

Woher kommt der grüne Wasserstoff?



ISFH
Dr. Raphael Niepelt
niepelt@isfh.de

DLR
Prof. Dr. Robert Pitz-Paal
robert.pitz-paal@dlr.de

Fraunhofer ISE
Marius Holst
marius.holst@ise.fraunhofer.de

FZ Jülich
Dr. Heidi Heinrichs
h.heinrichs@fz-juelich.de

IZES
Juri Horst
horst@izes.de

Dr. Uwe Klann
klann@izes.de

KIT
Dr. Thomas Jordan
thomas.jordan@kit.edu

Witold-Roger Poganietz
poganietz@kit.edu

Wuppertal Institut
Frank Merten
frank.merten@wupperinst.org

Dr. Julia Terrapon-Pfaff
julia.pfaff@wupperinst.org

ZSW
Maike Schmidt
maike.schmidt@zsw-bw.de

Das Energiesystem der Zukunft wird stark durch Elektrifizierung geprägt sein. Für die Langzeitspeicherung von Energie sowie für Bereiche, die sich nicht sinnvoll durch Strom defossilieren lassen, werden aber auch in Zukunft chemische Energieträger benötigt. Das Ziel der Klimaneutralität bedingt, dass diese Energieträger vollständig emissionsfrei aus erneuerbaren Energien (EE) hergestellt werden. Diese grünen Energieträger sind transportier- und handelbar, sodass sich ein internationaler Markt für grünen Wasserstoff und seine Folgeprodukte entwickeln wird.

Derzeit gibt es diesen Markt noch nicht. Grüner Wasserstoff ist preislich noch nicht konkurrenzfähig gegenüber fossilen Brennstoffen. Den größten Anteil am Wasserstoffpreis haben die Kosten für die Elektrolyseanlage sowie die Kosten für die Strombereitstellung. Die besten Bedingungen für die Wasserstoffproduktion bieten daher EE-Standorte und Technologien mit hohen Volllaststundenzahlen, an denen auch der Elektrolyseur bei wenig EE-Abregelung auf viele Betriebsstunden kommt [1].

Es wird erwartet, dass die Kosten für Wasserstofftechnologien, insbesondere für Elektrolyseure, in den nächsten Jahren stark sinken, wobei die Höhe der erwarteten Kostensenkungen stark variiert. Diese Entwicklung hat in Kombination mit Kostensenkungen bei den EE-Technologien das Potenzial, die Standortfaktoren zur Produktion von grünem Wasserstoff stark zu beeinflussen.

Regionale Wasserstoffgestehungskosten gleichen sich an

► **Abbildung 1a** zeigt exemplarisch den Einfluss der Elektrolyseurkosten auf die optimale Auslegung eines Hybrid-Systems aus Windenergie, Photovoltaik und Elektrolyse für einen Standort in Norddeutschland. Betrachtet wurde das Jahr 2030 sowie eine Spanne der Investitionskosten für Elektrolyse von 100 EUR/kW bis 900 EUR/kW bezogen auf die Ausgangsleistung. Der obere Wert entspricht in etwa dem heutigen Kostenniveau, der untere Wert den optimistischeren Annahmen für 2030. Als optimales System bei heutigen Elektrolyseurpreisen ergibt sich ein Wind-Solar-Hybridssystem. Die Elektrolyseleistung

wird auf etwa ein Drittel der Gesamtleistung der Wind- und Solaranlagen begrenzt. Diese Konfiguration begünstigt eine hohe Betriebsstundenzahl der teuren Elektrolyseanlage, wobei auch die Abregelung von erneuerbarer Energie in Kauf genommen wird.

Mit sinkenden Elektrolysekosten wird mehr Leistung zugebaut. Gleichzeitig ändert sich aber auch das Verhältnis von installierter Wind- und Solarleistung. Die günstigere Elektrolyse ermöglicht die Nutzung von mehr Solarenergie, die im Vergleich zur Windenergie weniger Volllaststunden liefert, aber über geringere Stromgestehungskosten verfügt. Wenn die Elektrolysekosten unter einen bestimmten Wert fallen, entscheidet sich der Optimierer dazu, ausschließlich Solarenergie zuzubauen. Da die Potenziale für die Solarenergienutzung in Europa anders und auch wesentlich gleichmäßiger verteilt sind als die Windenergiepotenziale, verändern sich durch die Kostensenkungen bei der Elektrolyse auch Standortfaktoren für die Wasserstoffproduktion. Die Verfügbarkeit von Windstrom verliert an Bedeutung, während Verfügbarkeit geeigneter Flächen zur Solarenergienutzung an Bedeutung gewinnt.

