



Globaler H<sub>2</sub>-Potenzialatlas

Nachhaltige Standorte in der Welt für die grüne Wasserstoffwirtschaft von morgen:  
Technische, ökonomische und soziale Analysen zur Entwicklung eines nachhaltigen  
globalen Wasserstoffatlases

---

---

Impulspapier

---

## **Was wissen wir über Importe von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten und was lässt sich daraus für eine deutsche Importstrategie ableiten?**

---

Autorinnen und Autoren:

Martin Wietschel (Fraunhofer ISI)

Bastian Weißenburger (Fraunhofer ISI)

Jakob Wachsmuth (Fraunhofer ISI)

Viktor Paul Müller (Fraunhofer ISI)

# Was wissen wir über Importe von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten und was lässt sich daraus für eine deutsche Importstrategie ableiten?

## Förderung

Das Projekt HYPAT – H<sub>2</sub>-POTENZIALATLAS – wird im Rahmen des Ideenwettbewerbs »Wasserstoffrepublik Deutschland« im Modul Grundlagenforschung Grüner Wasserstoff vom Bundesministerium für Bildung und Forschung BMBF gefördert. Die Projektlaufzeit läuft über einen Zeitraum von drei Jahren, März 2021 bis Februar 2024.



## Projektleitung

Prof. Dr. Martin Wietschel  
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI  
Breslauer Str. 48, 76139 Karlsruhe  
[martin.wietschel@isi.fraunhofer.de](mailto:martin.wietschel@isi.fraunhofer.de)

## Projekt-Webseite

[www.hypat.de](http://www.hypat.de)

## Zitierempfehlung

Wietschel, M.; Weißenburger, B.; Wachsmuth, J.; Müller, V. P. (2024): Was wissen wir über Importe von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten und was lässt sich daraus für eine deutsche Importstrategie ableiten? HYPAT Impulspapier Nr. 1/2024. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Hrsg.)

## Veröffentlicht

Datum	Version	Änderung
Februar 2024	01	

## Disclaimer

Das vorliegende Impulspapier wurde von den genannten Autorinnen und Autoren des HyPat-Konsortiums ausgearbeitet. Die Analyse spiegelt nicht zwangsläufig die Meinung des HyPat-Konsortiums oder des Fördermittelgebers wider. Die Inhalte werden im Projekt unabhängig vom Bundesministerium für Bildung und Forschung erstellt.

Die Publikation einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt.

Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autorinnen und Autoren gehen davon aus, dass die Angaben in diesem Bericht korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr.

## Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung .....	4
2	Schlussfolgerungen aus techno-ökonomischen Studien zu Importen von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten.....	5
2.1	Erzeugung .....	5
2.2	Lokale Produktion vs. Import.....	8
2.3	Handel.....	9
3	Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen für eine deutsche Importstrategie.....	12
3.1	Allgemeine Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen.....	12
3.2	Importstrategie für reinen Wasserstoff.....	14
3.3	Importstrategie für Wasserstoffderivate.....	17
4	Zusammenfassung.....	19
5	Literaturverzeichnis .....	21

# 1 Einleitung

---

In der Überarbeitung der nationalen Wasserstoffstrategie hat die Bundesregierung festgelegt, bis 2030 in Deutschland 10 Gigawatt Elektrolyse-Kapazität aufbauen zu wollen (Bundesregierung 2023). Nach Einschätzung der Bundesregierung unter Auswertung der gängigen Szenarien werden von dem für 2030 prognostizierten Bedarf in Höhe von 95 TWh bis 130 TWh rund 50 % bis 70 % (45 TWh bis 90 TWh) durch Importe aus dem Ausland (in Form von Wasserstoff und Wasserstoff-Derivaten) gedeckt werden. Wie eine Strategie für den Import detaillierter aussehen soll, will die Regierung in einer Wasserstoff-Importstrategie für Wasserstoff und seine Derivate festlegen, die derzeit entwickelt wird.

Eine Reihe an aktuellen Studien hat sich mit den Kosten für Herstellung und Transport sowie den Exportpreisen und internationalen Handelsströmen für Wasserstoff und/oder seine Derivate beschäftigt. Ziel des vorliegenden Impulspapieres ist es, die wesentlichen Erkenntnisse aus diesen Studien herauszuarbeiten und darauf aufbauend dann Handlungsempfehlungen für eine deutsche Importstrategie abzugeben.

Einschränkend ist zu erwähnen, dass die Studien im Wesentlichen eine techno-ökonomische Sicht einnehmen. Eine Importstrategie umfasst allerdings auch weitergehende Aspekte. So soll die deutsche Importstrategie auch die Nachhaltigkeitskriterien entsprechend der Agenda 2030 (SDGs) und die lokale Wertschöpfung berücksichtigen. Bei Partnerländern soll sie die Entwicklungszusammenarbeit auf maximale Synergien mit den Zielen der Agenda 2030 anstreben, insbesondere die Förderung lokaler Energiewenden im Sinne einer sozial-ökologischen Gesellschafts- und Wirtschaftstransformation und der Nachhaltigkeitsziele (SDG) (siehe Bundesregierung 2023). Diese Aspekte sind sehr relevant; sie werden in dem Impulspapier allerdings nicht oder nur am Rande betrachtet. Darüber hinaus beziehen sich die Analysen auf grünen Wasserstoff und seine Derivate. Blauer, türkiser und oranger Wasserstoff, die nach der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie eine Brückenfunktion einnehmen können (Bundesregierung 2023), bleiben außen vor.

In Kapitel 2 werden die wesentlichen Erkenntnisse aus internationalen Studien zu den Themen Erzeugung, Produktion und Handel von Wasserstoff und seinen Derivaten herausgearbeitet. Sich hieraus ergebende Erkenntnisse sowie Schlussfolgerungen für eine deutsche Importstrategie werden dann in Kapitel 3 behandelt. Im letzten Kapitel, Kapitel 4, wird eine Zusammenfassung gegeben.

## 2 **Schlussfolgerungen aus techno-ökonomischen Studien zu Importen von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten**

---

Im Folgenden werden die wesentlichen Erkenntnisse aus aktuellen internationalen Studien zum Import von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten herausgearbeitet. Dabei erfolgt eine Gliederung in drei Unterkapitel. Das erste beschäftigt sich mit Themen der Erzeugung, das zweite mit Fragen zur lokalen Produktion im Verhältnis zu Importen und das dritte mit dem Handel.

### 2.1 **Erzeugung**

#### **Das globale Potenzial für grünen Wasserstoff und Derivate reicht aus, um ambitionierte Nachfrageentwicklungen zu decken**

Riemer et al. (2022) zeigen auf der Basis der Auswertung vieler internationaler Studien, dass bei ambitionierten Klimazielen die globale Nachfrage nach Wasserstoff bis 2050 bei 4 % bis 11 % am Endenergiebedarf liegen könnte, wenn man Ausreißer nicht beachtet. Aber selbst maximale Ausreißer sehen keinen Bedarf über 23 %. Verschiedene Studien demonstrieren in ihren techno-ökonomischen Analysen, dass das globale erneuerbare Potenzial ausreicht, um diesen prognostizierten globalen Wasserstoffbedarf durch grünen Wasserstoff zu decken (siehe Franzmann et al. 2023 und Shirizadeh et al. 2023). Dies gilt selbst, wenn man deutlich einschränkende Kriterien zu Grunde legt und z. B. einen Ausschluss von Regionen mit Wasserstress oder von geopolitisch instabilen Regionen vornimmt (siehe Pfenning et al. 2021 und Forschungszentrum Jülich et al. 2023).

#### **Eine große Lücke zwischen heutigem Angebot und künftigen Bedarf besteht**

Wie die IEA in ihrem aktuellen Review (IEA 2023b) aufzeigt, ist zuletzt die Zahl der angekündigten Projekte zur emissionsarmen Wasserstoffherzeugung deutlich angestiegen. Allerdings haben nur 4 % dieser potenziellen Produktion zumindest eine endgültige Investitionsentscheidung getroffen. Auch die Zahl an Hersteller von Elektrolyseuren, die ehrgeizige Expansionspläne angekündigt haben, nimmt rasch zu. Derzeit sind aber nur 0,7 GW an Elektrolyseleistung weltweit installiert (IEA 2023b).

Um allerdings 10 % des Endenergiebedarfes durch Wasserstoff und seine Derivate decken zu können, werden ca. 3500 GW Elektrolyseleistung benötigt. Weiterhin bräuchte man, wenn man die Nachfrage durch grünen Wasserstoff decken will, dafür ca. 4500 GW an erneuerbarer Stromproduktionsleistung. Derzeit beträgt die weltweite gesamte installierte erneuerbare Stromproduktion 3100 GW (Anteil Erneuerbare am Endenergieverbrauch weltweit liegt im Jahre 2021 bei 12,6 %). Das heißt, man müsste die installierte erneuerbare Leistung um rund 130 % erhöhen, um alleine den Bedarf nur für grünen Wasserstoff und seine Derivate abdecken zu können, ohne dass die Erneuerbaren z. B. zur Substitution bestehender fossiler Anlagen eingerechnet sind. Weiterhin müssten für kohlenstoffhaltige Wasserstoffderivate noch Direct-Air-Capture-Anlagen, die ebenfalls nur mit Erneuerbaren zu betrieben sind, wenn man treibhausgasneutral sein will, gebaut werden. Diese Anlagen sind derzeit noch nicht kommerziell verfügbar. Und auch entsprechende Synthesenanlagen müssten errichtet werden.

#### **Die Stromerzeugung, die Kapitalkosten und die Elektrolyseurkosten dominieren bei den Herstellkosten**

Günstige Kosten der Stromerzeugung machen den größten Anteil der Herstellkosten für Wasserstoff und Derivate aus, gefolgt von den Investitionen und dem Betrieb für die Elektrolyseure sowie

den Kapitalkosten auf die Gesamtinvestitionen (siehe u. a. Lux et al. 2021, IRENA 2022, Brändle et al. 2021, Hank et al. 2023 und Franzmann et al. 2023). Bei Derivaten fällt zudem die CO<sub>2</sub>-Bereitstellung ins Gewicht und in begrenzteren Umfang die Investitionen in die Syntheseanlagen.

