaltung der Vorschriften kann ein sicherer Umgang mit Ammoniak gewährleistet werden. (12)

Zur systematischen Identifikation und ersten Einordnung der Gefährdungen im Rahmen einer Standortbeurteilung für den Hamburger Hafen (12) wurden, zusätzlich zu Ammoniak, für die Stoffe LH₂, LOHC (Toluol, Benzyltoluol und Dibenzyltoluol) und Methanol Tabellen der entsprechenden Prozesse und Prozessschritte erstellt und die bereits absehbaren Gefährdungen und mögliche Maßnahmen zur Risikoreduzierung ermittelt. Gemäß TÜV NORD (12) kann mit der Erhöhung der Anzahl der einzelnen Prozessschritte und der jeweiligen Schnittstellen auch eine Erhöhung möglicher Fehlerquellen einhergehen und sich somit das Risiko eines Störfalls erhöhen. Zudem ist ein weiterer Einflussfaktor, wie erprobt ein Prozessschritt bereits in der Praxis und im geplanten Maßstab ist.

LOHC sind als Gruppe verschiedener Substanzen, außer Toluol, schwer entzündbar und nicht explosiv. Sie bergen jedoch akute oder chronische Gesundheitsgefahren. Die verwendeten Substanzen sind zudem als wassergefährdend einzustufen. Im industriellen Umfeld ist der Umgang mit diesen Substanzen, zumeist in anderer Verwendung, bereits etabliert. (12)

L-SNG wird, ähnlich wie LH₂, bei tiefkalten Temperaturen gespeichert und transportiert. Bei einer Temperaturerhöhung besteht die Gefahr des Berstens des Behälters, weshalb BOG-Verluste im Zuge der Druckregulierung in Kauf genommen werden müssen. L-SNG ist geruchlos und verdampft an der Luft sehr schnell. Im gasförmigen Zustand hat es ein großes Treibhausgaspotenzial. Der

Umgang mit der brennbaren und explosionsgefährlichen Flüssigkeit ist im industriellen Umfeld erprobt. (144)

Methanol ist trotz seiner hohen Toxizität eine der meistproduzierten Chemikalien weltweit. Der Umgang mit der brennbaren und explosionsgefährlichen Flüssigkeit ist im industriellen Umfeld erprobt. (12)

LH₂ wird bei tiefkalten Temperaturen gespeichert und transportiert. Bei einer Temperaturerhöhung besteht die Gefahr des Berstens des Behälters, weshalb BOG-Verluste im Zuge der Druckregulierung in Kauf genommen werden müssen. LH₂ ist geruchlos und verdampft an der Luft sehr schnell. Aktuell ist der Umgang mit LH₂ im industriellen Maßstab noch wenig erprobt, jedoch liegen erste Erfahrungen im sicherheitstechnischen Umgang vor. (12)

6.1.1 Vorgehensweise zur Bewertung der sicherheitstechnischen Aspekte

Bei der Berücksichtigung und Weiterentwicklung von Sicherheitsstandards für den Aufbau von Importinfrastrukturen für Wasserstoff und seine Derivate kann teilweise auf Erfahrungen aus der Gas- und Mineralölindustrie Bezug genommen werden. Erste Untersuchungen zeigen, dass alle für die Herstellung und Umwandlung von Wasserstoff betrachteten Stoffe grundsätzlich handhabbar sind. (12), (94) Im Rahmen einer Standortwahl sollte allerdings der Umgang und gegebenenfalls die Umwandlung der Substanz sicherheitstechnisch mit Hilfe einer Gefährdungsbeurteilung eingeordnet werden, um die damit verbundenen Gefährdungen für das Personal und die Umwelt vollständig zu identifizieren und Maßnahmen zu deren Vermeidung bzw. Minimierung festzulegen. Als systematische Analysen werden hierzu häufig die HAZID- (*Hazard Identification*) und die HAZOP-Analyse (*Hazard and Operability*) angewendet. Dabei werden in einem durch Experten moderierten Format Gefährdungen, die durch den Betrieb der Anlage verursacht werden (z. B. Zünden von Wasserstoff durch technischen Defekt) und Einwirkungen, die von außen auf die Anlage einwirken (z. B. Stürme, Hochwasser, hafentypische Ereignisse, Störfälle in Nachbaranlagen) identifiziert und bewertet. Es werden auch menschliche Fehlhandlungen berücksichtigt. In einer Bewertung der Anlagensicherung können zusätzlich unbefugte Eingriffe (z. B. Hackerangriffe) und Terrorismus bewertet werden, wenn dies wegen der Zugehörigkeit der Anlage zu den kritischen Infrastrukturen erforderlich sein sollte. Darüber hinaus müssen die entsprechenden gesetzlichen und untergesetzlichen Regelungen, die sich aus den ausgeführten Rahmenbedingungen ergeben (z. B. BetrSichV,

UVPG), eingehalten werden und unabhängige Prüfungen der Konzepte und Auslegungen durchgeführt werden.

6.2 Gesamtbetrachtung: Ammoniak vs. Wasserstoffderivate für den Aufbau einer Importinfrastruktur

Im Hinblick auf den Aufbau einer Importinfrastruktur ist die Wahl des geeigneten Wasserstoffderivates von umwelttechnischen, gesetzlichen sowie politischen Bedingungen sowohl im Exportland als auch im Importland abhängig (94). Die Herausforderung, dass die benötigte Infrastruktur an allen Stufen der Wertschöpfungskette ansetzen soll, erhöht den Faktor Komplexität deutlich. Darüber hinaus unterscheiden sich die notwendigen technischen Infrastrukturkomponenten je nach verwendetem Wasserstoffderivat. Somit lässt sich keine allgemeine oder pauschale Empfehlung für das eine oder andere Derivat ableiten.

Im Folgenden werden auf Basis der Analysen und Erkenntnisse aus den vorherigen Kapiteln die Realisierungschancen für die betrachteten Derivate beim Aufbau einer Importinfrastruktur qualitativ bewertet. Der Fokus liegt hier auf Ammoniak, LOHC, L-SNG, Methanol und flüssigem Wasserstoff, da diese entweder kurz- oder langfristig einen Beitrag zur Erreichung der Klimaneutralität für die weltweite Importinfrastruktur leisten können. Die Bewertung wird in den Kategorien Umwelt/Mensch, Technik und Wirtschaftlichkeit dargestellt.

Das Kriterium Umwelt/Mensch umfasst dabei eine allgemeine Einschätzung zum Gefahrenpotenzial der betrachteten Stoffe, insb. für Gewässer aber auch an Land. Für die sicherheitstechnische Einordnung in der Spalte Sicherheitstechnik sind hingegen ausschließlich die Gefahren für den Menschen relevant.

Im Bereich Technik wird die Verfügbarkeit, Komplexität und Sinnhaftigkeit der jeweiligen Technologie auf der entsprechenden Stufe der Wertschöpfungskette bewertet. Für die sicherheitstechnische Einordnung wurde hier der TRL der Technologien im industriellen Maßstab berücksichtigt. Das Kriterium Wirtschaftlichkeit umfasst Kostenindikationen für die nötigen Anlagen und Prozesse entlang der Wertschöpfungsketten. Die Gesamtbewertung in der letzten Spalte ergibt sich aus der Detailbetrachtung entlang der im Kapitel 4 dargestellten Wertschöpfungskette sowie der sicherheitstechnischen Einordnung (vgl. Kapitel 6).

Wie im Kapitel 2.2 erwähnt, besitzt Ammoniak eine relativ hohe Energiedichte, es hat eine ausgereifte Transport-

Abbildung 29: Realisierungschancen der Wasserstoffderivate für den Aufbau einer Importinfrastruktur (eigene Darstellung)

Wasserstoffderivat bzw. Stoff	Kriterium	Herstellung (Konditionierung)	Transport (Übersee)	Anlandung & Rückumwandlung	Transport (inländisch)	Sicherheitstechnik	Gesamtbewertung
Ammoniak	Umwelt/Mensch	▼	▼	▼	▼	▼	
	Technik	▲	▲	▬	▲	▲	
	Wirtschaftlichkeit	▲	▲	▬	▲	n. z.	
LOHC	Umwelt/Mensch	▼	▼	▼	▼	▬	
	Technik	▬	▲	▲	▲	▲	
	Wirtschaftlichkeit	▲	▬	▬	▬	n. z.	
L-SNG	Umwelt/Mensch	▬	▬	▬	▬	▬	
	Technik	▲	▲	▬	▲	▲	
	Wirtschaftlichkeit	▬	▬	▼	▲	n. z.	
Methanol	Umwelt/Mensch	▼	▼	▼	▼	▼	
	Technik	▲	▲	▬	▲	▲	
	Wirtschaftlichkeit	▬	▬	▼	▬	n. z.	
LH ₂	Umwelt/Mensch	▲	▲	▲	▲	▬	
	Technik	▲	▬	▲	▲	▬	
	Wirtschaftlichkeit	▲	▼	▲	▬	n. z.	
Bewertung		Hoch ▲	Mittel ▬	Niedrig ▼	n. z. Nicht zutreffend		

ketten und zudem wird kein Kohlenstoff für die Synthese mit Wasserstoff benötigt. Für den Import bietet Ammoniak zwar bereits etablierte Transportmöglichkeiten, aber die Infrastruktur in Importhäfen müsste weiter ausgebaut werden. Aus Tabelle 5 geht hervor, dass bei wichtigen Häfen Europas diesbezüglich in naher Zukunft bereits konkrete Pläne realisiert werden. Grundsätzlich sind die Anlandung sowie der Weitertransport erprobt. Zur Rückgewinnung des Wasserstoffs werden Cracker benötigt, die in dieser Größenordnung noch entwickelt werden müssen. Ein potenzielles Hindernis für die breite Verwendung von Ammoniak als Wasserstoffträger liegt in den Kosten für die Rückumwandlung. In jedem Fall können die Kosten des Ammoniak-Crackings den weitaus größten Anteil an den Kosten ausmachen (ohne die Kosten für den Wasserstoff selbst), was sich erheblich auf die Wettbewerbsfähigkeit von importiertem Wasserstoff auswirkt (38). Bei dem Aufbau einer Importinfrastruktur für Ammoniak besteht für den Fall, dass schwankende Nachfragen vorliegen oder vermehrt andere Importwege für Wasserstoff gewählt werden, die geringere Gefahr eines Lock-in-Effekts. Da erneuerbares Ammoniak in Zukunft auch ein wichtiger Rohstoff für die Düngemittel-

telindustrie bleiben wird, ergeben sich hier zusätzliche Vermarktungschancen.

LOHC ermöglicht einen technisch einfachen Transport, benötigt jedoch große Energiemengen, insb. für die Rückumwandlung des Wasserstoffs am Zielort. Die zentrale Rückgewinnung des Wasserstoffs aus dem LOHC am Anlandepunkt (nach einem Überseetransport) bietet jedoch zumindest Skaleneffekte. Ein Weitertransport des LOHC ohne Umwandlung erhöht die Kosten für eine Rückumwandlung deutlich auf Grund der kleineren Skalierung bei Dezentralität. Außerdem muss zusätzlicher Logistikaufwand für den Rücktransport des dehydrierten LOHC betrieben werden, sodass hier eine zentrale Rückumwandlung im Hafen und ein Weitertransport als gasförmiger Wasserstoff in Gebinden und später Pipelines anzustreben ist. LOHC hat außerdem die geringste Speicherkapazität und der Prozess der Hydrierung und Dehydrierung der Trägerflüssigkeit ist noch nicht vollständig im industriellen Maßstab verfügbar (12). Während für die Speicherung und den Transport weitestgehend die erprobte Mineralölinfrastruktur genutzt werden kann,

müssen die Prozessschritte Hydrierung und Dehydrierung weiter optimiert werden.

L-SNG hat eine hohe Energiedichte und wird bei tiefkalten Temperaturen gespeichert und transportiert. Dadurch ist eine aufwändige und relativ teure Speicher- und Transporttechnologie nötig. Für den Import bietet L-SNG bereits etablierte Transportmöglichkeiten. L-SNG kann durch Verdampfen im Hafen als gasförmiges SNG über vorhandene Erdgaspipelines weitertransportiert werden. Der Umgang mit L-SNG ist im industriellen Umgang erprobt. Für die L-SNG-Synthese muss eine Kohlenstoffquelle am Herstellungsort vorhanden sein. Dabei gibt es die Möglichkeit des *Direct Air Capture (DAC)*, die jedoch mit einem hohen Energieaufwand und hohen Kosten verbunden ist. Alternativ könnten vorhandene Punktquellen, wie bspw. Kraftwerksemissionen, unvermeidliche prozessspezifische Emissionen sowie biogene Quellen genutzt werden. Fossile Quellen werden aber bei der zunehmenden Dekarbonisierung des Energiesystems in potenziellen Wasserstoffexportländern langfristig nicht mehr zur Verfügung stehen und demnach ist zu prüfen, ob Biomasse als potenzielle CO₂-Quelle in den Herkunftsländern ausreichend ist. Außerdem ist jeweils zu prüfen, ob die CO₂-Quelle regulatorisch für die Herstellung eines grünen Wasserstoffprodukts zulässig ist. Bei allen Varianten würde durch die Rückumwandlung des L-SNG in Wasserstoff im Zielhafen ohne CCS CO₂ emittiert, welches unter Umständen sogar fossilen Ursprungs sein kann. L-SNG kann in verschiedenen Anwendungen als Rohstoff oder Kraftstoff direkt verwendet werden.

Methanol weist eine hohe Energiedichte auf und lässt sich technisch aufgrund seines flüssigen Zustands und ohne Unterdrucksetzung bei Umgebungstemperatur relativ einfach über den Seeweg transportieren. Für die Methanolsynthese wird, wie bei L-SNG, eine Kohlenstoffquelle am Herstellungsort benötigt. Ebenso gilt, dass bei einer Rückumwandlung im Zielhafen ohne CCS CO₂ emittiert werden würde. Methanol kann als Rohstoff oder Kraftstoff importiert und in verschiedenen Anwendungen direkt genutzt werden.

Für einen Import von elementarem Wasserstoff via Schiff kommt LH₂ infrage. LH₂ hat einen vergleichsweise hohen Wirkungsgrad in der gesamten Wertschöpfungskette und eine vergleichbare Speicherkapazität wie diejenige von LOHC. Allerdings ist eine aufwändige und relativ teure Speicher- und Transporttechnologie nötig. Die Transportkette ist noch in der Erprobungs-/Entwicklungsphase, technische Lösungen im für Importe relevanten Maßstab sind aber bis Mitte dieses Jahrzehnts zu erwarten (12). Für einen zukünftigen Import von LH₂ ist die allgemeine

Hafeninfrastruktur um entsprechende hochisolierte Tanks und Verdampfer zu erweitern. Im alleinigen Hinblick auf Investitionen hat LH₂ Vorteile, bspw. gegenüber Ammoniak oder LOHC, da eine Rückumwandlung entfällt. Insb., wenn sich ein steigender Bedarf für LH₂ aus dem Flugverkehr oder dem Langstrecken-Straßentransport abzeichnet und die Möglichkeit des direkten Weitertransports und der direkten Nutzung bestehen, könnte LH₂ die für viele Häfen zu bevorzugende Importvariante darstellen.