In ► **Abbildung 1b** sind die Bereitstellungskosten für grünen Wasserstoff in Abhängigkeit von den Elektrolysekosten für die Standorte Salzgitter und Ourique in Portugal aufgetragen. Aus dem Vergleich der beiden Standorte ist ein weiterer Trend zu erkennen. Ourique gehört zu den Standorten mit den günstigsten Voraussetzungen für EE-Produktion in Europa und verfügt dementsprechend auch über besonders günstige Bedingungen für die Produktion von grünem Wasserstoff. Durch die sinkenden Elektrolyseurpreise verringern sich die Wasserstoffgestehungskosten am weniger guten Standort Salzgitter jedoch stärker als die in Portugal, und der preisliche Abstand zwischen beiden Standorten nimmt ab. Dieser Trend ist ebenfalls übertragbar. Durch günstigere Elektrolyseurpreise verringern sich die globalen Unterschiede in den Gestehungskosten für grünen Wasserstoff. Die Transportkosten für grünen Wasserstoff hingegen gehen nicht im selben Maß zurück. In vielen Ländern in Europa, auch in Deutschland, wird dadurch die inländische Produktion preislich konkurrenzfähig. Der Standortfaktor EE-Gestehungskosten verliert an Bedeutung.

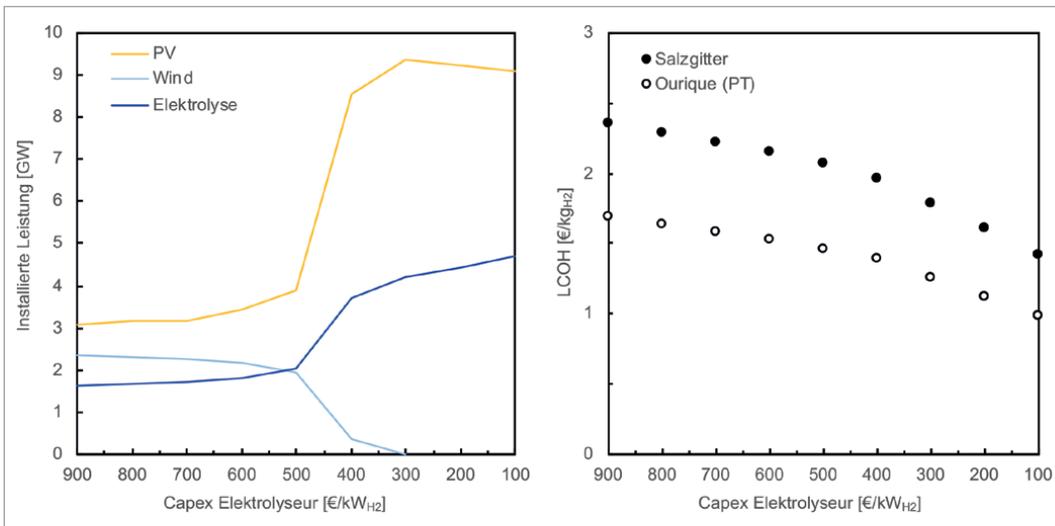


Abbildung 1

a) Optimale Auslegung eines Wind-Solar-Wasserstoff-Hybrid-systems

für die Produktion von 8 TWh grünem Wasserstoff in Salzgitter in Abhängigkeit der Elektrolyseurkosten im Jahr 2030.

b) Vergleich von Bereitstellungskosten für grünen Wasserstoffs

in Abhängigkeit von den Elektrolyseurkosten für die Standorte Salzgitter (DE) und Ourique (PT).

(Quelle: ISFH)

Weitere Standortfaktoren gewinnen an Bedeutung

Erneuerbare Energien brauchen Fläche. Die Notwendigkeit einer erneuerbaren Energieversorgung stellt Regionen mit auf die Landfläche bezogen hohen Energiebedarfen deswegen vor besondere Herausforderungen. Regionen mit wenig Energieverbrauch pro Fläche können sich einfacher selbst versorgen. In ► **Abbildung 2** zeigt die Strombilanz der europäischen Regionen in einem möglichen Szenario ein treibhausgasneutrales Europa. Die dicht besiedelten Regionen in den Benelux-Staaten und in Westdeutschland zeigen dabei einen negativen Saldo. Andere Regionen in Deutschland und Europa hingegen sind in der Lage, über den regionalen Bedarf hinaus zu produzieren. Insgesamt zeigt das Szenario, dass Deutschland vermutlich Energie-Importland bleibt, in Europa aber durchaus genügend Potenziale bestehen, den eigenen Energiebedarf zu decken. Dazu müssen die vorhandenen Potenziale allerdings wie im Szenario vorausgesetzt konsequent und in kurzer Zeit erschlossen werden, was, wenn man sich die Entwicklung in Deutschland in den letzten Jahren anschaut, eine Herausforderung ist.