### **Sonnenreiche Regionen, gegebenenfalls verbunden mit guten Windpotenzialen bieten aus einer techno-ökonomischen Sicht die günstigsten Herstellkosten**

Die Stromerzeugung aus Photovoltaik (PV) ist bei entsprechenden klimatischen Voraussetzungen oft günstiger als die Stromproduktion aus Windkraft und hohe technische Potenziale zur Energieerzeugung sind vorhanden (siehe Franke et al. 2023). Allerdings sind die Volllaststunden von PV oftmals niedriger im Vergleich zu Windkraftanlagen, was zu niedrigerer Auslastung der Elektrolyseure führt und damit die anteiligen Kosten der Elektrolyseure erhöht oder Stromspeicher notwendig macht. Auch kann sich die Saisonalität der PV ungünstig auf die wirtschaftliche Situation auswirken.

In vielen Studien wird eine Tendenz zur PV-Nutzung für die Wasserstoffherzeugung gesehen (siehe z. B. Brändle et al. 2021). Auch nach IRENA (2022) stammt der größte Teil des Stroms für die Wasserstoffproduktion in beiden untersuchten Szenarien aus Ländern mit guten Solarenergiepotenzialen. Die niedrigeren Investitionen (CAPEX) von PV-Anlagen machen ihre Nutzung trotz der daraus resultierenden niedrigeren Kapazitätsfaktoren (Auslastungsgrade) für die Elektrolyse in manchen Regionen attraktiver als Onshore-Wind. Es kommt aber auf die regionale Situation an und die Kombination beider Technologien kann dann ebenfalls wirtschaftlich attraktiv sein.

Franzmann et al. (2023) sehen vor allem in den sonnenreichen Ländern in Afrika und im Nahen Osten günstige Standorte für eine Herstellung von Wasserstoff. Dezentrale PV-basierte Wasserstoffproduktion, auch in windreichen Ländern, ist nach ihren Analysen immer vorzuziehen.

Im PtX-Atlas des Fraunhofer IEE (Pfenning et al. 2021) werden zehn Länder mit dem größten Potenzial für die Herstellung von Wasserstoff und Derivaten außerhalb Europas genannt: USA, Australien, Argentinien, Russland, Ägypten, Kanada, Mexiko, Libyen, Chile und Saudi-Arabien. Ein großer Teil dieses Potenzials liegt in den Regionen, die in der Lage sind, Strom sowohl aus Wind- als auch aus Sonnenenergie zu erzeugen, was eine hohe Auslastung der Elektrolyseure ermöglicht. Auch Australien und die USA bieten ein erhebliches Potenzial an reiner Solarenergie. Reine Windstandorte in den USA, Kanada und Russland stellen eine weitere bedeutende Potenzialquelle nach dieser Studie dar (Pfenning et al. 2021).

In Hank et al (2023) wird eine ausgewählte Anzahl an Ländern untersucht und dort weisen insbesondere Brasilien, Australien und Spanien sehr günstige Bedingungen für die Produktion von Wasserstoff und Derivaten auf. Aber auch Länder aus der MENA-Region oder Südamerika bieten gute Voraussetzungen. In Viebahn et al. (2022) werden für die MENA-Region auch oft kostengünstigere Potenziale für PV und CSP (Concentrated Solar Power) im Vergleich zur Windenergie gesehen.

In Verschuur et al. (2024) wird aus Berechnungen geschlossen, dass grünes Ammoniak nahe dem Äquator in Ländern mit hohem Solarpotenzial und reichlich Flächen produziert werden sollte.

### **Länder mit niedrigen Kapitalkosten werden aus einer techno-ökonomischer Sicht Kostenvorteile haben**

Da die Betriebskosten für erneuerbare Energien in vielen Regionen sehr niedrig und auf einem vergleichbaren Niveau sind, werden niedrige Kapitalkosten für die Kosteneffizienz des Handels wichtig (siehe IRENA 2022, Hank et al. 2023, IRENA 2023 und Lux et al. 2021). Länder, die Zugang zu kostengünstigen Finanzierungen durch staatliche Initiativen und nationale Fonds haben, sind von Na-

tur aus besser in der Lage, die komplexen Herausforderungen grüner Wasserstoffprojekte zu bewältigen. Diese Art der finanziellen Unterstützung geht über die bloße Finanzierung hinaus; sie dient als starker Katalysator für die Bewältigung der Unsicherheiten im Zusammenhang mit Pioniertechnologien (IRENA 2023). Finanzstarke Öl- und Erdgasländer mit beträchtlichen Staatsfonds haben in dieser Hinsicht Vorteile.

Zur Mobilisierung privaten Kapitals ist die Renditeerwartung unter Berücksichtigung vorhandener Risiken ausschlaggebend, während für die Bereitstellung von Fremdkapital für das Ausfallrisiko relevant ist. Eine Orientierungsgröße, die hierzu gerne herangezogen wird, sind die durchschnittlichen, gewichteten Kosten für Kapital (WACC – Weighted Average Cost of Capital) des Unternehmens, die aber unternehmensindividuell sind. Es gibt jedoch Ansätze, einen durchschnittlichen WACC für Länder zu berechnen (siehe Damodaran 2019). Diese zeigen eine breite Varianz des WACC auf und oft weisen Länder aus Afrika oder Südamerika einen hohen WACC auf. So wird in Lux et al (2021) gezeigt, dass die Kostenvorteile der MENA-Region basierend auf besseren Erneuerbaren-Potenzialen durch hohe WACC gegenüber einer Wasserstoffproduktion in der EU aufgehoben werden.

Sowohl die absolute Höhe der WACC als auch die Unterschiede zwischen den Ländern haben erhebliche Auswirkungen auf die Handlungsaussichten und sind ein sehr wichtiger Faktor für das Potenzial eines Landes, ein Exporteur zu werden. Wenn die WACC in etwa auf dem heutigen Niveau bleiben, werden Länder mit günstigen Erneuerbaren-Potenzialen und niedrigen WACC zu den größten Exporteuren von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten werden (IRENA 2022). Allerdings unterscheiden sich auch solche Länder noch in anderen Faktoren, wie Wasserverfügbarkeit, politischer Stabilität, Infrastrukturen, Transportdistanzen zu Abnehmern und Verfügbarkeit von Fachkräften, die den Wettbewerb zwischen diesen Ländern ebenfalls beeinflussen.

### **Eine Vernachlässigung der Kosten für nationale und internationale Transportinfrastruktur führt zu deutlicher Unterschätzung der erreichbaren Importkosten und der Aufbau internationaler Transportkapazitäten benötigt Zeit**

In Franzmann et al. (2023) wird anhand eines Studienvergleichs gezeigt, dass dieser Aspekt einen Teil der Kostenunterschiede in den Studien erklären kann. Auch Hank et al. (2023) betonen, dass bei infrastrukturellen Engpässen wichtig ist, sich nicht nur auf die Power-to-X-Erzeugung zu konzentrieren, sondern auch nachgelagerte Prozessketten aufzubauen, die für den Import benötigt werden. Auch Ishimoto, Y. et al. (2020) zeigen den vergleichsweise hohen Kostenanteil von Transportinfrastrukturen an den Lieferkosten von flüssigen Wasserstoff sowie Ammoniak auf. Genge et al. (2023) weisen in einer Meta-Studie auf, dass die Transportkosten je nach Derivat zwischen 16-54% der Importkosten liegen können.

Importhäfen müssen über eine geeignete Entlade- und lokale Lagerinfrastruktur für Power-to-X-Produkte verfügen. Besteht eine Pipeline-Verbindung für den inländischen Transport von Wasserstoff, müssen energieeffiziente Umwandlungsanlagen wie Regasifizierungsanlagen für flüssigen Wasserstoff oder Ammoniakreformer in Betracht gezogen werden. Auch der Aufbau der Schiffskapazitäten über längere Transportdistanzen muss längerfristig geplant werden und erfordert entsprechende Investitionen. Grundsätzlich sind die Wasserstofftransportkosten via Pipeline am geringsten, insbesondere, wenn umgerüstete Gaspipelines verwendet werden können (Agora Industrie und TU Hamburg 2023). Teilweise ist der Transport von Wasserstoff über Pipelines aus geographischen Gründen wie z. B. Meereswassertiefen nicht möglich. Bei zu großen Transportlängen (bei neu gebauten Pipelines ca. > 4000 km, bei umgerüsteten Gaspipelines bis ca. 8000 km (siehe IRENA 2022)) wird der Transport per Schiff günstiger. Hierzu werden verschiedene Optionen wie Flüssigwasserstoff, organische Wasserstoffträger (LOHC), Ammoniak oder Methanol diskutiert (Kreidel-

meyer et al. 2023). Die jeweils sinnvollste Transportoption ist dabei sowohl vom endgültigen Anwendungsfall als auch von der Verfügbarkeit von Schiffen und Infrastruktur abhängig. Während der Transport von Ammoniak, LOHC und flüssigen kohlenstoffhaltigen Molekülen mit bestehenden Schiffstechnologien möglich ist, gibt es für Flüssigwasserstoff derzeit lediglich einen Prototyp. Große Flüssigwasserstofftanker sind voraussichtlich erst nach 2030 verfügbar (SCI4climate.NRW 2021). Auch Verschuur, J. et al (2024) argumentieren, dass der Aufbau der Schiffstransporte z. B. für größere Menge an Ammoniak Zeit benötigt und Aktivitäten auf diesem Gebiet bisher kaum erkennbar sind. Im Vergleich zu LNG ist die Energiedichte beim Transport von Flüssigwasserstoff, Ammoniak und LOHC geringer, sodass die Anzahl an Schiffen, die je gehandelte Energiemenge benötigt wird, deutlich höher ist. Gerade bis 2030 könnte die Produktionskapazität für Schiffe daher ein limitierender Faktor sein. Insbesondere da die Fertigung von Flüssiggastankern für Wasserstoff und synthetischen Gas im Vergleich zu anderen Schiffen besonders komplex ist, was den Eintritt von neuen Herstellern in den Markt erschwert. Dieser wird heute von Werften in Korea, China und Japan dominiert (IEA 2023a), sodass Deutschland und Europa auf Technologieimporte angewiesen sind. In Bezug auf die Kosten ist davon auszugehen, dass der Transport von Wasserstoff per Schiff, unabhängig ob in Form von Flüssigwasserstoff, Ammoniak oder LOHC, deutlich über dem heutigen Niveau von LNG liegen wird (IEA 2023a, Verschuur et al 2024).

