

---

---

HYPAT

**H<sub>2</sub>**   
Potential

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

---

---

HYPAT Working Paper 01/2022

## **Hintergrundpapier zu nachhaltigem grünen Wasserstoff und Synthese- produkten**

Autorinnen und Autoren:

Jana Thomann, Frank Marscheider-Weidemann (Fraunhofer ISI)

Andreas Stamm (DIE)

Ludger Lorych (GIZ)

Christoph Hank, Friedrich Weise, Lucas Edenhofer (Fraunhofer ISE)

Zarah Thiel (Ruhr-Universität Bochum)



Deutsches Institut für  
Entwicklungspolitik



German Development  
Institute



Deutsche Gesellschaft  
für Internationale  
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

# Hintergrundpapier zu nachhaltigem grünem Wasserstoff und Syntheseprodukten

## 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

Thomann, J.; Edenhofer, L.; Hank, C.; Lorych, L.; Marscheider-Weidemann, F.; Stamm, A.; Thiel, Z.; Weise, F. (2022): Hintergrundpapier zu nachhaltigem grünem Wasserstoff und Syntheseprodukten. HYPAT Working Paper 01/2022. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Hrsg.).

## Veröffentlicht

Datum	Version	Änderung
März 2022	01	
April 2023	02	neuer Disclaimer

## Disclaimer

Das vorliegende Diskussionspapier 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	<b>Einleitung</b> .....	5
2	<b>Wasserstofferzeugung</b> .....	10
3	<b>Energiequellen</b> .....	11
3.1	Elektrizitätserzeugung.....	11
3.2	Wärme.....	13
3.3	Förderlichkeit für Energiewende .....	13
4	<b>Weitere Prozesse zur Herstellung von Syntheseprodukten und Transporte</b> .....	16
4.1	Prozesse zur Herstellung von Syntheseprodukten: Energiebedarf und CO <sub>2</sub> -Nutzung .	16
4.2	Kohlenstoff-Quellen zur Herstellung von Syntheseprodukten .....	17
4.3	Transportemissionen.....	17
5	<b>Weitere Umweltauswirkungen</b> .....	19
5.1	Wasserbedarf.....	19
5.2	Umweltauswirkungen von Meerwasserentsalzungsanlagen .....	20
5.3	Flächenbedarf und Landnutzung .....	21
5.4	Feinstaub, Eutrophierung, Versauerung durch Ammoniak als Syntheseprodukt.....	22
6	<b>Soziale Auswirkungen</b> .....	23
6.1	Soziale Kriterien.....	23
6.2	Diskussion: Nachhaltigkeitsanforderungen und Akzeptanz .....	23
7	<b>Beispielberechnung zum Einfluss von Schutzgebietsflächen auf die EE- Potenziale</b> .....	26
8	<b>Wesentliche Kriterien für die Modellierung in HYPAT</b> .....	28
9	<b>Zusammenfassung</b> .....	29
	<b>Literaturverzeichnis</b> .....	30
	<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	33
	<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	34
	<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	35
10	<b>Anhang</b> .....	37
10.1	Labels zu grünem Wasserstoff.....	37

10.2	Farben von Wasserstoff.....	39
10.3	Beispiele für Prozessdaten entlang der Wertschöpfungskette .....	39
10.4	Umweltauswirkungen von Meerwasserentsalzungsanlagen und Empfehlungen zur Standortwahl .....	41

# 1 Einleitung

---

Derzeit wird über die Nachhaltigkeit von grünem Wasserstoff und seinen Syntheseprodukten stark diskutiert. Dieses Working Paper greift die Diskussion auf und dient als Grundlage, um im Forschungsvorhaben HYPAT (Global Hydrogen Potential Atlas, dt. globaler H<sub>2</sub>-Potenzialatlas) ein gemeinsames Verständnis zur Nachhaltigkeit von Wasserstoff und seinen Syntheseprodukten zu entwickeln. Das Projekt HYPAT entwickelt einen globalen Wasserstoff-Potenzialatlas und identifiziert dafür umfassend mögliche Partnerländer Deutschlands für eine kooperative Entwicklung einer zukünftigen grünen Wasserstoffwirtschaft. Auch die Bedeutung der Produktionsregionen für eine gesicherte, ökonomische und ökologisch nachhaltige Versorgung wird analysiert.<sup>1</sup> Die in diesem Dokument erarbeiteten Kriterien dienen als Hintergrundinformationen für Potenzialbetrachtungen, ökonomische Berechnungen und Modellrechnungen innerhalb von HYPAT. Sie sind das Ergebnis von Literaturrecherchen, der Teilnahme an Workshops, Interviews und vor allem der Diskussionen innerhalb des HYPAT-Arbeitspakets «Nachhaltigkeitskriterien für grünen Wasserstoff» (3.2.1). Das Papier berücksichtigt dabei auch die verschiedenen Standpunkte aus diesen Diskussionen. Da diese Ergebnisse für die weitere Entwicklung der grünen Wasserstoffwirtschaft nicht ohne Belang sind, sollen sie mit der Veröffentlichung dieses Papiers einem größeren Nutzerkreis verfügbar gemacht werden.

Dem Projekt HYPAT liegen die Zielsetzungen der nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) der Bundesregierung (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2020) zugrunde, weshalb im Papier häufig Bezug auf Vorgaben aus der NWS genommen wird.

Grüner Wasserstoff wird in der NWS dadurch charakterisiert, dass er durch die Elektrolyse von Wasser mit Strom aus erneuerbaren Energien (EE) hergestellt wird. Andere Definitionen in bestehenden oder geplanten Labels erlauben verschiedene Energiequellen von allgemein beliebigen erneuerbaren Energien bis hin zu Energiequellen mit geringen Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) oder mit Netto-Null-CO<sub>2</sub>-Emissionen mittels CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung (CCS, Carbon Capture and Storage) (Velazquez Abad et al. 2020). Einige ausgewählte und derzeit aktuelle Definitionen sind in Tabelle 5 in Abschnitt 10.1 dargestellt. Ein kurzer Überblick über die damit verbundene «Farbenlehre» von Wasserstoff findet sich in Abschnitt 10.2.

Auch grüner Wasserstoff gemäß der Charakterisierung der NWS wäre jedoch nicht zwingend nachhaltig. In der NWS wird neben der Nutzung von erneuerbarem Elektrolysestrom noch gefordert, dass im Fall von Wasserstoffkooperationen keine Investitionsanreize für fossile Energiequellen in den Partnerländern entstehen dürfen und die Energiewenden in diesen unterstützt werden müssen. Damit liegt der Fokus der NWS zur Beurteilung der Nachhaltigkeit von Wasserstoff auf den für die Wasserstoffproduktion eingesetzten Energiequellen und dem Energiesystem als Ganzem. In der europäischen Wasserstoffstrategie (European Commission 2020) liegt der Fokus auf der Stromerzeugung. Hier wird außerdem angeführt, dass der Rohstoffbedarf, insbesondere von kritischen Rohstoffen, berücksichtigt werden muss und Lebenszyklusbetrachtungen nötig sind, um negative Klima- und Umweltauswirkungen der Wasserstofferzeugung zu minimieren. Für eine umfassende Beurteilung der Nachhaltigkeit sollten neben den Energiequellen weitere Kriterien einbezogen werden, wie z. B. Wasserbezug, Flächennutzung oder Arbeitsnormen, siehe auch Sachverständigenrat für Umweltfragen (2021), Nationaler Wasserstoffrat (2021), Heinemann et al. (2021), Piria et al. (2021).

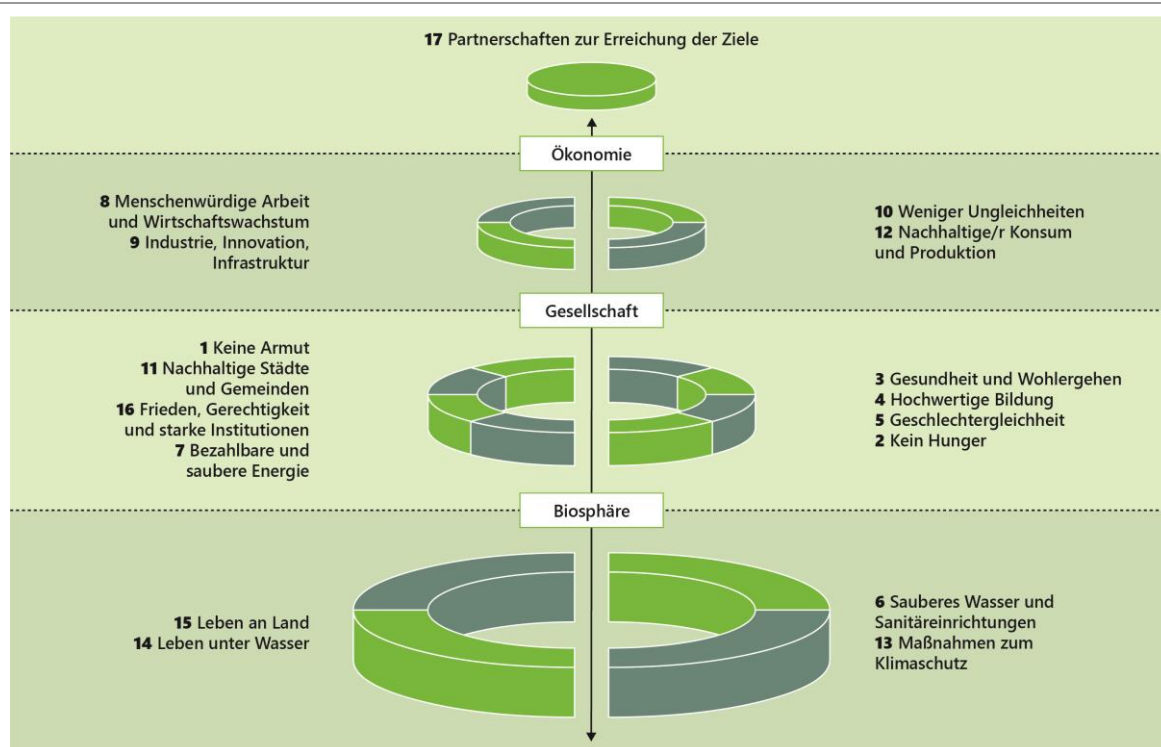
---

<sup>1</sup> Siehe <https://hypat.de/hypat/>.