Aus sicherheitstechnischer Sicht sind grundsätzlich für alle untersuchten Stoffe bereits Lösungen erprobt. Hierzu sind jedoch je nach Stoff unterschiedlich komplexe Maßnahmen erforderlich. Die Stoffe LOHC, Methanol und Ammoniak sind alle in verschiedenem Maße schädlich für Organismen und Ökosysteme. Studien belegen (133), dass die akute Ökotoxizität von Ammoniak auf Fische und wirbellose Wassertiere im Vergleich z. B. zu Methanol sehr hoch ist und in einer ähnlichen Größenordnung wie die von Schweröl liegt. Unter realen Umweltbedingungen wird jedoch erwartet, dass die Ammoniakkonzentration nach einer Leckage schneller abfällt als bei Schweröl. Bei einer Leckage geht von L-SNG und Ammoniak ein erhöhtes Treibhausgaspotenzial aus. Elementarer Wasserstoff im Falle von LH₂ stellt keine Gefahr für die Umwelt dar.

Für Ammoniak gibt es aber eine Reihe von Unsicherheiten neben den genannten direkten Einflüssen auf Ökosysteme. Diese umfassen bspw. indirekte Treibhausgasauswirkungen, welche potenziell ein Risiko für den großskaligen Einsatz als Energieträger darstellen könnten (9). Durch seine Nutzung wird in den globalen Stickstoffkreislauf eingegriffen. Ammoniak zählt nicht zu den Klimagasen, wirkt aber negativ indirekt über unterschiedliche Mechanismen der Stickstofffixierung. Ein massiver Eintrag von Ammoniak in ein Gewässer kann zu Eutrophierung führen, da Ammoniak eine Stickstoffquelle für Algen und Mikroorganismen ist (133). Wenn sich Ammoniak im Erdboden oder in den Gewässern ablagert, kommt es in der Atmosphäre durch verschiedene Reaktionen und Verbindungen zur Bildung von Lachgas (Distickstoffoxid, N₂O). Distickstoffoxid ist ein starkes Treibhausgas mit dem 298-fachen Erderwärmungspotenzial von CO₂. Außerdem bildet sich NO_x, welches wiederum zum Abbau der stratosphärischen Ozonschicht beiträgt (9), (40). Bei der Ammoniaknutzung als Energieträger sollte nur atmosphärischer Distickstoff (N₂) und keine NO_x emittiert werden, um die Auswirkungen der Dekarbonisierung der Energieinfrastruktur auf eine Ammoniakwirtschaft zu begrenzen. Technologien zur Umwandlung von NO_x-Emissionen in atmosphärischen Stickstoff und Wasser sind für die Abgasreinigung von Fahrzeugen und

Schiffen sowie für die stationäre Stromerzeugung bereits kommerziell verfügbar (*Selective Catalytic Reduction – SCR*) (40). Durch die toxische Wirkung von Ammoniak auch auf Menschen sollten Leckagen in der Wertschöpfungskette in jedem Fall verhindert werden. Die nichtvermeidbaren zusätzlichen Auswirkungen der Nutzung von Ammoniak als Energieträger gilt es zu quantifizieren und entsprechende Schutzmaßnahmen zu ergreifen. Zum einen sollten die Folgen von Ammoniak-Leckagen entlang der Wertschöpfungskette zur Verwendung bestimmt werden. Zum anderen sollten die resultierenden NO_x-Emissionen durch die mögliche Verbrennung von Ammoniak ermittelt werden.

6.3 Allgemeine Anforderungen für einen schnellen Markthochlauf von Wasserstoffprodukten

Um die im Rahmen der im *Fit for 55*-Pakets festgelegten Klimaziele der EU zu erreichen, wird erneuerbarer Wasserstoff sowohl in seiner reinen Form als auch in Form seiner Derivate zukünftig eine immer größere Rolle einnehmen. Voraussetzung dafür ist ein schneller Markthochlauf und eine funktionierende Wasserstoffwirtschaft.

Für einen schnellen Markthochlauf ist es unabdingbar, außenwirtschaftliche Partnerschaften aufzubauen. Insb. Länder, in denen Wasserstoffprodukte aufgrund der geographischen Lage und Bedingungen effizient produziert werden können, eignen sich, um den massiven Importbedarf Deutschlands zu decken. Entsprechende Lieferketten müssen folglich aufgebaut und etabliert werden. (44)

Darüber hinaus fördern sowohl eine auf internationaler Ebene abgestimmte Gesetzgebung als auch global anerkannte Zertifizierungssysteme die Investitionssicherheit von Projekten im Wasserstoffmarkt und tragen zu einem schnellen Markthochlauf bei. (44) Wichtig ist dabei, dass die im Zuge der Gesetzgebung und Zertifizierungssysteme zu erbringenden Anforderungen, und deren gegebenenfalls zeitlich abgestufte Einführung, von Anfang an klar definiert sind. Weitreichende Nachhaltigkeitsanforderungen, die umfassend soziale und ökologische Aspekte mit einbeziehen, sind zwar mittel- und langfristig unabdingbar, in der aktuellen Marktphase jedoch einem schnellen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft entgegenstehend. Insb. durch Unterschiede zwischen der EU und potenziellen Wasserstoffprodukt-Exportländern ist ein hoher Implementierungsaufwand in Verbindung mit umfangreichen Nachhaltigkeitsanforderungen zu erwarten. (95), (113)

Grundvoraussetzung für einen schnellen Markthochlauf ist neben der Etablierung von internationalen Partnerschaften und einer auf internationaler Ebene abgestimmten Gesetzgebung ebenfalls die langfristige Investitionssicherheit. Instrumente wie der H2Global- oder CO₂-Grenzausgleich (*Carbon Border Adjustment Mechanism*) fördern diesen Aspekt.

H2Global-Mechanismus

Ein wesentliches Instrument ist der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) entwickelte H2Global-Mechanismus. Die H2Global-Stiftung bietet über den Intermediär der HINT.CO GmbH ein Förderverfahren an, das Angebot und Nachfrage von Wasserstoffprodukten durch einen Doppelauktionsmechanismus in Einklang bringt. Das Konzept beinhaltet langfristige Abnahmeverträge auf der Angebotsseite, kurzfristige Wiederverkaufsverträge auf der Nachfrageseite sowie das Ausgleichen der Differenz zwischen Angebotspreis und Zahlungsbereitschaft durch Fördermittel. So soll der schnellere Markthochlauf von Wasserstoffprodukten wie Ammoniak unterstützt werden. (97) Das erste Vergabeverfahren zum Ankauf von erneuerbaren Wasserstoffderivaten (unter anderem Ammoniak) startete Ende des Jahres 2022 (137). Voraussichtlich können bis Ende des Jahres 2023 die ersten Verträge geschlossen werden. Ende des Jahres 2024/Anfang 2025 werden die ersten Lieferungen erwartet (138).

Carbon Border Adjustment Mechanism

Um in der EU trotz der strengeren Emissionsminderungsziele und dem verpflichtenden Erwerb von Kohlenstoffzertifikaten im Zuge des EU-Emissionshandelssystems wettbewerbsfähig zu bleiben, tritt im Oktober 2023 das europäische Instrument des CBAM in Kraft. CBAM ist ein unterstützender Mechanismus, der die Differenz zwischen dem im Produktionsland gezahlten Kohlenstoffpreis und dem (höheren) Preis der CO₂-Zertifikate im EU-Emissionshandelssystem ausgleicht. Das Instrument betrifft dabei vorerst den Import der Waren Eisen und Stahl, Zement, Aluminium, Ammoniak in Form von Düngemitteln, Elektrizität und Wasserstoff. (98), (96)

6.3.1 Beispiele rechtlicher Rahmenbedingungen

Eine regulative Basis mit besonderer Relevanz für internationale Systeme zur Zertifizierung von Wasserstoffprodukten, insb. für den EU-Markt, bildet die Renewa-

ble Energy Directive (RED) der EU. Die Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energien aus erneuerbaren Quellen, Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II), verfolgt das Ziel der EU-Energiepolitik, die Treibhausgasemissionen durch den Ausbau und die Nutzung von Erneuerbaren zu verringern. Gem. Artikel 25 Abs. 1, S. 1 RED II soll bspw. der Anteil von EE im Verkehrssektor bis 2030 mindestens 14 % betragen (R2). Allerdings ist zu beachten, dass sich Ende März 2023 die Europäische Kommission, das Europäische Parlament und der Rat der EU vorläufig auf eine Erneuerung der Richtlinie, die RED III, geeinigt haben. Am 31.10.2023 wurde die RED III im Amtsblatt der EU veröffentlicht. Die Richtlinie tritt 20 Tage nach ihrer Kundmachung und somit am 20.11.2023 in Kraft. In der RED III sollen die Emissionsreduktionsziele bis 2030 angehoben werden. Im Verkehrssektor erhöht sich das Ziel auf 29 %. Außerdem gibt es ein verbindliches Unterziel. Bei erneuerbaren flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen nichtbiogenen Ursprungs (Renewable liquid and gaseous Fuels of Non-Biological Origin, RFNBOs) und fortschrittlichen Biokraftstoffen ist das Ziel 5,5 % bis 2030, wobei 1 % von RFNBOs abgedeckt werden sollen. Der Industriesektor hat ebenfalls ein neues verbindliches Ziel für den Einsatz von Wasserstoff und RFNBO erhalten. Im Jahr 2030 sollen 42 % des verbrauchten Wasserstoffs in der Industrie erneuerbar sein. Im Jahr 2035 erhöht sich der Anteil auf 60 %. (R12) Zusätzlich erarbeitete die EU-Kommission einen delegierten Rechtsakt mit einer Definition für die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff im Sinne der RED II bzw. RED III. Der Artikel 27 Abs. 3 UAbs. 7 RED II definiert die Anforderungen an den Strombezug für die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff (R3). Der Rechtsakt legt dabei die Bedingungen für Wasserstoff, wasserstoffbasierte Kraftstoffe und andere Energieträger wie z. B. Ammoniak, die als RFNBO angesehen werden können, fest. Mit einem weiteren delegierten Rechtsakt zu Artikel 27 Abs. 3 und 4 und Artikel 28 Abs. 5 RED II bzw. RED III wird die Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen in CO₂-eq/MJ Kraftstoff durch den Einsatz von RFNBO im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen beschrieben (R4). Die Anforderungen gelten auch für in die EU importierte RFNBOs. (100)

Das geplante verbindliche RFNBO-Ziel für den Industriesektor könnte zu einem Bedarf an erneuerbarem Wasserstoff von etwa 1 Mio. t für die Herstellung von erneuerbarem Ammoniak führen, was Zweidrittel des Industrieziels entspricht. Der größte Bedarf an Wasserstoff für die Ammoniakproduktion würde sich auf die Länder Deutschland, Niederlande, Polen, Belgien, Frankreich, Rumänien und Litauen konzentrieren. Es gibt jedoch noch einige regulatorische Unsicherheiten

die sowohl das Industrieziel als auch die Umsetzung beeinträchtigen könnten. Der derzeitige Inhalt von Anhang III der RED III sieht für das Industrieziel keine Anrechnung von importiertem erneuerbarem Ammoniak vor. Somit könnten Importe von erneuerbarem Ammoniak gegenüber anderen importierten Trägern benachteiligt werden, da Verpflichtungen und Anreize fehlen. (132)

In der 10. BImSchV (R9) sind die Anforderungen für Kraft- und Brennstoffe aufgeführt. Zu den Kraft- und Brennstoffen gehören konventionelle Kraftstoffe, wie Benzin, Diesel und Erdgas, aber auch alternative Kraftstoffe aus Pflanzenöl und Wasserstoff. Eine technische Regelung innerhalb der 10. BImSchV, die den Einsatz von Ammoniak als Kraftstoff vorsieht, gibt es bisher nicht. (101)

Auf internationaler (Internationale Seeschiffahrts-Organisation) wie auch auf deutscher Ebene (10. BImSchV) ist Ammoniak ebenfalls als Treibstoff in der See- und Binnenschiffahrt nicht zugelassen. Zunächst müssen Standards sowie Produktnormen für die sichere Handhabung und Emissionsprüfungen für das Sicherstellen der zulässigen Emissionswerte bei der Ammoniakverbrennung etabliert werden. Für die Zwischenzeit ist die Verwendung von Ammoniak als Kraftstoff in der Schifffahrt auf Demonstrationsanlagen und Pilotprojekte beschränkt. (40)

6.3.2 Existierende und in der Entwicklung befindliche Standards zur Zertifizierung von Ammoniak

Im folgenden Abschnitt werden die aus europäischer Sicht wichtigsten Standards für Ammoniak (zum Zeitpunkt der Erstellung der Kurzstudie) aufgeführt. Hierbei wurden etablierte und in der Entwicklung befindliche Standards berücksichtigt. Zu diesen gehören u. a.:

Low Carbon Ammonia Certification

Die *Low Carbon Ammonia Certification* wird von der Ammonia Energy Association (AEA) entwickelt. Das Zertifizierungssystem befindet sich seit Oktober 2021 in der Entwicklungsphase und soll den transparenten Handel von kohlenstoffarmem Ammoniak unterstützen. Die Bilanzierung der mit der Ammoniakherstellung verbundenen direkten und indirekten Treibhausgasemissionen (*Well-to-Gate*) bildet nach dem derzeitigen Stand die Grundlage des Zertifizierungssystems *Low Carbon Ammonia Certification*. (102)

REDcert-EU und REDcert2

REDcert-EU ist ein von der Europäischen Kommission anerkanntes System zur Zertifizierung von nachhaltiger Biomasse im Transportsektor. Neben der Zertifizierung von Biobrenn- und Biokraftstoffen ermöglicht der Standard ebenfalls die Zertifizierung von RFNBOs. Dazu gehören u.a. Wasserstoff, Methan und Ammoniak, welche mittels Erneuerbaren hergestellt wurden. Der benannte Produktbereich muss dabei die Anforderungen der RED I und RED II erfüllen. Aufgrund des steigenden Bedarfs an Nachhaltigkeitszertifizierungen wurde ein erweitertes Zertifizierungssystem namens *REDcert²* entwickelt, welches auf Unternehmen der chemischen Industrie sowie Lebensmittel- und Futtermittelproduzenten ausgeweitet wurde. (103), (104)

RSB Standard for Advanced Fuels

Die Zertifizierungsorganisation Roundtable on Sustainable Biomaterials (RSB) fokussiert die Zertifizierung von Kraftstoff-Produkten auf biogener Basis, hat aber ihr Portfolio um den Bereich der RFNBOs erweitert. Wasserstoff, Synthesegas und synthetische flüssige Kraftstoffe (wie z. B. Ammoniak) wurden als Advanced Fuels in den Standard *RSB Standard for Advanced Fuels* aufgenommen. (105) Dabei sind von der Zertifizierungsorganisation zwölf Prinzipien aufgestellt worden, welche die Basis der Kriterien für die Zertifizierung von RFNBOs bilden. (106)

ISCC PLUS

Die Organisation International Sustainability & Carbon Certification (ISCC) hat verschiedene Zertifizierungssysteme entwickelt. Das im Rahmen der vorliegenden Kurzstudie relevante von ISCC betriebene Zertifizierungssystem ist *ISCC PLUS*. Bei diesem System wird die Zertifizierung aller Arten von land- und forstwirtschaftlichen Rohstoffen, Abfällen und Reststoffen sowie recycelten und nicht-biologischen erneuerbaren Brennstoffen (wie z. B. Ammoniak) abgedeckt. Regulatorische Basis sind die ISCC-Regularien in Anlehnung an die RED I/II. (107)

7. Zusammenfassung der Ergebnisse

Wasserstoffderivate im Vergleich

Für den Aufbau eines klimaneutralen globalen Energiesystems sind die Erzeugung und der Einsatz von Wasserstoff sowie dessen internationaler Transport von zentraler Bedeutung. Ammoniak stellt neben anderen Stoffen, wie Methanol, LOHC, L-SNG oder auch LH₂, eine von verschiedenen Transportvarianten dar. Alle Varianten haben eigene Vor- und Nachteile. Bei bisher bekannten Projekten für den internationalen Handel mit Wasserstoff steht **Ammoniak** aufgrund seiner vielen Vorteile, wie der **hohen Energiedichte**, dem möglichen **Transport als Flüssigkeit** schon bei -33 °C sowie seiner **erprobten Logistikketten**,

derzeit aber im Fokus. In dieser frühen Phase des Marktes für erneuerbaren Wasserstoff gilt er als die **dominante Transporttechnologie**. Aufgrund der bekannten Nachteile, u.a. seiner Toxizität, sollte aber schon heute auf eine sinnvolle Diversifizierung bei den Transportoptionen geachtet werden.