## 2.2 Lokale Produktion vs. Import

### **Nur ein kleiner Teil der Wasserstoff und Derivatennachfrage wird international gehandelt, der überwiegende Teil aus heimischen Vorkommen gedeckt.**

Eine Reihe an Studien kommt zu dem Schluss, dass der erzeugte Wasserstoff und seine Derivate überwiegend auf nationalen Märkten eingesetzt werden (siehe IRENA 2022, Shirizadeh et al. 2023 und Hydrogen Council, McKinsey & Company 2022). So werden nach dem Szenario von IRENA (2022) drei Viertel im Inland produziert und verbraucht werden. Dies ist eine erhebliche Veränderung gegenüber dem heutigen Ölmarkt, wo der Großteil (etwa 74 %) international gehandelt wird: Aber es ist ähnlich wie auf dem heutigen Gasmarkt, wo nur 33 % des Gases grenzüberschreitend gehandelt werden (siehe IRENA 2022).

Auch nach Shirizadeh et al. (2023) deckt der globale Handel zwischen 2030 und 2050 etwa ein Fünftel des Gesamtbedarfs. In der Studie wird aber auch auf die Rolle des Handels bei der Minimierung der Kosten hingewiesen. Es dominieren beim Handel von Wasserstoff abgeleitete Moleküle (Ammoniak, Methanol und E-Kerosin), die sich leichter über große Entfernungen transportieren lassen gegenüber dem Handel mit reinem Wasserstoff. Gerade im Hinblick auf die nächsten Jahre wird dem internationalen Handel mit Ammoniak eine große Bedeutung beigemessen (siehe hierzu auch Verschuur et al 2024).

### **Die Anzahl der Länder, die auf Importe angewiesen sind, ist beschränkt**

Die Auswertung der verschiedenen Studien (Shirizadeh, B. et al. 2023, Hydrogen Council, McKinsey & Company 2022, IRENA 2022, iLF et al. 2023), zeigt, dass nur eine begrenzte Anzahl an Ländern aus heutiger Sicht einen höheren Importbedarf haben. In der EU sind es im Wesentlichen Deutschland, die Niederlande und Belgien, die nicht genug wirtschaftliche Erneuerbaren-Potenziale haben, um die erwartete hohe Nachfrage zu decken (Ergebnis der Langfristszenarien, siehe Sensfuß, F. et al. 2023). International werden weiterhin vor allem Japan und Südkorea als künftige Importkandidaten mit hohem Importbedarf gesehen. In diesen Ländern wird u. a. eine hohe Nachfrage erwartet, weil sie einerseits über einen starken Stahl- und Chemiesektor und andererseits über ambitionierte Treibhausgasreduzierungsziele verfügen.

Einige Studien sehen auch noch Importbedarfe bei China und evtl. den USA. Beides sind Länder mit vergleichsweise günstigen Herstellkosten für Wasserstoff und Derivate sowie einer hohen erwarteten Nachfrage danach. Hier sind die Ergebnisse recht sensibel dafür, ob sie einen Importbedarf haben oder sich vollständig selber versorgen können und ggf. sogar zu Exporteuren werden. So gehen z. B. Hydrogen Council, McKinsey & Company (2022) davon aus, dass diese Länder ihre Nachfrage selbst decken, wobei der Wasserstoff und dessen Derivate innerhalb der Länder über große Distanzen transportiert werden. Andere Studien sehen zumindest China eher als Importland an und Nordamerika sogar als Exportregion (siehe Shirizadeh et al. 2023 und iLF et al. 2023) Auch Indien wird nach Shirizadeh et al. (2023) und iLF et al. (2023) die Rolle eines Importeurs einnehmen, was aber andere Studien nicht sehen (siehe IRENA 2022).

### **Die EU kann ihren Wasserstoffbedarf wirtschaftlich überwiegend eigenständig decken, bei Derivaten ist sie allerdings auf Importe angewiesen**

Die sehr viele Aspekte und Abhängigkeiten umfassende Systemstudie Langfristszenarien (Sensfuß et al. 2023) zeigt in ihren Szenarien, dass die EU ihr heimische Wasserstoffnachfrage (ohne Derivatmengen) weitgehend selbst decken kann und aus einer wirtschaftlichen Perspektive dies auch sinnvoll ist, wobei aber u.a. vom Gelingen des notwendigen Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur und einer gemeinsamen Strategie der EU-Länder ausgegangen wird. Lediglich größere Importmengen aus Norwegen und geringere Importe aus der MENA-Region sind der Studie nach wirtschaftlich. Innerhalb der EU besteht ein großer Handelsbedarf vor allem in Richtung Deutschland, den Niederlanden und Belgien. Diese Ergebnisse lassen sich darauf zurückführen, dass bei Einbezug von länderspezifischen Risiken über die Kapitalkosten Importe aus der MENA-Region wenig attraktiv sind und auch die höheren Transportkosten noch einen Einfluss haben. Weiterhin ergeben sich durch die Optimierung des Gesamtsystems gewisse Vorteile für die Wasserstoffproduktion in der EU, u. a. durch die Nutzung niedriger Stromerzeugungskosten in gewissen Stunden des Jahres, die Vermeidung von Abregelung erneuerbaren Stroms und die Nutzung von Wasserstoffspeichern in kalten Dunkelflautenzeiten.

In Sprenger et al. (2023) wird ebenfalls unter einer Abwägung verschiedener Kriterien (neben den Kosten länderspezifische Risiken) die Attraktivität der Versorgung innerhalb der EU hervorgehoben. Andere Studien sehen eher einen größeren Importbedarf bei Wasserstoff für die EU (Shirizadeh, B. et al. 2023, IRENA 2022), überwiegend gedeckt aus der MENA-Region. Die Studie Hydrogen Council, McKinsey & Company (2022) kommt in ihren Analysen zu dem Schluss, dass die EU im Jahr 2030 Wasserstoff aus Norwegen importiert. Und 2050 zusätzlich noch Importe aus der MENA-Region sowie Osteuropa dazu kommen.

Bei den Derivaten stellt es sich anders dar. Hier ist die EU auf Importe aus anderen Weltregionen angewiesen, weil die kostengünstigsten Herstellungspotenziale fehlen und bei Derivaten die Transportkosten eine geringere Rolle spielen.

## **2.3 Handel**

### **Wasserstoff wird überwiegend über Pipelines gehandelt und kommt aus benachbarten Regionen, Derivate hingegen per Schiff weltweit**

Von dem Wasserstoff, der bis 2050 im Rahmen des 1,5-°C-Szenarios von IRENA (2022) international gehandelt wird, würden etwa 55 % über Pipelines transportiert werden und der größte Teil des Wasserstoffnetzes auf bestehenden Erdgaspipelines beruhen, die für den Transport von reinem Wasserstoff umgerüstet werden würden. Dies senkt die Transportkosten gegenüber anderen Transportoptionen deutlich. Auch Brändle et al. (2021), Moritz et al. (2023), IRENA (2022) und Hydrogen

Council, McKinsey & Company (2022) sehen den Pipeline-gebundenen Transport von Wasserstoff als vorteilhafter an und kommen zu dem Schluss, dass bei einem Schiffstransport eher Derivate als flüssiger Wasserstoff transportiert werden.

### **Ein Import von wasserstoffbasierten Produkten kann wirtschaftlicher sein als reinen Wasserstoff zu importieren**

Neben der Produktion und dem Export von Wasserstoff und Derivaten können auch höherwertige Produkte hergestellt und exportiert werden.

In den Szenarien von IRENA (2022) würden fast drei Viertel des erzeugten Wasserstoffs genutzt, um Methanol, Stahl, Ammoniak (als Brennstoff und Ausgangsstoff) und synthetische Kraftstoffe für die Luftfahrt für den Welthandel herzustellen. Der größte Teil des Ammoniakhandels wäre für den direkten Verbrauch als Ammoniak und nicht für die Rückumwandlung in Wasserstoff bestimmt. Die Weiterverarbeitung von Wasserstoff in synthetische Brennstoffe oder seine Nutzung zur Herstellung von Eisenschwamm wären sogar noch attraktiver, da beide geringere Transportkosten als Wasserstoff haben.

Auch Moritz et al. (2023) kommen im Falle von grünem Ammoniak, der nach Deutschland geliefert wird, zu der Schlussfolgerung, dass die direkte Einfuhr von grünem Ammoniak per Schiff im Vergleich zur inländischen Produktion von Ammoniak aus im Inland erzeugtem oder importiertem Wasserstoff im Jahr 2030 kosteneffizient ist.

Veerport et al. (2023) ziehen aus ihren Analysen das Fazit, dass es aufgrund der Kostenvorteile bei der Erneuerbaren-Produktion bei drei wichtigen handelbaren energieintensiven Industriegütern (Stahl, Harnstoff und Ethylen, für unterschiedliche Verlagerungstiefen) zu einer wirtschaftlichen und umweltfreundlichen Verlagerung kommen kann. Die Beibehaltung der heutigen Produktionsmuster durch den Import von Wasserstoff ist wesentlich kostspieliger, wohingegen der Import von Zwischenprodukten fast genauso kosteneffizient sein könnte. Dabei bleibt ein Großteil der Wertschöpfung in den importierenden Regionen erhalten.

