

Grünes Ammoniak: Bezugsoptionen für Deutschland

Kostenvergleich von importiertem und inländisch produziertem grünem Ammoniak

EWI Policy Brief

Köln, Oktober 2021

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 277 29-100
Fax: +49 (0)221 277 29-400
www.ewi.uni-koeln.de

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Annette Becker, Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge und Prof. Dr. Wolfgang Ketter bilden die Institutsleitung und führen ein Team von etwa 35 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Das EWI ist eine Forschungseinrichtung der Kölner Universitätsstiftung. Neben den Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private Auftraggeber wird der wissenschaftliche Betrieb finanziert durch eine institutionelle Förderung des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIDE).

Autoren

Michael Moritz

Max Schönfish

Dr. Simon Schulte

KERNAUSSAGEN

- Heute ist ein großskaliger Transport von reinem Wasserstoff nur mittels Pipeline kosteneffizient. Da ein europäisches Wasserstoff-Fernleitungsnetz mittelfristig (bis 2030) voraussichtlich nicht zur Verfügung steht, wird ein überregionaler Wasserstoffhandel und -transport insbesondere in Form von Wasserstofffolgeprodukten stattfinden.
- Wasserstofffolgeprodukte wie Ammoniak sind einfacher zu transportieren als reiner Wasserstoff. Ihre Synthese ist jedoch mit einem höheren Energieaufwand und somit höheren Kosten verbunden. Sie können darüber hinaus auch direkt zur Substitution entsprechender, auf fossilen Energieträgern basierender Produkte eingesetzt werden.
- Kurz- bis mittelfristig werden die Wasserstoffbedarfe Deutschlands durch nicht-energetische Bedarfe der Industrie dominiert, insbesondere in der chemischen Industrie, bspw. für die Herstellung von Ammoniak.
- Der direkte Import von grünem Ammoniak nach Deutschland ist aus vielen Regionen weltweit wirtschaftlicher als eine inländische Erzeugung mit grünem Wasserstoff. Neben Europa und Nordafrika kommen Nord- und Südamerika, sowie der Mittlere Osten als potenzielle Herkunftsregionen für grünen Ammoniak in Frage.
- Der Import von grünem Wasserstoff zur Ammoniakherstellung in Deutschland ist gegenüber dem direkten Import von grünem Ammoniak nicht kosteneffizient.

Überregionaler Transport von reinem Wasserstoff mittelfristig nur begrenzt möglich

Zahlreiche Studien zeigen, dass Deutschland seinen Energieverbrauch nur durch Energieimporte kosteneffizient decken kann (EWI, 2020; Agora 2021). Auch langfristig muss Deutschland voraussichtlich fast die Hälfte seines Energieverbrauchs durch chemische Energieträger decken (EWI 2021a). Im Zuge der Dekarbonisierung und aufgrund begrenzter Ressourcen für biogene Energieträger, müssten ein großer Teil davon synthetische Energieträger auf Basis erneuerbarer Energien sein. Grüner Wasserstoff nimmt hierbei eine zentrale Rolle ein. Wasserstoff kann direkt als Energieträger verwendet werden, oder Ausgangsstoff für Wasserstofffolgeprodukte wie Ammoniak, synthetisches Methan, synthetisches Methanol oder Fischer-Tropsch-Kraftstoffe (bspw. synthetisches Kerosin) sein. Nicht zuletzt weisen viele Wasserstofffolgeprodukte vorteilhafte Transporteigenschaften gegenüber Wasserstoff auf.

Bei Umgebungsbedingungen gasförmige Energieträger wie Wasserstoff und Methan sind schwieriger zu transportieren als flüssige, oder leicht zu verflüssigende Energieträger wie Methanol, Kerosin oder Ammoniak. Wasserstoff hat zudem eine dreimal geringere volumetrische Energiedichte als Methan. Dies führt dazu, dass der Transport von Wasserstoff via Pipeline moderat teurer als der Transport von Erdgas ist, da eine höhere Verdichtungsleistung aufgebracht werden muss. Dar-