In der folgenden Darstellung werden die im Rahmen der Studie berücksichtigten Derivate in Bezug auf Transportkapazität, technische Reife und Komplexität, Energieverluste, Kosten, vorhandene Infrastruktur und Skalierbarkeit verglichen:

	Transportkapazität	Technische Reife und Komplexität	Energieverluste	Kosten	Vorhandene Infrastruktur	Skalierbarkeit
Ammoniak NH ₃	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●
LOHC	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●
L-SNG CH ₄	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●
Methanol MeOH	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●
Wasserstoff LH ₂	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●	● ● ●

Wertschöpfungskette von Ammoniak (Herstellung, Transport, Speicherung und Verteilung)

Voraussetzung für den Einsatz von Ammoniak in einem klimaneutralen Energiesystem, und damit als ein wichtiger Baustein beim Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft, ist dessen Herstellung mittels erneuerbarer Energien. Im Zusammenhang mit der Dekarbonisierung von Energiesystemen wird eine graduelle Verringerung des Einsatzes konventioneller Technologien zur Wasserstofferzeugung und damit auch zur Herstellung von Ammoniak erwartet. Bestehende oder neue Ammoniakanlagen, mit CCS gekoppelt und durch Anwendung von BAT entwickelt, können eine interessante, wirtschaftlich tragfähige und technologisch ausgereifte Zwischenlösung für die Ammoniakwirtschaft und damit auch zur Unterstützung der kurzfristigen Wasserstoffwirtschaft sein. Zumindest so lange, bis die Elektrolysetechnologie mit Strom aus erneuerbaren oder fossilfreien Energien weltweit den

dominierenden Herstellungspfad für Ammoniak darstellt. **Die Deckung des Energiebedarfs wird in Europa zum größten Teil auf Importen von erneuerbarem Wasserstoff aus Nicht-EU-Ländern basieren. Hierbei bietet Ammoniak im Vergleich zu anderen Energieträgern aufgrund des geringen Energiebedarfs für die Verflüssigung einige besondere technische Vorteile.** Eine Verteilung von Ammoniak per Pipeline erfordert in der EU einen Ausbau oder eine Umrüstung von bestehenden Pipelines, da es derzeit keine Infrastruktur für weite Entfernungen gibt. Vorgelagert dazu muss auch eine passende Hafeninfrastuktur vorhanden sein. Dagegen ist eine Verteilung per Schiene und Straße direkt einsatzbereit. Außerdem sind technische Regelwerke und Sicherheitsvorschriften für die Speicherung und den Transport von Ammoniak vorhanden.

Um mittel- bis langfristig große Mengen an Wasserstoff und seinen Derivaten nach Europa zu importieren, haben die relevanten Seehäfen in Nordwesteuropa längst eigene

Importstrategien entwickelt. Häfen, wie Wilhelmshaven, Stade, Brunsbüttel und Rotterdam, verfügen bereits über LNG-Terminals bzw. ist deren Bau in naher Zukunft geplant. **Die Umrüstung dieser LNG-Terminals für den Import von Ammoniak wird ebenfalls in der Planung der Terminals berücksichtigt**, wobei diese individuell ist und es wenig Erfahrungen in diesem Bereich gibt. In Häfen wie Hamburg, Wilhelmshaven, Brunsbüttel, Rostock und Rotterdam werden auch Ammoniak-Cracking-Anlagen geplant, um anschließend Wasserstoff, z. B. per Pipeline, über weite Distanzen zu verteilen. Der hohe Energieaufwand der Cracking-Technologie macht eine direkte Endnutzung von Ammoniak wirtschaftlich attraktiver als

seine Rückumwandlung in Wasserstoff. Die Entwicklung einer Cracking-Infrastruktur sowie der Ausbau eines inländischen Wasserstofftransportnetzes durch neue oder umgerüstete Pipelines dürfte ein zentralisiertes Cracking-Konzept in Zukunft jedoch realisierbar machen. In naher Zukunft dürften auch dezentrale Systeme zur Rückumwandlung von Ammoniak in Wasserstoff mehr an Bedeutung gewinnen.

Die folgende Gegenüberstellung von Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken fasst die verschiedenen Teilabschnitte der Wertschöpfungskette für Ammoniak als Energieträger zusammen:

Stärken	Schwächen
<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Energiedichte, ausgereifte Transportkette, Anlandung und Weitertransport sind bereits erprobt. • Die Technologien für die Ammoniakherstellung sind technologisch ausgereift. • Technologien für die Speicherung und den Transport sind seit Jahrzehnten vorhanden und etabliert, sodass es technische Regelwerke und Sicherheitsvorschriften gibt. • Aus sicherheitstechnischer Sicht sind grundsätzlich für alle untersuchten Stoffe bereits Lösungen erprobt. • Keine Kohlenstoffquelle nötig. Kohlenstoffhaltige H₂-Derivate aus Ländern ohne CO₂-Bepreisung werden in der EU nicht als nachhaltig anerkannt. 	<ul style="list-style-type: none"> • Bedarf an technologischen Innovationen und Prozessoptimierungen, um die Ammoniaksynthese und das Ammoniak-Cracking effizient und umweltfreundlich zu bewältigen. • Die Kosten für die erneuerbare Ammoniakherstellung sind vergleichsweise hoch. • Für die benötigte Menge an Ammoniak ist ein Ausbau von weiteren Terminals mit Speichersystemen nötig sowie ein Ausbau des Pipelinenetzes in Europa. • Der Straßentransport hat hohe Sicherheitsanforderungen und ist reguliert. • Fehlende weitreichende Nachhaltigkeitsanforderungen in Gesetzgebung und Zertifizierungssystemen.
Chancen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> • Die Umrüstung von LNG-Infrastruktur ist möglich. • Die Importstrategien von Häfen in Nordwesteuropa berücksichtigen den zukünftigen Import von Ammoniak sowie die Verteilung bzw. Umwandlung mittels Ammoniak-Cracking-Anlagen. • Der Aufbau von außenwirtschaftlichen Partnerschaften, um den Importbedarf zu decken. • Delegierter Rechtsakt der RED II bzw. RED III definiert Anforderungen an den Strombezug von erneuerbarem Wasserstoff, wasserstoffbasierte Kraftstoffe und andere Energieträger, die als RFNBO wie Ammoniak angesehen werden. • Geplante verbindliche Ziele für den Industrie- und Verkehrssektor in der RED III können den Markthochlauf fördern. • Instrumente wie bspw. der <i>H2Global-Mechanismus</i> sowie etablierte und in der Entwicklung befindliche Standards für Ammoniak können einen Beitrag zur Investitionssicherheit leisten. 	<ul style="list-style-type: none"> • Wenig Erfahrung in der Umrüstung von LNG-Terminals. Es sollten noch weitere Untersuchungen zu Materialverträglichkeit durchgeführt werden. • Bei dem Aufbau einer Importinfrastruktur für Ammoniak besteht die geringere Gefahr eines Lock-in-Effekts. Dies betrifft insbesondere den Bau von Cracking-Anlagen. • Ammoniak weist die höchste Toxizität im Vergleich zu den anderen Wasserstoffderivaten auf. Es gibt ein hohes Risiko von Leckagen, inklusive deren potenziell schwerwiegenden Folgen für Mensch und Umwelt. • Bei Ammoniak gibt es Unsicherheiten in Bezug auf die indirekten Auswirkungen auf den Stickstoffkreislauf und seinen Einfluss auf den Abbau der stratosphärischen Ozonschicht. • Regulatorische Unsicherheiten in der RED III bezüglich der verbindlichen Sektorziele für die Gültigkeit von erneuerbarem Ammoniak. • Fehlende technische Regelung innerhalb der 10. BImSchV für den Einsatz von Ammoniak als Kraftstoff.

Entwicklung der Märkte

Bereits heute wird **Ammoniak in großen Mengen produziert** und vor allem in der **Düngemittelindustrie genutzt**. Etwa 10 % der global produzierten Menge werden heute international gehandelt. In Zukunft werden sich die Transportrouten vor allem zwischen sonnen- und windreichen Regionen und Regionen ohne eigenes ausreichendes Potenzial an erneuerbaren Energien etablieren. **Das Transportvolumen würde dann das heutige um ein Vielfaches übersteigen.**

Wirtschaftlichkeit und Sicherheit

Bei der Analyse der Wirtschaftlichkeit zeigen sich große Marktpotenziale für die neuen Anwendungsfelder von grünem Ammoniak, insb. bei der Direktverwertung. Aber auch als Trägerstoff für Wasserstoff kann Ammoniak in Zukunft in großen Mengen gehandelt werden. Allerdings ergibt eine Analyse der derzeitigen Kosten über die gesamte Kette des Ammoniaks, dass Ammoniak zwar Kostenvorteile gegenüber anderen Trägerstoffen wie LOHC, Methanol und L-SNG aufweisen. Gegenüber konventionellen, fossilen Kraftstoffen ist der Stoff aber noch unwirtschaftlich. **Dringend notwendig für einen wirtschaftlichen Hochlauf von Ammoniak sind daher steigende CO₂-Preise, da diese der einzig extern justierbare Kostenfaktor sind, der auf alle Konkurrenzprodukte wirkt. Ein CO₂-Preis mit einem hohen Preisniveau ist für den wirtschaftlichen Hochlauf von Ammoniak ein bedeutender Hebel.** Untersuchungen zeigen, dass alle für die Herstellung und Umwandlung von Wasserstoff im Rahmen dieser Studie betrachteten Stoffe (Ammoniak, LOHC, LH₂, Methanol) grundsätzlich technisch handhabbar sind. Aus sicherheitstechnischer Sicht sind für alle untersuchten Stoffe bereits Lösungen erprobt. Im Rahmen einer Standortwahl sowie für den Aufbau einer Importinfrastruktur am Zielort sollte allerdings der Umgang und gegebenenfalls die Umwandlung der Substanz mit Hilfe von geeigneten Verfahren zur Bewertung der sicherheitstechnischen Aspekte eingeordnet werden.

Rahmenbedingungen für den Hochlauf der Ammoniakwirtschaft

Zu den größten Risiken von **Ammoniak als Energieträger** gehören die **Toxizität** und das Risiko von Leckagen, inklusive deren **potenziell schwerwiegenden Folgen für Mensch und Umwelt**. Ammoniak sowie die Stoffe LOHC und

Methanol sind alle in verschiedenem Maße schädlich für Organismen und Ökosysteme, wobei hier Ammoniak die höchste Toxizität aufweist. Außerdem gibt es Unsicherheiten in Bezug auf die indirekten Auswirkungen von Ammoniak auf den Stickstoffkreislauf und seinen Einfluss auf den Abbau der stratosphärischen Ozonschicht. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf unter Einbeziehung des gesamten Lebenszyklus des Energieträgers entlang der Wertschöpfungskette. Allerdings kann schon heute durch den **Einsatz bewährter Messtechnik, die Implementierung von geeigneten Sicherheitsmaßnahmen und die Einhaltung von Vorschriften ein sicherer Umgang mit Ammoniak gewährleistet werden.**

Eine Voraussetzung, um die vorgenannten Klimaziele mit Hilfe von Wasserstoff und seinen Derivaten zu erreichen, ist ein schneller Markthochlauf und eine funktionierende H₂-Wirtschaft. **Sowohl international abgestimmte Gesetzgebungen als auch global anerkannte Zertifizierungssysteme bringen Investitionssicherheit von Projekten im H₂-Markt mit und tragen zu einem schnellen Markthochlauf bei.** Wichtig ist dabei, dass die im Zuge der Gesetzgebung und Zertifizierungssysteme zu erbringenden Anforderungen, und deren gegebenenfalls zeitlich abgestufte Einführung, von Anfang an klar definiert sind. Weitreichende Nachhaltigkeitsanforderungen, die umfassend soziale und ökologische Aspekte mit einbeziehen, sind mittel- und langfristig unabdingbar. Jedoch stehen diese in der aktuellen Marktphase einem schnellen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft entgegen. Für den EU-Markt bildet die RED II bzw. RED III mit ihren delegierten Rechtsakten eine regulative Basis zur Definition und Zertifizierung von erneuerbarem Wasserstoff, seinen Derivaten und weiteren RFNBOs. Des Weiteren fördern die verbindlichen Ziele der RED III den Einsatz von Wasserstoff und RFNBOs im Verkehrs- und zukünftig auch im Industriesektor. Instrumente wie der H₂Global- oder EU-CBAM-Mechanismus fördern zusätzlich den Aspekt der Investitionssicherheit. **Allerdings fehlen – Stand heute – für die Nutzung von Ammoniak als Kraft- und Brennstoff in der See- und Binnenschifffahrt international sowie deutschlandweit noch entsprechende technische Regelungen sowie Standards und Produktnormen für die sichere Handhabung und Emissionsprüfung. Es gibt aktuelle diverse Bestrebungen von Unternehmen und Instituten hier zeitnah eine Lösung zu finden.**

Die abschließende Darstellung fasst die Realisierungschancen der Wasserstoffderivaten für den Aufbau einer Importinfrastruktur zusammen:

Wasserstoffderivat bzw. Stoff	Kriterium	Herstellung (Konditionierung)	Transport (Übersee)	Anlandung & Rückumwandlung	Transport (inländisch)	Sicherheitstechnik	Gesamtbewertung
Ammoniak	Umwelt/Mensch	▼	▼	▼	▼	▼	
	Technik	▲	▲	▬	▲	▲	
	Wirtschaftlichkeit	▲	▲	▬	▲	n. z.	
LOHC	Umwelt/Mensch	▼	▼	▼	▼	▬	
	Technik	▬	▲	▲	▲	▲	
	Wirtschaftlichkeit	▲	▬	▬	▬	n. z.	
L-SNG	Umwelt/Mensch	▬	▬	▬	▬	▬	
	Technik	▲	▲	▬	▲	▲	
	Wirtschaftlichkeit	▬	▬	▼	▲	n. z.	
Methanol	Umwelt/Mensch	▼	▼	▼	▼	▼	
	Technik	▲	▲	▬	▲	▲	
	Wirtschaftlichkeit	▬	▬	▼	▬	n. z.	
LH ₂	Umwelt/Mensch	▲	▲	▲	▲	▬	
	Technik	▲	▬	▲	▲	▬	
	Wirtschaftlichkeit	▲	▼	▲	▬	n. z.	
Bewertung		Hoch ▲	Mittel ▬	Niedrig ▼	n. z. Nicht zutreffend		

Fazit: Ammoniak ist ein Energieträger, der bereits seit langer Zeit genutzt wird und mit dessen Handhabung es deshalb bereits viel Erfahrung gibt. Er ist kurzfristig verfügbar, effizient, mit bekannter Technik transportierbar und vorhandenen Infrastrukturen nutzbar. **Das macht ihn aktuell zum Wasserstoffderivat Nummer 1.** Cracking-Anlagen bieten die Möglichkeit, Ammoniak in seine Bestandteile Stickstoff und Wasserstoff aufzuspalten und den entstehenden Wasserstoff in Reinform zu nutzen. Eine Skalierung des Cracking-Verfahrens birgt in diesem Zusammenhang Chancen für die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit und eine Steigerung der verfügbaren H₂-Mengen. **Soll der zügige Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland gelingen, ist Ammoniak Teil der Lösung.**