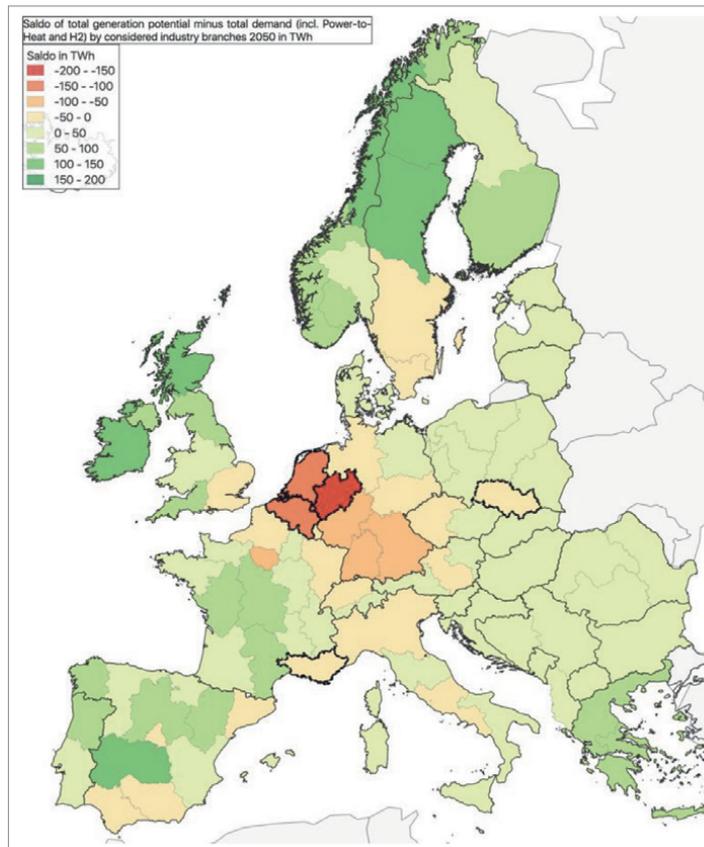
Die Frage, woher der grüne Wasserstoff kommt, den wir in Zukunft nutzen, wird daher vermutlich weniger durch die sich annähernden Wasserstoffgestehungskosten entschieden. Viel wichtiger ist die Frage, wo es genügend Potenziale zur Energiebereitstellung gibt und wie stark und wie schnell diese erschlossen werden können. Besonders im globalen Süden (Südamerika, Australien, Afrika) sowie in der MENA-Region gibt es Länder mit hohen Potenzialen für erneuerbare Energieerzeugung, die als potenzielle Exporteure von grünem Wasserstoff infrage kommen. Der großskalige Import nachhaltiger Energieträger aus diesen Ländern wird deshalb voraussichtlich ein

wichtiges Standbein der deutschen und europäischen Energiewende werden. Die Bundesregierung hat dies erkannt und die Vorbereitung von Energiepartnerschaften mit potenziellen Exportländern grüner Grund- und Treibstoffe auf die politische Agenda gehoben.

Auch für die Energieforschung in den FVEE-Mitgliedsinstituten ist die internationale Bereitstellung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien ein wichtiges Thema. Dabei stehen nicht nur die techno-ökonomischen Parameter einer möglichen Wasserstoffbereitstellung im Fokus. Für Infrastruktur zur Gewinnung, Transport und Umwandlung erneuerbarer Energie wird Fläche benötigt. Die Herstellung von grünem Wasserstoff benötigt zusätzlich Wasser. Die Produktion von grünem Wasserstoff für den Export kann daher nicht losgelöst von der Versorgung der Bevölkerung und schutzwürdiger Ökosysteme vor Ort betrachtet werden, die von denselben Ressourcen abhängig sind. Es besteht vielmehr ein internationaler Konsens, dass die UN-Ziele zur nachhaltigen Entwicklung nur erreicht werden können, wenn die Bereitstellung von Energie, Wasser, Nahrungsmitteln und Ökosystemdienstleistungen in einem sektor- und grenzübergreifenden Nexus-Ansatz integriert betrachtet wird.