über hinaus ist es ungewiss, ob in Deutschland im Zeitraum bis 2030 bereits größere Mengen Wasserstoff via Pipeline importiert werden können. Zum einen ist unklar, wie schnell der Markthochlauf für grünen Wasserstoff in potenziellen Erzeugungsländern erfolgt. Zum anderen ist es unwahrscheinlich, dass schon bis 2030 ein größeres, integriertes europäisches Fernleitungsnetz für Wasserstoff entsteht, welches einen Import von Wasserstoff aus weiter entfernt liegenden Gebieten ermöglichen würde. So werden zunächst voraussichtlich regionale Inselnetze entstehen, die erst langfristig zu einem überregionalen Wasserstoffnetz zusammenwachsen könnten (EWI, 2021c; EWI/EWIR, 2020). Der Schiffstransport von reinem Wasserstoff ist derzeit sehr kostenintensiv und wenn überhaupt nur kleinskalig möglich. Für den Transport muss Wasserstoff unter hohem Energieeinsatz verflüssigt werden. Zusätzlich treten durch Boil-Off und Eigenverbrauch während des Transports, je nach Distanz, Verluste in Höhe von 2-6 % der transportierten Menge auf (EWI, 2021b; Brändle et al., 2021). Letztlich ist der Transport von flüssigem Wasserstoff per Schiff noch in der Erprobungsphase, ein erster Schiffsprototyp wird derzeit getestet (Kawasaki, 2021).

Mittelfristig ist der Transport von Wasserstoff über große Distanzen nur in Form seiner Folgeprodukte möglich

Aufgrund der genannten Schwierigkeiten beim Transport von Wasserstoff könnten andere, auf Wasserstoff basierende synthetische Energieträger durch Ihre günstigeren Transporteigenschaften zunehmend an Bedeutung gewinnen. Ammoniak, synthetisches Methan, Methanol und Fischer-Tropsch-Produkte wie Diesel, Benzin oder Kerosin sind entweder leichter zu verflüssigen oder liegen bereits bei Umgebungsbedingungen in flüssiger Form vor. Aus diesem Grund sind diese Energieträger deutlich günstiger und in größeren Mengen transportierbar als reiner Wasserstoff, insbesondere via Schiff. Ein weiterer Vorteil ist, dass für den Transport bestehende Infrastruktur genutzt werden kann: sowohl Methanol und Fischer-Tropsch-Produkte als auch Ammoniak werden heute schon in großen Mengen per Schiff transportiert, erstere in herkömmlichen Tankern und letzteres in LPG-Tankern (LPG = Liquefied Petroleum Gas), da bei Ammoniak Temperaturen von unter -33°C für eine Verflüssigung erforderlich sind. Synthetisches Methan kann ebenfalls verflüssigt und mit herkömmlichen LNG-Tankern (LNG = Liquefied Natural Gas) transportiert werden. Hierfür muss das Gas auf Temperaturen von unter -162°C heruntergekühlt werden. Zum Vergleich: die Verflüssigung von Wasserstoff erfordert Temperaturen von unter -253°C , was mit einem überproportional hohen Energieaufwand verbunden ist. Darüber hinaus kann synthetisches Methan auch ohne zusätzliche Investitionen über das bestehende Erdgasfernleitungsnetz befördert werden.

Die Herstellung von Ammoniak hat gegenüber der Herstellung von Kohlenwasserstoffen wie Methan, Methanol und Fischer-Tropsch-Produkten den Vorteil, dass keine Kohlenstoffquelle notwendig ist. Synthetische Kohlenwasserstoffe sind nur klimaneutral, wenn die für die Synthese notwendige Kohlenstoffquelle biogen ist oder der Kohlenstoff durch Direct Air Capture (DAC) der Luft entnommen wurde. In der Herstellung gebundenes CO_2 wird bei der Verbrennung von synthetischen Kohlenwasserstoffen wieder freigesetzt. DAC-Verfahren sind derzeit allerdings noch sehr energie- und kostenintensiv und machen die Produktion synthetischer Kohlenwasserstoffe nochmals deutlich teurer als die von grünem Wasserstoff und synthetischem Ammoniak. Im Rahmen dieses Policy Briefs liegt der Fokus daher auf dem Energieträger Ammoniak, da das kommerzielle Potenzial hier mittelfristig am größten erscheint.

Ammoniak ist ein wichtiger Grundstoff für die Düngemittelindustrie in Deutschland. Studienergebnisse zeigen, dass die Substitution von grauem Wasserstoff aus der Dampfreformierung von Erdgas durch grünen Wasserstoff in der Produktion von Ammoniak ein wichtiger Treiber der Nachfrage nach klimaneutralem Wasserstoff sein wird (EWI, 2021a). Statt grauen Wasserstoff durch grünen Wasserstoff zu ersetzen, um Ammoniak in Deutschland zu produzieren, könnte man alternativ Ammoniak auch direkt importieren.