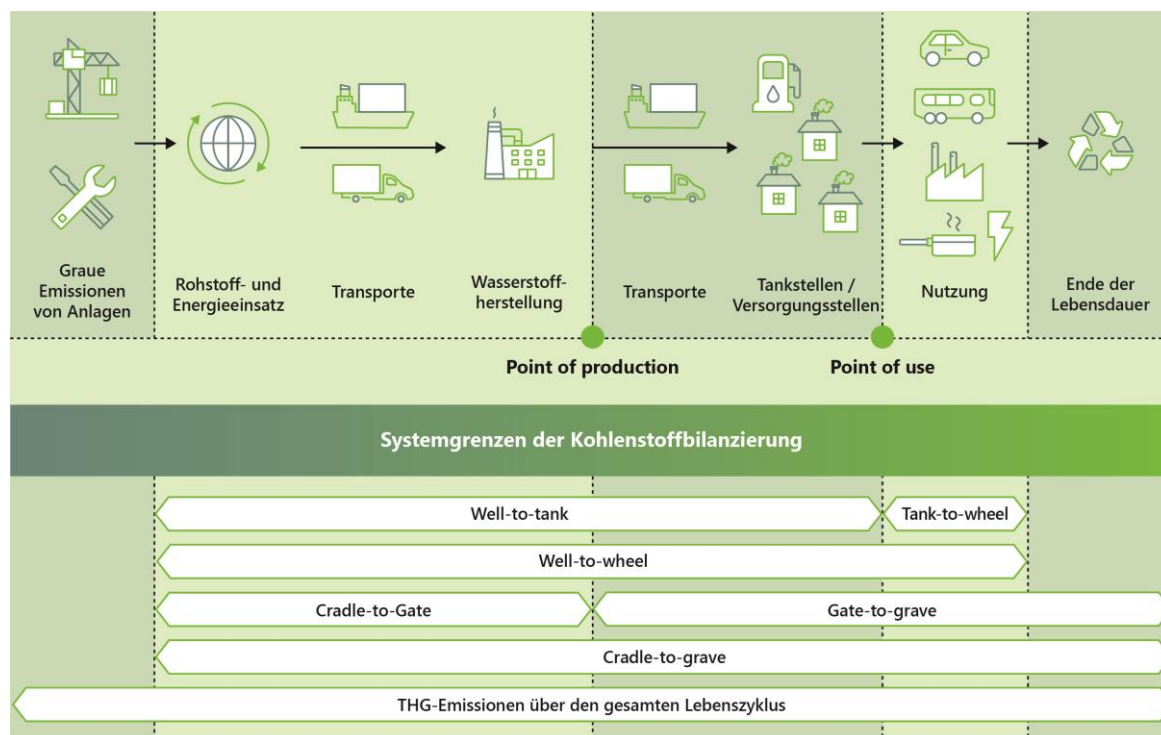
Vereinzelt werden bereits weitere Kriterien berücksichtigt (siehe z. B. German Energy Agency/World Energy Council – Germany (2022)). Die Diskussion zu den Kriterien ist derzeit (02/2022) in vollem Gange, fast monatlich werden aus Wissenschaft und Politik neue Beiträge hierzu veröffentlicht. So wird etwa das Thema des Wasserbezugs beim Gütesiegel von atmosfair zur Produktion von CO<sub>2</sub>-neutralem Kerosin (atmosfair 2021) berücksichtigt. Dieser umfasst auch Kriterien zu Menschenrechten und den CO<sub>2</sub>-Quellen für den Herstellungsprozess.

Auch in HYPAT werden neben den Energiequellen weitere Kriterien, wie beispielsweise der Wasserbedarf, die Landinanspruchnahme, CO<sub>2</sub>-Quellen und soziale Belange analog zu den «Sustainable Development Goals» (SDGs) der Agenda 2030 (vgl. Abbildung 1 nach Brockhage et al. (2021)) berücksichtigt.

**Abbildung 1: Integration der 17 SDGs in das 3-Säulenmodell der Nachhaltigkeit nach Brockhage et al. (2021)**



HYPAT betrachtet dabei zusätzlich zu den Herstellungsprozessen von Wasserstoff und Syntheseprodukten auch vor- und nachgelagerte Prozesse. Zu den vorgelagerten Prozessen zählen zum Beispiel der Rohstoffabbau, aber auch die Herstellung und der Aufbau der notwendigen Infrastruktur wie den Elektrolyseanlagen oder dem Bau von Tankschiffen für den Transport der Produkte. Zu den nachgelagerten Prozessen zählen u. a. die Emissionen durch die Nutzung der Produkte und der Rückbau der Erzeugungsanlagen. Damit soll in HYPAT der gesamte Lebenszyklus von Wasserstoff und Syntheseprodukten betrachtet werden, siehe Abbildung 2 (nach Abbildung «whole life cycle greenhouse gas (GHG) emissions» in Velazquez Abad et al. (2020)).

**Abbildung 2: Betrachtungsgrenzen für die Herstellung von Wasserstoff und Syntheseprodukten nach Velazquez Abad et al. (2020)**

In anderen Wasserstoff-Atlanten, die im Folgenden vorgestellt werden, finden sich Nachhaltigkeitskriterien zwar in sozio-ökonomischen Indikatoren wieder. Jedoch gehen diese Indikatoren nicht in die Abschätzung der Potenziale zur Wasserstoffproduktion ein.

Im Rahmen des Forschungsvorhabens DeV-KopSys (Dekarbonisierung Verkehr - Rückkopplung Energiesystem, Leitung durch Fraunhofer IEE, gefördert durch BMUV) wurde ein PtX-Atlas<sup>2,3</sup> erstellt, der Simulationsergebnisse für ein außereuropäisches PtX-Mengenszenario und länderspezifische Standortanalysen zur Produktion und den Kosten von PtX-Produkten zeigt. Nach der Methodenbeschreibung auf der zugehörigen Homepage und dem verfügbaren Zwischenbericht wurde eine sozio-ökonomische Analyse durchgeführt. Hierbei fanden verschiedene Indikatoren bzgl. Ökonomie, Gesellschaft, Politik, Technologie, Naturverhältnisse und der Nähe zu Deutschland Berücksichtigung. So werden beispielsweise die Wasserverfügbarkeit, Landtypen (Ausschluss von Naturschutzgebieten inkl. Puffer/Abstand, Ausschluss von Waldflächen, Agrarflächen), makroökonomische Indikatoren (u. a. Bruttoinlandsprodukt, Investitionsklima, Import und Export von Waren und Dienstleistungen), gesellschaftliche Aspekte (u. a. Gesundheitssystem, Bildungsabschlüsse, Energiebedarf) und politische Aspekte wie Rechtsstaatlichkeit, oder Gesetzgebung zur Emissionsminderung einbezogen. Diese Analyse wird als Vorabanalyse verstanden, da deren Ergebnisse zur Eignungsfeststellung möglicher PtX-Erzeugungen im Land nicht berücksichtigt werden.

Das Projekt H<sub>2</sub>-Atlas Africa (BMBF, FZJ)<sup>4</sup> erforscht die Potenziale der grünen Wasserstoffproduktion in Afrika. Ergebnisse sind bereits für Westafrika über das online abrufbare Atlas-Tool einsehbar. Hierbei werden neben der Wasserverfügbarkeit auch 1. soziale Indikatoren (u. a. Zugang zu Elektrizität, Armut, Arbeitslosigkeit), 2. Indikatoren bzgl. des Energiesystems und politische Indikatoren (Energy Sector Framework and Policies Indicator) und 3. Indikatoren zu gesellschaftlichen

<sup>2</sup> PtX (Power-to-X) ist die Bezeichnung für die Herstellung synthetischer Brenn-, Kraft- und Grundstoffe aus Strom.

<sup>3</sup> Siehe <https://devkopsys.de/ptx-atlas/>.

<sup>4</sup> Siehe <https://www.h2atlas.de/de/>.

Rahmenbedingen (Political and Regulatory Framework Indicator) berücksichtigt. Die Ausprägungen dieser drei Indikatoren in fünf Stufen (von sehr hoch zu sehr niedrig) werden im Atlas über Farben dargestellt. Die genaue Zusammensetzung und Wichtung dieser Indikatoren soll in Publikationen veröffentlicht werden, diese liegen aber noch nicht vor. Daher ist unklar, ob diese drei Indikatoren in die Potenzialberechnungen des Atlas eingehen. Zudem werden ökologische, sozio-politische und physikalische Restriktionen verwendet, um Gebiete hinsichtlich einer Wasserstoffproduktion auszuschließen (z. B. Naturschutz- und Siedlungsgebiete).

In der BMBF-Förderrichtlinie<sup>5</sup> für internationale Wasserstoffprojekte ist festgelegt, dass nur Projekte gefördert werden, die der Herstellung von grünem Wasserstoff bzw. der Weiterverarbeitung, der Speicherung, dem Transport und integrierten Anwendungen von Wasserstoff und dessen Syntheseprodukten dienen. Neben Vorgaben zum Bezug von erneuerbarem Strom (keine Anreize für fossile Erzeugungsanlagen, Förderung der Energiewende, Stromherkunftsnachweise bzw. Nachweis von Stromabnahmeverträgen) werden auch Vorgaben zum Bezug von Kohlenstoff für die Herstellung von Syntheseprodukten und zum Wasserbezug gemacht. Der Kohlenstoff darf mittels Luftabscheidung oder Abscheidung von nicht vermeidbaren, prozessbedingten Industrieemissionen gewonnen werden und es darf biogenes CO<sub>2</sub> eingesetzt werden. Der Bezug von Wasser muss nachhaltig sein, d. h. es darf keine lokale Verknappung oder ein Preisanstieg von Wasser entstehen. Zudem muss das Abfall- und Schadstoffmanagement dargelegt werden (ISO 14001) und eine Sozial- und Umweltverträglichkeitsprüfung durchgeführt werden. Ebenso müssen mindestens die internationalen Arbeitsnormen der ILO (International Labour Organisation) eingehalten werden.

In der NWS wird derzeit eine Produktion von 55 TWh grauem Wasserstoff in Deutschland angegeben, bis zum Jahr 2030 wird ein Bedarf von ca. 90 bis 110 TWh Wasserstoff abgeschätzt. Davon sollen 14 TWh als grüner Wasserstoff in Deutschland produziert werden, d. h. eine Elektrolyseleistung von 5 GW einschließlich der notwendigen erneuerbaren Energien muss bis 2030 in Deutschland installiert werden.<sup>6 7</sup> Das bedeutet aber auch, dass mindestens ca. 21 bis 41 TWh (ca. 37 %, entsprechend 0,6 bis 1,2 Mio. Tonnen) grüner Wasserstoff im Jahr 2030 importiert werden müssen, oder mehr, wenn Teile der heutigen fossilen Produktion durch grünen Wasserstoff substituiert werden sollen. Die Herausforderungen werden deutlich, wenn man bedenkt, dass zurzeit erst «weltgrößte Elektrolyseanlagen» in der Größenordnung von 10 bis 24 MW gebaut werden und ein Zubau im GW-Maßstab mittelfristig schwierig erscheint.<sup>8 9</sup>

Das vorliegende Dokument ist wie folgt aufgebaut: In Abschnitt 2 werden verschiedene Erzeugungswege von Wasserstoff bzgl. ihrer Nachhaltigkeit beleuchtet. In Abschnitt 3 werden Kriterien zu den Energiequellen (Strom, Wärme) diskutiert. Relevante Aspekte weiterer Prozesse, die zur Herstellung von Wasserstoff und Syntheseprodukten nötig sind, werden in Abschnitt 4 erläutert. In Abschnitt 5 werden Umweltauswirkungen wie Wasserbedarf und Landnutzung diskutiert und in Abschnitt 6 werden Kriterien zu sozialen Auswirkungen der Wasserstoffwirtschaft vorgestellt und diskutiert. Die Auswirkung der Berücksichtigung von Naturschutzgebieten auf die potenzielle

---

<sup>5</sup> Siehe <https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/bekanntmachungen/de/2021/10/2021-10-04-Bekanntmachung-Wasserstoff.html>.