Eine weitere Voraussetzung für den Aufbau von Wasserstoffinfrastruktur sind verlässliche geschäftliche Rahmenbedingungen vor Ort. Diese hängen stark von der Rechtssicherheit von Investitionen sowie der politischen Stabilität im jeweiligen Land ab und können sich von Land zu Land deutlich unterscheiden. Eine umfassende Analyse der Importpotenziale für grünen Wasserstoff ist aus diesen Gründen oft nur in interdisziplinären Forschungsprojekten zwischen der Energieforschung und den Sozial- und Rechtswissenschaften möglich.

Abbildung 2
Europaweite Strombilanz im Jahr 2050
 resultierend aus einer Defossilierung der Schwerindustrie in Europa. INFRA-NEEDS-Projekt, Wuppertal-Institut 2019, Rechnung auf Basis vom 110%-EE-Szenarien von e-highways
 (Quelle: Wuppertal Institut)



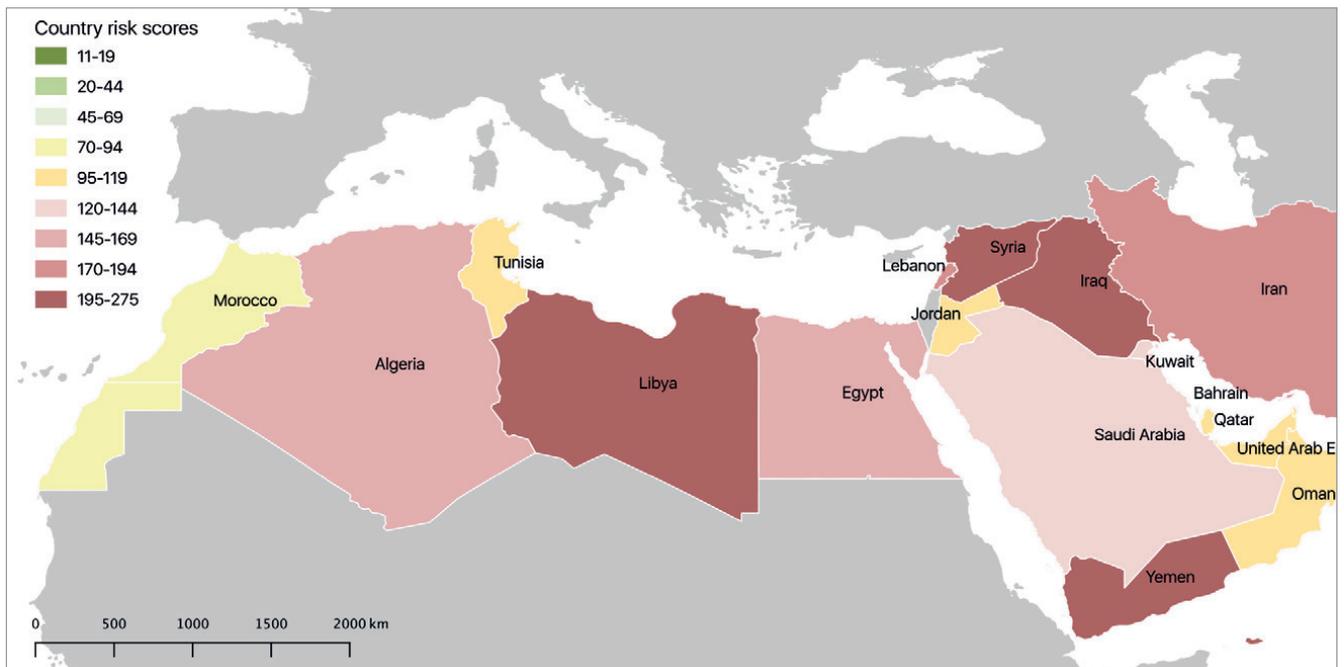
Potenziale für grüne Energieträger in Nordafrika und dem mittleren Osten

Im BMWK-geförderten Projekt MENA-Fuels untersuchen die FVEE-Einrichtungen Wuppertal Institut, IZES und DLR, welche Rolle die MENA-Region (Nordafrika und Naher Osten) zukünftig bei der Versorgung Deutschlands und der EU mit grünem Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen spielen könnte. Die Länder dieser Region besitzen alle große Potenziale für Solarenergie, teilweise auch für Windenergie. Die rechtlichen, politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen unterscheiden sich jedoch deutlich. Im Rahmen des Forschungsprojekts wurden die Risiken, die sich aus den länderspezifischen Besonderheiten für die Entwicklung eines synthetischen Kraftstoffsektors ergeben, mit Hilfe von über 100 Risikoindikatoren untersucht.