Allerdings steht die Studienlage hier noch am Anfang und tiefergehende Analysen in diesem komplexen Themenfeld sind notwendig.

### **Einige recht stabile internationale Handelsrouten können entstehen**

Shirizadeh, B. et al. (2023) identifizieren als die wichtigsten Handelsrouten die Routen, die Nordafrika mit Europa, den Nahen Osten mit Indien, Australien mit China und Nordamerika mit Japan und Korea verbinden. Vergleichbare Ergebnisse finden sich in Hydrogen Council, McKinsey & Company (2022) und IRENA (2022).

### **Die Kosten- und Potenzialabschätzungen sind mit hohen Unsicherheiten behaftet, die Ursachen hierfür sind vielfältig**

Über die Auswertung verschiedener Studien zu Kostenunterschiede für Versorgungskosten für grüne chemische Energieträger an der europäischen Grenze zeigen die Ergebnisse in Genge et al. (2023) erhebliche Unterschiede, wobei für alle Energieträger ein vierfacher Unterschied im Jahr 2030 und ein fünffacher Unterschied im Jahr 2050 identifiziert wurde. Als Hauptfaktoren für die Kostenunterschiede wurden die unterschiedlichen Produktionskosten, die insbesondere von den gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten und den Investitionen für erneuerbare Energiequellen, Elektrolyseure und trägerspezifische Umwandlungsprozesse identifiziert. Auch die Transportkosten tragen zu den Unterschieden bei, die hauptsächlich von der Wahl des Energieträgers und den gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten beeinflusst werden.

Die verschiedenen Studien nehmen hier teilweise deutlich unterschiedliche Werte an, insbesondere hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung, die aufgrund des noch vorhandenen Entwicklungspotenzials der meisten Anlagen mit großen Unsicherheiten behaftet ist (siehe Franzmann et al. 2023, die diesbezüglichen Unterschiede in verschiedenen Studien herausarbeitet). Ebenfalls mit Unsicherheiten behaftet sind die Kostendegressionen auf Grund von Größeneffekten (siehe IEA 2020). Die Auswahl der zugrunde gelegten Technologien, z. B. PEM-Elektrolyseure und/oder Hochtemperatur-elektrolyseure, ist ebenfalls ergebnisrelevant.

Einige Studien berücksichtigen zudem nicht alle Kostenbestandteile, z. B. die Kosten für Transport oder für die Speicherung in Häfen (die laut IEA (2023a) und Ishimoto, Y. et al. (2020) sehr hoch sein können). Franzmann et al. (2023) weisen auf den hohen Einfluss der Berücksichtigung der gesamten Prozesskette in hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung auf die resultierenden Wasserstoffkosten, die häufig nicht erfolgt, weshalb derartige Studien tendenziell niedrigere Kosten ausweisen.

Ein weiterer Unterschied in den Kostenbetrachtungen liegt in den Systemgrenzen. Wenn z. B. die Studien keine Rückkopplung mit dem gesamten Energiesystem betrachten, werden alle günstigen Erneuerbaren-Potenziale ausschließlich zur Wasserstoffproduktion verwendet. Allerdings sollte nach Dickel (2020) die Dekarbonisierung des Stromsektors Vorrang vor der Wasserstoffherzeugung haben, da die direkte Nutzung von Strom zu geringeren Effizienzverlusten führt. Daher besteht mittelfristig die Möglichkeit, dass in einigen Regionen nicht genügend überschüssige Kapazitäten zur erneuerbaren Stromerzeugung zur Verfügung stehen, um den Wasserstoffmarkt zu bedienen. Wenn auch die heimische Wasserstoff- und Derivatennachfrage in den Produktionsländern nicht beachtet wird, so führt dies zur Überschätzung von günstigen Exportpotenzialen.

Weiterhin haben Regulierung, beispielsweise für Erneuerbare, oder Förderinstrumente für die Wasserstoff- und Derivateproduktion und den Transport einen Einfluss auf die Kosten. In den ausgewerteten Studien wird dieser Aspekt i. d. R. nicht berücksichtigt.

### 3 Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen für eine deutsche Importstrategie

---

In diesem Kapitel werden Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen für eine deutsche Importstrategie abgeleitet, die sich aus den Auswertungen der Studien in Kapitel zwei ableiten lassen und ergänzt werden um die Auswertung anderer Studien zur deutschen Importstrategie bzw. generell zu Importstrategien von Wasserstoff und seinen Derivaten. Dieses Kapitel gliedert sich in drei Teile. Im ersten Teil werden Aspekte behandelt, die sowohl Wasserstoff wie auch Wasserstoffderivate betreffen. Im zweiten Teil werden die Erkenntnisse und Empfehlungen, die sich auf Wasserstoffimporte beziehen, thematisiert und im dritten Teil dann die für Importe von Wasserstoffderivaten.

#### 3.1 Allgemeine Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen

##### **Preise für Wasserstoff und Derivate werden tendenziell unterschätzt – deshalb sollte eine Fokussierung auf bestimmte Anwendungen erfolgen**

Derzeit herrscht noch eine große Unsicherheit bezüglich der Entwicklung der Wasserstoffpreise und hier sollte ein Schwerpunkt in der Forschung und durch geförderte Umsetzungsprojekte liegen, um die Unsicherheiten zu verringern. Viele Studien arbeiten mit Herstellkosten, die künftige Marktpreise nicht oder nur unzureichend reflektieren. Aufgrund der Marktsituation – derzeit noch ein geringes Angebot und erwartete Nachfragerhöhung, wenn sie auch derzeit nur in Ansätzen zu erkennen ist – werden grüner Wasserstoff und Derivate kurz- und mittelfristig wahrscheinlich eher knapp und teuer sein. Dies wird von einer Reihe an Studien so eingeschätzt (siehe z. B. SRU 2021, Wachsmuth et al. (2021), Odenweller et al. 2022, Ansari et al. 2023, Wietschel et al. 2023).

In der IEA-Studie (2023b) werden aktuelle Hemmnisse genannt: Die Interessen und die Politik möglicher Exportländer sind nicht immer auf einen Export orientiert und mögliche Investitionen werden durch fehlende Planungssicherheit gehemmt. Die Ausrüstungs- und Finanzierungskosten steigen und Banken werden skeptischer. Eindeutige Bekenntnisse zum Schaffen von Produktionskapazitäten einerseits und Abnahmezusicherungen vonseiten der Nutzer andererseits sind selten. Die Regulierung ist international unterschiedlich, was grenzübergreifende Vorhaben bremst. Verschiedene geopolitische Krisenherde schaffen neue Unsicherheiten.

Weiterhin benötigt der Aufbau der Produktionskapazitäten und der Transportinfrastrukturen Zeit. Die Herstellung von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten verlangt hohe Investitionen und über die gesamte Herstellungs-, Transport- und Einsatzkette fallen i. d. R. vergleichsweise hohe Energieverluste an, sodass Wasserstoff und seine Derivate im Vergleich eher etwas teurere Energieträger sein werden.

Eine Importstrategie sollte deshalb klare Präferenzen auf die Bereiche setzen, in denen sie unbedingt benötigt werden, um die Klimaziele zu erreichen: Stahl- und Grundstoffchemie, internationalen Flug- und Schifftransport, Raffinerien sowie residuale Stromerzeugung. Wenn andere Bereiche wie Gebäudewärme oder der straßengebundene Verkehr in größerem Umfang einbezogen werden, führt dies möglicherweise zu Fehlallokationen und könnte die Preise für die anderen Sektoren unnötigerweise in die Höhe treiben. Volkswirtschaftlich bewertet wäre dies keine sinnvolle Strategie.

Eine Importstrategie sollte weiterhin versuchen, möglichst frühzeitig Preissignale aus dem Markt zu erhalten und diese zu interpretieren. Hier könnten u. a. die laufenden Auktionen aus H2Global oder ähnliche Förderinstrumente in anderen Ländern genutzt werden. Allerdings sind hier detaillierte Analysen notwendig, weil gegebenenfalls bestehende Regulierungsinstrumente, wie die Pflicht zur

Treibhausgasminderung bei gleichzeitig hohen Kosten anderer Alternativen, dazu führen, dass in gewissen Anwendungen durchaus Anreize bestehen können, mit einer niedrigen Förderung von Wasserstoff auskommen zu können. Oder Anbieter könnten aus strategischen Gründen zur Gewinnung von Marktanteilen erst einmal mit niedrigeren Preisen in den Markt einsteigen.

### **Potenzielle Exportländer verfolgen teilweise andere Ziele, die im Widerspruch zu denen Deutschlands stehen können**

In diesem Zusammenhang ist ebenfalls zu erwähnen, dass die Interessen und die Politik möglicher Exportländer nicht immer exportorientiert sind. Viele verfolgen auch eine Politik, den heimischen Markt zunächst mit Wasserstoff und Derivaten zu versorgen, wie die USA (siehe Ansari et al. 2023) oder priorisieren die Dekarbonisierung des Stromsektors gegenüber der Wasserstofferzeugung, da die direkte Nutzung von Strom zu geringeren Effizienzverlusten führt. Weiterhin könnte auch die Sicherstellung der Versorgung der heimischen Industrie und Bevölkerung mit Strom einer Exportstrategie entgegenstehen. Hier sollte die deutsche Importstrategie klar den Nutzen für diese Länder durch einen Export aufzeigen und zugleich die Erreichung der Versorgungs- und Klimaschutzziele in den Exportländern unterstützen.