<sup>6</sup> Annahme in NWS: 4.000 Volllaststunden und ein durchschnittlicher Wirkungsgrad der Elektrolyseanlagen von 70 Prozent.

<sup>7</sup> Der Koalitionsvertrag der Bundesregierung verdoppelt dieses Ziel auf 10 GW bis zum Jahr 2030, siehe <https://www.spd.de/koalitionsvertrag2021/>.

<sup>8</sup> Shell/Wesseling 10 MW: <https://www.shell.de/ueber-uns/projects-and-sites/shell-rheinland/aktuelles/shell-startet-europas-groesste-pem-wasserstoff-elektrolyse.html>.

<sup>9</sup> Linde/Leuna 24 MW: <https://www.linde.com/news-media/press-releases/2021/linde-to-build-own-and-operate-world-s-largest-pem-electrolyzer-for-green-hydrogen>.



Erzeugungsleistung von EE-Anlagen wird beispielhaft anhand einiger Länder in Abschnitt 7 erläutert. Abschließend werden in Abschnitt 8 die Nachhaltigkeitskriterien zusammengefasst, die für die Modellberechnungen innerhalb HYPATs relevant sind und in Abschnitt 9 erfolgt eine allgemeine Zusammenfassung.

## 2 Wasserstofferzeugung

---

Neben der konventionellen Erzeugung von sogenanntem grauen Wasserstoff mittels Erdgasdampf-reformierung gibt es zahlreiche weitere technische Möglichkeiten für die Erzeugung von Wasserstoff.

In einer Studie zur chemischen Industrie wird bis zum Jahre 2050 nur die Elektrolyse für die Produktion von grünem Wasserstoff sowie die Methanpyrolyse zur Erzeugung von türkisenem Wasserstoff als großtechnisch hinreichend reif und skalierbar angesehen (Bazzanella et al. 2019). Blauem Wasserstoff (Methandampfreformierung mit CCS-Technologien) wird ebenfalls ein nennenswertes Potenzial zugeschrieben; er wird von der Bundesregierung in der NWS neben der Wasserelektrolyse und türkisenem Wasserstoff als ein möglicher Erzeugungspfad diskutiert (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2020). Auch in der europäischen Wasserstoffstrategie (European Commission 2020) werden Erzeugungspfade mit CCS-Technologie als wichtige Übergangslösungen gesehen. Jedoch besteht durch die bisher mangelnde Verfügbarkeit an ausreichenden und langfristigen Endlagerungskapazitäten für das abgeschiedene CO<sub>2</sub> nach wie vor eine nennenswerte Hürde zur Einführung dieses Konzepts. Auch die in der Erzeugungskette vorge-lagerten THG-Emissionen bei der Erdgasgewinnung und dessen Transport sind nicht zu vernach-lässigen und können, je nach Herkunftsland, auch weiterhin einen nennenswerten Beitrag verur-sachen (Deutscher Bundestag 2014).

Zur Erzeugung von Wasserstoff aus Biomasse mittels Reformierung, Vergasung oder Pyrolyse befinden sich vereinzelte Anlagen in einem Pilotmaßstab. Die Biomassevergasung soll nach Bazzanella et al. (2019) im Jahr 2030 TRL 9 (Technology Readiness Level, Technologie-Reifegrad) erreichen. Bei der eingesetzten Biomasse muss unterschieden werden, ob es sich hierbei jeweils um direkt für die Wasserstofferzeugung angebaute Biomasse handelt oder um biogene Reststoffe. Der Anbau von Biomasse zur alleinigen Erzeugung von Wasserstoff steht, wie auch im Falle der Biokraftstoffe, in direkter Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion. Dies kann in Anbetracht begrenzter landwirtschaftlicher Flächen, einer steigenden Weltbevölkerung und steigender Biodiversitätsverluste als problematisch angesehen werden. Die zukünftige Flächennutzung sollte sich daher vermehrt auf Renaturierung und weniger auf eine energetische Nutzung konzentrieren. Sollte Biomasse einer energetischen Biomassenutzung zugeführt werden (z. B. für die Strom-erzeugung), ist anzustreben, nur die Pflanzenteile zu nutzen, welche nicht als Nahrungsbasis ver-wendet werden können. Aus den oben genannten Gründen wird in HYPAT Biomasse als Quelle für Wasserstoff nicht betrachtet.

Neben den hier genannten Verfahren gibt es noch eine Vielzahl von weiteren Verfahren zur Erzeu-gung von Wasserstoff, wie z. B. die (in-)direkte (Bio-)Photolyse oder die solarthermische Wasser-aufspaltung. Diese werden zum Teil intensiv erforscht, werden jedoch vermutlich auch mittelfristig einen eher niedrigen technologischen Reifegrad (TRL < 6) aufweisen (Bazzanella et al. 2019; Roeb et al. 2020).

Im Rahmen dieses Hintergrundpapiers liegt der Fokus auf der Erzeugung von Wasserstoff mittels Wasserspaltung in der Elektrolyse. Die Parameter zur Wasserelektrolyse bzgl. Wasser- und Strom-bedarf sind in Tabelle 7 in Abschnitt 10.3 dargestellt.

### 3 Energiequellen

---

Wie in Abschnitt 2 erläutert, liegt der Fokus für das Forschungsvorhaben HYPAT auf der Wasserstoffherzeugung mittels Wasserelektrolyse. Hierbei sind die Energiequellen, welche für den Betrieb der Elektrolyse eingesetzt werden, ein wichtiger Aspekt zur Beurteilung der Nachhaltigkeit des erzeugten Wasserstoffs. Ein zentrales Kriterium ist, dass hierfür nur Erzeugungstechnologien mit geringen ökologischen und sozialen Auswirkungen eingesetzt werden sollten. Für die Bundesregierung sind nur erneuerbare Energien nachhaltig, keine Atomkraft oder Energien aus fossilen Quellen (Bundesministerium für Bildung und Forschung 2021; Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2022).

Atomkraft gilt als zu teuer für eine kosteneffiziente Wasserstoffherzeugung. Zudem sollte sie aus Nachhaltigkeitssicht aufgrund der weitreichenden Auswirkungen möglicher Nuklearunfälle und des ungelösten Entsorgungsproblems radioaktiver Abfälle ausgeschlossen werden (Pistner et al. 2021; Schrems et al. 2020; Wealer et al. 2021).<sup>10</sup> Zwar können fossile Energieträger aus wirtschaftlicher Sicht eine kurzfristige und großskalig verfügbare Erzeugungsoption darstellen, aufgrund ihrer THG-Emissionen und den weiteren verbundenen zum Teil gravierenden ökologischen Auswirkungen sind diese für eine nachhaltige Erzeugung von Wasserstoff jedoch nicht geeignet, weshalb dieser Erzeugungsweg in diesem Hintergrundpapier nicht weiter betrachtet wird.

In diesem und den folgenden Abschnitten werden verschiedene Kriterien bezüglich der nachhaltigen grünen Wasserstoffproduktion diskutiert. Diese sind das Ergebnis von HYPAT-internen Diskussionen, in die vor allem folgende Quellen einbezogen wurden: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020), Heinemann et al. (2021), Nationaler Wasserstoffrat (2021) und Sachverständigenrat für Umweltfragen (2021). Auch die Überlegungen der EU im Rahmen der Novellierung der RED II sind in die Betrachtungen eingeflossen.

#### 3.1 Elektrizitätserzeugung

Wie im vorigen Abschnitt erläutert, kommen zur Stromerzeugung für nachhaltigen grünen Wasserstoff ausschließlich erneuerbare Energien in Frage, so wie die NWS es auch vorsieht. Aufgrund der globalen Verfügbarkeit liegt der Fokus im Allgemeinen v. a. auf Photovoltaik (PV) und Windkraft. In HYPAT werden aber auch die Nutzung von Wasserkraft<sup>11</sup>, Geothermie, Solarthermie und Meeresenergie (Gezeiten-, Wellenenergie u. a.) untersucht.<sup>12</sup> Dabei ist sicherzustellen, dass

---

<sup>10</sup> Im aktuellen Entwurf der EU-Taxonomie (31.12.2021) wird Atomkraft als klimaneutral eingestuft, aufgrund geringer CO<sub>2</sub>-Emissionen wird sie als relevante Technologie gesehen, um den Übergang zu erneuerbaren Energien zu erleichtern, siehe [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip\\_22\\_2](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_22_2). Diese Einschätzung ist umstritten, siehe z. B. <https://www.base.bund.de/SharedDocs/Stellungnahmen/BASE/DE/2022/base-fachstellungnahme-taxonomie.html>.

<sup>11</sup> Eine Überproduktion bestehender Großwasserkraftwerke kann in den Berechnungen von HYPAT genutzt werden, dabei ist aber die Nachhaltigkeit dieser Anlagen zu prüfen.

<sup>12</sup> Für Modellrechnungen in HYPAT wird Energie aus Biomasse nicht betrachtet, da die Erzeugung von Biomasse ausschließlich zur Wasserstoffproduktion aufgrund der Konkurrenzsituation zur Nahrungsmittelproduktion als problematisch angesehen wird. Es kann aber regionale Einzelfälle geben, in denen Biomasse eine relevante Energiequelle für Wasserstoffprojekte sein kann. So erhöht sich beispielsweise die Menge an verwertbarer Biomasse als Abfallstoff durch die Ausweitung der Zuckerrohrproduktion in Südafrika (Souza et al. 2016). Große Mengen an Biomasse entstehen auch in der Bestandspflege (Durchforstung), wenn große Aufforstungen als CO<sub>2</sub>-Senken durchgeführt werden (Forster et al. 2021). Grundsätzlich ist in jedem Fall nachzuweisen, dass vor Ort kein Bedarf für Strom aus dieser Biomasse besteht.

- 1) die eingesetzten Erzeugungsanlagen geringe negative Umweltwirkungen haben. Nicht akzeptabel wären zum Beispiel die Vernichtung von Biotopen (Großwasserkraftwerke<sup>13</sup>) oder Schäden an marinen Säugetieren (ohne Schallschutzmaßnahmen gegründete Offshore-Windkraftenergieanlagen),
- 2) der erneuerbare Strom grundsätzlich in Anlagen erzeugt wird, die eigens für die Wasserstoffproduktion errichtet wurden. Dieses Kriterium der «Zusätzlichkeit» gilt als wichtige Voraussetzung, dass die Energiewende in den Partnerländern unterstützt wird und Wasserstoffprojekte sozialverträglich umgesetzt werden.

Elektrizität ist über die Wasserelektrolyse hinaus auch für weitere Prozesse erforderlich. Bei der Herstellung von Syntheseprodukten benötigt man z. B. für die Luftzerlegung zur Erzeugung des Stickstoffs für die Ammoniaksynthese Strom (vgl. Tabelle 8 in Abschnitt 10.3). Auch für Nebenprozesse, wie zum Beispiel für Raumwärme und Beleuchtung, sollte der genutzte Strom aus regenerativen Quellen stammen, auch wenn diese Strommengen gegenüber den Hauptprozessen gering sind.