Um die Kosten einer lokalen Produktion von Ammoniak und anderen synthetischen Energieträgern mit Importkosten vergleichen zu können, hat das EWI in einer aktuellen Analyse Gesteigungs- und Transportkosten für grünen Wasserstoff, grünes Ammoniak und andere wasserstoffbasierte Energieträger aus 113 Ländern ermittelt.¹ Für die Berechnung der Gesteigungskosten wurde angenommen, dass die für den Syntheseprozess notwendige Elektrizität aus einer eigens errichteten EE-Stromerzeugungsanlage (Onshore Wind, Offshore Wind oder Photovoltaik) stammt und ein Nieder-temperatur-Elektrolyseur zur Herstellung von Wasserstoff verwendet wird. Für die Erzeugung der unterschiedlichen wasserstoffbasierten Energieträger wurde ein Wasserstoffspeicher zwischen Elektrolyse und der jeweiligen Erzeugungsanlage berücksichtigt. Mit Hilfe des Speichers lässt sich die mit der variablen EE-Stromerzeugung schwankende Wasserstoffproduktion des Elektrolyseurs ausgleichen und der nachgelagerte Syntheseprozess somit besser auslasten. EE-Anlage, Elektrolyseur, Speicher und Erzeugungsanlage für den jeweiligen wasserstoffbasierten Energieträger wurden hinsichtlich ihrer Dimensionierung und ihres Einsatzes integriert optimiert. Dabei wurde die Größe der unterschiedlichen Komponenten optimal aufeinander abgestimmt, um möglichst niedrige Gesteigungskosten zu erzielen. Die Bereitstellungskosten von Edukten für wasserstoffbasierte Energieträger, wie Kohlenstoffdioxid oder Stickstoff, wurden ebenfalls berücksichtigt. Es wurde angenommen, dass Kohlenstoffdioxid mittels DAC aus der Umgebungsluft gewonnen wird. Neben den Produktionskosten der Energieträger im jeweiligen Land betrachtet die Analyse auch die für den Transport nach Deutschland anfallenden Kosten. Darüber hinaus wurden länderspezifische Kapitalkosten berücksichtigt, um den Einfluss von Investitionsrisiken abzubilden.

Import von grünem Ammoniak günstiger als Produktion in Deutschland

Zur Deckung der Nachfrage nach grünem Ammoniak in Deutschland bieten sich mittelfristig folgende Optionen: (1) eine inländische Produktion aus inländisch erzeugtem grünem Wasserstoff, (2) eine inländische Produktion aus importiertem Wasserstoff oder (3) ein Direktimport von grünem Ammoniak aus dem Ausland. Mit Hilfe der EWI-Analyse lassen sich die Kosten der drei Optionen miteinander vergleichen. Die Analyse zeigt, dass der Import von grünem Ammoniak per Schiff nach Deutschland aus vielen Regionen der Welt wirtschaftlicher ist als die inländische Erzeugung von grünem Ammoniak. Dies gilt sowohl, wenn die Produktion von Ammoniak in Deutschland auf grünem Wasserstoff aus nationaler Erzeugung beruht, als auch wenn importierter grüner Wasserstoff zum Einsatz kommt. Der Kostenvorteil von Ammoniakimporten ergibt sich insbesondere aus den niedrigen Transportkosten für Ammoniak. Für den Ammoniaktransport kann auf bestehende LPG-Tanker zurückgegriffen werden. Der direkte Einsatz von Ammoniak als Treibstoff für Schiffe wird derzeit erprobt (Ammonia Energy Association, 2020).