### **Die drohende Verlagerung von größeren Anteilen der Wertschöpfung in Exportländer setzt Deutschland unter Druck, bietet aber auch Chancen**

Länder wie die Vereinigten Staaten oder Kanada, die über große und günstige Ressourcen zur Herstellung von grünem Wasserstoff verfügen und beträchtliche Marktanteile bei den heutigen industriellen Anwendungen in den Wasserstoff künftig eine wichtige Rolle spielen kann, besitzen, könnten durch die Integration von Segmenten der Wertschöpfungskette für grünen Wasserstoff in der Produktion und bei industriellen Anwendungen zu Spitzenreitern werden (siehe Eicke et al. 2022). Dies gefährdet die Position der deutschen Wirtschaft.

Die deutsche Eisen- und Stahlindustrie sowie die chemische Grundstoffindustrie sind relevante Wirtschaftsbereiche für Deutschland. Allerdings haben Analysen gezeigt, dass es durchaus kostengünstiger sein kann, nicht Wasserstoff zu importieren, sondern wasserstoffbasierte Produkte wie Ammoniak oder Stahl bzw. Vorprodukte wie Eisenschwamm. Wasserstoffexportländer setzen durchaus auf eine solche Strategie, was aufgrund der höheren Wertschöpfung, die dann bei ihnen verbleibt, durchaus nachvollziehbar ist. Ölreiche Länder im Nahen Osten verfolgen zumindest teilweise schon diese Strategie (siehe Ansari et al. 2023). Dies gefährdet die Wettbewerbssituation von Deutschland bei diesen Produkten und es besteht die Gefahr der Standortverlagerung. Eine Chance kann darin bestehen, eine Abwanderung in gewissem Umfang in Kauf zu nehmen und durch eine geschickte Rekonfiguration von Wertschöpfungsketten neue Geschäftsmodelle zu entwickeln (siehe Klessmann 2022). Dies könnte auch eine erfolgreiche Strategie gegenüber den Spitzenreitern bei Wasserstoff sein.

Eine Importstrategie sollte sich diesen Zielkonflikten aber auch neuer Chancen bewusst sein. Ein Strategieelement könnte sein, Energiepartnerschaften mit Ländern einzugehen, die aufgrund ihrer technologischen Leistungsfähigkeit oder Finanzkraft eher weniger in der Lage sind, solche Produkte in den nächsten Jahren selbst herzustellen. Dies zieht allerdings Fragen zur Ausgestaltung einer fairen Partnerschaft nach sich, wie sie in der Nationalen Wasserstoffstrategie gefordert ist (Bundesregierung 2023).

### **Bei einer Importstrategie bestehen Zielkonflikte, die es zu identifizieren gilt und die anhand eines politischen Abwägungsprozesses zu lösen sind**

Wie in den vorangegangenen Ausführungen gezeigt wurde und wie auch in den folgenden Ausführungen in weiteren Aspekten verdeutlicht wird besteht bei einer Importstrategie eine Reihe an unterschiedlichen Zielen (siehe zu Zielkonflikten auch Wietschel et al. 2022, Piria, et al. 2022 und Ansari et al. 2023). Dass es dabei unweigerlich zu Zielkonflikten und Widersprüchen kommt und verschiedene Risiken bestehen, sollte bewusst sein. Eine systematische und ehrliche Bewertung kann hier jedoch eine wertvolle Grundlage für den politischen Abwägungsprozess bieten.

### **Verkäufer werden kurz und mittelfristig eine bedeutende Marktmacht haben**

Wie die vorausgegangenen Ausführungen gezeigt haben, wird es sich zumindest kurz- bis mittelfristig bei Wasserstoff und seinen Derivaten um einen Verkäufermarkt handeln. Dies bedeutet, dass die Präferenzen der Exporteure zwangsläufig an Bedeutung gewinnen werden. Dies kann dazu führen, dass die europäischen Akteure nicht nur Kompromisse bei der Regulierung eingehen müssen, sondern auch – was noch wichtiger ist –, sie sollten auch bereit sein, mit den Exporteuren Geschäftsmodelle auszuhandeln, die eine faire Risikoverteilung darstellen (siehe Ansari et al. 2023). Zweitens bedeutet ein Verkäufermarkt, dass die Staaten, die die Verhandlungen in die Länge ziehen und die Exporteure warten lassen, mit dem Feuer spielen – die Erstanbieter könnten durchaus das Interesse verlieren und/oder andere Importeure in Betracht ziehen.

### **Bei der Entwicklung einer Importstrategie sollten zwischen Wasserstoff und Wasserstoffderivaten klar unterschieden werden und die jeweiligen Spezifika beachtet werden**

Wie die nachfolgenden Ausführungen noch zeigen werden, sind deutliche Unterschiede zwischen Wasserstoff und Wasserstoffderivaten erkennbar, wie regionaler Markt bei Wasserstoff versus Weltmarkt bei Derivaten, wie Relevanz der EU bei Wasserstoff und Relevanz weiterer internationaler Akteure bei Derivaten, wie andere Importländer und andere Anwendungsfelder. Diese Besonderheiten sollten bei der Importstrategie beachten werden. In Merten et al. (2023) und Klessmann et al. (2022) wird ebenfalls eine klare Trennung zwischen einer Importstrategie für Wasserstoff und seinen Derivaten gefordert.

## **3.2 Importstrategie für reinen Wasserstoff**

### **Die Voraussetzungen zur Entwicklung regionaler Märkte für Wasserstoff sollte zeitnah geschaffen werden**

Für reinen Wasserstoff werden aller Voraussicht nach eher regionale Märkte entstehen, ähnlich wie es heute bei Gasmärkten der Fall ist (vgl. auch Van der Graf et al. 2020 und Dejonghe et al. 2023). Der Pipelinetransport wird hier stark dominieren, weshalb eine Importstrategie den notwendigen zeit- und kapitalintensiven Aufbau des Pipelinenetzes, der sich über mehrere Jahre hinziehen wird (siehe IEA 2023a), schnell in den Fokus nehmen sollte. Die notwendige Vorfinanzierung und finanzielle Absicherung der Investoren spielen dabei eine wichtige Rolle. Hier müssen entsprechende Regularien geschaffen werden. Um staatlich gestützte Fehlinvestitionen in eine überdimensionierte Infrastruktur auf der einen Seite und Hemmnisse durch eine fehlende Infrastruktur auf der anderen Seite zu vermeiden, sind belastbare Abschätzungen über benötigte Mengen an Wasserstoff notwendig. Die in der NWS aufgeführten benötigten Mengenangaben zum Wasserstoffbedarf in Deutschland sind auf ihre Robustheit hin zu untersuchen – auch vor dem Hintergrund, dass der internationale Markthochlauf aktuell noch sehr langsam voranschreitet, wie oben bereits skizziert

wurde. Auch die Absicherung vor technischen Ausfälle oder terroristische Angriffe auf Pipelines sollten in einer Importstrategie Berücksichtigung finden.

### **Eine Wasserstoffimportstrategie sollte aus den Erfahrungen beim Aufbau des europäischen Gashandels lernen**

Aufgrund der physikalischen Analogien sollten für die Importstrategie Wasserstoff aus dem Erdgashandel in Europa und den gemachten Erfahrungen gerade aus dem Angriffskrieg von Russland auf die Ukraine und die resultierenden Folgen für den Gashandel gelernt werden (siehe Dejonghe 2023). Der Wasserstoffmarkt hat ein erhebliches Potenzial, weniger einheitlich und konzentriert zu sein als die Erdgasmärkte, wodurch das Risiko von Versorgungsunterbrechungen verringert wird, wenn die politischen Rahmenbedingungen entsprechend gesetzt werden. Die genauen Auswirkungen der Wasserstoffimporte auf die Energiesicherheit hängen jedoch von den heute getroffenen Entscheidungen ab, die wahrscheinlich nachhaltig Pfadabhängigkeiten schaffen. Daher sollten die politischen Entscheidungsträger nicht automatisch den kosteneffizientesten Importpfad bevorzugen, sondern folgende Aspekte stark mitberücksichtigen:

- **Nachfragereduzierung** durch Effizienz (man hat in Deutschland und der EU gerade in der Gaskrise gesehen, dass hier große Potenziale liegen, die aber aufgrund von Pfadabhängigkeiten oft schwer kurzfristig zu erschließen sind) und Fokus auf notwendige Anwendungen für den Wasserstoffeinsatz.
- **Diversifizierung** über verschiedene Lieferanten, Routen und Verkehrsträger (z. B. neben Pipelines noch in gewissen Maßen ein Schiffstransport ermöglichen, auch wenn dieser i. d. R. teuer ist) sowie heimische Produktion gewisser Mengen.
- **Widerstandsfähigkeit** gegenüber Schocks durch Lagerung (Wasserstoff lässt sich gut in großen Mengen geologisch speichern und Deutschland hat hier relevante Potenziale in Salzkaavernen, die allerdings in Nutzungskonkurrenz zu Gas stehen und deshalb eine Speicherstrategie benötigen) und Erhöhung der Notfallplanung.
- **Marktdifferenzierung** aufgrund von verschiedenen Herstellungswegen (Wasserstoffarten) und unterschiedlichen Anforderungen an die Nachhaltigkeit können zu kleineren Märkten und somit höheren Preisen, starken Preisvolatilitäten und Abhängigkeiten führen und sind deshalb eher unter den Aspekten der Wirtschaftlichkeit sowie der Investitions- und Versorgungssicherheit zu vermeiden.
- **Langfristige Lieferverträge** zur Absicherung der Versorgung, evtl. flexibel bezüglich Abnahmemengen ausgestattet.