Für eine ökologische aber auch ökonomische und sozialverträgliche Umsetzung großskaliger Wasserstoffvorhaben in entsprechenden Zielländern ergibt sich ein Spagat zwischen einerseits einer hohen Auslastung der Elektrolysekapazitäten und andererseits dem möglichst hundertprozentigen Einsatz von erneuerbaren Energien. Um diesen Anforderungen Rechnung zu tragen, sollten für die Versorgung zukünftiger Elektrolyse- und Synthesekapazitäten zusätzliche erneuerbare Energiekapazitäten installiert werden. Dies bedeutet jedoch nicht, dass die Elektrolyseparke mit EE-Anlagen als ein Inselssystem ohne Anbindung an das lokale Stromnetz geplant und errichtet werden müssen. Eine Netzanbindung ermöglicht es auch die zusätzlichen EE-Kapazitäten für das angeschlossene Energiesystem zu nutzen (z. B. als Regelleistung). Im Falle des Strombezuges über das Stromnetz sind Stromabnahmeverträge bzw. Stromherkunftsnachweise in Übereinstimmung mit dem REDII-Entwurf notwendig. Hierfür ist ein Monitoring des eingespeisten und bezogenen Stroms durchzuführen, um sicherzustellen, dass ausschließlich erneuerbare Energien für die Wasserstofferzeugung eingesetzt werden. Andernfalls müssten die Elektrolyseure heruntergefahren werden. Grundsätzlich muss gemäß der NWS sichergestellt werden, dass die lokale Energiewende durch die Produktion von Wasserstoff unterstützt wird. Durch Elektrolyseure dürfen folglich keine Anreize zur Nutzung fossiler Energiequellen ausgehen.

Inselkonzepte sind in Ausnahmefällen denkbar. Jedoch benötigen diese Konzepte ein ausgereiftes Regel- und (Zwischen-)Speicherkonzept (z. B. Batterien), um auf Fluktuationen in der EE- und Wasserstofferzeugung reagieren zu können. Außerdem ist anzustreben, dass die Elektrolyseure in geografischer Nähe zur Produktion von erneuerbarem Strom betrieben werden, um Verluste und zusätzliche Netzengpässe zu vermeiden (Sachverständigenrat für Umweltfragen 2021). Falls eine geographische Trennung von erneuerbaren Energieanlagen und Elektrolyse nötig oder sinnvoll ist, sollte die Verwendung des bestehenden Stromnetzes kritisch geprüft und die Errichtung von dezierten Übertragungsleitungen in Betracht gezogen werden.

Der Einsatz von netzgebundenen Elektrolyseuren kann aus verschiedenen Perspektiven beurteilt werden. Einerseits kann die Erzeugersicht im Vordergrund stehen und die Absicht, so viel Wasserstoff wie möglich zu produzieren. Andererseits kann die Systemdienlichkeit in Bezug auf das Stromnetz im Vordergrund stehen, was zu einer anderen Betriebsweise führt: der Elektrolyseur kann hierbei als variable Last eingesetzt werden, die aufgeschaltet wird, sofern ein hohes EE-Stromangebot

---

<sup>13</sup> Häufige negative Folgen von Großwasserkraftwerken sind in Moran et al. (2018) zusammengefasst: Rückgang des verfügbaren Süßwassers, saisonale Veränderungen des Abflusses, Verlust von flussabwärts gelegenen Süßwasserlebensräumen, Überschwemmungsgebieten, Küstenerosion durch Sedimentrückhalt und Veränderungen des Salzgehalts. Negative Folgen für die Struktur und Zusammensetzung von Ökosystemen sind z. B. Lebensraumfragmentierung, Verlust der aquatischen und terrestrischen Artenvielfalt und Verringerung von Fischbeständen.

im Netz ist. Dies kann das Abregeln von EE-Erzeugungsanlagen verhindern, aber, durch eine eventuell geringe Laufzeit, die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseuren beeinträchtigen. Eine verstärkte Degradation aufgrund eines dynamischen Betriebs mit häufigem Auf- und Abschalten wurde lange Zeit als ein technisches Hindernis vermutet, konnte jedoch in neueren Untersuchungen nicht zweifelsfrei bestätigt werden. Es bedarf weiterer Forschung, die verschiedenen Degradationsprozesse weiter zu klären (Frensch et al. 2019; Siracusano et al. 2020).

Eine weitere technische Herausforderung besteht für die Erzeugungspfade, welche über die Wasserstoffproduktion hinausgehen und die Erzeugung von Syntheseprodukten zum Ziel haben. Hierbei steht die fluktuierende Versorgung mit EE und eine dynamische Wasserstofferzeugung einem normalerweise konstanten Wasserstoffbedarf der Syntheseprozesse gegenüber. Dieser kann durch eine Entkopplung von Wasserstofferzeugung und –bedarf durch einen zwischengeschalteten Wasserstoffspeicher (z. B. in dafür geeigneten unterirdischen geologischen Formationen) erfolgen. Dies bedingt jedoch zusätzliche Investitionen. Eine ganzheitliche Dimensionierung und Kostenoptimierung des PtX-Systems, welche eine Auslegung aller Komponenten unter Berücksichtigung des lokalen EE-Dargebots vornimmt, ist daher unabdinglich.

In den Modellrechnungen in HYPAT wird eine Optimierung des gesamten Energiesystems vorgenommen, wobei die heimischen Bedürfnisse Vorrang vor der Wasserstofferzeugung haben. Folglich ist der Aspekt der Netzdienlichkeit stets berücksichtigt.

## 3.2 Wärme

Einige der Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff und Syntheseprodukten benötigen neben Strom auch Wärme. So wird etwa in der Festoxid-Elektrolyse Dampf benötigt. Diese Technologie arbeitet bei ca. 700-850 °C bei Gesamtwirkungsgraden von aktuell 45-55 %, soll aber durch den Einsatz externer Wärmequellen auf ca. 80 % gesteigert werden (Marscheider-Weidemann et al. 2021). Die unter 3.1 für Strom genannten Rahmenbedingungen gelten auch für den Einsatz von Wärme.<sup>14</sup>

## 3.3 Förderlichkeit für Energiewende

Bei allen Kriterien bezüglich der Energiequellen muss auch berücksichtigt werden, dass der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft im Einklang mit der lokalen Energiewende steht. Dies soll vor allem durch eine «Zusätzlichkeit von EE-Anlagen» gewährleistet werden.

Gemäß NWS gilt es sicherzustellen, dass lokale Märkte und eine Energiewende vor Ort durch die Produktion von Wasserstoff unterstützt werden. Insbesondere darf demnach die für alle ausreichende, klimaneutrale und nachhaltige Versorgung mit Energie zu keinem Zeitpunkt durch ein entsprechendes Wasserstoffvorhaben eingeschränkt werden. Es dürfen keine Anreize für fossile Energiequellen entstehen, weder direkt, noch indirekt (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2020). Indirekte Anreize würden zum Beispiel entstehen, wenn Lücken in der EE-Stromversorgung für die Elektrolyse dazu führten, dass fossile Kraftwerke erweitert würden. Ein weiterer kritischer Aspekt ergibt sich aus der Nutzung guter Standorte für erneuerbare Energien exklusiv zur Erzeugung von Export-Wasserstoff, die perspektivisch zur Umsetzung der lokalen Energiewende benötigt würden.

---

<sup>14</sup> Die Elektrolyseurtechnologien Protonen-Austausch-Membran Elektrolyse (engl. proton exchange membrane oder polymer electrolyte membrane, PEM) und alkalische Elektrolyse (AEL) benötigen keine Wärme.

In jedem Fall sollten maximale Synergien zwischen nationalen Energiewenden und Wasserstoffkooperationen erschlossen werden. Zu diesen Synergien gehören u. a. auch Kostensenkungen von EE-Anlagen durch den Aufbau der Wasserstoffproduktion. Mögliche Synergien sollten auf Grundlage einer genaueren Analyse der Energiesysteme identifiziert werden.

Das Voranschreiten der Energiewende<sup>15</sup> in einem Land ist nicht einfach zu beurteilen. Folgende Kriterien könnten dafür herangezogen werden:

- a) Das Partnerland verfügt über energiepolitische Ziele zur Transformation des nationalen Energiesystems in Übereinstimmung mit der Agenda 2030 und dem Pariser Klimaschutzabkommen.
- b) Zum Erreichen der energiepolitischen Ziele verfügt das Partnerland über eine aktuelle Energiestrategie mit angemessenen Zwischenzielen, Umsetzungsschritten und Monitoring.
- c) Die Entwicklung der THG-Emissionen eines Landes (Gesamtmenge, nur im Stromsektor, relative Angabe Tonnen THG pro produzierter kWh Strom o. a.).<sup>16</sup>
- d) Die Entwicklung der Anzahl/Kapazität fossiler Energieerzeugungsanlagen.<sup>17 18</sup>
- e) Die Entwicklung der Anzahl/Kapazität von EE-Anlagen.<sup>19</sup>
- f) Ggf. Nationally Determined Contributions (NDC): diese nationalen Festlegungen auf Klimaschutzziele sind zwischen Ländern häufig schwer vergleichbar, da keine verbindlichen Vorgaben zur Ausgestaltung (auch nicht zur Wasserstoffproduktion) existieren (Heinemann et al. 2021).
- g) Die Gesamtpotenziale der erneuerbaren Energien (z. B. Modell Enertile<sup>20</sup>).
- h) Die Entwicklungsprognose zum Strom- und Energiebedarf.

Zu berücksichtigen ist, dass viele Entwicklungsländer ihre Energiesysteme zur Umsetzung der Agenda 2030 massiv ausbauen müssen. Das gilt vor allem für weite Teile Subsahara-Afrikas und Teile von Südasien. Nach Angaben der Internationalen Energieagentur (IEA) waren im Jahr 2019 ca. 580 Mio. Menschen in Afrika und 155 Mio. Menschen in Asien ohne zuverlässigen Zugang zu Elektrizität.<sup>21</sup> Das sind auch diejenigen Länder, deren Pro-Kopf-THG-Emissionen im internationalen Vergleich gering sind. In Äthiopien und Malawi betragen die Pro-Kopf-THG-Emissionen im Jahr 2018 beispielsweise ca. 1,9 t THG bzw. 1,5 t THG, im relativ entwickelten Ghana ca. 0,7 t THG.

---

<sup>15</sup> «Energiewende bezeichnet die Transformation und ggf. den notwendigen Ausbau eines Energiesystems im Sinne der Agenda 2030 und des Pariser Klimaabkommens. Sie adressiert eine für alle ausreichende, klimaneutrale und nachhaltige Versorgung mit Energie.» Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (2021).

<sup>16</sup> Ein z. B. kontinuierlicher Ausbau erneuerbarer Energien und das Sinken der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Vergangenheit müsste allerdings in die Zukunft konsequent fortgeführt werden.

<sup>17</sup> Der Kohleanteil am Strommix als Indikator für eine Energiewende wird wissenschaftlich kontrovers diskutiert: Bei einem großen Potenzial für CO<sub>2</sub>-Einsparungen besteht auch die Möglichkeit, dass das entsprechende Land aufgrund seiner getätigten Investitionen in fossile Energie bei dieser Erzeugung verbleibt (Lock-In).