8. Literaturverzeichnis

8.1 Websites und sonstige Literatur

- (1) Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestags: Wasserstoffträgersysteme – Einzelfragen zu Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC), Oktober 2020
<https://www.bundestag.de/resource/blob/816048/454e182d5956d45a664da9eb85486f76/WD-8-058-20-pdf-data.pdf>
 abgerufen am: 09.06.2023
- (2) Staiß et al., Acatech: Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030, August 2022
https://www.leopoldina.org/fileadmin/redaktion/Publikationen/Nationale_Empfehlungen/2022_ESYS_Analyse_Import_Wasserstoff_web.pdf
 abgerufen am: 09.06.2023
- (3) Öko-Institut e. V.: Wasserstoff sowie wasserstoffbasierte Energieträger und Rohstoffe, September 2020
<https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Wasserstoff-und-wasserstoffbasierte-Brennstoffe.pdf>
 abgerufen am: 09.06.2023
- (4) Hydrogen Europe:
 Clean Ammonia in the future energy system. March 2023
https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2023/03/2023.03_H2Europe_Clean_Ammonia_Report_DIGITAL_FINAL.pdf
 abgerufen am: 24.05.2023
- (5) Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung: Technologiebericht Power to Gas April 2018
https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7059/file/7059_Power-to-gas.pdf
 abgerufen am: 09.06.2023
- (6) Forschungszentrum Jülich: Neuartiger LOHC-Wasserstoffspeicher, Dezember 2019
<https://blogs.fz-juelich.de/llec/2019/12/03/neuartiger-lohc-wasserstoffspeicher/#:~:text=Dabei%20handelt%20es%20sich%20um,Druckwasserstoff%20bei%20etwa%20700%20bar.>
 abgerufen am: 09.06.2023
- (7) IRENA: Innovation Outlook Renewable Methanol, 2021
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jan/IRENA_Innovation_Renewable_Methanol_2021.pdf?rev=ca7ec52e824041e8b20407ab2e6c7341
 abgerufen am: 14.07.2023
- (8) IEA: LNG Market Trends and Their Implications, 2019
https://iea.blob.core.windows.net/assets/a916b9f9-4a74-4136-ad72-e05c0f466627/LNG_Market_Trends_and_Their_Implications.pdf
 abgerufen am: 14.07.2023
- (9) Umweltbundesamt
 Kurzeinschätzung von Ammoniak als Energieträger und Transportmedium für Wasserstoff – Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken. 15.02.2023
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/dokumente/uba_kurzeinschaetzung_von_ammoniak_als_energetraeger_und_transportmedium_fuer_wasserstoff.pdf
 abgerufen am: 24.05.2023
- (10) Prognos AG: Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger, Februar 2020
https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationspfade-fuer-strombasierte-energetraeger.pdf?__blob=publicationFile&v=4
 abgerufen am: 09.06.2023
- (11) Reuß: Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur, 2019
https://user.fz-juelich.de/record/864486/files/Energie_Umwelt_467.pdf
 abgerufen am: 14.07.2023

- (12) TÜV NORD: „Technische Rahmenbedingungen für den Import von Wasserstoff(-derivaten)“ im Auftrag für Die Freie und Hansestadt Hamburg, Juli 2021
- (13) DECHEMA
Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e. V.
Perspective Europe 2030 Technology options for CO₂-emission reduction of hydrogen feedstock in ammonia production. January 2022
https://dechema.de/dechema_media/Downloads/Positionspapiere/Studie+Ammoniak.pdf
abgerufen am: 24.05.2023
- (14) Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR)
Kurzstudie: Zukünftige maritime Treibstoffe und deren mögliche Importkonzepte. Mai 2022
https://www.dlr.de/content/de/downloads/publikationen/broschueren/2022/kurzstudie-maritime-treibstoffe.pdf;jsessionid=74B0862F912B13980AC3B618CF0704C1.delivery-replication?__blob=publicationFile&v=4
abgerufen am: 25.05.2023
- (15) IEA: The Future of Hydrogen, June 2019
https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf
abgerufen am: 09.06.2023
- (16) Fertilizers Europe
“Best Available Techniques for Pollution Prevention and Control in the European Fertilizer Industry”, 2000
https://www.fertilizerseurope.com/wp-content/uploads/2019/08/Booklet_1_final.pdf
abgerufen am: 25.05.2023
- (17) IEA: Ammonia Technology Roadmap. Towards more sustainable nitrogen fertiliser production, October 2021
<https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap>
abgerufen am: 26.05.2023
- (18) Egerer et al: The economics of global green ammonia trade – “Shipping Australian wind and sunshine to Germany”, 2023
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261923000260#f0025>
abgerufen am: 14.07.2023
- (19) Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)
„Grünes Ammoniak: Bezugsoptionen für Deutschland: Kostenvergleich von importiertem und inländisch produziertem grünem Ammoniak“, Policy Brief, Oktober 2021
https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2021/11/EWI_Policy_Brief_Gruenes_Ammoniak_fuer_Deutschland.pdf
abgerufen am: 10.07.2023
- (20) Port of Hamburg: Erstes Importterminal für grünen Ammoniak kommt nach Hamburg, 17.11.2022.
<https://www.hafen-hamburg.de/de/presse/news/erstesterminal-fuer-gruenen-ammoniak-kommt-nach-hamburg/>
abgerufen am: 10.07.2023
- (21) IEA: Global Hydrogen Review, 2022
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf>
abgerufen am: 14.07.2023
- (22) Iberdrola: Iberdrola and Trammo sign EU's largest agreement for the export of green ammonia, 2023
<https://www.iberdrola.com/press-room/news/detail/iberdrola-trammo-sign-EU-s-largest-agreement-for-the-export-green-ammonia>
abgerufen am: 14.07.2023
- (23) Ammonia Energy: Hy2Gen Announces New Ammonia Project in Mexico, 2023
<https://www.ammoniaenergy.org/articles/hy2gen-announces-new-ammonia-project-in-mexico/>
abgerufen am: 14.07.2023

- (24) Ammonia Energy: Jordan Green Ammonia – A New Ammonia Partnership in the Middle East, 2023
<https://www.ammoniaenergy.org/articles/jordan-green-ammonia-a-new-ammonia-partnership-in-the-middle-east/>
 abgerufen am: 14.07.2023
- (25) Ammonia Energy: Western Green Energy Hub and Kepco Renewable Mega Ammonia in Western Australia, 2023
<https://www.ammoniaenergy.org/articles/western-green-energy-hub-and-kepco-renewable-mega-ammonia-in-western-australia/>
 abgerufen am: 14.07.2023
- (26) Ammonia Energy: HyrAsia One Mega Ammonia in Kazakhstan, 2023
<https://www.ammoniaenergy.org/articles/hyrasia-one-mega-ammonia-in-kazakhstan/>
 abgerufen am: 14.07.2023
- (27) Ammonia Energy: Progress in Oman Mega Projects, 2023
<https://www.ammoniaenergy.org/articles/progress-in-oman-mega-projects/>
 abgerufen am: 14.07.2023
- (28) Ammonia Energy: Cracking Feasibility Study Launched in Rostock, 2023
<https://www.ammoniaenergy.org/articles/cracking-feasibility-study-launched-in-rostock/>
 abgerufen am: 14.07.2023
- (29) Ammonia Energy: First Ammonia to Produce Renewable Ammonia at the Port of Victoria, 2023
<https://www.ammoniaenergy.org/articles/first-ammonia-to-produce-renewable-ammonia-at-the-port-of-victoria/>
 abgerufen am: 14.07.2023
- (30) Ammonia Energy: Marubeni Pembina – Low Carbon Ammonia Production in Alberta Canada, 2023
<https://www.ammoniaenergy.org/articles/marubeni-pembina-low-carbon-ammonia-production-in-alberta-canada/>
 abgerufen am: 14.07.2023
- (31) Ammonia Energy: The Pilbara Hydrogen Hub, 2023
<https://www.ammoniaenergy.org/articles/the-pilbara-hydrogen-hub/>
 abgerufen am: 14.07.2023
- (32) Ammonia Energy: Keppel Infrastructure Inccitec Pivot Ltd – Renewable Ammonia from Gladstone, 2023
<https://www.ammoniaenergy.org/articles/keppel-infrastructure-incitec-pivot-ltd-renewable-ammonia-from-gladstone/>
 abgerufen am: 14.07.2023
- (33) Ammonia Energy: NEOM Project Reaches Financial Close 30 Year Offtake Secured, 2023
<https://www.ammoniaenergy.org/articles/neom-project-reaches-financial-close-30-year-offtake-secured/>
 abgerufen am: 14.07.2023
- (34) Aramco Press Release: Low Carbon Ammonia Shipment, 2023
<https://www.aramco.com/en/news-media/news/2023/low-carbon-ammonia-shipment>
 abgerufen am: 14.07.2023
- (35) ADNOC Group Press Release: ADNOC Sends First Low Carbon Ammonia Shipment From UAE to Germany, 2022
<https://adnoc.ae/en/news-and-media/press-releases/2022/adnoc-sends-first-low-carbon-ammonia-shipment-from-the-uae-to-germany>
 abgerufen am: 14.07.2023
- (36) Reuters: Qatar Build Worlds Largest Blue Ammonia Plant, 2023
<https://www.reuters.com/business/energy/qatar-build-worlds-largest-blue-ammonia-plant-qatarenergy-ceo-2022-08-31/>
 abgerufen am: 14.07.2023

- (37) Al Monitor: Saudi Arabie sends blue ammonia to South Korea, 2022
<https://www.al-monitor.com/originals/2022/12/saudi-arabia-sends-blue-ammonia-south-korea>
 abgerufen am: 14.07.2023
- (38) IRENA
 Global hydrogen trade to meet the 1.5 °C climate goal. PART II: Technology review of hydrogen carriers, 2022
<https://www.irena.org/publications/2022/Apr/Global-hydrogen-trade-Part-II>
 abgerufen am: 24.05.2023
- (39) AEA Conference thyssenkrupp Uhde: Flexible green ammonia synthesis and Large scale ammonia cracking technology by Uhde, August 2021
<https://www.ammoniaenergy.org/wp-content/uploads/2021/09/thyssenkruppUhde-FlexibleGreenAmmoniaSynthesisCracking-r00.pdf>
 abgerufen am: 05.06.2023
- (40) IRENA and AEA
 Innovation Outlook: Renewable Ammonia, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, Ammonia Energy Association, Brooklyn. 2022
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/May/IRENA_Innovation_Outlook_Ammonia_2022.pdf?rev=50e91f792d3442279fca0d4ee24757ea
 abgerufen am 10.08.2023
- (41) The Royal Society
 Ammonia: zero-carbon fertiliser, fuel and energy store, Policy Briefing, February 2020
<https://royalsociety.org/-/media/policy/projects/green-ammonia/green-ammonia-policy-briefing.pdf>
 abgerufen: 25.05.2023
- (42) Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik (ISL): Untersuchung zur Entwicklung und dem Aufbau einer hafenbezogenen Wasserstoffwirtschaft. Bremen, Januar 2023.
<https://cloud.isl.org/nc/s/8iP6Ymp2iCznyAy>
 abgerufen am: 05.06.2023
- (43) Australian Government: Korean Hydrogen Market Update. South Korea. Juni 2022
https://www.intralinkgroup.com/getmedia/8ba563f7-08f6-43de-ab4a-4467c7e8b3bd/Austrade-Korean-Hydrogen-Market_Report
 abgerufen am: 07.06.2023
- (44) Staiß, F. et al.: Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030: Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2022.
<https://www.acatech.de/publikation/wasserstoff/>
 abgerufen am: 07.06.2023
- (45) Adelphi: Hydrogen Factsheet – Japan. Dezember 2021
<https://adelphi.de/en/system/files/mediathek/bilder/H2%20Factsheet%20Japan.pdf>
 abgerufen am: 07.06.2023
- (46) Riemer, M.; Schreiner, F.; Wachsmuth, J. (2022): Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia. Analysis of Technical Feasibility and Economic Considerations. Karlsruhe: Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI.
https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2022/Report_Conversion_of_LNG_Terminals_for_Liquid_Hydrogen_or_Ammonia.pdf
 abgerufen am: 12.07.2023
- (47) Maritime Energy & Sustainable Development, Centre of Excellence
 Ammonia as a Marine Fuel – Bunkering, Safety and Release Simulations, Singapore October 2022

- (48) IEA: The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector. Oktober 2021
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/9ac8f717-50ac-4a43-a9fe-c43e05b72a0b/TheRoleoflow-carbonfuelsinthecleanenergytransitionsofthepowersector.pdf>
 abgerufen am: 12.07.2023
- (49) Ramboll Deutschland GmbH: Kraftstoffanalyse in der Schifffahrt nach Segmenten. Abschlussbericht. Hamburg, Juni 2022.
<https://dmz-maritim.de/wp-content/uploads/2022/06/20220601-Kraftstoffanalyse-in-der-Schiff-fahrt-nach-Segmenten-final.pdf>
 abgerufen am: 05.07.2023
- (50) Behörde für Wirtschaft und Innovation: Green Hydrogen Hub Europe. Hamburg als Drehkreuz für Wasserstoffimporte nach Deutschland und Europa. Ein wirtschaftliches Konzept der Behöre für Wirtschaft und Innovation. Hamburg, Februar 2022.
<https://www.hamburg.de/contentblob/15949744/9f383c2533a5a303613735b7d22c4ca4/data/wasserstoff-importstrategie.pdf>
 abgerufen am: 10.07.2023
- (51) HHLA: Neu gegründeter Wasserstoffverbund plant, Hamburg grüner zu machen. 26.04.2021
<https://hhla.de/medien/news/detailansicht/neu-gegruendeterwasserstoffverbund-plant-hamburg-gruener-zu-machen>
 abgerufen am: 10.07.2023
- (52) Port of Hamburg, „Leinen Los für grünen Wasserstoff,“ 01.01.2023
<https://www.hafen-hamburg.de/de/port-of-hamburg-magazine/gateway-hamburg/leinen-los-fuer-gruenen-wasserstoff/>
 abgerufen am: 10.07.2023
- (53) Gasnetz Hamburg GmbH: HH-WIN: Hamburger Wasserstoff-Industrie-Netz
<https://www.gasnetz-hamburg.de/fuer-die-zukunft/wasserstoff/hh-win>
 abgerufen am: 10.07.2023
- (54) Energy Hub. Port of Wilhelmshaven.
<https://www.energyhub-wilhelmshaven.de/>
 abgerufen am: 10.07.2023
- (55) Merkel Energy GmbH: Energiedrehscheibe Wilhelmshaven 2.0. Standortanalyse. April 2021
https://www.wilhelmshaven.de/PDF/Infomaterial/03/2021-05-03_Standortanalyse_WHV.pdf?m=1623039158&
 abgerufen am: 10.07.2023
- (56) Uniper: Green-Wilhelmshaven: Auf zu neuen Horizonten.
<https://www.uniper.energy/de/loesungen/energy-transformation-hubs/energy-transformation-hub-nordwest/green-wilhelmshaven>
 abgerufen am: 10.07.2023
- (57) Hanseatic Energy Hub: Zukunftsflexible Lösung.
<https://www.hanseatic-energy-hub.de/>
 abgerufen am: 11.07.2023
- (58) EnBW: Zukunftsflexible Buchung: EnBW setzt auf Stade für LNG- und Wasserstoffimport. Pressemitteilung vom 08.12.2022
<https://www.enbw.com/unternehmen/presse/enbw-setzt-auf-lng-terminal-stade.html>
 abgerufen am: 11.07.2023
- (59) RWE AG: Elbehafen LNG.
<https://www.rwe.com/forschung-und-entwicklung/projektvorhaben/lng-schwimmende-terminals/elbehafen-lng/>
 abgerufen am: 10.07.2023