► **Abbildung 3** fasst die so ermittelten Länderrisiken in den untersuchten Ländern zusammen. Im Ergebnis zeigen sich stark unterschiedliche Risiken in den Ländern. Sehr hohe Risiken weisen die politisch von starken Konflikten geprägten Staaten (Irak, Jemen, Libyen, Syrien) auf. Auch für die anderen Länder in der Region bestehen teilweise erhebliche Risiken, welche die Entwicklung eines synthetischen Kraftstoffsektors beeinflussen können.

Potenziale für grünen Wasserstoff in Westafrika

Das Forschungszentrum Jülich hat im BMBF-geförderten H2-ATLAS-AFRICA-Projekt untersucht, ob und wie eine nachhaltige Wasserstoffproduktion mit einer nachhaltigen Flächen- und Grundwassernutzung kombiniert werden kann. Im in ► **Abbildung 4** dargestellten Ergebnis zeigt sich, dass in trockenen, küstenfernen Regionen die knappe lokale Wasserverfügbarkeit das technische grüne H₂-Potenzial um bis zu 80 % beschränkt. An weniger dicht besiedelten Standorten mit geringer bis mittlerer Entfernung zur Küste ist eine nachhaltige Wasserstoffproduktion möglich, wenn das dafür benötigte Wasser in Meerwasserentsalzungsanlagen gewonnen wird. Die Nutzung einer Meerwasserentsalzungsanlage erhöht die Wasserstoffgestehungskosten um 0,5 % und stellt damit keinen entscheidenden Kostenfaktor dar. Allerdings müssen sowohl der Strom für die Entsalzungsanlage als auch das Wasser für die Elektrolyse zwischen Küste und Elektrolyseurstandort transportiert werden. Aus diesem Grund scheiden küstennahe Standorte bei der Analyse etwas besser ab. Die Entsalzungsanlagen können nicht nur zur Wasserstoffproduktion, sondern auch zur Bereitstellung von Trinkwasser benutzt werden und so die Versorgungssicherheit vor Ort erhöhen.



PtX-Produktion mit 100% erneuerbaren Energien in Saudi-Arabien

Das Fraunhofer ISE hat Importkosten verschiedener PtX-Energieträger mit Jahressimulationen untersucht und die Anlagenauslegung für jeden betrachteten Energieträger auf minimale Importkosten optimiert (► **Abbildung 5**).

Aus den Ergebnissen ist wieder erkennbar, dass die Bereitstellungskosten für alle verglichenen Energieträger stark sinken werden, verursacht vor allem durch sinkende Kosten für Energiebereitstellung und Elektrolyse. Gleichzeitig ist aber auch zu beobachten, dass sich die Unterschiede in den Gestehungskosten der verschiedenen Energieträger verändern. Aufgrund der längeren Wankungskette liegt der Anteil der Energiebereitstellung an den Gestehungskosten sowohl bei grünem Ammoniak als auch bei grünem Methanol höher als bei grünem Wasserstoff. Zusätzlich bestehen auch bei der für das Methanol benötigten Carbon-Capture-Technologie noch große Kostensenkungspotenziale. Da die Transportkosten der Energieträger nicht in gleichem Tempo sinken werden, ist zu erwarten, dass sowohl grüner Ammoniak als auch grünes Methanol trotz der aufwändigeren Wankungsketten irgendwann preisgünstiger importiert werden können als grüner Wasserstoff.

Importoptionen für grünen Wasserstoff

Für den Transport von grünem Wasserstoff über längere Strecken gibt es eine Vielzahl an Optionen. Diese können sowohl unterschiedliche Transportmittel umfassen, wie den Transport per Pipeline oder per Schiff, als auch die stoffliche Umwandlung des grünen Wasserstoffs in ein anderes, möglicherweise technisch einfacher zu transportierendes Molekül.

Eine mögliche Importoption für molekularen grünen Wasserstoff ist der Import von gasförmigem Wasserstoff per Pipeline. Die Technologien für diesen Transportweg sind weitestgehend vorhanden und werden auch schon im größeren Umfang in regionalen Netzen eingesetzt. In Deutschland wird zum Beispiel im Ruhrgebiet ein solches Wasserstoff-Pipelinennetz mit 240 km Leitungslänge betrieben. Da die Verlegung der Rohrleitung den größten Anteil an den Kosten für eine Gaspipeline ausmacht, sinkt die Wirtschaftlichkeit dieses Transportwegs mit wachsender Entfernung.