¹ Ergebnisse der Analyse sind über das globale PtX-Produktions- und Importkostentool abrufbar unter <https://www.ewi.uni-koeln.de/en/publications/globales-ptx-produktions-und-importkostentool/>

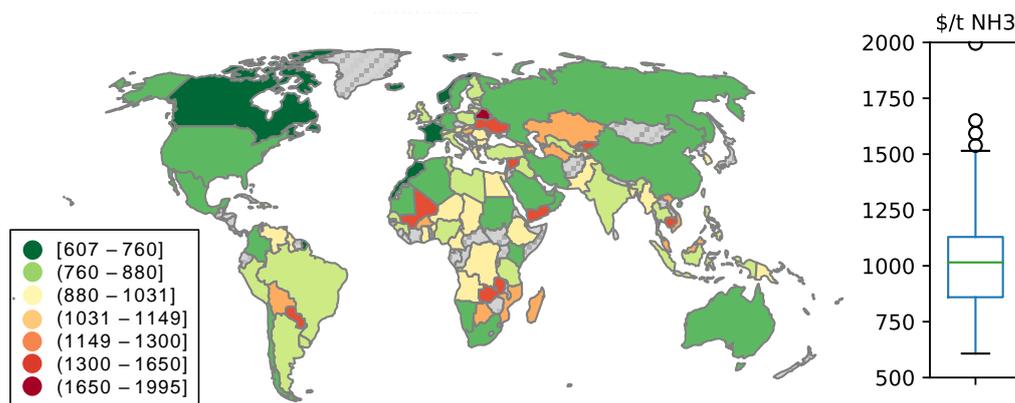


ABBILDUNG 1: KOSTEN FÜR DEN IMPORT VON GRÜNEM AMMONIAK PER SCHIFF NACH DEUTSCHLAND IM JAHR 2030, AUFGESCHLÜSSELT NACH HERKUNFTSLAND

Abbildung 1 zeigt die für 2030 ermittelten Kosten für einen schiffsgestützten Import von grünem Ammoniak nach Deutschland für 112 mögliche Herkunftsländer, sowie die Erzeugungskosten in Deutschland. Die auf der Karte farblich dargestellte Verteilung ist zusätzlich in einem Boxplot-Diagramm auf der rechten Seite der Karte abgebildet. Die Importkosten variieren je nach Herkunftsland stark. Dies liegt vor allem an Unterschieden in den Produktionskosten. Die Produktionskosten werden neben den EE-Potenzialen vor allem durch die länderspezifischen Kapitalkosten beeinflusst. Letztere führen insbesondere in Afrika zu hohen Gestehungskosten, trotz teils guter EE-Potenziale. Darüber hinaus fallen auch Transportkosten nach Deutschland an. Beim Import von Ammoniak dominieren jedoch die Gestehungskosten im Herkunftsland die Importkosten und der Transport ist vergleichsweise günstig. Anders als bei reinem Wasserstoff macht dies auch weiter entfernte Regionen als Bezugsquellen interessant. Neben Nord- und Südwesteuropa stechen u.a. Nordafrika, Nordamerika oder der mittlere Osten als besonders kostengünstige Herkunftsregionen für grünes Ammoniak hervor.

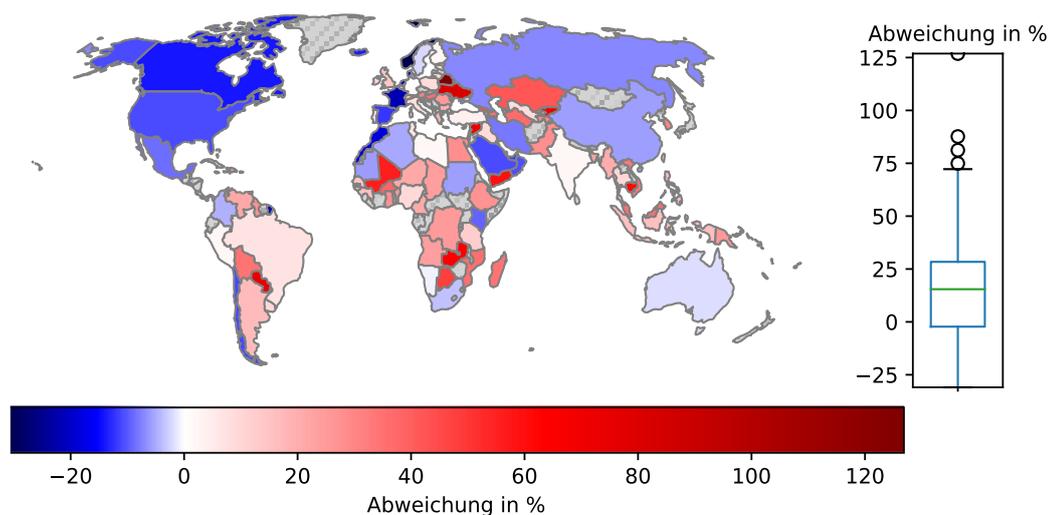


ABBILDUNG 2: PROZENTUALE ABWEICHUNG DER IMPORTKOSTEN VON DEN NATIONALEN GESTEHUNGSKOSTEN VON IMPORTIERTEM AMMONIAK FÜR EINE IMPORTMENGE VON 100 TWH NACH DEUTSCHLAND IM JAHR 2030