- (60) Yara: Sauberes Ammoniak. Der Schlüssel zum Kick-Start der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland. Rostock, 2023.
<https://www.yara.com/siteassets/news-and-media/news/2023/info-on-yara-in-germany.pdf>
 abgerufen am: 10.07.2023
- (61) Rostock Energy Port cooperation GmbH: HyTechHafen Rostock. Rostock, Juli 2022.
<https://energyport-rostock.de/>
 abgerufen am: 10.07.2023
- (62) VNG AG: EnBW, VNG und JERA planen Machbarkeitsstudie für Demonstrationsanlage eines Ammoniak-Crackers, Juni 2023
<https://www.vng.de/de/newsroom/2023-06-12-enbw-vng-und-jera-planen-machbarkeitsstudie-fuer-demonstrationsanlage-eines>
 abgerufen am: 17.08.2023
- (63) doing hydrogen: Vorzeitiger Maßnahmenbeginn durch BMWK bestätigt. Fernleitungsnetzbetreiber ONTRAS beginnt Arbeiten am Wasserstoffnetz in Ostdeutschland. Meldung vom 14. Dezember 2022.
<https://www.doinghydrogen.com/vorzeitiger-massnahmenbeginn-durch-bmwk-bestaetigt/>
 abgerufen am: 10.07.2023
- (64) NDR: Grüner Wasserstoff aus Ammoniak – Rostock als Drehscheibe. Pressemitteilung vom 24.04.2023.
<https://www.ndr.de/nachrichten/mecklenburg-vorpommern/Projekt-in-Rostock-Gruener-Wasserstoff-aus-Ammoniak,wasserstoff456.html>
 abgerufen am: 10.07.2023
- (65) Havenbedrijf Rotterdam N.V. Port of Rotterdam: Import von Wasserstoff.
<https://www.portofrotterdam.com/de/hafen-der-zukunft/energiewende/laufende-projekte/wasserstoff-rotterdam/import-von-wasserstoff>
 abgerufen am: 11.07.2023
- (66) Havenbedrijf Rotterdam N.V. Port of Rotterdam: Entwicklung eines Importterminals für Wasserstoffträger im Rotterdamer Hafen. Artikel vom 11.04.2022.
<https://www.portofrotterdam.com/de/nachrichten-und-pressemitteilungen/entwicklung-eines-importterminals-fuer-wasserstofftraeger-im>
 abgerufen am: 11.07.2023
- (67) Havenbedrijf Rotterdam N.V. Port of Rotterdam: Rotterdam entwickelt sich zur Wasserstoffdrehscheibe für Deutschland. Artikel vom 13.05.2020.
<https://www.portofrotterdam.com/de/nachrichten-und-pressemitteilungen/rotterdam-entwickelt-sich-zur-wasserstoffdrehscheibe-fuer>
 abgerufen am: 11.07.2023
- (68) Havenbedrijf Rotterdam N.V. Port of Rotterdam: Delta Corridor – Connecting Industries. März 2023.
https://www.portofrotterdam.com/sites/default/files/2021-06/202104id-095_delta_corridor_en.pdf
 abgerufen am: 11.07.2023
- (69) Havenbedrijf Rotterdam N.V. Port of Rotterdam: Flüssiges Massengut
<https://www.portofrotterdam.com/de/logistik/ladung/fluessiges-massengut>
 abgerufen am: 11.07.2023
- (70) Havenbedrijf Rotterdam N.V. Port of Rotterdam: Rückgrat für Wasserstoffinfrastruktur im Rotterdamer Hafen einen Schritt nähergekommen. Artikel vom 17.03.2022.
<https://www.portofrotterdam.com/de/nachrichten-und-pressemitteilungen/rueckgrat-fuer-wasserstoffinfrastruktur-im-rotterdamer-hafen>
 abgerufen am: 11.07.2023
- (71) Port of Antwerp Bruges: Hydrogen.
<https://www.portofantwerpbruges.com/en/our-port/climate-and-energy-transition/hydrogen>
 abgerufen am: 11.07.2023

- (72) Wirtschaftsverband Fuels und Energie e. V.: Neue Wasserstoff-Großanlage im Hafen von Antwerpen-Brügge. Artikel vom 08.06.2022
<https://futurefuels.blog/im-web/neue-wasserstoff-grossanlage-im-hafen-von-antwerpen-bruegge/>
 abgerufen am: 11.07.2023
- (73) Fluxys: Driving Europe's hydrogen strategy: Fluxys and Advario join forces to develop a green ammonia import terminal at the Port of Antwerp-Bruges. Pressemitteilung vom 31.08.2022
https://www.fluxys.com/en/press-releases/fluxys-group/2022/220831_press_fluxys_advario_green_ammonia
 abgerufen am: 11.07.2023
- (74) Lucentini, I. et.al. (2021): "Review of the Decomposition of Ammonia to Generate Hydrogen", Industrial & Engineering Chemistry Research 2021 60 (51), 18560-18611
<https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.iecr.1c00843?ref=pdf>
 abgerufen am: 25.05.2023
- (75) JRC Publications Repository: Assessment of hydrogen delivery options
<https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC130442>
 abgerufen am: 25.05.2023
- (76) Ashcroft, J. et.al (2022): "Centralised and Localised Hydrogen Generation by Ammonia Decomposition : A technical review of the ammonia cracking process", Johnson Matthey Technology Review, Volume 66, Number 4, 3 October 2022, pp. 375-385(11)
<https://www.ingentaconnect.com/content/matthey/jmtr/2022/00000066/00000004/art00002;jsessionid=3c5210vsrf1ss.x-ic-live-01>
 abgerufen am: 14.07.2023
- (77) Fortune Business Insights: Nitrogenous Fertilizer Market Size, Share & Industry Analysis, By Type (Urea, Calcium Ammonium Nitrate; UAN, Ammonium Sulphate, and Other Nitrogenous Fertilizers), By Crop Type (Cereals, Pulses, Oilseeds, Fruits & Vegetables, and Turf & Ornamentals), and Regional Forecast, 2019-2026.
<https://www.fortunebusinessinsights.com/nitrogenous-fertilizers-market-102532>
 abgerufen am: 14.07.2023
- (78) Trademap
 International Trade. <https://www.trademap.org/>,
 abgerufen am: 18.07.2023
- (79) Statista. Leading fertilizer exporting countries worldwide in 2022, based on value.
<https://www.statista.com/statistics/1278057/export-value-fertilizers-worldwide-by-country>
 abgerufen am: 12.07.2023
- (80) Fortune Business Insights: Ammonia Market Size, Share & COVID-19 Impact Analysis, By Application (Fertilizers, Textile, Refrigeration, Pharmaceutical, Household & Industrial Cleaning, and Others), and Regional Forecast, 2021–2028.
<https://www.fortunebusinessinsights.com/industry-reports/ammonia-market-101716>
 abgerufen am: 18.07.2023
- (81) Growth Market Reports: Ammonium Hydroxide Market.
<https://growthmarketreports.com/report/ammonium-hydroxide-market-global-industry-analysis>
 abgerufen am: 18.07.2023
- (82) Markets and Markets: Ammonia Refrigerants Market.
<https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/ammonia-refrigerants-market-254343156.html>
 abgerufen am: 18.07.2023
- (83) Prescient & Strategic Intelligence: Ammonium Sulfate Market Size and Growth Analysis by Product (Solid, Liquid), Application (Fertilizers, Pharmaceuticals, Food & Feed Additives, Water Treatment) – Industry Demand Forecast to 2030.
<https://www.psmarketresearch.com/market-analysis/ammonium-sulfate-market>
 abgerufen am: 18.07.2023

- (84) StraitsResearch: Ammonium Nitrate Market.
<https://www.globenewswire.com/en/news-release/2022/11/17/2558443/0/en/Ammonium-Nitrate-Market-Size-is-projected-to-reach-USD-19-37-Billion-by-2031-growing-at-a-CAGR-of-3-6-Straits-Research.html>
 abgerufen am: 18.07.2023
- (85) Markets and Markets: Green Ammonia Market by Technology (Alkaline Water Electrolysis (AWE), Proton Exchange Membrane (PEM) Electrolysis, Solid Oxide Electrolysis), End-Use Application (Transportation, Power Generation, Industrial Feedstock) & Region – Global Forecast to 2030.
<https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/green-ammonia-market-118396942.html>
 abgerufen am: 11.07.2023
- (86) White Paper Power-to-X: A closer look at e-Ammonia, Siemens Energy Global GmbH, 2021,
<https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/technical-papers/download-ptx-a-closer-look-at-e-ammonia.html>
 abgerufen am: 12.07.2023
- (87) Statista: Forecast market size of ammonia worldwide in 2050, by application.
<https://www.statista.com/statistics/1345795/forecast-global-ammonia-market-size-by-application/>
 abgerufen am: 13.07.2023
- (88) S&P Global
<https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/energy-transition/051023-interactive-ammonia-price-chart-natural-gas-feedstock-europe-usgc-black-sea>
 abgerufen am: 26.07.2023
- (89) Acatech: Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030, 2022
<https://www.acatech.de/publikation/wasserstoff/>
 abgerufen: 14.07.2023
- (90) Hydrogen Europe: Clean Ammonia in the Future Energy System, 2023
[https://eeengineers.sharepoint.com/:b:/r/sites/EEENERGYENGINEERS2/Projects/306-23-02-3614-TK%20Kurzstudie%20Ammoniak%20-%20Weltenergieat/B3%20Arbeitspakete%20\(EXTERN\)/Input%20WER/H2Europe_2023_Clean_Ammonia_Report.pdf?csf=1&web=1&e=fhUSLg](https://eeengineers.sharepoint.com/:b:/r/sites/EEENERGYENGINEERS2/Projects/306-23-02-3614-TK%20Kurzstudie%20Ammoniak%20-%20Weltenergieat/B3%20Arbeitspakete%20(EXTERN)/Input%20WER/H2Europe_2023_Clean_Ammonia_Report.pdf?csf=1&web=1&e=fhUSLg)
 abgerufen am: 14.07.2023
- (91) Moritz, Michael; Schönfisch, Max; Schulte, Simon: Estimating global production and supply costs for green hydrogen and hydrogen-based green energy commodities. Global ptx cost tool, 2022
<https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/globales-ptx-produktions-und-importkostentool/>
 abgerufen am: 26.07.2023
- (92) Fraunhofer IEE: Global PtX-Atlas (Standort As Suways in Ägypten und Queensland, Australien)
<https://maps.iee.fraunhofer.de/ptx-atlas/>
 abgerufen am: 14.07.2023
- (93) GisChem: Datenblatt Ammoniak (Gas). Juli 2023.
https://www.gischem.de/download/01_0-007664-41-7-000000_1_1_887.PDF
 abgerufen am: 13.07.2023
- (94) Weltenergieat – Deutschland e. V.
 Energie für Deutschland: Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext. Schwerpunktthema: Neuausrichtung der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur in Nordwesteuropa, Juni 2023
https://www.weltenergieat.de/wp-content/uploads/2023/06/Energie-fuer-Deutschland-2023_final-1.pdf
 abgerufen am: 07.07.2023
- (95) TÜV NORD: Gutachtliche Stellungnahme „Zertifizierung und Herkunftsnachweise von importiertem grünem Wasserstoff und PtX-Produkten“ im Auftrag für H2Global Advisory GmbH, Januar 2023.

- (96) Umweltbundesamt: CO₂-Grenzausgleich in der EU (CBAM): Bedeutung von Außenhandel und CO₂-Kosten, November 2022.
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/uba_cbam_bedeutung_aussenhandel_und_co2-kosten_fuer_produkte_final.pdf
 abgerufen am: 06.07.2023
- (97) H2Global Stiftung: H2Global – Idea, Instrument and Intentions; Policy Brief H2Global Stiftung 01/2022. Hamburg, Februar 2023. ISSN: 2940-8628
http://files.h2-global.de/H2Global-Stiftung-Policy-Brief-01_2022-EN.pdf
 abgerufen am: 05.07.2023
- (98) Europäische Kommission: Carbon Border Adjustment Mechanism.
https://taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism_en
 abgerufen am: 06.07.2023
- (99) Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: Durchbruch für ambitionierten Ausbau erneuerbare Energien bis 2030: neue EU-Richtlinie für erneuerbare Energien beschlossen. Pressemitteilung vom 30.03.2023.
<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/03/20230330-durchbruch-fur-ambitionierten-ausbau-erneuerbarer-energien-bis-2030.html>
 abgerufen am: 07.07.2023
- (100) Kisker, Christoph. Prof. Dr. Buchmüller, Christian: Wann ist Wasserstoff grün? Die Strombezugskriterien für die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff im delegierten Rechtsakt der Europäischen Kommission nach Art. 27 Abs. 3 UAbs. 7 RED II. Schriftenreihe Interdisziplinäre Energieforschung des ITE. Fachhochschule Westküste, Mai 2023
https://www.fh-westkueste.de/fileadmin/Dateien/Forschung/ITE/ite_sief_heft009.pdf
 abgerufen am: 05.07.2023
- (101) Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e. V. (IKEM): Ammoniak als Treibstoff in der See- und Binnenschifffahrt. Rechtswissenschaftliche Studie zu den landseitigen Rahmenbedingungen der ammoniakbasierten Schifffahrt. September 2021.
<https://www.ikem.de/publikation/ammoniak-treibstoff/>
 abgerufen am: 07.07.2023
- (102) Ammonia Energy Association: Low-Carbon Ammonia Certification – Discussion Paper, October 2021.
<https://dev.ammoniaenergy.org/wp-content/uploads/2021/10/AEA-Low-Carbon-Ammonia-Certification-Discussion-Paper.pdf>
 abgerufen am: 04.07.2023
- (103) REDcert GmbH 2021: REDcert-EU – Geltungsbereich und grundlegende Vorgaben des Systems, Version: EU 06.
https://www.redcert.org/images/SG_EU_Allgemein_Vers06.pdf
 abgerufen am: 04.07.2023
- (104) REDcert GmbH 2020: REDcert2 – Systemgrundsätze für die Zertifizierung nachhaltiger Stoffströme in der chemischen Industrie, Version: RC2 1.1.
https://redcert.org/images/SG_RC%C2%B2C_Nachhaltige_Stoffstroeme_Vers.1.1.pdf
 abgerufen am: 04.07.2023
- (105) Roundtable on Sustainable Biomaterials: RSB Standard for Advanced Fuels, Version 2.5.
https://rsb.org/wp-content/uploads/2020/06/RSB-STD-01-010-RSB-Standard-for-advanced-fuels_v2.5.pdf
 abgerufen am: 05.07.2023
- (106) Roundtable on Sustainable Biomaterials: The RSB Principles.
<https://rsb.org/about/what-we-do/the-rsb-principles/>
 abgerufen am: 05.07.2023
- (107) International Sustainability & Carbon Certification: ISCC PLUS, Version 3.4.
https://www.iscc-system.org/wp-content/uploads/2023/03/ISCC-PLUS-System-Document_V3.4.pdf
 abgerufen am: 05.07.2023