<sup>18</sup> Der Zubau von fossilen Stromerzeugungsanlagen ist grundsätzlich kritisch (da einmal in Betrieb genommene Kraftwerke aus politischen/wirtschaftlichen Gründen selten innerhalb der kalkulierten Betriebszeit stillgelegt werden).

<sup>19</sup> Wenn ein Land allerdings nur über begrenzte oder teure Potenziale an grundlastfähigen erneuerbaren Energien verfügt und nicht rechtzeitig Maßnahmen für eine klimaneutrale Vollversorgung (z. B. durch Elektrizitätsspeicher, Netzausbau) trifft, wäre der Zubau von fossilen Kraftwerken (oder Kernkraftwerken) auch im Fall eines in der Vergangenheit kontinuierlichen Ausbautrends von erneuerbaren Energien irgendwann kaum vermeidbar.

<sup>20</sup> Siehe <https://www.enertile.eu/enertile-en/index.php>.

<sup>21</sup> Siehe <https://www.iea.org/reports/sgd7-data-and-projections/access-to-electricity>.

Industrienationen haben einen vielfach höheren Wert, in 2018 betragen die Emissionen beispielsweise für die USA 17,7 t, für Kanada 20,6 t, für Russland 13,8 t und für Deutschland 9,4 t THG pro Kopf.<sup>22</sup>

Vor allem in den besonders wenig entwickelten Ländern bedeutet Energiewende zunächst die klima- und umweltverträgliche Ausweitung des Zugangs aller Bevölkerungsgruppen zu verlässlicher Energie, auch um die oft dominierende Energiegewinnung durch Brennholz (mit der Folge von Entwaldung) zu reduzieren.

---

<sup>22</sup> Siehe <https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions>.

## 4 Weitere Prozesse zur Herstellung von Syntheseprodukten und Transporte

---

Auch in anderen Prozessen neben der Elektrizitäts- und der Wasserstofferzeugung können THG-Emissionen entstehen. Deshalb werden in HYPAT, wie in Abschnitt 1 erläutert, die THG-Emissionen entlang des gesamten Lebenszyklus von Wasserstoff und dessen Syntheseprodukten betrachtet. In HYPAT werden die Syntheseprodukte Ammoniak (NH<sub>3</sub>), Methanol und Fischer-Tropsch-Kohlenwasserstoffe betrachtet. Diese wurden in einer internen Diskussion ausgewählt, weil davon auszugehen ist, dass sie in den nächsten 10 Jahren großtechnisch wirtschaftlich erzeugt werden können. Synthetisches Methan wurde, u. a. aufgrund seines Treibhausgaspotenzials, von der weiteren Untersuchung ausgeschlossen.

### 4.1 Prozesse zur Herstellung von Syntheseprodukten: Energiebedarf und CO<sub>2</sub>-Nutzung

Für die Erzeugung der Syntheseprodukte müssen neben Wasserstoff weitere Vorprodukte wie Kohlendioxid oder Stickstoff (N<sub>2</sub>) bereitgestellt werden. So werden für die Herstellung von NH<sub>3</sub> pro Tonne stöchiometrisch 0,8 t N<sub>2</sub> benötigt. Dieser wird in der Regel über eine Luftzerlegungsanlage abgeschieden. Die eigentliche Reaktion zur Herstellung von NH<sub>3</sub> benötigt Energie (ist endotherm, d. h. die Bildungsenthalpie ist positiv, ΔH > 0):

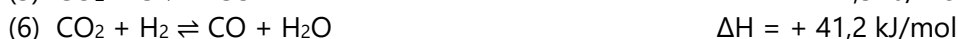


Die Hauptreaktionen für Methanol (CH<sub>3</sub>OH), siehe (2) und (3), sowie für Fischer-Tropsch-Kohlenwasserstoffe (4) sind exotherm (d. h. ΔH < 0) und setzen folglich thermische Energie frei. Der gewonnene Dampf wird aber in der Regel zur Reinigung des Syntheseproduktes eingesetzt.



Die direkte Synthese von Methanol aus CO<sub>2</sub> ist möglich, wohingegen für die Herstellung von Fischer-Tropsch-Syntheseprodukten CO als Edukt benötigt wird.

Heutzutage wird CO meist aus fossilen Quellen gewonnen (5). Für nachhaltige Syntheseprodukte ist dies selbstverständlich nicht möglich. Fischer-Tropsch-Synthesen können theoretisch auch mit CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub> als Inputs betrieben werden, bei dem das notwendige CO durch eine Reverse-Water-Gas-Shift-Reaktion (RWGS) aus CO<sub>2</sub> gewonnen wird (6).



Allerdings ist der Technologie-Reifegrad (TRL) der RWGS noch zu gering für eine großskalige Anwendung. Fischer-Tropsch-Produkte wie synthetischer Diesel oder synthetisches Kerosin sind jedoch von großem wirtschaftlichen und politischen Interesse, da sie bestehende Infrastruktur und Anwendungen bedienen können, die teilweise auch nur schwer elektrifizierbar wären. Somit wird auch die Fischer-Tropsch-Synthese in HYPAT betrachtet. Für den Markthochlauf der Synthesen können übergangsweise auch begrenzte CO-Quellen genutzt werden. Langfristig kann eine großskalige Fischer-Tropsch-Synthese auf Basis von CO<sub>2</sub> als technisch möglich erachtet werden. Dies



kann durch Verbesserungen der genannten Reverse-Water-Gas-Shift-Reaktion oder durch die Weiterentwicklung der Co-Elektrolyse und der Hochtemperatur-Elektrolyse erreicht werden.

## 4.2 Kohlenstoff-Quellen zur Herstellung von Syntheseprodukten

Gemäß SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen 2021) können Syntheseprodukte nur als «grün» gelten, wenn das CO<sub>2</sub> aus der Umgebungsluft mittels DAC (Direct Air Capture) oder aus nachhaltiger Biomasse gewonnen wird. Das damit angestrebte Nachhaltigkeitsziel ist ein geschlossener Kohlenstoff-Kreislauf. Im Entwurf der REDII werden allerdings alle Kohlenstoff-Quellen erlaubt, solange die Kohlenstoff-Nutzung nicht einen «Mehrbetrieb» des fossilen Quellprozesses initiiert (sogenannte «nicht-elastische» C-Quelle).

Wird das mittels DAC gewonnene Syntheseprodukt als Kraftstoff verwendet, entsteht so ausschließlich wieder CO<sub>2</sub>, das zuvor schon Bestandteil der Atmosphäre war. Allerdings besteht auch in der gesamten Erzeugungskette von Syntheseprodukten ein Energie-, Rohstoff-, Flächen- und Wasserbedarf. Dies führt, je nach Einsatz von fossilen Energieträgern, zu mehr oder weniger hohen CO<sub>2</sub>- und anderen THG-Emissionen. Dies gilt auch für den Betrieb von DAC-Anlagen.<sup>23</sup> Der Einsatz von Biomasse zur Erzeugung von großen Mengen von regenerativem CO<sub>2</sub> muss ebenso wie der Einsatz von Biomasse zur Wasserstoffherzeugung kritisch abgewogen werden, da die Verfügbarkeit nachhaltiger Biomasse begrenzt ist (siehe dazu auch Abschnitt 2).

## 4.3 Transportemissionen

Ein weiterer wichtiger Aspekt sind die THG-Emissionen, die beim Transport von Wasserstoff und dessen Syntheseprodukten entstehen. Eine beispielhafte Auflistung von THG-Emissionen für verschiedene Transportoptionen findet sich in Tabelle 9 in Abschnitt 10.3.

Eine wichtige Rolle wird der Transport von Wasserstoff und Syntheseprodukten durch Seeschiffe einnehmen. Diese werden derzeit vor allem mit schwefelhaltigem Schweröl betrieben und würden somit den CO<sub>2</sub>-Fußabdruck von Wasserstoff und dessen Syntheseprodukten, welche in der Herstellung sehr geringe THG-Emissionen aufweisen können, deutlich erhöhen.

Alternative Antriebskonzepte, die etwa Methanol<sup>24</sup>, Wasserstoff<sup>25</sup> oder Ammoniak<sup>26</sup> als Treibstoff verwenden, sind noch Gegenstand der Forschung und Entwicklung und bisher nur in einzelnen Pilotprojekten erprobt.

---

<sup>23</sup> Siehe <https://www.wri.org/insights/direct-air-capture-resource-considerations-and-costs-carbon-removal>.

<sup>24</sup> Z. B. MAN mit der Serie ME-LGI: hier werden seit 2019 sieben 50.000 DWT Schiffe eingesetzt. Auch eine der größten Autofähren der Welt läuft mit 100 % Methanol:  
<https://www.methanex.com/about-methanol/methanol-marine-fuel>  
<https://www.stenaline.de/supergreen/treibstoff-der-zukunft>.

<sup>25</sup> Z. B. hat im Jahr 2014 Kawasaki HI-Konzeptstudien zu zwei LH<sub>2</sub>-Carriern (180 & 11.000 t H<sub>2</sub>) vorgelegt. Der kleinere der beiden Carrier wird gegenwärtig mit Diesel betrieben. Der größere Carrier soll über einen H<sub>2</sub>-Gasmotor betrieben werden. Dies ist bisher aber noch nicht umgesetzt.

<sup>26</sup> Z. B. entwickelte MAN große Fuel Motoren (ME-LGIP Dual Fuel Motoren), die bisher in ersten Einsätzen mit LPG, LNG, Methanol oder Ethan betrieben wurden. Nun folgt Ammoniak. 2018 gab MAN eine Entwicklungszeit von 2-3 Jahren an und eine Motoreffizienz von 50 % als Ziel.

Im straßengebunden Gütertransport gibt es Pilotprojekte zu eLKW (Oberleitungs-LKW<sup>27</sup>, LKW mit Brennstoffzellenantrieb<sup>28</sup>, batterieelektrische LKW<sup>29</sup>). Es ist jedoch in den nächsten Jahren weiterhin davon auszugehen, dass der Transport überwiegend durch LKW mit Verbrennungsmotoren mit konventionellem Kraftstoff erfolgt. Folglich sollten daraus entstehende THG-Emissionen berücksichtigt und dem Wasserstoff bzw. den Syntheseprodukten angerechnet werden.

Langfristig müssten auch die Transporte mittels Pipeline so gestaltet sein, dass keine THG-Emissionen frei werden, etwa durch die Nutzung von Erdgas an den Verdichterstationen. Dies gilt auch für LKW und Umschlagsprozesse bei Lagertanks.

---

<sup>27</sup> Siehe z. B. <https://www.isi.fraunhofer.de/de/competence-center/energietechnologien-energiesysteme/projekte/bold.html>.

<sup>28</sup> Siehe z. B. <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/MKS/teilstudie-brennstoffzellen-lkw.pdf>.

<sup>29</sup> Siehe z. B. <https://www.srf.ch/news/schweiz/elektro-mobilitaet-riesige-batterie-fuer-erste-e-40-toenner>.