Deutlich werden die Unterschiede in der relativen Betrachtung. Abbildung 2 zeigt die prozentuale Abweichung der Importkosten für grünes Ammoniak von den nationalen Erzeugungskosten in Deutschland für das Jahr 2030. Es wird deutlich, dass der Import von grünem Ammoniak aus vielen Regionen weltweit kosteneffizienter ist als die nationale Erzeugung in Deutschland. Ausgewählte, in Abbildung 2 blau gekennzeichnete Länder, werden im Folgenden näher betrachtet.

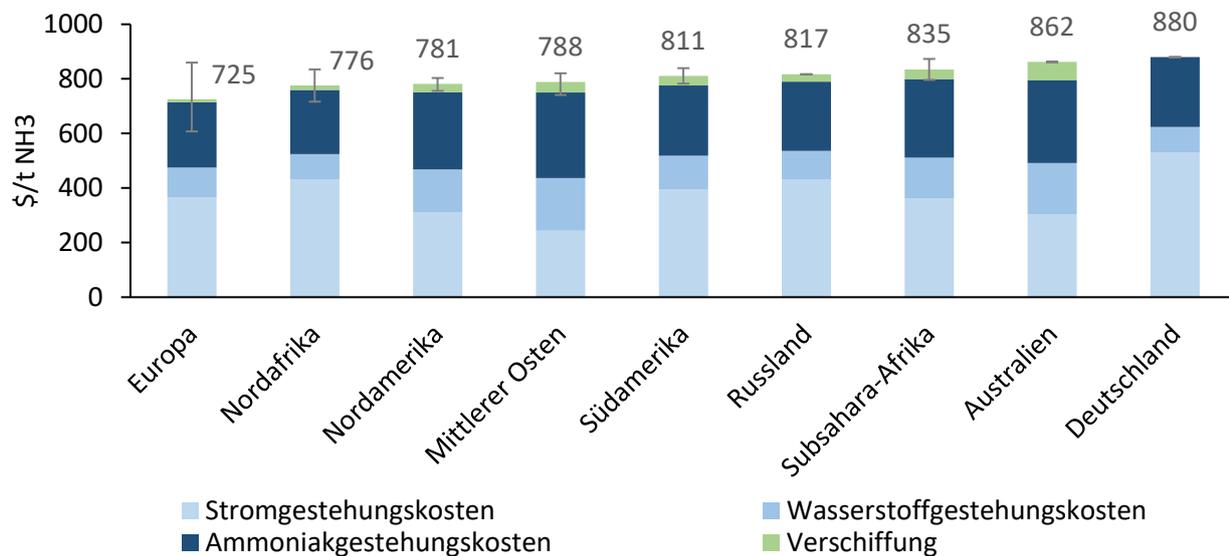


ABBILDUNG 3: IMPORTKOSTEN VON GRÜNEM AMMONIAK GÜNSTIGER ALS DIE ERZEUGUNG IN DEUTSCHLAND NACH WELTREGIONEN

Abbildung 3 zeigt Länder, aus denen der Import von grünem Ammoniak günstiger ist als die Herstellung in Deutschland, geclustert nach Weltregionen. Angegeben ist jeweils der Mittelwert der Importkosten der jeweiligen Region sowie eine Preisspanne innerhalb der Region. Die günstigsten Importoptionen für Deutschland sind andere europäische Länder. mit einer Kostenspanne von 607-860 \$/t NH₃ ist der Import aus acht europäischen Ländern wirtschaftlicher als die Produktion von grünem Ammoniak in Deutschland, wobei der Bezug aus Norwegen, den Niederlanden und Frankreich am günstigsten ist. Der Import aus Nordafrika ist im Mittel für 776 \$/t NH₃ möglich. Importe aus Nordamerika oder dem mittleren Osten sind in der Kostenspanne 741-821 \$/t NH₃ mögliche Bezugsoptionen. Darüber hinaus ist auch ein Import aus Südamerika, Russland, Subsahara-Afrika und Australien für Kosten zwischen 796 und 873 \$/t NH₃ möglich und damit günstiger als die Produktion in Deutschland.