### **Bei Wasserstoffimporten sollte sich Deutschland auf die EU und EU-Anrainerstaaten konzentrieren**

Eine Zielsetzung aus der Nationalen Wasserstoffstrategie für eine deutsche Importstrategie ist es, breit diversifizierte Importkanäle zu erschließen und neue Abhängigkeiten zu vermeiden (Bundesregierung 2023). Für den Import von Wasserstoff ist dies herausfordernder, da die dafür in Frage kommenden Regionen eher in einer Pipelinedistanz liegen sollten. Unter der Berücksichtigung günstiger Erzeugungspotenziale, die neben den Erneuerbaren-Potenzialen auch Finanzierungskosten (Länderrisiken) und geopolitische Stabilität berücksichtigen, sind es insbesondere EU-Staaten mit guten Erneuerbaren-Potenzialen wie Spanien und EU-Anrainerstaaten wie Norwegen. Damit können relevante Wertschöpfungsanteile und Arbeitsplätze in Europa geschaffen werden. Die Partner dürften verlässlicher sein als viele andere internationale Partner und die EU würde gestärkt werden. Auf diese Länder sollte deshalb ein starker Fokus der deutschen Importstrategie für Wasserstoff liegen. Es besteht aktuell aber ein erhebliches Missverhältnis zwischen den EU-Ländern mit einem großen Potenzial an günstigen erneuerbaren Energien (Norwegen, Spanien, Frankreich,

Schweden) und den Ländern, die am aktivsten in die Entwicklung des Wasserstoffsektors (Deutschland, Niederlande, Belgien) investieren (siehe Quitzow et al. 2023). Somit schöpft die EU ihr Potenzial nicht voll aus, um ihre ehrgeizigen Ziele für erneuerbaren Wasserstoff zu erreichen. Neben der Verhandlung von bilateralen Abkommen mit einzelnen EU-Ländern und EU-Anrainerstaaten sollte eine deutsche Importstrategie ihren Einfluss in der EU-Kommission nutzen. Der EU-Kommission kommt bei der Gestaltung einer europäischen Wasserstoffstrategie eine wichtige Rolle zu, weshalb eine deutsche Importstrategie eng mit der EU-Kommission abzustimmen ist.

Eine Analyse der EU-Wasserstoffpolitik und -Governance zeigt allerdings, dass der Ansatz der EU zur Förderung ihres Wasserstoffsektors unter einem hohen Maß an Komplexität leidet (siehe Quitzow et al. 2023). Dies mindert die Attraktivität der EU als Standort für Investitionen in wasserstoffbezogene Technologien und Infrastrukturen. Hier besteht Handlungsbedarf (siehe Quitzow et al. 2023).

### **Die Integration der MENA-Länder in eine Wasserstoffimportstrategie benötigt besondere Maßnahmen**

Die Integration der MENA-Länder in eine Importstrategie ist herausfordernd. Es bestehen hier spezifische Hindernisse, an denen vor vielen Jahren schon das Projekt DESERTEC gescheitert ist. DESERTEC ist eine Initiative, die das Ziel verfolgt, Ökostrom an energiereichen Standorten wie in der MENA-Region zu erzeugen und neben der Deckung der heimischen Nachfrage den Export von Strom durch den Ausbau von transnationalen Stromnetzen über Hochspannungsgleichstromkabel zu betreiben. Das Ziel, einen beträchtlichen Teil der Stromversorgung Europas zu decken, wurde aber aufgegeben. Einige Arbeiten haben sich mit dem Scheitern des Projekts auseinandergesetzt (siehe Looney et al 2018, Schmitt 2018, Stegen et al. 2012). Die dabei identifizierten Herausforderungen in Bezug auf die politische Instabilität in der MENA-Region lassen sich differenzieren in

- Planungsunsicherheit durch politische Geschehen (Bürgerkriege etc.),
- Angst vor Terroranschlägen (Strom-Trassen, Anlagen),
- Vertragsbruch durch politische Änderungen (Machtwechsel in MENA-Ländern) und
- erschwerte Kommunikation mit MENA-Ländern durch politische Unsicherheiten.

Allerdings könnten andere Gesichtspunkte wie geopolitische Interessen oder die Diversifikation von Lieferländern dazu führen, auch die MENA-Region in den Fokus zu nehmen. In Sprenger et al. (2023) werden verschiedene Aspekte des Wasserstoffimportes aus der MENA-Region beleuchtet und gegenüber einer Versorgung aus EU-Ländern abgewogen mit dem Fazit, dass Länder aus der MENA-Region rein kostenmäßig oft gut aufgestellt sind, aber Risiken für die Investitionen und die Versorgungssicherheit sowie die sozialen Faktoren bestehen. EU-Länder oder andere EU-Anrainerstaaten werden oft besser bewertet. Ähnliches gilt für das industrielle Know-how, welches für die Produktion wasserstoffrelevanter Technologiekomponenten benötigt wird. Müller et al. (2023) zeigen, dass insbesondere die fossilen Exporteure in der Region bisher über kaum Industrie verfügen, die für den Aufbau einer lokalen Fertigung genutzt werden könnte. Hier sind viele europäische Länder deutlich besser aufgestellt. Ähnliches lässt sich auch für andere öl- und erdgasreiche Regionen auf der Welt sagen, was die Vorteile dieser Länder bezüglich günstiger Kapitalkosten (siehe Ausführungen weiter oben) einschränkt.

Die MENA-Region bietet zwar sehr gute Potenziale im erneuerbaren Bereich, aber wenn Deutschland diese enger in Betracht ziehen sollte, dann sind in einer Importstrategie Fragen der Absicherung der Projektfinanzierung und der Risikoübernahme zu klären (siehe Klessmann et al. 2022 und Viebahn et al. 2022, wo derartige Themen ausführlich behandelt werden). Neben einer deutschen Importstrategie ist hier die EU gefordert. Eine Importstrategie sollte klare Kriterien haben, welche Ziele sie verfolgt und wie sie mit Zielkonflikten umgeht.

### **Eine breitere Diversifizierung von Wasserstoffimporten hat seinen Preis**

Wenn Wasserstoff über Schiffrouten importiert werden sollte (direkt als flüssiger Wasserstoff oder in gebundener Form), führt dies zu deutlich höheren Importkosten, die 20 bis 40 % über denen von gasförmigem Wasserstoff liegen können. Dies ist in Abwägung zur Risikoabsicherung durch eine breitere Diversifizierung zu setzen. Diesen Preis für eine Steigerung der Resilienz sollte man sich bewusst machen.

## **3.3 Importstrategie für Wasserstoffderivate**

### **Die Voraussetzungen zur Entwicklung internationale Märkte für Wasserstoffderivate sollten geschaffen werden**

Bei wasserstoffbasierten Derivaten stellt sich die Situation im Vergleich zu direkten Wasserstoffimporten anders dar. Aufgrund der niedrigeren Transportkosten und zum Teil schon vorhandenen Infrastrukturen ist eher von Weltmärkten auszugehen, vergleichbar mit heutigen Ölmärkten. Diese Märkte können sich relativ schnell etablieren. Hier ist eine Abstimmung mit weltweit agierenden Akteuren notwendig. Weiterhin muss der Aufbau der notwendigen Produktionskapazitäten und Transportkapazitäten (bei Schiffen, Häfen und Landtransporten) rechtzeitig in Angriff genommen werden.

### **Deutschland sollte international insbesondere Japan und Südkorea als Konkurrenten aber auch mögliche Kooperationspartner bei der Importstrategie beachten**

Deutschland ist bezüglich der Importe von Derivaten stark abhängig von anderen Ländern und ihrem Handeln. Innerhalb der EU gehört es zu den wenigen künftigen Importländern, was sowohl Wasserstoff als auch seine Derivate betrifft. Weltweit gesehen werden eher nur wenige Länder auf Importe angewiesen sein. Damit ist die deutsche Volkswirtschaft vulnerabel. Eine Importstrategie für Derivate sollte auch deshalb darauf ausgerichtet sein, andere Länder, die voraussichtlich einen hohen Importbedarf haben, insbesondere Südkorea und Japan, zu beachten. Diese Länder sind auf der einen Seite Hauptkonkurrenten um Importmengen und ihr Handeln auf den internationalen Märkten muss besondere Beachtung finden. So haben Japan und Korea bereits marktaktivierende Quotenregelungen entwickelt und sind damit attraktiv für Exportländer (siehe Klessmann et al. 2022). Auf der anderen Seite könnte eine Kooperation mit diesen Ländern ermöglichen, eine gewisse Nachfragemacht gegenüber Anbietern zu bilden. So könnte ein gemeinsames Vorgehen bei der Zertifizierung von grünem Wasserstoff den Aufbau eines internationalen Marktes begünstigen oder aber bei unterschiedlichen Ansprüchen die Wettbewerbssituation um grünen Wasserstoff verschärfen.

Innerhalb der EU sollte Deutschland den Schulterschluss mit den anderen Importländern (Niederlande und Belgien) suchen und eine gemeinsame Position entwickeln.

### **Die EU sollte aus Gründen einer Marktmacht eine Wasserstoff-Allianz bilden**

Anknüpfend an die vorangegangenen Ausführungen und vor dem Hintergrund, dass gerade die EU auf Importe von Wasserstoffderivaten angewiesen ist: Die Schaffung eines multilateralen Abkommens zwischen den EU-Wasserstoffimporteuren und den wichtigsten Exporteuren (eine „Wasserstoff-Allianz“) ist geopolitisch, wirtschaftlich und technologisch vorteilhaft, da es Marktmachtungleichgewichte und bilaterale Abhängigkeiten verringern würde (siehe Ansari et al. 2023). Die Allianz wäre nicht nur ein Katalysator für die Beziehungen zwischen Importeuren und Exporteuren, sondern auch für die europäischen Importeure selbst, die Durchsetzungsvermögen und Koordination benötigen. In Ansari et al. (2023) wird dafür ein grobes Konzept entwickelt.

Die EU und Deutschland können nicht von einer Vorzugsbehandlung beim Import von Wasserstoff ausgehen, da die weltweite Nachfrage steigt und Versorgungsengpässe drohen. Der Übergang zu einem Verkäufermarkt erfordert sowohl regulatorische Kompromisse als auch die Bereitschaft mit den Exporteuren über eine faire Risikoverteilung zu verhandeln (Ansari et al. 2023).