## 5 Weitere Umweltauswirkungen

---

### 5.1 Wasserbedarf

Neben Strom ist Wasser ein wichtiger Input für die Elektrolyse. Stöchiometrisch werden 8,9 t H<sub>2</sub>O für die Erzeugung von 1 t H<sub>2</sub> benötigt (Bazzanella et al. 2019; Geres et al. 2019). An Elektrolyseuren, die Meerwasser verwenden können, wird noch geforscht.<sup>30</sup> Einsetzbar sind bislang nur Anlagen, die Süßwasser als Input benötigen. Hierfür werden entweder Süßwasservorkommen (Flüsse, Seen, Grundwasser) verwendet oder der Bedarf wird durch Meerwasserentsalzungsanlagen gedeckt.

Aber auch einige EE-Technologien benötigen Wasser. So sind etwa bei CSP (Concentrated Solar Power, solarthermische Kraftwerke) für die Reinigung der Spiegel, den thermodynamischen Kreislauf und die Kühlung derzeit insgesamt ca. 4,3 m<sup>3</sup> H<sub>2</sub>O/MWh nötig. Werden Trockenkühlsysteme eingesetzt, kann dieser Bedarf jedoch um bis zu 90 % verringert werden. Auch Photovoltaikanlagen benötigen Frischwasser für die Reinigung der Solarpaneele, wobei der Bedarf stark von der Anlagengröße abhängt. Die Angaben in der Literatur variieren stark, der Medianwert beträgt 0,022 m<sup>3</sup> H<sub>2</sub>O/MWh (Zelt et al. 2021).

Durch die Wasserstofferzeugungskette sollten keine negativen Auswirkungen auf die Wasserversorgung vor Ort (z. B. Verknappung, Preissteigerung) und keine Nutzungskonflikte entstehen. Hierbei sollten deshalb alle Bedarfe entlang der Wertschöpfungskette berücksichtigt werden.

Es gibt eine Vielzahl von Indikatoren zur Beurteilung der Wasserverfügbarkeit. Alleine das World Resources Institute (WRI) stellt bereits 13 Indikatoren zum Thema «Water Risk» zur Verfügung (Hofste et al. 2019).<sup>31</sup> Hinzu kommen weitere Indikatoren, z. B. von der Food and Agriculture Organization of the United Nations (FAO)<sup>32</sup> oder aus dem United Nations SDG 6 Data Portal.<sup>33</sup>

Bei Grund- und Oberflächenwasservorkommen sind grundsätzlich Knappheit und Saisonalität zu berücksichtigen. Hier können große regionale Unterschiede innerhalb eines Landes herrschen, weshalb eine Standortprüfung erfolgen sollte. Für die Lagebeurteilung und Standortwahl können zum Beispiel die WRI-Indikatoren «Baseline Water Stress», der das Verhältnis von entnommenem zu verfügbarem erneuerbarem Oberflächen- und Grundwasser angibt, «Drought Risk», der das Dürre-risiko angibt, oder «Seasonal Variability», der die Variabilität der Wasserverfügbarkeit innerhalb eines Jahres angibt, herangezogen werden. Die Daten liegen in der räumlichen Auflösung von Regionen vor.<sup>31</sup>

Die Nutzung von Trinkwasser aus bestehenden Trinkwassernetzen kann je nach Standort unproblematisch oder sehr kritisch sein. Herrscht in einem Gebiet bereits Wasserknappheit, sollte die Knappheit nicht noch durch den zusätzlichen Bedarf von Elektrolyseuren verschärft werden. Zur Beurteilung der Wasserversorgung eines Landes ist der Falkenmark-Indikator bzw. «Water Stress Index» (WSI) (Damkjaer et al. 2017) weit verbreitet, er ist aber auch nicht unumstritten (White 2012).<sup>34</sup> Er setzt folgende Grenzen:

---

<sup>30</sup> Siehe z. B. <https://www.nature.com/articles/s41560-020-0550-8>.

<sup>31</sup> Siehe <https://www.wri.org/data/aqueduct-water-risk-atlas> und <https://www.wri.org/applications/aqueduct/country-rankings/>.

<sup>32</sup> Siehe <http://www.fao.org/aquastat/statistics/query/index.html?lang=en>.

<sup>33</sup> Siehe <https://www.sdg6data.org/>, Indikator «Renewable water resources > Total».

<sup>34</sup> Der Falkenmark-Indikator misst Wasserknappheit nur auf Länderebene und vernachlässigt somit die regionalen Unterschiede in der Wasserverfügbarkeit. Auch der Wasserbedarf bzw. die Wassernutzung unterscheidet sich von Land zu Land und/oder von Region zu Region (urbane Ballungsräume, Gebiete mit landwirtschaftlicher Nutzung, Gebiete mit geringer Bevölkerungsdichte etc.). Diese Unterschiede können im Indikator ebenfalls nicht berücksichtigt werden. (White 2012).

- Wasserknappheit (water scarcity):  
Wasserressourcen < 1.700 m<sup>3</sup> pro Einwohner und Jahr
- Wasserstress (water stress):  
Wasserressourcen < 1.000 m<sup>3</sup> pro Einwohner und Jahr
- absoluter Wasserstress (absolute water stress):  
Wasserressourcen < 500 m<sup>3</sup> pro Einwohner und Jahr

Werden Wasserstoffherstellungsanlagen (oder zugeordnete Anlagen mit Wasserbedarf, wie PV oder CSP) in Gebieten mit Wasserknappheit errichtet, sollte deren Wasserbedarf durch zusätzlich errichtete Meerwasserentsalzungsanlagen gedeckt werden. Bereits bestehende Anlagen sollten nicht genutzt werden, da diese für die lokale Trinkwasserversorgung benötigt werden und der Bedarf zur Wasserstoffherzeugung das Angebot verknappt und die Preise steigern könnte. Neu errichtete Meerwasserentsalzungsanlagen könnten außerdem, sofern sie nicht exklusiv für die Wasserstoffherstellungsanlagen verwendet werden, auch die lokale Trinkwasserversorgung verbessern und so zur Akzeptanz von Wasserstoffprojekten beitragen.<sup>35</sup>

In HYPAT werden zunächst in einer übergeordneten Länderanalyse die Voraussetzungen für Wasserstoffprojekte innerhalb der Länder geprüft. Hierbei wird auch die Wasserverfügbarkeit berücksichtigt. Länder, die unter Wasserknappheit nach dem Falkenmark-Indikator leiden, ein Trockenheitsrisiko nach WRI (Indikator Drought Risk > 60 %) haben und Binnenländer sind, werden für die Betrachtungen in HYPAT ausgeschlossen.

In der Modellierung erfolgt eine detailliertere Untersuchung. Die Wasserverfügbarkeit wird nicht nur auf Länderebene, sondern mit einer höheren regionalen Auflösung betrachtet. Hierfür wird der bereits genannte WRI-Indikator «Baseline Water Stress» verwendet. In Gebieten, in denen gemäß dieses Indikators ein Risiko von Wasserstress von über 40 % besteht (Risikokategorien «hoch» und «sehr hoch»), muss der Wasserbedarf (ähnlich wie bei *atmosfair* (2021)) für die Wasserstoffherzeugung durch Meerwasserentsalzungsanlagen gedeckt werden.

## 5.2 Umweltauswirkungen von Meerwasserentsalzungsanlagen

Bei der Meerwasserentsalzung ist zu berücksichtigen, dass sie einen zusätzlichen Energiebedarf (vgl. Tabelle 9 in Abschnitt 10.3) generiert, der ebenso wie der Energiebedarf für die Elektrolyseure durch erneuerbare Energien gedeckt werden sollte. Des Weiteren können negative Umweltauswirkungen für küstennahe marine Ökosysteme entstehen. Mit dem genutzten Wasser werden marine Organismen (Fischeier, Fischlarven, Algensporen, Phytoplankton, Zooplankton etc.) miteingezogen, wodurch die Populationen des Ökosystems beeinträchtigt werden können. Das entstehende Abwasser enthält neben dem hohen Salzgehalt auch Hilfsstoffe wie Biozide, Antikalkmittel und Antischaumbildner sowie Metalle aus Korrosionsprozessen. Es hat eine höhere Temperatur und Dichte als das Meerwasser (Risiko der Schichtbildung, Chemokline) und kann lokale marine Ökosysteme schädigen (Lattemann 2010).

Die negativen Auswirkungen der Sole wurden in verschiedenen Studien untersucht und können noch bis zu 4 km entfernt vom Einlass auftreten (Roberts et al. 2010). Deshalb sollte ein Mindestabstand von 4 km zu marinen Schutzgebieten eingehalten werden.

---

<sup>35</sup> *atmosfair* (2021) fordert, dass bei einem geplanten Standort mit einer Wasserknappheit von über 40 % das Produktionswasser z. B. über Meerwasserentsalzung gewonnen werden muss. Bei einer Wasserknappheit von über 60 % muss zusätzlich zum Produktionswasser eine angemessene Menge von entsalztem Wasser zu sozialverträglichen Preisen für die Öffentlichkeit produziert werden.

Derzeit fehlen noch internationale Standards für die Standortwahl von Meerwasserentsalzungsanlagen und den Umgang mit Abwasser, siehe auch Heinemann et al. (2021). Die Umweltauswirkungen einer solchen Anlage sollten aber standortspezifisch vor dem Bau geprüft werden. Hierfür existieren einige Vorschläge (Lattemann 2010; UNEP/MAP/MED POL 2003). Beispielsweise sollen Entsalzungsanlagen an Küstenabschnitten mit großen Strömungen und ausreichender Wasserzirkulation errichtet werden, um sicherzustellen, dass eingeleitete Sole gut verdünnt und verteilt werden kann und somit negative Auswirkungen eingedämmt werden. Eine weitere Empfehlung besteht darin, Anlagen bevorzugt in der Nähe der Energieerzeugungsanlagen und der Verbrauchsstätten zu errichten, um Auswirkungen der Transportinfrastruktur so gering wie möglich zu halten. Eine Übersicht über mögliche Umweltauswirkungen und Empfehlungen, diese zu vermeiden, sind in Abschnitt 10.4 aufgelistet.

### 5.3 Flächenbedarf und Landnutzung

Ebenso wie der Wasserbedarf kann auch der Flächenbedarf, vor allem für EE-Anlagen oder für DAC-Anlagen, zu Nutzungskonkurrenzen führen. Vor allem sollten gut landwirtschaftlich nutzbare Flächen nicht umgewidmet und Kulturstätten nicht beeinträchtigt werden. Zudem sollten Wasserstoffherstellungsanlagen und zugehörige Anlagen nicht auf Flächen errichtet werden, die für die Energiewende vor Ort, etwa zum Ausbau von Wind- und PV-Anlagen nötig sind.

Allerdings können auch Doppelnutzungen durch beispielsweise den Einsatz bei Agro-Photovoltaik ermöglicht werden. Hierbei wird die Fläche unterhalb von PV-Anlagen zusätzlich noch für den Anbau landwirtschaftlicher Produkte genutzt. Eine beispielhafte Auflistung von Flächenbedarfen verschiedener Anlagen in der Wertschöpfungskette von Wasserstoff und Syntheseprodukten ist in Tabelle 10 in Abschnitt 10.3 gegeben.