Sollte der Aufbau eines Wasserstoff-Fernleitungsnetzes auf Basis umgewidmeter Erdgaspipelines jedoch schneller als erwartet erfolgen, könnte der Import von grünem Wasserstoff für die Herstellung von Ammoniak in Deutschland günstiger sein als die Produktion von Ammoniak aus inländisch erzeugtem grünem Wasserstoff. Der direkte Import von Ammoniak ist jedoch für alle in Abbildung 3 dargestellten Importländer kosteneffizienter. Perspektivisch verändert sich dieses Bild auch bis zum Jahr 2050 nicht. Darüber hinaus lässt sich Ammoniak indirekt auch als Medium für die Verschiffung von Wasserstoff nutzen, etwa als Alternative zu Flüssigwasserstoff. Um den Wasserstoff zurückzugewinnen wird das Ammoniak in einem Cracker in Wasserstoff und Stickstoff zerlegt. Die Nutzung von Ammoniak als Transportmedium für Wasserstoff ist aufgrund der damit

verbundenen Umwandlungsverluste jedoch kostenintensiv. Da eine Infrastruktur für den großskaligen Transport von flüssigem Wasserstoff aber noch nicht existiert, könnte der Import von Wasserstoff über Ammoniak als Transportmedium in der mittleren Frist trotzdem eine gewisse Rolle spielen.

Konsequenzen für die Ammoniakherstellung in Deutschland

Produktionskosten für konventionelles Ammoniak auf Basis von grauem Wasserstoff sind stark abhängig vom Erdgaspreis und betragen in Europa 300 bis 700 \$/t (Boulamanti & Moya, 2017; Bartels 2008, Moritz et al. 2019). Grünes Ammoniak ist üblicherweise teurer als graues Ammoniak, auch wenn die aktuell sehr hohen Gaspreise in Deutschland vereinzelt zu Produktionsstopps geführt haben (Handelsblatt 2021).² Mittelfristig ist es jedoch unwahrscheinlich, dass die Erdgaspreise dauerhaft auf dem derzeitigen, hohen Niveau verharren. So prognostiziert z.B. die Internationale Energieagentur, je nach Szenario, Gaspreise von 13 bis 26 \$/MWh für Europa im Jahr 2030 (IEA 2021, S. 101). Dementsprechend gibt es eine Kostenlücke, die geschlossen werden muss, damit grünes Ammoniak konkurrenzfähig wird. Im Vergleich zu den typischen Produktionskosten von grauem Ammoniak in Deutschland liegen die Importkosten von grünem Ammoniak im Jahr 2030 je nach Herkunftsland 20-80 % höher. Weiter steigende CO₂-Zertifikatspreise im EU-Emissionshandel würden dazu beitragen, die Wirtschaftlichkeit von grünem gegenüber grauem Ammoniak zu verbessern. Darüber hinaus könnten weitere politische Maßnahmen, wie z.B. im Rahmen des „Fit for 55“-Programms der EU-Kommission geplante Einführung verbindlicher Quoten für grünen Wasserstoff oder andere wasserstoffbasierte Energieträger in verschiedenen Sektoren (IHS Markit 2021), mittelfristig auch die Nachfrage nach grünem Ammoniak direkt deutlich erhöhen.

Insgesamt zeigt die EWI-Analyse, dass der Import von grünem Ammoniak via Schiff die wahrscheinlich kostengünstigste Option darstellt, die Nachfrage nach grünem Ammoniak zu decken, insbesondere vor dem Hintergrund begrenzter Erneuerbaren-Potenziale und vergleichsweise hoher Wasserstoffimportkosten in Deutschland. Dies bedeutet im Umkehrschluss jedoch, dass sich die Herstellung von Ammoniak zumindest langfristig ins Ausland verlagern würde, wodurch ein Teil der Wertschöpfung in Deutschland verloren ginge.

² Im Oktober 2021 pendelten die Gaspreise am Handelspunkt TTF zwischen 96 und 132 \$/MWh (Powernext 2021).