### **Die Spezifika bei den jeweiligen Wasserstoffderivaten (eKerosin, Ammoniak, Methanol, Fischer-Trosch-Crude) sollten bei einer Importstrategie berücksichtigt werden**

Die verschiedenen Wasserstoffderivate haben unterschiedliche Anwendungsfelder und sie lassen sich nicht oder nur mit hohen Umwandlungsverlusten ineinander umwandeln. Daher sollte eine Derivatimportstrategie diese jeweils einzeln dezidiert betrachten.

eKerosin (über erneuerbaren Strom hergestelltes Kerosin) wird einzig für den Flugverkehr benötigt. Hier gibt es umgekehrt nach aktuellem technischen Entwicklungsstand keine klar absehbaren alternativen Kraftstoffe bis auf nachhaltige Biomasse, deren Potenzial allerdings deutlich beschränkt ist. Deswegen müssen die nötigen Mengen zum Erreichen der Quoten der Erneuerbaren-Direktive und der Klimaschutzziele im Flugverkehr bei einer Derivatimportstrategie explizit berücksichtigt werden. Infrastruktureitig sind keine nennenswerten Anpassungen gegenüber dem heutigen Stand nötig. Heutige Transportkapazitäten per Schiff und Rohrleitung für fossiles Rohöl und ölhaltige Erzeugnisse könnten in der Zukunft für alternative Energieträger zur Verfügung stehen.

Methanol kann sowohl als Treibstoff in verschiedenen Verkehrsmitteln als auch in der chemischen Industrie als Grundstoff – so wie das bereits in geringem Umfang der Fall ist – in mehrerlei Weise Anwendung finden, künftig insbesondere auch in der Methanol-zu-Olefinen-Route. Denkbar ist aber auch der Einsatz von Methanol als Grundstoff für die Erzeugung höherwertiger Kraftstoffe wie eKerosin. Die Mengen sind hier jeweils noch nicht im Detail absehbar, da auch alternative Klimaschutzoptionen in Betracht kommen. Bisher sind nur eine begrenzte Infrastruktur und Schiffe für Methanol vorhanden, die ggf. frühzeitig dynamisch an den Hochlauf anzupassen sind.

Ammoniak wird heute primär in der Düngemittelherstellung verwendet, daneben auch in kleineren Mengen in einer Vielzahl weiterer Anwendungen. Für eine Direktnutzung kommt künftig in jedem Fall der Schiffsverkehr in Frage. Daneben wird aber auch die direkte Verbrennung beispielsweise in Kraftwerken zur Stromerzeugung in Betracht gezogen. Dies hätte ggf. umfangreiche infrastrukturelle Konsequenzen, weil zum einen bei umfangreicher Nutzung zusätzliche Schiffe und Terminals benötigt würden und andererseits komplett neue Infrastrukturen für den inländischen Weitertransport benötigt würden. Daher ist eine strategische Betrachtung des künftigen Umfangs der Ammoniaknutzung besonders wichtig.

Fischer-Tropsch-Crude ist einem fossilen Rohöl sehr ähnlich und hat daher den Vorteil, dass Infrastrukturen weiterhin genutzt werden könnten, sowohl für den Transport als auch für die Produktion von Kraftstoffen und Plattformchemikalien in Raffinerien.

## 4 Zusammenfassung

---

Einen erheblichen Teil der erwarteten Wasserstoff- und Wasserstoffderivatenachfrage wird Deutschland durch Importe decken müssen. Deshalb entwickelt die Bundesregierung derzeit hierzu eine Importstrategie. Der vorliegende Beitrag beschäftigt sich mit der Frage, was aus bisherigen Studien zu Importen von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten bekannt ist und welche Erkenntnisse sich daraus für die Ausgestaltung einer Importstrategie ableiten lassen. Einschränkend ist zu erwähnen, dass die Studien im Wesentlichen eine techno-ökonomische Sicht einnehmen. Eine Importstrategie umfasst allerdings auch weitergehende Aspekte wie die Berücksichtigung von Nachhaltigkeitskriterien und lokaler Wertschöpfung in den Exportländern, auf die hier nicht eingegangen wird.

Langfristig gibt es weltweit gesehen genug Potenzial zur Herstellung für grünen Wasserstoff und seine Derivate, welche sogar hohe prognostizierte weltweite Nachfragemengen, auch unter stark einschränkenden Annahmen, wie Ausschluss von Regionen mit Wasserstress oder geopolitischen Instabilitäten, decken kann. Derzeit bestehen allerdings eine Reihe an Hemmnissen für einen Markthochlauf, sodass dieser aktuell nur schleppend voranschreitet. Weiterhin wird ein überwiegender Teil der weltweiten Produktion auf heimischen Märkten zum Einsatz kommen und schätzungsweise nur ca. ein Drittel international gehandelt werden. Hierbei wird der Handel mit Wasserstoffderivaten voraussichtlich einen größeren Umfang einnehmen als der mit reinem Wasserstoff.

Der Handel mit reinem Wasserstoff wird überwiegend in großräumigen regionalen Märkten organisiert sein, wobei voraussichtlich der Pipelinetransport aufgrund von Kostenvorteilen die vorherrschende Transportoption darstellen wird und Schiffsimporte eher die Funktion einer Risikoabsicherung übernehmen. Auf der anderen Seite wird für Wasserstoffderivate eher ein internationaler Markt entstehen, bei dem der Schiffstransport eine entscheidende Rolle spielen wird. Besonders für grünen Ammoniak, grünes Methanol und eKerosine ist es denkbar, dass sich globale Märkte entwickeln.

Allerdings sind beachtliche Zeitkonstanten für den Aufbau der Herstellungs- und Transportinfrastrukturen zu erwarten, sodass größere Importmengen erst nach 2030 zu erwarten sind. Besonders gute Voraussetzungen für den Export bestehen in sonnen- und windreichen Regionen, die auch noch niedrige Kapitalkosten aufweisen. Weiterhin beeinflussen noch andere Faktoren wie Wasser- und Energieverfügbarkeit, geopolitische Stabilität und vorhandene Infrastrukturen die Attraktivität von Ländern für die Herstellung und den Export von Wasserstoff oder Derivaten. Eine noch wichtige und häufig unterschätzte Voraussetzung ist das Vorhandensein von industrieller Expertise für die vergleichsweise komplexe Produktionskette. Hier kann Deutschland zu einem wichtigen Technologielieferanten werden.

Nur wenige Länder lassen einen hohen Importbedarf erwarten. Deutschland gehört neben Japan und Südkorea voraussichtlich zu den Ländern mit den größten Importbedarfen weltweit.

Im Folgenden werden die wichtigsten Erkenntnisse und Schlussfolgerungen zusammengefasst, die für die Entwicklung einer Importstrategie berücksichtigt werden sollten:

### Allgemeine

- Preise für Wasserstoff und Derivate werden tendenziell unterschätzt. Deshalb sollte eine Fokussierung auf bestimmte Anwendungen erfolgen.
- Potenzielle Exportländer verfolgen teilweise andere Ziele, die im Widerspruch zu denen Deutschlands stehen können.

- Die drohende Verlagerung von größeren Anteilen der Wertschöpfung in Exportländer setzt Deutschland unter Druck, bietet aber auch Chancen.
- Bei einer Importstrategie bestehen Zielkonflikte, die es zu identifizieren gilt und die anhand eines politischen Abwägungsprozesses zu lösen sind.
- Verkäufer werden kurz und mittelfristig eine bedeutende Marktmacht haben.
- Bei der Entwicklung einer Importstrategie sollten zwischen Wasserstoff und Wasserstoffderivaten klar unterschieden werden und die jeweiligen Spezifika beachtet werden.

#### Importstrategie für reinen Wasserstoff

- Die Voraussetzungen zur Entwicklung regionaler Märkte für Wasserstoff sollten zeitnah geschaffen werden.
- Eine Wasserstoffimportstrategie sollte aus den Erfahrungen beim Aufbau des europäischen Gashandels lernen.
- Bei Wasserstoffimporten sollte sich Deutschland auf die EU und EU-Anrainerstaaten konzentrieren.
- Die Integration der MENA-Länder in eine Wasserstoffimportstrategie benötigt besondere Maßnahmen.
- Eine breitere Diversifizierung von Wasserstoffimporten hat seinen Preis.

#### Importstrategie für Wasserstoffderivate

- Die Voraussetzungen zur Entwicklung globaler Märkte für Wasserstoffderivate sollten zeitnah geschaffen werden.
- Deutschland sollte international insbesondere Japan und Südkorea als Konkurrenten aber auch mögliche Kooperationspartner bei der Importstrategie beachten.
- Die EU sollte aus Gründen einer Marktmacht eine Wasserstoff-Allianz bilden.
- Die Spezifika bei den jeweiligen Wasserstoffderivaten (u.a. eKerosin, Ammoniak, Methanol) sollten bei einer Importstrategie berücksichtigt werden.