Bestimmte terrestrische und aquatische Schutzgebiete sollten prinzipiell von der Nutzung durch Stromerzeugungs-, Wasserstoff- und PtX-Infrastruktur ausgeschlossen werden, um deren Beeinträchtigung zu vermeiden, siehe zum Beispiel Bundesamt für Naturschutz (2020). Hierfür kann etwa die Schutzgebietsklassifizierung der IUCN (International Union for Conservation of Nature and Natural Resources) herangezogen werden. Aber nicht nur Flächen mit einem derartigen Schutzstatus, sondern auch Flächen mit großer Biodiversität (z. B. Primärwälder) oder einem hohen Kohlenstoffgehalt (z. B. Feuchtgebiete, Moore) sollten als Standorte für Elektrolyseure und zugehörige Anlagen (Meerwasserentsalzung, Weiterverarbeitungsanlagen zu Syntheseprodukten, DAC etc.) ausgeschlossen werden.<sup>36</sup>

Weiterhin ist zu erwarten, dass innerhalb der EU in den kommenden Jahren mehr Gebiete als (strenge) Schutzgebiete ausgezeichnet werden. Hierzu gehören vor allem Gebiete mit sehr hohem Biodiversitätswert oder -potenzial. Derzeit haben 26 % der Landflächen und 11 % der Meeresgebiete in der EU Schutzgebiets-Status und 3 % der EU-Landflächen und weniger als 1 % der EU-Meeresgebiete sind streng geschützt. Laut der EU-Biodiversitätsstrategie für 2030 sollen aber mindestens 30 % der EU-Landflächen und 30 % der EU-Meeresgebiete geschützt werden. Ein Drittel dieser Schutzgebiete soll streng geschützt werden, d. h. je 10 % der EU-Landflächen und EU-Meeresgebiete, einschließlich aller verbleibenden Primär- und Urwälder in der EU.<sup>37</sup>

---

<sup>36</sup> Siehe z. B. auch «Key Biodiversity Areas» <http://keybiodiversityareas.org/kba-data> oder «Critical Habitats» <https://data.unep-wcmc.org/datasets/44> gemäß IFC PS6 (International Finance Corporation's Performance Standard, Definition siehe [https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/topics\\_ext\\_content/ifc\\_external\\_corporate\\_site/sustainability-at-ifc/policies-standards/performance-standards/ps6](https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/topics_ext_content/ifc_external_corporate_site/sustainability-at-ifc/policies-standards/performance-standards/ps6)).

<sup>37</sup> Siehe EU-Biodiversitätsstrategie für 2030: [https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:a3c806a6-9ab3-11ea-9d2d-01aa75ed71a1.0002.02/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:a3c806a6-9ab3-11ea-9d2d-01aa75ed71a1.0002.02/DOC_1&format=PDF).

## 5.4 Feinstaub, Eutrophierung, Versauerung durch Ammoniak als Syntheseprodukt

Ammoniak wird innerhalb von HYPAT als Syntheseprodukt von Wasserstoff betrachtet und wird im Allgemeinen für verschiedene Anwendungen diskutiert, da es ein hohes techno-ökonomisches Potenzial hat. Allerdings ist Ammoniak nicht unproblematisch: es ist nicht nur giftig, sondern auch ein Luftschadstoff, der sekundäre anorganische Aerosole (SIA) bildet und eine Quelle für Feinstaub ist und damit zu den zehntausenden Todesfällen pro Jahr in Deutschland durch Feinstaub beiträgt.<sup>38</sup>

Ammoniak hat zwar kein Treibhausgaspotenzial wie Methan, aber hohes Eutrophierungs- und Versauerungspotenzial. Das deutsche Minderungsziel für Ammoniak-Emissionen beträgt 29 % für 2030 gegenüber 2005.<sup>39</sup> Derzeit stammen die Emissionen vor allem aus der Landwirtschaft und sind nur geringfügig gesunken, weshalb zusätzliche industrielle Ammoniak-Emissionen durch Leckagen oder unverbrannte Gase äußerst kritisch zu bewerten sind. Daher liegt in HYPAT ein Schwerpunkt auf möglichen Leckagen und Emissionen in der Transport- und Weiterverarbeitungskette von Ammoniak. Die Umweltauswirkungen werden in LCA-Arbeiten (life cycle assessment, Lebenszyklusanalyse) im Projektrahmen von HYPAT genauer untersucht.

---

<sup>38</sup> Siehe z. B. [https://publications.iass-potsdam.de/rest/items/item\\_1602896\\_5/component/file\\_1602901/content](https://publications.iass-potsdam.de/rest/items/item_1602896_5/component/file_1602901/content).

<sup>39</sup> Siehe NEC-Richtlinie [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/dokumente/luftreinhalteprogramm\\_bericht\\_bf.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/dokumente/luftreinhalteprogramm_bericht_bf.pdf).

## 6 Soziale Auswirkungen

---

### 6.1 Soziale Kriterien

Entlang der gesamten Herstellungskette von Wasserstoff und Syntheseprodukten sollten negative Auswirkungen auf die lokale Bevölkerung, etwa bezüglich Energie- und Trinkwasserversorgung, Ernährungssituation und Gesundheit, vermieden werden. Dies hängt eng zusammen mit den Ausführungen in Abschnitt 3 zur Energieversorgung und Abschnitt 5 zur Wasser- und Landnutzung. Neben der Vermeidung negativer Auswirkungen sollten auch mögliche Synergien gefördert werden. So können etwa Meerwasserentsalzungsanlagen einen Beitrag zur Verbesserung der allgemeinen Wasserversorgung leisten oder ein Ausbau des lokalen Stromnetzes die Stromverfügbarkeit für daran angeschlossene Wohngebiete stabilisieren.

Außerdem sollten entlang der gesamten Wertschöpfungskette grundlegende Richtlinien wie die Kernarbeitsnormen der Internationalen Arbeitsorganisation ILO zur Abschaffung von Kinderarbeit, Zwangsarbeit, zum Verbot der Diskriminierung in Beschäftigung und Beruf, zur Vereinigungsfreiheit und zum Recht auf Kollektivverhandlungen eingehalten werden.<sup>40</sup> Ebenso grundlegend sind die UN-Leitprinzipien für Wirtschaft und Menschenrechte, die Richtlinien zum Menschenrechtsschutz durch den Staat und durch Unternehmen enthalten.<sup>41</sup>

Des Weiteren sollte die ILO-Konvention 169 zum Schutz der Rechte indigener Völker berücksichtigt werden.<sup>42</sup> Sie wurde bislang erst von 24 Staaten (Stand 18.02.2022) ratifiziert, seit dem 15.04.2021 auch von Deutschland. Von besonderer Bedeutung sind Artikel 6 und 7 der Konvention. Darin werden Konsultations- und Partizipationsverfahren genannt, die die Beteiligung und Mitsprache indigener Völker an Projekten gewährleisten sollen, die sie betreffen.

Darüber hinaus sollten durch den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft auch Wertschöpfung vor Ort entstehen und möglichst viele Arbeitsplätze vor Ort geschaffen werden, die mit lokalen Fachkräften besetzt werden. Zudem sollte ein Wissenstransfer erfolgen und die Weiterbildung der Arbeitskräfte vor Ort ermöglicht werden, so dass eine langfristig tragfähige Entwicklung im Klima- und Umweltschutz der Exportländer erfolgt. Allerdings sollte dabei sichergestellt werden, dass «Local Content»-Klauseln nicht im Konflikt mit Regeln zum Freihandel stehen.

Der Kauf von kostbaren Flächen durch ausländische Investoren ist auszuschließen. Dieses Risiko von «Land Grabbing» besteht laut SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen 2021) vor allem in Ländern mit schwachen Institutionen, in denen Land- und Wasserrechte der lokalen Bevölkerung nicht formalisiert sind oder nicht durchgesetzt werden. In einigen Ländern betrifft das auch indigene Bevölkerungsgruppen.

### 6.2 Diskussion: Nachhaltigkeitsanforderungen und Akzeptanz

Bei allen Anforderungen bezüglich Nachhaltigkeitskriterien muss auch die Akzeptanz in den Erzeugungs- und Nachfrageländern berücksichtigt werden.

---

<sup>40</sup> Siehe Grundprinzipien ILO und Ausgestaltung in acht Übereinkommen («Kernarbeitsnormen»): <https://www.ilo.org/berlin/arbeits-und-standards/kernarbeitsnormen/lang--de/index.htm>.

<sup>41</sup> Siehe <https://www.business-humanrights.org/en/big-issues/un-guiding-principles-on-business-human-rights/text-of-the-guiding-principles/>.

<sup>42</sup> Siehe [https://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/---ed\\_norm/---normes/documents/normativeinstrument/wcms\\_c169\\_de.htm](https://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/---ed_norm/---normes/documents/normativeinstrument/wcms_c169_de.htm).

Grundsätzlich werden die Herstellung und der Export von Wasserstoff und Syntheseprodukten umso aufwändiger, je konsequenter Nachhaltigkeitskriterien berücksichtigt werden. Auflagen müssen von potenziellen Investoren in die Kosten von grünem und nachhaltigem Wasserstoff sowie Syntheseprodukten einkalkuliert werden. Durch höhere Preise würden sich auch die Finanzströme in die Partnerländer – auch zum Voranbringen lokaler Energiewenden – erhöhen. In jedem Fall müssen die Importländer zur Zahlung fairer Preise bereit sein.

Andererseits sind Deutschland und Europa nicht die einzigen potenziellen Partner von Exportländern für Wasserstoff, so dass strenge Vorgaben bei Nachhaltigkeitsstandards das Zustandekommen von Kooperationen hemmen können. So hat zum Beispiel China in den vergangenen Jahren vor allem in Afrika an politischem Einfluss gewonnen (Hansen et al. 2018), Teile Ostafrikas (wie auch Asiens und des Nahen Ostens) sind Teil der «Neuen Seidenstraße». Es ist möglich, dass das Interesse Chinas an importiertem grünem Wasserstoff steigen wird und es dabei weniger strenge Ansprüche stellt, z. B. bzgl. exakter Herkunftsnachweise für den in der Erzeugung eingesetzten Strom.

Es ist nicht wünschenswert, dass kapitalintensive Enklaven ohne wesentliche Spill-Over-Wirkungen zu den lokalen Ökonomien entstehen, d. h. dass internationale Investoren mit Technologie und Know-how aus dem Ausland große Wasserstofferzeugungsanlagen errichten, durch die kaum Arbeitsplätze vor Ort geschaffen werden bzw. diese nur mit spezialisiertem Personal aus dem Ausland besetzt werden. In diesem Fall ergäben sich nur geringe Synergien mit lokalen Transformationsprozessen (etwa Kopplungseffekte mit bestehenden EE-Erzeugungsanlagen). Selbst wenn nationale Eliten an solchen Entwicklungsmodellen Interesse haben könnten, wird die Akzeptanz in der Bevölkerung begrenzt bleiben. Für die Finanzierung entwicklungspolitischer Projekte sind die Gewinnmargen nicht groß. Verschiedene Studien deuten derzeit darauf hin, dass es keine eindeutigen Kostenvorteile bei der Wasserstofferzeugung in Afrika gegenüber der Erzeugung in Deutschland gibt (Merten et al. 2021).