- (108) MacFarlane, D. R. et al. (2020): A roadmap to the ammonia economy, *Joule*, Vol. 4, Issue 6, pp. 1186–1205
<https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.04.004>
 abgerufen am: 24.05.2023
- (109) Statista, Inc.
<https://www.statista.com/statistics/1288979/global-ammonia-production-by-region/>
 abgerufen am: 26.05.2023
- (110) International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy
 Methodology for Determining the Greenhouse Gas Emissions Associated with the Production of Hydrogen,
 Version 2, November 2022
https://www.iphe.net/_files/ugd/45185a_03457347901844c3856e196689f3227c.pdf
 abgerufen am: 02.06.2023
- (111) Western Green Energy Hub
<https://wgeh.com.au/>
 abgerufen am: 02.06.2023
- (112) SCI4climate.NRW: Wasserstoffimporte, Bewertung und Realisierbarkeit von Wasserstoffimporte gemäß den Zielvorgaben der Nationalen Wasserstoffstrategie bis zum Jahr 2023, Gelsenkirchen 2021
https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse_SCI4climate.NRW/Technologie_und_Infrastrukturen/bewertung-der-realisierbarkeit-von-wasserstoffimporten-gemaess-den-zielvorgaben-der-nationalen-wasserstoffstrategie-bis-zum-jahr-2030-cr-sci4climatenrw.pdf
 abgerufen am: 07.06.2012
- (113) Umweltbundesamt: Emissionen des Verkehrs, 28.04.2023
<https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/emissionen-des-verkehrs#verkehr-belastet-luft-und-klimaminderungsziele-der-bundesregierung>
 abgerufen am: 07.06.2023
- (114) Fraunhofer ISI: Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia, 2022
https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2022/Report_Conversion_of_LNG_Terminals_for_Liquid_Hydrogen_or_Ammonia.pdf
 abgerufen am: 14.07.2023
- (115) Fraunhofer IWES: Speicherungsmöglichkeiten von Überschuss-Energie mit Wasserstoff oder Methan ein Vergleich, 2011
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2011/111122_PowerToGas_AnlageIWES_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=3#:~:text=Bei%20der%20Umwandlung%20von%20Wasserstoff,Aufbau%20einer%20speziellen%20Wasserstoff%2DInfrastruktur
 abgerufen am: 14.07.2023
- (116) Royal Society of Chemistry: Who really discovered the Haber process?, 2007
<https://edu.rsc.org/feature/who-really-discovered-the-haber-process/2020277.article>
 abgerufen am: 14.07.2023
- (117) Kissel: The Historical Development of the Haber-Bosch Process, 2011
[http://nitrogen.ipni.net/ipniweb/region/nitrogen.nsf/0/CF9975FCBE801A6D85258210005113E9/\\$FILE/2011%20Walsh%20Lecture.pdf](http://nitrogen.ipni.net/ipniweb/region/nitrogen.nsf/0/CF9975FCBE801A6D85258210005113E9/$FILE/2011%20Walsh%20Lecture.pdf)
 abgerufen am: 14.07.2023
- (118) Nationaler Wasserstoffrat: Grundlagenpapier Farbenlehre, 2022
https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2022-04-01_NWR-Grundlagenpapier_Farbenlehre.pdf
 abgerufen am: 14.07.2023

- (119) Umweltbundesamt: Carbon Capture and Utilization (CCU), 2021
<https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/carbon-capture-utilization-ccu#Hintergrund>
 abgerufen am: 14.07.2023
- (120) BAuA: TRGS 727: Vermeidung von Zündgefahren infolge elektrostatischer Aufladungen, Anhang G, Juli 2016
 Menzel, Nora. Chemie Technik. Gasverbrennungs-Anlage für Wasserstoff-Boil-off-Gas. Artikel vom 07.12.2022.
<https://www.chemietechnik.de/energie-utilities/alfa-laval-und-shell-machen-den-transport-von-fluessigem-wasserstoff-sicherer-124.html#:~:text=Was%20ist%20Boil%2Doff%2DGas,wieder%20in%20die%20Gasphase%20%C3%BCbergeht.>
 abgerufen am: 11.07.2023
- (121) Umweltbundesamt: Carbon Capture and Storage.
<https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/gewaesser/grundwasser/nut-zung-belastungen/carbon-capture-storage#grundlegende-informationen>
 abgerufen am: 02.06.2023
- (122) IEA: Direct Air Capture
<https://www.iea.org/reports/direct-air-capture>
 abgerufen am: 10.07.2023
- (123) Europäischer Rat
<https://www.consilium.europa.eu/de/>
 abgerufen am: 17.07.2023
- (124) Töpler, J.; Lehmann, J.: Wasserstoff und Brennstoffzelle: Technologien und Marktperspektiven (2., aktualisierte und erweiterte Auflage.). Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg, 2017. ISBN: 9783662533604
- (125) Stiftung Umweltinformation Schweiz
[https://www.umweltnetz-schweiz.ch/themen/bildung/4069-ratgeber-klima-check.html#:~:text=Lock%2Din%2DEffekt,-Der%20Lock%2Din&text=lock%2Din%20%3D%20einschliessen\)%20beschreibt,es%20viele%20andere%20Vorz%C3%BCge%20br%C3%A4chte.](https://www.umweltnetz-schweiz.ch/themen/bildung/4069-ratgeber-klima-check.html#:~:text=Lock%2Din%2DEffekt,-Der%20Lock%2Din&text=lock%2Din%20%3D%20einschliessen)%20beschreibt,es%20viele%20andere%20Vorz%C3%BCge%20br%C3%A4chte.)
 abgerufen am: 14.07.2023
- (126) Europäische Kommission: Renewables Energy Directive.
https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en
 abgerufen am: 13.07.2023
- (127) Chemie.de
<https://www.chemie.de/lexikon>
 abgerufen am: 17.07.2023
- (128) Torgy: Ammonia ready LNG systems. June 2021.
https://tr-cms.ttrbilisim.com/images/uploads/F290/e4bb06f5-b54e-4a3d-8c9a-283c8c6027e0_LNG-Ammonia.pdf
 abgerufen am: 16.08.2023
- (129) Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK): Fortschreibung der Nationale Wasserstoffstrategie, Juli 2023
https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/de/2023/230726-fortschreibung-nws.pdf?__blob=publicationFile&v=1
 abgerufen am: 15.08.2023
- (130) Haldor Topsoe A/S
 Solid Oxide Technology for Ammonia Production and Use
<https://www.ammoniaenergy.org/wp-content/uploads/2019/08/20191112.0800-NH3-Tops%C3%B8e.pdf>
 abgerufen am: 17.08.2023

- (131) RWE AG: Import von grüner Energie: RWE errichtet Ammoniak-Terminal in Brunsbüttel, März 2022, Essen.
<https://www.rwe.com/presse/rwe-ag/2022-03-18-import-von-gruener-energie-rwe-errichtet-ammoniak-terminal-in-brunsbuettel/>
 abgerufen am: 17.08.2023
- (132) Hydrogen Europe: Hydrogen Europe brief. Ammonia issues in the Renewables Energy Directive III, August 2023
- (133) Naturschutzbund Deutschland (NABU) e. V.
 Studie: Ammoniak als Schiffstreibstoff. Risiken und Perspektiven
<https://en.nabu.de/imperia/md/content/nabude/verkehr/210622-nabu-studie-ammoniak-schiffstreibstoff.pdf>
 abgerufen am: 17.08.2022
- (134) Umweltbundesamt: Globally Harmonised System (GHS)
<https://www.umweltbundesamt.de/themen/chemikalien/einstufung-kennzeichnung-von-chemikalien/globally-harmonised-system-ghs#was-ist-das-ghs>
 abgerufen am: 22.08.2023
- (135) Umweltbundesamt: CLP-Verordnung
<https://www.umweltbundesamt.de/themen/chemikalien/einstufung-kennzeichnung-von-chemikalien/clp-verordnung>
 abgerufen am: 22.08.2023
- (136) CertifHy™ GO
 FOCUS: GHG CALCULATION AND ALLOCATION
<https://www.certifyhy.eu/go-definition/>
 abgerufen am: 22.08.2023
- (137) Tenders Electronic Daily. Germany-Leipzig: Ammonia. Supplies – 675894-2022 – TED Tenders Electronic Daily, 2022
<https://ted.europa.eu/udl?uri=TED:NOTICE:675894-2022:TEXT:EN:HTML&tabId=1>
 abgerufen am: 24.08.2023
- (138) H2Global Stiftung: H2Global – Idee, Instrument und Intentionen. Policy Brief H2Global Stiftung 01/2022 aktualisierte 2. Fassung Februar 2023
https://files.h2-global.de/H2Global-Stiftung-Policy-Brief-01_2022-DE.pdf
 abgerufen am: 24.08.2023
- (139) Umweltbundesamt: Die Treibhausgase
<https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/treibhausgas-emissionen/die-treibhausgase>
 abgerufen am: 24.08.2023
- (140) Concawe: E-Fuels: A techno-economic assessment of European domestic production and imports towards 2050, 2022
- (141) Ram M., Galimova T., Bogdanov D., Fasihi M., Gulagi A., Breyer C., Micheli M., Crone K. (2020). Powerfuels in a Renewable Energy World – Global volumes, costs and trading 2030 to 2050. LUT University and Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Lappeenranta, Berlin, 2020
- (142) Royal Society of Chemistry: Energy efficiency and economic assessment of imported energy carriers based on renewable electricity, 2020
<https://www.bundestag.de/resource/blob/842434/3597408b265099397033e47a946303f2/Artikel-3-u-a-von-Prof-Christoph-Hebling-Stiftung-Fraunhofer-Institut-fuer-Solare-Energiesysteme-ISE-data.pdf>
 abgerufen am: 24.08.2023
- (143) Wuppertaler Institut: Nationale Wasserstoffstrategie: Wichtig aber noch zu vage, zaghaft und unvollständig
<https://wupperinst.org/a/wi/a/s/ad/8210#:~:text=Wasserstoff%20und%20seine%20Derivate%20%E2%80%93%20also,Transformation%20von%20Wirtschaft%20und%20Gesellschaft>
 abgerufen am 25.08.2023
- (144) Primagas: Sicherheitsdatenblatt gemäß Verordnung (EG) Nr. 1907/2006 (REACH): LNG, Erdgas, Methan flüssig
 03.07.2013

- (145) DBI – Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg: Wasserstoffqualitätsanforderungen, Leipzig 2020
https://www.dbi-gruppe.de/files/PDFs/Dokumente/11_GWB/2020_Bericht%20GWB_31.pdf
 abgerufen am: 30.08.2023
- (146) Air Liquide: Sichere und zuverlässige Wasserstoff Analyse
<https://de.airliquide.com/ihre-anwendung/kalibrierung-und-analytik/h2-analyse>
 abgerufen am: 30.08.2023

8.2 Normen, Richtlinien, Gesetze

- (R1) Europäische Kommission, Richtlinie 2009/28/EG des europäischen Parlaments und des zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG.
- (R2) Europäische Kommission, Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen.
- (R3) Europäische Kommission, Delegierte Verordnung der Kommission vom 10.02.2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr, C(2023) 1087 final.
- (R4) Europäische Kommission, Delegierte Verordnung der Kommission vom 10.02.2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung eines Mindestschwellenwertes für die Treibhausgaseinsparungen durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe und einer Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen durch flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe, C(2023) 1086 final.
- (R5) Europäische Kommission, Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates über Industrieemissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung) (Neufassung)
- (R6) DIN ISO 16290:2014-12 – Entwurf
 Raumfahrtssysteme – Definition des Technologie-Reifegrades (TRL) und der Beurteilungskriterien
- (R7) Europäische Kommission, Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates über die Einstufung, Kennzeichnung und Verpackung von Stoffen und Gemischen, zur Änderung und Aufhebung der Richtlinien 67/548/EWG und 1999/45/EG und zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 1907/2006
- (R8) Zwölfte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Störfall-Verordnung – 12. BImSchV) BImSchV-12 (4/2000)
- (R9) Zehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über die Beschaffenheit und die Auszeichnung der Qualitäten von Kraft- und Brennstoffen – 10. BImSchV) vom 08. Dezember 2010 (BGBl. I S. 1849), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 13. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2739) geändert worden ist
- (R10) SAE J2719: Hydrogen Fuel Quality for Fuel Cell Vehicles
- (R11) ISO 14687-2:2012-12: Wasserstoff als Kraftstoff – Produktfestlegung – Teil 2: Protonenaustauschmembran (PEM) – Brennstoffzellenanwendungen für Straßenfahrzeuge
- (R12) Europäische Kommission, Richtlinie (EU) 2023/2413 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18.10.2023 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2019/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates

9. Anhang

9.1 Projekte zur Verwendung von Ammoniak als Grundstoff

Gladstone project <i>Gladstone (Australien)</i>		Projektbeteiligte: The Hydrogen Utility (H2U), Orica	
Beschreibung des Projektes	<ul style="list-style-type: none"> • Exklusiver Abnahmevertrag von H2U's grüner Ammoniakanlage zur Herstellung von Sprengstoffen (Ammoniaknitrat) für den Bergbau. • Orica möchte die Sprengstoffe für australische und internationale Bergbaukunden produzieren. 		
Zeitraum	Pressemitteilung: 12 April 2022	Link	https://www.ammoniaenergy.org/articles/ammonia-off-taker-for-h2us-gladstone-project/
Econitrile <i>Niederlande</i>		Projektbeteiligte: OCI Global, AnQore, Elix Polymers	
Beschreibung des Projektes	<ul style="list-style-type: none"> • Grünes Ammoniak von OCI wird genutzt, um grünen Acrylnitril von AnQore produzieren zu lassen. • Das Acrylnitril wird genutzt, um ABS (Acrylnitril-Butadien-Styrol) herzustellen. • Die möglichen Endanwendungen dieser Lieferkette reichen von „Spielzeug und Luftfiltern bis hin zu Wasseraufbereitung und technischen Materialien“. 		
Technische Innovation	<ul style="list-style-type: none"> • Eine kohlenstoffarme, nachhaltige Wertschöpfungskette für die Polymerherstellung in Europa. 		
Zeitraum	Pressemitteilung: April 2022	Link	https://www.ammoniaenergy.org/articles/green-ammonia-for-polymers-econitrile/
Yara und Lantmännen fossilfreie Düngemittel <i>Oslo (Norwegen), Stockholm (Schweden)</i>		Projektbeteiligte: Yara, Lantmännen	
Beschreibung des Projektes	<ul style="list-style-type: none"> • Eine weltweit einmalige Vereinbarung über die Vermarktung und den Vertrieb von Düngemitteln ohne fossile Brennstoffe. • Für die Düngemittelproduktion wird erneuerbares Ammoniak aus den Produktionsanlagen von Yara verwendet, das ab 2023 in das Klima- und Naturprogramm von Lantmännen einfließen wird. • Die Partnerschaft zwischen Yara und Lantmännen, um Gründünger auf den Markt zu bringen, ist entscheidend für die Dekarbonisierung der Lebensmittelwertschöpfungskette. 		
Technische Innovation	Der Einsatz von kohlenstofffreien Düngemitteln wird es Lantmännen ermöglichen, eine wirklich fossilfreie Wertschöpfungskette zu etablieren „vom Feld bis auf den Tisch“.		
Zeitraum	Pressemitteilung: April 2022	Link	https://www.ammoniaenergy.org/articles/yara-and-lantmannen-sign-first-commercial-agreement-for-fossil-free-fertilizers/ https://www.yara.com/corporate-releases/yara-and-lantmannen-sign-first-commercial-agreement-for-fossil-free-fertilizers/