Eine Alternative zum Pipelinetransport ist der Seeverkehr. Dort kommen für den Import von molekularem Wasserstoff aus heutiger Sicht zwei Technologie-routen infrage: verflüssigter Wasserstoff (LH2) sowie Wasserstoff, der an ein flüssiges organisches Trägermedium gekoppelt ist (LOHC). Bei beiden Technologien müssen zusätzliche Infrastrukturen aufgebaut werden. Für die Verflüssigung (LH2) bzw. für die Ausspeicherung des Wasserstoffs aus dem Trägermedium (LOHC) wird zudem im Vergleich zum Pipelinetransport zusätzlich Energie benötigt.

Abbildung 3

Länderrisikobewertung für die Entwicklung synthetischer Kraftstoffsektoren

(„Business-as-usual“-Szenario) basierend auf der Bewertung von über 100 Risikoindikatoren aus dem MENA-Fuels-Projekt

(Quelle: Wuppertal Institut)

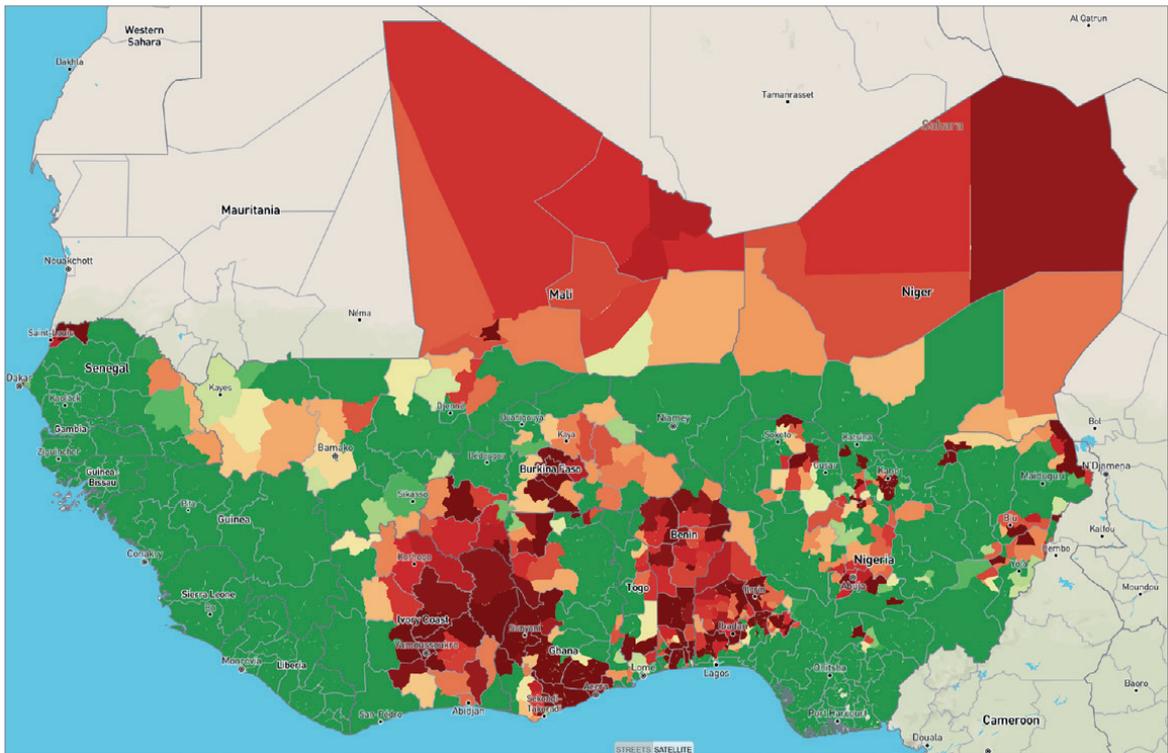
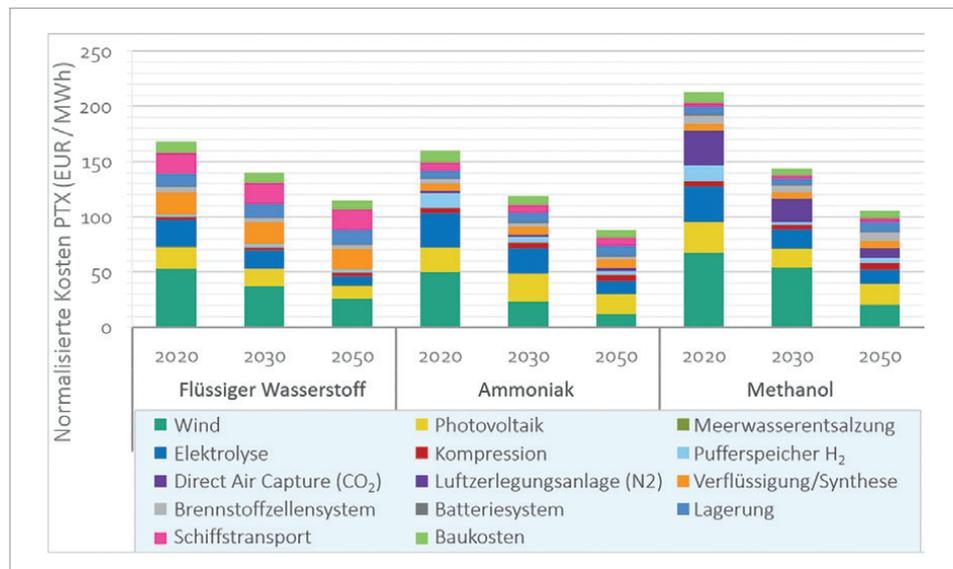