## 5 Literaturverzeichnis

---

- Agora Industrie und TU Hamburg (2023): Wasserstoff-Importoptionen für Deutschland. Analyse mit einer Vertiefung zu Synthetischem Erdgas (SNG) bei nahezu geschlossenem Kohlenstoffkreislauf.
- Ansari, D.; Pepe, J.M. (2023): Toward a hydrogen import strategy for Germany and the EU Priorities, countries, and multilateral frameworks. SWP Working Paper Nr. 01, June 2023
- Bundesregierung (2023): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie NWS 2023. Herausgeber Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Brändle, G.; Schonfisch, M.; Schulte, S. (2021): Estimating long-term global supply costs for low-carbon hydrogen. *Appl Energy* 2021;302:117481.  
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117481>.
- Damodaran, A. (2019). Country Risk: Determinants, Measures and Implications – The 2019 Edition. [124.gia.gob.cl/sites/default/files/national\\_green\\_hydrogen\\_strategy\\_-\\_chile.pdf](https://124.gia.gob.cl/sites/default/files/national_green_hydrogen_strategy_-_chile.pdf), zuletzt geprüft am 22.10.2021.
- Dejonghe, M.; Van de Graaf, Th.; Belmans, R. (2023): From natural gas to hydrogen: Navigating import risks and dependencies in Northwest Europe. In *Energy Research & Social Science* 106 (2023) 103301.
- Dickel, R. (2020): Blue hydrogen as an enabler of green hydrogen: the case of Germany: OIES paper NG 159. Oxford Institute for Energy Studies (OIES), Oxford (2020).  
<https://www.oxfordenergy.org/publications/blue-hydrogen-as-an-enabler-of-green-hydrogen-the-case-of-germany/>.
- Forschungszentrum Jülich et al. (2023): H2 ATLAS-AFRICA. <https://www.h2atlas.de/de/>.
- Genge, L.; Scheller, F.; Müsgen, F. (2023): Supply costs of green chemical energy carriers at the European border: A meta-analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*. Volume 48, Issue 98, 19 December 2023, Pages 38766-38781
- Eicke, L.; De Blasio, N. (Green hydrogen value chains in the industrial sector—Geopolitical and market implications. In *Energy Research & Social Science* 93 (2022) 102847.
- Franzmann, D. et al. (2023): Green hydrogen cost-potentials for global trade. In *International journal of hydrogen energy* 48 (2023). <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.05.012>.
- IEA 2020: Energy technology perspectives 2020. International Energy Agency (IEA). OECD Publishing, Paris (2020), 10.1787/ab43a9a5-en.
- IEA (2023a): Technology Perspectives 2023. International Energy Agency (IEA).
- IEA (2023b): Global Hydrogen Review 2023. International Energy Agency (IEA).
- iLF et al. (2023): Bulk Transport Options for Green Molecules. Focus Area: Europe and MENA Region. iLF, Mena Hydrogen Alliance, Dii.
- Ishimoto, Y. et al. (2020): Large-scale production and transport of hydrogen from Norway to Europe and Japan: Value chain analysis and comparison of liquid hydrogen and ammonia as energy carriers. *International Journal of Hydrogen Energy* 45 (2020), 32865-32883
- IRENA (2022): Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part I – Trade outlook for 2050 and way forward, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

- IRENA (2023): Renewable energy markets: GCC 2023. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
- Klessmann, C.; Vogel, S.; Engelhart, J.; Blanke, J. (2022): Wasserstoff-Importstrategie für den Markthochlauf. Policy Paper. Epico Klimainnovation und Konrad Adenauer Stiftung.
- Kreidelmeyer, S.; Trachsel, T.; Mendelevitch, R.; Wissner, N.; Sutter, J.; Friedrichsen, N.; Bunnenberg, L. (2023): Systemischer Vergleich verschiedener Wasserstofftransportrouten.
- Franke, K.; Fragoso Garcia, J.; Kleinschmitt, C.; Sensfuß, F. (2023): Assessing worldwide future potentials of renewable electricity generation: installable capacity, full load hours, and cost. Submitted to Renewable Energy in May 2023; under review.
- Hank, Ch. (2023): POWER-TO-X COUNTRY ANALYSIS Power-to-X Country Analysis - Site-specific, comparative analysis for suitable Power-to-X pathways and products in developing and emerging countries. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE.  
[file:///C:/Users/wi/Downloads/Fraunhofer-ISE-H2Global-Study-Power-to-X-Country%20Analysis%20\(4\).pdf](file:///C:/Users/wi/Downloads/Fraunhofer-ISE-H2Global-Study-Power-to-X-Country%20Analysis%20(4).pdf).
- Hydrogen Council, McKinsey & Company (2022): Global Hydrogen Flows: Hydrogen trade as a key enabler for efficient decarbonization. Hydrogen Council.  
<https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2022/10/Global-Hydrogen-Flows.pdf>.
- Looney, R.L. (2018): Handbook of Transitions to Energy and Climate Security. Verlag Routledge; Reprint Edition (18. September 2018).
- Lux, B.; Gegenheimer, J.; Franke, K.; Sensfuß, F.; Pfluger, B. (2021): Supply curves of electricity-based gaseous fuels in the MENA region. In: Computers & Industrial Engineering 162, p. 107647. DOI: 10.1016/j.cie.2021.107647.
- Merten, F.; Scholz, A.; Fishedick, M. (2023): Nationale Wasserstoffstrategie: Wichtig, aber noch zu vage, zaghaft und unvollständig - Ein Statement zur Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. Wuppertal Institut .
- Moritz, M.; Schonfisch, M.; Schulte, S. (2023): Estimating global production and supply costs for green hydrogen and hydrogen-based green energy commodities. in Int J Hydrogen Energy 2023;48(25):9139e54. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.12.046>.
- Müller, V. P.; Eichhammer, W. (2023): Economic complexity of green hydrogen production technologies - a trade data-based analysis of country-specific industrial preconditions. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews, 182, p. 113304.
- Odenweller, et al. (2022): Wasserstoff und die Energiekrise: fünf Knackpunkte. Ariadne Analyse: Kopernikus-Projekt Ariadne, PIK
- Pfennig, M.; von Bonin, M.; Gerhardt, N. (2021): PTX-Atlas - Weltweite Potenziale für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und klimaneutralen synthetischen Kraft- und Brennstoffen. Teilbericht im Rahmen des Projektes: DeV-KopSys. Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IEE)
- Piria, et al. (2022): Securing hydrogen imports for Germany: Import needs, risks and strategies on the way to climate neutrality. Ariadne-Analysis
- Quitow, R.; Triki, A.; Wachsmuth, J.; Fragoso Garcia, J.; Kramer, N.; Lux, B.; Nunez, A. (2023): Mobilizing Europe's Full Hydrogen Potential: Entry-Points for Action by the EU and its Member States. HYPAT Discussion Paper No 5/2023. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Ed.).

- Riemer, M.; Zheng, L.; Pieton, N.; Eckstein, J.; Kunze, R.; Wietschel, M. (2022): Future hydrogen demand: A crosssectoral, multiregional meta-analysis. HYPAT Working Paper 04/2022. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (ed.).
- SCI4climate.NRW 2021: Wasserstoffimporte, Bewertung der Realisierbarkeit von Wasserstoffimporten gemäß den Zielvorgaben der Nationalen Wasserstoffstrategie bis zum Jahr 2030, Gelsenkirchen
- Schmitt, Th. M. (2018) (Why) did Desertec fail? An interim analysis of a large-scale renewable energy infrastructure project from a Social Studies of Technology perspective. in *Local Environment*, 23:7, 747-776, DOI: 10.1080/13549839.2018.1469119.
- Sensfuß, F. et al. (2023): Langfristszenarien. Studie im Auftrag des BMWK. <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/dokumente/>
- Shirizadeh, B. et al. (2023): Towards a resilient and cost-competitive clean hydrogen economy: the future is green. In *Energy Environ. Sci.*, 2023, 16, 6094–6109.
- SRU (2021): Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse. Stellungnahme des Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU9 vom Juni 2021
- Sprenger, T.; Moritz, M.; Wild, P. (2023): Derisking hydrogen investments -Analysis of the costs and risks of hydrogen imports from the Mediterranean and the MENA region. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (EWI).
- Stegen, K. S., Gilmartin, P.; Carlucci, J. (2012) Terrorists versus the sun : Desertec in North Africa as a case study for assessing risks to energy infrastructure. in *Risk management : a journal of risk, crisis and disaster*. - Basingstoke : Palgrave Macmillan, ISSN 1460-3799, ZDB-ID 2227982-9. - Vol. 14.2012, 1, S.: 3-26
- Van de Graaf, T.; Overland, I.; Scholten, D. and Westphal, K. (2020): The new oil? The geopolitics and international governance of hydrogen, *Energy Res. Soc. Sci.*, 2020, 70, 101667. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629620302425>.
- Verpoort, Ph.; Gast, L.; Hofmann, A.; Ueckerdt, F. (2021): Future global green value chains: estimating the renewables pull and understanding its impact on industrial relocation. Institute for Climate Impact Research, Potsdam.
- Verschuur, J. et al (2024): Optimal fuel supply of green ammonia to decarbonise global shipping. *Environ. Res.: Infrastruct. Sustain.* 4 015001
- Viebahn, P., Kern, J., Horst, J., Rosenstiel, A., Terrapon-Pfaff, J., Doré, L., Krüger, C., Zelt, O., Pregger, T., Braun, J., Klann, U. (2022). Synthese und Handlungsoptionen – Ergebnisbericht des Projekts MENA-Fuels. Teilbericht 14 des Wuppertal Instituts, des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) und des Instituts für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Wuppertal, Stuttgart, Köln, Saarbrücken.
- Wachsmuth, J.; Aydemir, A.; Döscher, H.; Eckstein, J.; Pogonietz, W.-R.; François, D.-E. et al. (2021): The potential of hydrogen for decarbonising EU industry. Brussels: European Parliament.
- Wietschel, M. et al. (2021): Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten: von Kosten zu Preisen. HYPAT Working Paper 01/2021. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Hrsg.). [https://hyapat.de/hyapat-wAssets/docs/new/publikationen/HyPAT\\_Working-Paper-01\\_2023\\_Preiselastische-Nachfrage.pdf](https://hyapat.de/hyapat-wAssets/docs/new/publikationen/HyPAT_Working-Paper-01_2023_Preiselastische-Nachfrage.pdf).

Wietschel, M. et al. (2022): Krieg in der Ukraine: Auswirkungen auf die europäische und deutsche Importstrategie von Wasserstoff und Syntheseprodukten. HYPAT Impulspapier. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Hrsg.).

Wietschel, M.; Weißenburger, B.; Rehfeldt, M.; Lux, B.; Zheng, L.; Meier, J. (2023): Preiselastische Wasserstoffnachfrage in Deutschland – Methodik und Ergebnisse. HYPAT Working Paper 01/2023. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Hrsg.).