9.2 Projekte zur Verwendung von Ammoniak als Trägerlösung/NH₃-Cracking

Wilhelmshaven green hydrogen hub <i>Wilhelmshaven (Deutschland)</i>		Projektbeteiligte: bp, Gasunie, Nowega, NWO, Salzgitter, Thyssengas, Uniper	
Beschreibung des Projektes	<ul style="list-style-type: none"> • bp und Uniper als industrielle Erzeuger und Verbraucher von Wasserstoff wollen am Standort Wilhelmshaven ein Ammoniak-Importterminal errichten. • bp plant den Bau eines Ammoniak-Cracker, der ab 2028 jährlich bis zu 130.000 Tonnen kohlenstoffarmen Wasserstoff aus grünem Ammoniak bereitstellen soll. • Gasunie und Thyssengas beabsichtigen, eine 400 Kilometer lange Transportroute für Wasserstoff als H₂-Nord-Süd-Korridor zu etablieren; unterstützt wird das Vorhaben durch die bestehenden Leitungsnetze der Nowega und NWO. • Die Vorhaben bilden die komplette H₂-Wertschöpfungskette von Import und Produktion über Transport und Verbrauch ab. • Wilhelmshaven ist auf dem Weg, nationaler Wasserstoff-Hub zu werden, von dem aus Import- und Produktionsmengen in die industriellen Verbrauchszentren in Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen transportiert werden. • Nord-Süd-Korridor zwischen Wilhelmshaven und der Region Rhein-Ruhr sowie West-Ost-Korridor zwischen Wilhelmshaven und Salzgitter sind als wichtige Transportrouten für Wasserstoff vorgesehen. 		
Technische Innovation	<ul style="list-style-type: none"> • Ammoniak-Cracking in großem Maßstab 		
Zeitraum	Pressemitteilung: 13. Dezember 2022; 25 April 2023 Inbetriebnahme: 2028	Link	https://www.bp.com/de_de/germany/home/wilhelmshaven-hydrogen-hub.html https://www.bp.com/de_de/germany/home/presse/pressemitteilungen/pm2023-h2-allianz.html

Newcastle Ammoniak-Cracker <i>Newcastle (Großbritannien)</i>		Projektbeteiligte: Siemens Energy, Fortescue Future Industries, GeoPura	
Beschreibung des Projektes	<ul style="list-style-type: none"> • Entwicklung eines Prototypens zur Herstellung hochreinen Wasserstoffs. • Bei erfolgreichem Projekt soll die Anwendung hochskaliert werden für die Herstellung von Wasserstoff aus Ammoniak in großem Maßstab. • Der produzierte hochreine Wasserstoff hat Mobilität und netzunabhängige Energieversorgung als Zielgruppe. • Ausbau der Technologie für Industrie, Wärmesektor und netzgebundene Stromerzeugung denkbar. • Für 3,5 Mio. britische Pfund Prototyp wird Ammoniak zu 200 kg Wasserstoff pro Tag umsetzen. 		
Technische Innovation	<ul style="list-style-type: none"> • Metallmembrantechnologie (Filterung von Wasserstoff und Verwendung der Restgase als Kraftstoff) 		
Zeitraum	Pressemitteilung: 7. November 2022	Link	https://www.ammoniaenergy.org/articles/siemens-energy-begins-work-on-commercial-cracker-prototype/ https://www.siemens-energy.com/uk/en/energy/game-changing-green-ammonia-prototype.html

Greenpoint Valley		Projektbeteiligte:	
<i>Vlissingen (Niederlande)</i>		Uniper Global Commodities SE, Vesta Terminals B.V.	
Beschreibung des Projektes	<ul style="list-style-type: none"> • Machbarkeitsanalyse zur Sanierung und Erweiterung eines bestehenden Ammoniak-Lagers. • Aufbau eines ersten grünen Ammoniak-Hubs in Nordwesteuropa. • Vesta Terminals in Vlissingen hat derzeit > 60.000 m³ gekühlte Lagerkapazität und kann eine anfängliche Durchsatzkapazität von 0,96 Mio. t pro Jahr bewältigen. Diese soll auf 1,92 Mio. t pro Jahr erweitert werden. • Terminal ist für Lieferung von grünem Ammoniak durch Seeschiffe geeignet. 		
Technische Innovation			
Zeitraum	Pressemitteilung: September 2022 Inbetriebnahme 2026 geplant	Link	https://www.zfk.de/energie/gas/uniper-und-vesta-wollen-gruenes-ammoniak-terminal-entwickeln

Point Tupper Clean Energy		Projektbeteiligte:	
<i>Nova Scotia (Kanada)</i>		EverWind Fuels Company, Uniper SE, E.ON Hydrogen	
Beschreibung des Projektes	<ul style="list-style-type: none"> • Abnahme von grünem Ammoniak aus der Point Tupper-Produktionsanlage in Nova Scotia, Kanada. • Point Tupper ist eine mehrstufige Anlage zur Produktion und zum Export von grünem Wasserstoff und Ammoniak – die erste an der Atlantikküste Kanadas. • Abnahme über 500.000 t grüner Ammoniak pro Jahr. 		
Technische Innovation	<ul style="list-style-type: none"> • „Transatlantische Wasserstoffbrücke“ • Energie des kanadischen Windes per Schiff nach Deutschland 		
Zeitraum		Link	https://www.uniper.energy/news/de/everwind-und-uniper-unterzeichnen-absichtserklaerung-zur-abnahme-von-gruenem-ammoniak-aus-kanadas-erstem-gruenen-wasserstoff-hub-in--nova-scotiakanada https://www.eon.com/de/ueber-uns/presse/pressemitteilungen/2022/everwindfuels-und-eon-legen-grundstein-fuer-eine-transatlantische-wasserstoffbruecke.html

Demonstration Cargo Germany – UAE <i>Abu Dhabi (Vereinigte Arabische Emirate, VAE), Hamburg (Deutschland)</i>		Projektbeteiligte: ADNOC, Fertigllobe, Aurubis, RWE, GETEC, STEAG	
Beschreibung des Projektes	<ul style="list-style-type: none"> • ADNOC hat mehrere Vereinbarungen mit verschiedenen deutschen Organisationen unterzeichnet, um Lieferketten für sauberen Wasserstoff zwischen Deutschland und den VAE zu untersuchen, umzusetzen und zu beschleunigen. • Die VAE haben (im Rahmen ihrer Hydrogen Leadership Roadmap) diesen wachsenden deutschen Importmarkt als oberste Priorität eingestuft und sich zum Ziel gesetzt, 25 % der Importe zu decken: rund 450.000 t sauberen Wasserstoff pro Jahr im Jahr 2030 oder 2,5 Mio. t sauberes Ammoniak. • Zu den Vereinbarungen gehört die Durchführung einer Demonstrationslieferung von blauem Ammoniak aus den VAE nach Deutschland in diesem Jahr über Fertigllobe. • ADNOC wird auch mit der und der AD Ports Group zusammenarbeiten, um Hamburgs Vision zu verwirklichen, Deutschlands wichtigstes Wasserstoffimportziel zu werden. 		
	Technische Innovation	<ul style="list-style-type: none"> • Ammoniaklieferungen per Schiff. 	
Zeitraum	Pressemitteilung: 24. März 2022	Link	https://www.ammoniaenergy.org/articles/ammonia-supply-chains-between-the-eu-and-the-middle-east/ https://www.adnoc.ae/en/news-and-media/press-releases/2022/adnoc-expands-strategic-partnerships-across-the-hydrogen-value-chain-with-leading-german-companies

Factsheet: Ammoniak

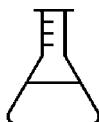
Grundlagen



Als chemische Grundlage für Düngemittel und andere industrielle Prozesse ist Ammoniak ein hoch gehandeltes Gut, das üblicherweise aus Erdgas/Methan und Stickstoff hergestellt wird. Seine industrielle Produktion begann im frühen

20. Jahrhundert mit der Einführung des Haber-Bosch-Verfahrens und ist daher heute gut bekannt. Durch die Substitution von Methan durch grünen Wasserstoff, der durch Elektrolyse mit erneuerbaren Energien produziert wurde, und die Abtrennung von Stickstoff aus der Umgebungsluft unter Verwendung erneuerbarer Energien wird der Produktionsprozess in eine grüne Ammoniakproduktion umgewandelt.

Technologie



Die Erzeugung von erneuerbarem Ammoniak ist ein Thema der aktuellen Forschung. Als nachhaltige Stickstoffquelle ist Umgebungsluft am besten geeignet. Sie kann mit Standard-Luftzerlegungsanlagen gewonnen werden, die mit erneuerbarer Energie betrieben werden. Da die Hauptbestandteile der Umgebungsluft in mehreren industriellen Prozessen benötigt werden, ist die kommerzielle Verfügbarkeit von Haber-Bosch-Verfahren gesichert, weil Alternativen (z. B. einstufige Elektrosynthese) die TRL 3²⁰ nicht überschreiten. Aus diesem Grund wird in diesem Bereich aktiv geforscht.

Insgesamt besteht eine komplette Anlage aus einer Luftzerlegungsanlage und einem Elektrolyseur als Quellen für Stickstoff und Wasserstoff, Speichereinheiten und einem Ammoniaksynthesekreislauf, sofern der Strom durch erneuerbare Energien bereitgestellt wird.

Haber-Bosch

Beim Haber-Bosch-Verfahren strömt ein Gasgemisch aus Wasserstoff und Stickstoff in einem gestuften Rohrreaktor bei hohen Drücken (in modernen Ausführungen typischerweise 10–150 bar) und Temperaturen (300–600 °C) über einen Katalysator, um Ammoniak zu bilden. Dazu wird ein Synthesekreislauf benötigt, der Misch- und mehrstufige Verdichtungseinheiten, einen Synthesereaktor, Wärmetauscher und einen Separator enthält.

Zunächst werden Wasserstoff und Stickstoff gemischt und verdichtet und anschließend auf Eingangsdruck und -temperatur erhitzt. Aufgrund der geringen Umsatzrate der Reaktion sind mehrere Reaktorbetten und eine nachgeschaltete Trenneinheit zur Integration eines Recyclingkreislaufs erforderlich. Die Reaktion ist exotherm, weshalb die Kühlung über Rohre im Reaktorbett erfolgt. Ursprünglich diente Ferrit (α -Eisen) als Katalysator, wurde aber mit der Zeit legiert oder zur Verbesserung der Selektivität ersetzt.

Außerdem führen Reaktionen mit niedrigeren Temperaturen und höherem Druck zu einer höheren Ammoniakausbeute. Dies macht den größten Anteil am Energiebedarf aus. Daher sind für die Auslegung der Anlage spezifische Eingangsinformationen für die Dimensionierung des Reaktors und die Wahl des Katalysators erforderlich, z. B. die Wasserstoffdurchflussmenge und die verfügbaren Wärme- und Energiequellen.

Die Optimierung des Prozesses führte zu drei charakteristischen Energiemerkmalen, die mit dem Druck des Prozesses zusammenhängen.

Hochdruck Haber-Bosch

Mit der Verfeinerung des ursprünglichen Verfahrens und den Fortschritten bei der Katalysatorentwicklung in einem vergangenen Jahrhundert sind die Hochdruck-Haber-Bosch-Verfahren immer noch wettbewerbsfähig gegenüber neueren Verfahren. Bei 150–300 bar und 400–500 °C werden meist ferritische Katalysatoren verwendet.

Mitteldruck Haber-Bosch

Für bessere Prozesswirkungsgrade und geringeren Energiebedarf kann der Standard-Ferrit-(α -Eisen)-Katalysator durch selektivere Alternativen wie Rutheniumverbindungen ersetzt werden, die z. B. mit dem Kellogg-KAAP-Verfahren hergestellt werden. Dies führt zu niedrigeren Betriebspunkten für Mitteldruckverfahren bei 300–525 °C und 90–200 bar. Der Gesamtaufbau der Anlage bleibt gleich, nur der Katalysator ändert sich gegenüber dem ursprünglichen Verfahren. Ruthenium ist jedoch ein sehr kostenintensives Material, obwohl es sich als hochreaktiver Katalysator erwiesen hat, der hohe Reaktionsgeschwindigkeiten und Produktionsbereiche ermöglicht. Kostengünstige Alternativen stellen legierte Eisenkatalysatoren dar.

²⁰ Der Technology Readiness Level, auf Deutsch als Technologie-Reifegrad übersetzt, ist eine Skala zur Bewertung des Entwicklungsstandes von neuen Technologien auf der Basis einer systematischen Analyse. Er gibt auf einer Skala von 1 bis 9 an, wie weit entwickelt eine Technologie ist.

Absorptionsverstärkte/niedrigenergetische Haber-Bosch

Zur weiteren Reduzierung des Energiebedarfs durch Senkung des Prozessdrucks kann eine zusätzliche Absorptionssäule eingesetzt werden. Sie ist dem Reaktor nachgeschaltet und besteht aus einer Aufnahme- und einer Regenerationseinheit. Als Absorptionsmittel werden Metallhalogenide diskutiert. Der Regenerationseinheit nachgeschaltet ist der Ammoniakspeicher. Durch die Integration können die Prozessdrücke auf 10–30 bar gesenkt werden, was zu einem deutlich geringeren Energiebedarf führt. Es handelt sich jedoch um eine recht neue Technologie, die noch nicht in großem Maßstab realisiert wurde.

Alternativen zu Haber-Bosch

Neben dem Haber-Bosch-Verfahren ist es möglich, Ammoniak über Stickstoffreduktionsreaktionen zu erzeugen, und zwar durch einstufige Elektrosynthese. Es benötigt Stickstoff und Wasser als Eingangsströme und verzichtet auf die Notwendigkeit, die Wasserelektrolyse in den Prozess zu integrieren. Die Technologiereife geht jedoch nicht über TRL 3 hinaus.

Markt und Wirtschaftlichkeit



Weltweit werden etwa 220 Mt Ammoniak pro Jahr produziert. 10 % der produzierten Menge wird global gehandelt. Die Preise für Ammoniak liegen bei 220–720 €/t (je nach Herstellungsverfahren).

Sicherheit



Ammoniak ist giftig und umweltgefährdend. Durch die von Temperatur und Partialdruck abhängige hohe Löslichkeit in Wasser und seine hohe Toxizität stellt es eine langfristige Gefahr für Wasserorganismen dar. Deshalb sind Leckagen und der Austritt von Ammoniak, vor allem auf dem Seetransport und im Hafenumfeld, unbedingt zu vermeiden. Des Weiteren bildet es bei Kontakt mit Wasser alkalische Lösungen, welche gegenüber Metallen korrosiv wirken können. Bei Kontakt mit der Haut oder den Augen kann es zu schweren Verätzungen kommen.

Ammoniakgas brennt nur bei hohen Konzentrationen, hoher Temperatur und einer starken Energiequelle. Ohne Wärmezufuhr erlischt die Flamme sofort. Die Zündtemperatur liegt bei 630 °C, die Explosionsgrenzen bei 14 Vol.-% bzw. 32,5 Vol.-%. Die Mindestzündenergie beträgt 14 mJ. Es besteht also eine geringe Explosionsgefahr. Ammoniakgas hat eine geringere Dichte als Luft und steigt deshalb auf. Toträume, in denen sich Ammoniakgas sammeln kann, sind im Rahmen des Brand- und Explosionsschutzes zu vermeiden. In Deutschland liegt der Arbeitsplatzgrenzwert von Ammoniak bei 20 ppm (14 mg/m³), bei einer kurzfristigen Exposition von maximal 15 Minuten dürfen 40 ppm (28 mg/m³) nicht überschritten werden. Durch seinen strengen, stechenden Geruch können bereits geringe Konzentrationen Ammoniak (1 mg/m³ bis 5 mg/m³) in der Luft durch den Menschen wahrgenommen werden.