Literatur

- Agora, 2021 Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende
- Ammonia Energy Association, 2020 Ammonia Energy Association (2020): Viking Energy to be retrofit for ammonia fuel in 2024, Artikel vom 23.01.2020, <https://www.ammoniaenergy.org/articles/viking-energy-to-be-retrofit-for-ammonia-fuel-in-2024/>
- Bartels, 2008 Jeffrey Ralph Bartels (2008): A feasibility study of implementing an Ammonia Economy. Dissertation. Iowa State University.
- Brändle et al., 2021 Gregor Brändle, Max Schönfisch, Dr. Simon Schulte (2021): Estimating long-term global supply costs for low-carbon hydrogen. In Applied Energy 302, p. 117481. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.117481.
- Boulamanti & Moya, 2017 Aikaterini Boulamanti, Jose A. Moya (2017): Production costs of the chemical industry in the EU and other countries: Ammonia, methanol and light olefins. In Renewable and Sustainable Energy Reviews 68, pp. 1205-1212. DOI: 10.1016/j.rser.2016.02.021.
- EWI, 2020 Dr. Simon Schulte, David Schlund (Mai 2020): Hintergrund Nationale Wasserstoffstrategie - Technologieneutralität ermöglicht Markthochlauf und langfristige kosteneffiziente Versorgung. EWI Policy Brief, <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/hintergrund-nationale-wasserstoffstrategie/>
- EWI, 2021a Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2021). dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Klimaneutralität 2045 - Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).
- EWI, 2021b Dr. Simon Schulte, Max Schönfisch, Gregor Brändle (2021): Wasserstoff: Bezugsoptionen für Deutschland - Kostenvergleich von importiertem und lokal produziertem CO₂-armen Wasserstoff. EWI Policy Brief, <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/wasserstoff-bezugsoptionen-fuer-deutschland-kostenvergleich-von-importiertem-und-lokal-produziertem-co2-armen-wasserstoff/>
- EWI, 2021c Max Schönfisch, Tobias Sprenger, David Schlund, Jan Kopp, Arthur Gajewski (2021): Hydrogen cluster Belgium, the Netherlands, and North-Western Germany . EWI Study, <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/hydrogen-cluster-belgium-the-netherlands-and-north-western-germany/>
- EWI/EWIR, 2020 Dr. Simon Schulte, Dominic Lencz, David Schlund, Dr. Max Baumgart, Felix Berger, Felix Mansius (2020): Der Regulierungsrahmen für Wasserstoffnetze - Eine ökonomische und rechtliche Einordnung vor dem Hintergrund des angestrebten Markthochlaufs. EWI EWIR Policy Brief, <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/der-regulierungsrahmen-fuer-wasserstoffnetze-eine-oekonomische-und-rechtliche-einordnung-vor-dem-hintergrund-des-angestrebten-markthochlaufs/>
- Handelsblatt, 2021 Bernd Fröndhoff, Kathrin Witsch (2021): Teures Erdgas: Düngerhersteller drosseln europaweit die Produktion, Handelsblatt, Artikel vom 06.10.2021, <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energiepreiskrise-teures-erdgas-duengerhersteller-drosseln-europaweit-die-produktion/27680866.html>
- IEA, 2021 World Energy Outlook 2021. OECD Publishing, Paris.
- IHS Markit, 2021 IHS Markit (2021) EC Fit for 55 offers benefits to hydrogen economy, abgerufen am 25.10.2021, <https://ihsmarkit.com/research-analysis/ec-fit-for-55-offers-benefits-to-hydrogen-economy.html>
- Kawasaki, 2019 Kawasaki: World's First Liquefied Hydrogen Carrier SUIISO FRONTIER Launches Building an International Hydrogen Energy Supply Chain Aimed at Carbon-free Society, Artikel vom 11.12.2019, https://global.kawasaki.com/en/corp/newsroom/news/detail/?f=20191211_3487
- Moritz et al., 2019 Michael Moritz, Jan-Raphael Seidenberg, Maximilian Siska, Marc Daniel Stumm, Song Zhai (2019): A Path to Sustainability: Green Hydrogen Based Production of Steel and Ammonia. https://web.fe.up.pt/~fgm/eurecha/scp_2019/eurecha2019_mainreport_1stprize.pdf, abgerufen am 27.09.2021.
- Powernext, 2021 TTF Neutral Gas Price. <https://www.powernext.com/spot-market-data>, abgerufen am 28.10.2021.