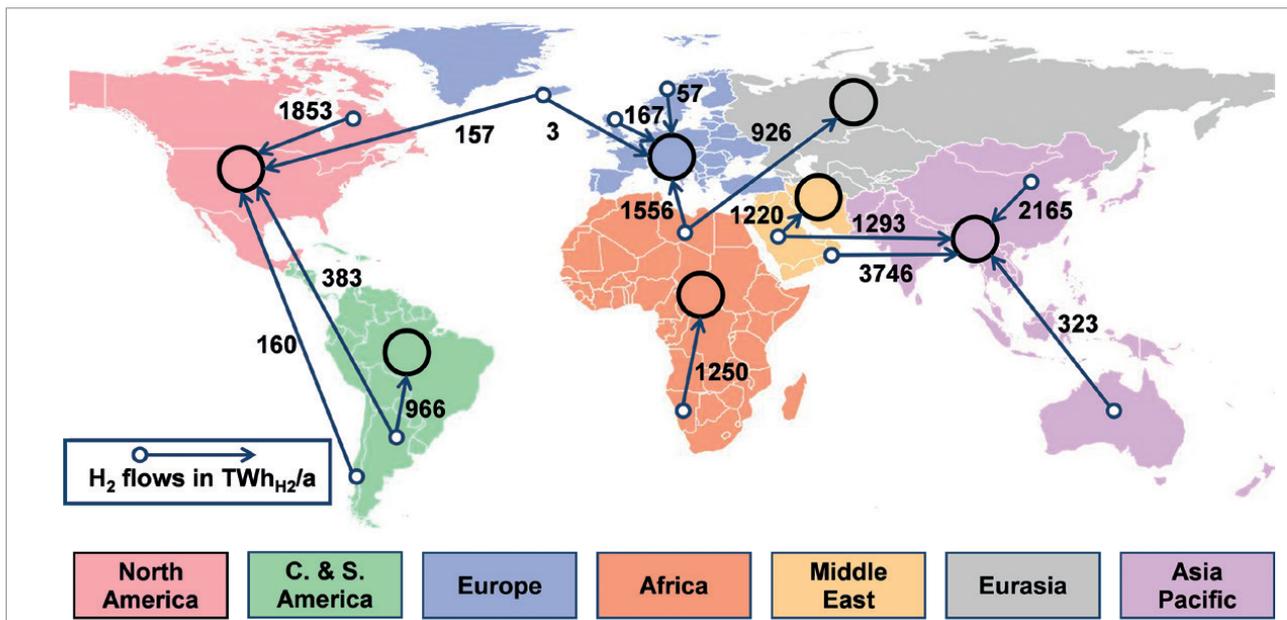
Abbildung 4
Maximal mögliche Wasserstoffproduktion in Westafrika bei nachhaltiger Wassernutzung [2]
(Quelle: H2Atlas-Africa, FZ Jülich)

Auf kurze Entfernung ist der Transport per Seeverkehr daher im Vergleich zur Pipeline teurer. Die Transportkosten steigen jedoch mit wachsender Entfernung weniger stark an. Ergebnisse des MENA-Fuels-Projekts zeigen, dass bei Transportwegen mit mehr als 2.000 km Länge Seetransport günstiger werden könnte als Pipelinetransport [3]. Sofern bereits eine Gasfernleitung verlegt ist, die man für den Wasserstofftransport umrüsten könnte, ist der Seeverkehr frühestens ab 8.000 km Transportweg die wirtschaftlichere Option. Bei kurzen Entfernungen hat die Pipeline Vorteile. Auch größere Transportvolumina begünstigen eher die Pipeline.