Factsheet: LOHC

Grundlagen



Bei LOHC handelt es sich um eine ölarartige Flüssigkeit, die mit Wasserstoff be- und entladen werden kann und heute aus fossilen Rohstoffen hergestellt wird. Die Beladung ist eine exotherme Reaktion und setzt Wärmeenergie frei.

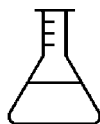
Um den Wasserstoff aus der Flüssigkeit freizusetzen, muss Wärmeenergie hinzugeführt werden. Der Wasserstoff kann nach einer Aufreinigung am Zielort eingesetzt werden. Die entladene Trägerflüssigkeit wird zurück an den Produktionsort des Wasserstoffs transportiert und kann dort erneut beladen werden. Als Trägerflüssigkeit können verschiedene organische Verbindungen dienen.

Sicherheit



LOHC sind als Gruppe verschiedener Substanzen, außer Toluol, schwer entzündbar und nicht explosiv. Sie bergen jedoch akute oder chronische Gesundheitsgefahren. Die verwendeten Substanzen sind zudem als wassergefährdend einzustufen. Im industriellen Umfeld ist der Umgang mit diesen Substanzen, zumeist in anderer Verwendung, bereits etabliert.

Technologie



Hydrierung: Der Wasserstoff wird über eine exotherme Reaktion in Gegenwart eines Katalysators an flüssige organische Wasserstoffträger wie Toluol, Benzyltoluol und Dibenzyltoluol gebunden.

Speicherung und Transport: Die beladene Trägerflüssigkeit kann bei Umgebungsdruck und -temperatur gelagert und zum Zielstandort transportiert werden. Zur Lagerung können konventionelle Mineralöltanks genutzt werden. Für den Transport können Mineralöltanker eingesetzt werden.

Dehydrierung: Am Zielstandort wird der Wasserstoff unter Einsatz von Wärme und in Gegenwart eines Katalysators aus der Trägerflüssigkeit freigesetzt.

Rücktransport: Die entladene Trägerflüssigkeit kann nun mit derselben Speicher- und Transportinfrastruktur im Kreis geführt werden, um am Produktionsstandort wieder hydriert zu werden.

Markt und Wirtschaftlichkeit



Derzeit besteht kein nennenswerter Markt für LOHC. Die einsetzbaren, auf fossilen Rohstoffen beruhenden Trägerstoffe werden allerdings bereits in anderen industriellen Anwendungen in verhältnismäßig kleinen Mengen genutzt. Die Kosten über die gesamte LOHC-Kette sind vergleichbar mit den Kosten von SNG und grünem Ammoniak.

Factsheet: Synthetic Natural Gas (SNG)

Grundlagen



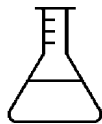
SNG ist aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid synthetisiertes Methan (CH_4) und entspricht damit in seinen chemischen Eigenschaften konventionellem Erdgas. Methan wird heute vor allem als Energieträger in den Sektoren Energie, Wärme und Industrie genutzt. Dabei wird fossiles Erdgas genutzt. Bei der Verbrennung von Methan wird CO_2 frei. Durch die Nutzung von SNG könnte das freiwerdende CO_2 zunächst als Rohstoff für die Synthese aus der Luft entzogen werden, um dann im Power-to-Gas-Verfahren mit Wasserstoff zu SNG synthetisiert zu werden. Dessen Nutzung ist bilanziell CO_2 -neutral.

Sicherheit



Methan ist hoch entzündlich und bildet bei Konzentrationen von 4,4–16,5 Vol-% in der Luft explosive Gemische. Methan ist nicht giftig. Es ist leichter als Luft und daher keine Gefahr für die Umwelt. Allerdings ist Methan ein potentes Klimagas mit einer 28-mal stärkeren Klimawirkung als CO_2 . Leckagen sollten also unbedingt vermieden werden.

Technologie



Herstellung von SNG (Power-to-Gas):

Es gibt verschiedene Ansätze zur CO_2 -freien Methan-Erzeugung:

- Grüner Wasserstoff aus Elektrolyse: Grüner Wasserstoff wird durch die Elektrolyse von Wasser unter Verwendung von erneuerbaren Energien hergestellt. Die Elektrolyse spaltet Wasser (H_2O) in Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) auf.
- CO_2 -Abscheidung: CO_2 , das bereits in der Atmosphäre vorhanden ist, kann abgeschieden und als Rohstoff in den Methan-Syntheseprozess integriert werden. Dieses CO_2 kann bspw. aus industriellen Prozessen oder direkt aus der Umgebungsluft gewonnen werden.
- Power-to-Gas: Aus dem CO_2 und dem H_2 wird analog unter Druck und bei hohen Temperaturen in Gegenwart eines Katalysators Methan synthetisiert.
- Reinigung: Das erzeugte Methan wird von Nebenprodukten und Verunreinigungen gereinigt, um ein reines Methan zu erhalten.

Markt und Wirtschaftlichkeit



Weltweit wurden 2022 über 2.500 Mt Erdgas gefördert. Davon wurden weltweit knapp 400 Mt in verflüssigter Form als LNG gehandelt. Der Preis für Erdgasimporte lag zuletzt bei 50–80 USD/t und damit um ein Vielfaches unter den Kosten von grünem SNG.

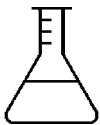
Factsheet: Methanol

Grundlagen



Methanol, auch bekannt als Methylalkohol, ist ein wichtiger chemischer Grundstoff mit vielfältigen Anwendungen. Es wird üblicherweise als Rohstoff für die Herstellung von Kunststoffen, Lösungsmitteln, Treibstoffen und anderen chemischen Verbindungen verwendet. Die industrielle Produktion von Methanol erfolgt in großem Umfang durch die Synthese aus Erdgas. In einem mehrstufigen Prozess wird Erdgas (CH_4) durch Dampfreformierung zu Synthesegas umgewandelt, das eine Mischung aus Kohlenmonoxid (CO) und Wasserstoff (H_2) ist. Anschließend wird aus dem Gasgemisch Methanol synthetisiert. Die konventionelle Herstellung von Methanol aus Erdgas hat jedoch den Nachteil, dass sie mit erheblichen CO_2 -Emissionen verbunden ist. Um dieses Problem anzugehen und eine nachhaltigere Produktion zu ermöglichen, wird intensiv an der Entwicklung von Verfahren zur Herstellung von Methanol aus erneuerbaren Ressourcen, wie grünem Wasserstoff, und CO_2 aus der Atmosphäre geforscht. Durch die Substitution von fossilem Erdgas durch grünen Wasserstoff, der durch Elektrolyse mit erneuerbaren Energien gewonnen wird, kann die Produktion von Methanol zu einem umweltfreundlicheren Prozess transformiert werden.

Technologie



Konventionelle Methanol-Erzeugung:

Die konventionelle Methanol-Erzeugung basiert hauptsächlich auf dem Steam-Methan-Reforming-Verfahren (SMR) und dem nachgeschalteten Methanol-Syntheseprozess. Dieser Prozess nutzt fossiles Erdgas als Hauptrohstoff und folgt folgenden Schritten

- Steam-Methan-Reforming (SMR): Erdgas wird mit Wasserdampf bei hohen Temperaturen (ca. 700–1000 °C) und unter Druck (ca. 20–30 bar) in einem Reforming-Reaktor umgesetzt. In diesem Prozess agiert Methan (CH_4) mit Wasserdampf (H_2O) und wird zu Synthesegas (Syngas) umgewandelt. Synthesegas besteht hauptsächlich aus Wasserstoff (H_2) und Kohlenmonoxid (CO).
- Shift-Reaktion: Das erzeugte Synthesegas aus dem SMR-Prozess enthält ein Verhältnis von CO zu H_2 , das für die Methanol-Synthese ungeeignet ist. Daher wird es durch die sogenannte Shift-Reaktion geleitet, um

das Verhältnis von CO zu H_2 zu erhöhen und mehr Wasserstoff zu erzeugen.

- Methanol-Synthese: Das umgewandelte Synthesegas wird in einem Methanol-Synthesereaktor bei 200–300 bar und 350–400 °C katalytisch zu Methanol (CH_3OH) umgesetzt.
- Reinigung: Das erzeugte Methanol wird von Nebenprodukten und Verunreinigungen gereinigt, um ein reines Methanolprodukt zu erhalten.

CO_2 -freie Methanol-Erzeugung (Power-to-Liquid):

Es gibt verschiedene Ansätze zur CO_2 -freien Methanol-Erzeugung:

- Grüner Wasserstoff aus Elektrolyse: Statt fossilem Erdgas im SMR-Prozess zu verwenden, wird grüner Wasserstoff als Rohstoff verwendet. Grüner Wasserstoff wird durch die Elektrolyse von Wasser unter Verwendung von erneuerbaren Energien (wie Wind- oder Solarenergie) hergestellt. Die Elektrolyse spaltet Wasser (H_2O) in Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) auf.
- CO_2 -Abscheidung: CO_2 , das bereits in der Atmosphäre vorhanden ist, kann abgeschieden und als Rohstoff in den Methanol-Syntheseprozess integriert werden. Dieses CO_2 kann beispielsweise aus industriellen Prozessen oder direkt aus der Umgebungsluft gewonnen werden.
- Power-to-Liquid: Aus dem CO_2 und dem H_2 wird, analog wie oben, unter Druck und bei hohen Temperaturen in Gegenwart eines Katalysators Methanol synthetisiert
- Reinigung: Das erzeugte Methanol wird von Nebenprodukten und Verunreinigungen gereinigt, um ein reines Methanolprodukt zu erhalten.

Markt und Wirtschaftlichkeit



Die globale Nachfrage hat sich zwischen 2010 und 2019 auf knapp 100 Mt/a verdoppelt. Die globale Produktionskapazität liegt bei 150 Mt/a. Der Preis pro Tonne konventionellem Methanol liegt im langfristigen Durchschnitt zwischen 200 und 400 USD.

Wesentliche Kostentreiber bei der Herstellung von grünem Methanol sind die Gestehungskosten von grünem Wasserstoff sowie die Kosten für die CO₂-Gewinnung, insb. bei der Abscheidung aus der Luft mittels Direct Air Capture (DAC).

Sicherheit



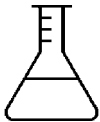
Methanol ist der einfachste Alkohol und bei Raumtemperatur flüssig. Es ist farblos, brennbar, wasserlöslich und verdunstet leicht. Bei einer Konzentration von 6–50 Vol-% bildet sich ein Gemisch, das sich bei Temperaturen von 450 °C entzünden kann. Methanol ist toxisch für viele Organismen. Die Gefahren für die Umwelt sind wegen der biologischen Abbaubarkeit von Methanol gering.

Factsheet: Liquefied Hydrogen (LH₂)

Grundlagen

Verflüssigter Wasserstoff (LH₂) ist ein kryogener flüssiger Zustand von Wasserstoff bei extrem niedrigen Temperaturen. Wasserstoff ist normalerweise bei Raumtemperatur und Atmosphärendruck ein Gas. Um Wasserstoff zu verflüssigen, muss er auf sehr niedrige Temperaturen abgekühlt werden. Der Siedepunkt von Wasserstoff bei Normaldruck liegt bei etwa $-252,87\text{ °C}$ ($-423,17\text{ °F}$ oder $20,28\text{ K}$). Er ist damit einer der kältesten bekannten Stoffe.

Technologie



LH₂ wird typischerweise durch Kühlen und Komprimieren von gasförmigem Wasserstoff hergestellt. Der Prozess umfasst mehrere Kühl- und Kompressionsstufen, um die gewünschte Temperatur und den gewünschten Druck für die Verflüssigung zu erreichen. LH₂ wird in isolierten Behältern gespeichert und transportiert, die den Wasserstoff auf seiner extrem niedrigen Temperatur halten. Diese Behälter werden oft als Kryotanks bezeichnet. Eine ordnungsgemäße Isolierung ist entscheidend, um zu verhindern, dass der Wasserstoff aufgrund der Wärmeübertragung aus der Umgebung schnell verdampft.

Wenn Wasserstoff verflüssigt wird, wird er zu einer kompakten Möglichkeit, Energie zu speichern. Damit lässt sich überschüssige Energie aus erneuerbaren Quellen speichern und bei Bedarf wieder abgeben. Allerdings erfordert der Prozess der Verflüssigung von Wasserstoff eine erhebliche Menge Energie. Dies kann Auswirkungen auf die Gesamteffizienz der Nutzung von Wasserstoff als Energieträger haben.

Markt und Wirtschaftlichkeit

LH₂ gewinnt als potenziell sauberer Energieträger zunehmend an Bedeutung, insb. **für Sektoren, in denen die Elektrifizierung eine Herausforderung darstellt, wie z.B.** im Fernverkehr und Schwerindustrie. Derzeit wird an der Verbesserung der Produktionseffizienz, der Lagerung und der Sicherheitsaspekte geforscht.

Insgesamt ist verflüssigter Wasserstoff eine bemerkenswerte Substanz mit einzigartigen Eigenschaften und seine Nutzung hat das Potenzial, eine bedeutende Rolle in der Zukunft der Energie- und Weltraumforschung zu spielen.

Sicherheit



Obwohl Wasserstoff ein sauber verbrennender Brennstoff ist, bestehen Sicherheitsbedenken aufgrund seiner Entflammbarkeit und der Tatsache, dass er schwer zu erkennen sein kann, da er farb- und geruchlos ist.

Die Handhabung und Lagerung von verflüssigtem Wasserstoff erfordert strenge Sicherheitsprotokolle und eine ordnungsgemäße Belüftung.

WORLD ENERGY COUNCIL

<u>Algeria</u>	<u>Finland</u>	<u>Netherlands</u>
<u>Argentina</u>	<u>France</u>	<u>New Zealand</u>
<u>Armenia</u>	<u>Germany</u>	<u>Nigeria</u>
<u>Austria</u>	<u>Greece</u>	<u>Norway</u>
<u>Bahrain</u>	<u>Hong Kong, China</u>	<u>Panama</u>
<u>Belgium</u>	<u>Iceland</u>	<u>Paraguay</u>
<u>Bolivia</u>	<u>India</u>	<u>Poland</u>
<u>Bosnia and Herzegovina</u>	<u>Indonesia</u>	<u>Portugal</u>
<u>Botswana</u>	<u>Ireland</u>	<u>Romania</u>
<u>Brasil</u>	<u>Italy</u>	<u>Saudi Arabia</u>
<u>Bulgaria</u>	<u>Japan</u>	<u>Serbia</u>
<u>Chile</u>	<u>Jordan</u>	<u>Singapore</u>
<u>China</u>	<u>Kazakhstan</u>	<u>Slovenia</u>
<u>Colombia</u>	<u>Kenya</u>	<u>Spain</u>
<u>Congo (Dem. Rep.)</u>	<u>Korea (Rep.)</u>	<u>Sri Lanka</u>
<u>Côte d'Ivoire</u>	<u>Latvia</u>	<u>Switzerland</u>
<u>Croatia</u>	<u>Lebanon</u>	<u>Thailand</u>
<u>Cyprus</u>	<u>Lithuania</u>	<u>Trinidad and Tobago</u>
<u>Dominican Republic</u>	<u>Malta</u>	<u>Tunisia</u>
<u>Ecuador</u>	<u>Monaco</u>	<u>Turkey</u>
<u>Egypt (Arab Rep.)</u>	<u>Mongolia</u>	<u>United Arab Emirates</u>
<u>Estonia</u>	<u>Morocco</u>	<u>United States of America</u>
<u>Eswatini (Kingdom of)</u>	<u>Namibia</u>	<u>Uruguay</u>
<u>Ethiopia</u>	<u>Nepal</u>	<u>Vietnam</u>