► **Abbildung 6** zeigt ein kostenoptimiertes Szenario für eine weltweite Wasserstoffversorgung. Im Ergebnis der Optimierungsrechnung, die techno-ökonomische Parameter wie Infrastruktur- und Transportkosten berücksichtigt, aber keine nicht-technischen sozialen oder geopolitischen Faktoren, werden Wasserstoffbedarfe weltweit stets durch Produktion im eigenen oder in einem benachbarten Kontinent gedeckt. Europa wird zu einem großen Anteil aus Nordafrika mit Wasserstoff versorgt.

Abbildung 5
Heutige und zukünftige Gesteungskosten für grüne Energieträger in Saudi-Arabien
(Quelle: Fraunhofer ISE)





Für die stoffliche Wandlung von grünem Wasserstoff in Ammoniak oder Kohlenwasserstoffe wird ähnlich der Verflüssigung beim LH₂ zusätzliche Energie benötigt. Wie bereits in ► **Abbildung 5** gezeigt, lassen sich sowohl Ammoniak als auch Methanol sehr kostengünstig über große Strecken transportieren, so dass der reine Transportkostenanteil wesentlich geringer ausfällt als bei den Transportwegen für elementaren Wasserstoff. Für Anwendungen, die keinen grünen Wasserstoff, sondern Ammoniak oder synthetische Kraftstoffe nutzen, ist daher auch heute schon die wirtschaftlichste Option, den grünen Wasserstoff erst zu konvertieren und dann zu transportieren.

Die Bereitstellungspreise von grünem Wasserstoff in Europa hängen dabei von der Länge der Handelswege und dem Zugriff auf bereits verfügbare Transportinfrastruktur ab. Für molekularen Wasserstoff ist der Transport per Pipeline dem Schiff vorzuziehen, günstigenfalls durch Umnutzung bereits bestehender Leitungen. Im Seeverkehr spielt die Entfernung eine untergeordnete Rolle für den Importpreis. Grüne Kraftstoffe können günstiger nach dem Syntheschritt transportiert und importiert werden. Wichtigster europäischer Lieferant für grünen Wasserstoff und Kraftstoffe könnte Afrika werden.

Abbildung 6

Kostenoptimale Gesamtwasserstoffallokation

zur Deckung des weltweiten Bedarfs mit einer regionalen Klassifizierung [4].

(Quelle: FZ Jülich)

Zusammenfassung und Fazit

Grüner Wasserstoff ist eine Voraussetzung zur Erreichung von Klimaneutralität. Die Potenziale zur grünen Wasserstoffproduktion sind weltweit verteilt. Die technologische Weiterentwicklung in den Bereichen erneuerbare Energieerzeugung und Elektrolyse wird dazu führen, dass die Gestehungskosten für grünen Wasserstoff sich weltweit angleichen und andere Standortfaktoren stärker in den Vordergrund rücken. Dazu gehören die Verfügbarkeit von Flächen zur EE-Produktion und die Investitionssicherheit durch stabile politische Rahmenbedingungen. Auch Nachhaltigkeitskriterien z. B. bei der Wasserbereitstellung müssen berücksichtigt werden. Da schon bald größere Mengen an grünem Wasserstoff benötigt werden, sollten die weltweit vorhandenen nachhaltig nutzbaren Potenziale in internationaler Partnerschaft parallel ausgebaut werden. Grüner Wasserstoff wird zum globalen Handelsgut.

Literaturangaben

- [1] A. Rosenstiel, N. Monnerie, J. Dersch, M. Roeb, R. Pitz-Paal, and C. Sattler, *Energies* 14, 3437 (2021).
- [2] Forschungszentrum Jülich, H2Atlas-Africa, <https://www.h2atlas.de/de/>
- [3] MENA-Fuels-Projekt: Vergleich der Seetransportkosten von H₂ mit Pipelinetransportkosten in Abhängigkeit von der Entfernung (2021).
- [4] P.-M. Heuser, T. Grube, H. Heinrichs, M. Robinius, and D. Stolten, preprint (2020).