Um eine Win-win-Situation zu erreichen, muss es klar und sicher sein, in welchem Umfang potenzielle Partnerländer von Wasserstoffkooperationen profitieren können und inwiefern sich derartige Kooperationen auf die Wertschöpfung vor Ort auswirken. Durch den Einsatz von Fördergeldern lassen sich bis zu einem bestimmten Grad diese Win-win-Situationen erzielen, aber der bloße Export von Wasserstoff reicht nicht aus. Selbst wenn attraktive Preise für exportierten Wasserstoff gezahlt würden, entstünden in den Exportländern Gefahren, wie etwa «Dutch Disease»<sup>43</sup> oder «Rentenökonomie»<sup>44</sup>.

Diese und weitere Akzeptanzproblematiken auf Erzeugungs- und Nachfrageseite werden an anderer Stelle im HYPAT-Forschungsvorhaben ausführlich adressiert. Tabelle 1 zeigt unterschiedliche Sichtweisen von Import- und Exportländern auf Wasserstoffkooperationen und mögliche Spannungsfelder.

Im Rahmen einer tatsächlichen Energie- und Wasserstoffpartnerschaft können importierende Industrieländer vielfältige Kooperationsinstrumente nutzen, um den Einstieg in die Wasserstoffökonomie für Entwicklungsländer attraktiv zu machen. So kann auch verhindert werden, dass über faire Preise hinaus überhöhte Preise gezahlt werden müssen. Entwicklungsländer sollten in die Lage

---

<sup>43</sup> «Dutch Disease/Holländische Krankheit» ist eine Bezeichnung dafür, dass ein starkes Anwachsen des Rohstoffsektors negative Auswirkungen auf andere Sektoren, beispielsweise das verarbeitende Gewerbe haben kann, etwa, weil die nationale Währung in Folge eines Rohstoffbooms stark aufgewertet wird.

<sup>44</sup> Seit den 1970er Jahren werden in der Wirtschaftswissenschaft Strukturdefizite rohstoffreicher Länder und deren Ausnutzung durch die einheimischen Eliten mit dem Begriff der Rentenökonomien bezeichnet. Die Strukturdefizite betreffen die ökonomische (geringe Wettbewerbsfähigkeit industrieller Sektoren) und politische Dimension (schwache Institutionen, Klientelismus) der Entwicklung (analog zu dem Beispiel vieler erdölexportierender Länder).



versetzt werden, Wasserstofftechnologien auch für die Überwindung inländischer Herausforderungen zu nutzen. Deutschland hat ein breites und anerkanntes Instrumentarium zur Stärkung von Wissenskapazitäten in Entwicklungsländern, von der Unterstützung der Berufsausbildung und der Entsendung von Fachkräften im Rahmen der Entwicklungszusammenarbeit bis zur Wissenschaftskooperation im Rahmen der wissenschaftlich-technischen Zusammenarbeit.

**Tabelle 1: Unterschiedliche Sichtweisen von Import- bzw. Exportländern**

Interessen eines Importlandes	Interessen eines Exportlandes
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Spezialisiertes Personal für reibungslosen Anlagenaufbau und -betrieb erforderlich.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Schaffung von Arbeitsplätzen vor Ort.</li> <li>• Ausbildung und Spezialisierung von einheimischen Arbeitskräften.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grundlegende Akzeptanz der Bevölkerung und Regierung zur Energiewende vor Ort (im Exportland) sollte gegeben sein.</li> <li>• Erhöhung der lokalen Akzeptanz wird angestrebt, z. B. durch Schaffung von Beschäftigung und durch nachhaltige Investitionen.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Schaffung von Beschäftigung und Einkommensmöglichkeiten, z. B. auch durch kapitalintensive Großprojekte, die mit der lokalen Wirtschaft verflochten sind.</li> <li>• Akzeptanz in Exportland durch Integration in die globale H<sub>2</sub>-Ökonomie.</li> <li>• Verhindern von «White Elephants» (Investitionsruinen), da sie die Regierungsfähigkeit infrage stellen (und zu sozialen Spannungen führen bzw. diese verstärken) können.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Falls strikte Nachhaltigkeitskriterien in Exportländern nicht sofort umsetzbar sind (Akzeptanz, Kosten), dann als Kompromiss, z. B. Übergangszeiten mit blauem H<sub>2</sub>. Für Deutschland als Importland sind nach den Förderrichtlinien grauer, roter, blauer und türkiser H<sub>2</sub> in internationalen Kooperationsprojekten ausgeschlossen.<sup>45</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Evtl. Verringerung politischen Interesses und sozialer Akzeptanz für eine H<sub>2</sub>-Wirtschaft bei Formulierung strikter Nachhaltigkeitsstandards, z. B. wenn die Klimagerechtigkeit infrage gestellt wird (bei geringen CO<sub>2</sub>-Emissionen des Exportlandes Unverständnis gegenüber Forderungen nach hohen prozentualen THG-Einsparungen des Importlandes).<sup>46</sup></li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Deutschland: NWS als Rahmen für Nachhaltigkeitsstandards.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nachhaltigkeitsstandard orientiert an Importland mit «schwächsten» Standards (z. B. exakte Herkunftsnachweise, Zusätzlichkeit von EE-Anlagen).</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Importland: preiswerter, nachhaltiger H<sub>2</sub> zur Produktion ihrer Industrieprodukte.</li> <li>• Hilfe zur Verhinderung von volkswirtschaftlichen Krisen wie «Dutch Disease» in Exportländern auch im Eigeninteresse der Importländer (Hanisch et al. 2016).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hohes Eigeninteresse der Exportländer notwendig, damit sie Teile ihrer erneuerbaren Energieressourcen bereitstellen, um H<sub>2</sub> für Deutschland und Europa erzeugen und entsprechende Investitionsprojekte mitgestalten.</li> <li>• Wirtschaftliche Gefahren wie «Dutch Disease» und «Rentenökonomie» möglich, auch wenn attraktive Preise für exportierten H<sub>2</sub> gezahlt werden.</li> <li>• Industrie im Exportland müsste «gleichmäßig» zur H<sub>2</sub>-Wirtschaft mitentwickelt werden.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vermeiden von «grünen» Konkurrenzprodukten aus Exportländern.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Industrie im Exportland sollte auch höherwertige Produkte basierend auf grünem H<sub>2</sub> herstellen.</li> </ul>

<sup>45</sup> Siehe <https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/bekanntmachungen/de/2021/10/2021-10-04-Bekanntmachung-Wasserstoff.html>.

<sup>46</sup> Z. B. emittiert Deutschland ca. 8 t CO<sub>2</sub> pro Einwohner pro Jahr, viele Länder in Subsahara-Afrika < 1 t CO<sub>2</sub> pro Einwohner pro Jahr (siehe <https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions>). Auch sind «Non-Annex I Countries» der UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) nicht zwingend verpflichtet, die THG-Emissionen rasch zu senken.

## 7 Beispielberechnung zum Einfluss von Schutzgebietsflächen auf die EE-Potenziale

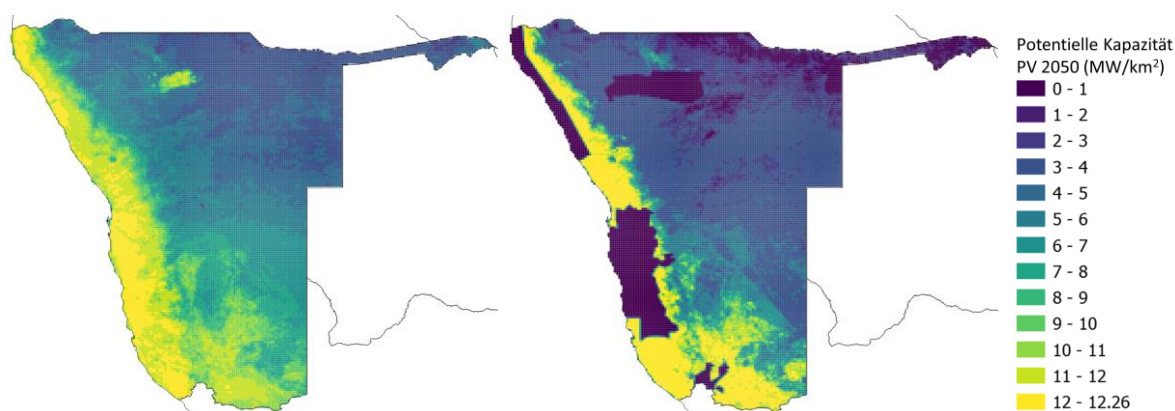
Durch die Berücksichtigung von Nachhaltigkeitskriterien werden die Potenziale zur Wasserstoffherzeugung in HYPAT verringert. Um die Größenordnung dieser Reduktion einordnen zu können und das Vorgehen im Projekt HYPAT darzustellen, wird diese im Folgenden am Beispiel von Schutzgebietsflächen betrachtet.

Bei der Berechnung der EE-Potenziale in HYPAT werden Flächen bestimmten Landnutzungstypen zugeordnet und mit Landnutzungsfaktoren versehen. So sind beispielsweise Siedlungsflächen durch die gewählten Landnutzungsfaktoren für alle EE-Technologien nicht nutzbar. Dies gilt auch für Schutzgebiete: Durch den Ausschluss der IUCN-Schutzklassen Ia, Ib und II, siehe auch Abschnitt 5.3, verringert sich die für erneuerbare Energien nutzbare Fläche. Für das Gesamt-EE-Potenzial werden außerdem Abstände von Siedlungsflächen, Straßen, Bahngleisen und Flughäfen berücksichtigt, was zum Ausschluss zusätzlicher Flächen führt.

Zur Illustration der Auswirkung von Schutzgebieten auf das Potenzial von EE-Erzeugungskapazitäten werden hier beispielhaft einige Länder betrachtet. Es werden Berechnungsergebnisse für Freiflächen-PV, CSP und Onshore-Windenergie gezeigt. Die Auswirkungen von Schutzgebieten für diese drei Erzeugungsarten sind jedoch ähnlich, weshalb der Fokus auf den Ergebnissen für Freiflächen-PV liegt.

Abbildung 3 zeigt die potenzielle PV-Leistung im Jahr 2050 in MW/km<sup>2</sup> für Namibia. Im linken Bild ist die potenzielle Leistung von PV-Freiflächenanlagen ohne Ausschluss der Schutzgebiete zu sehen. Im rechten Bild wurden die IUCN-Schutzgebietsklassen Ia, Ib und II zur Nutzung durch PV-Freiflächenanlagen ausgeschlossen. Tabelle 2 zeigt die EE-Potenziale für PV, CSP und Onshore-Windenergie in TWh für beide Berechnungen. An diesem Beispiel wird deutlich, dass Schutzgebiete, die sich über große Flächen erstrecken, die potenziellen Erzeugungskapazitäten sowohl von PV, als auch von CSP und Onshore-Windenergie signifikant verringern (um 22 % für PV und CSP und um 17 % für Onshore-Windenergie).

**Abbildung 3: Potenzielle PV-Leistung (in MW/km<sup>2</sup>) in Namibia im Jahr 2050 ohne Ausschluss von Schutzgebieten (links) und mit Ausschluss von Schutzgebieten bis IUCN-Klasse II (rechts)**



**Tabelle 2: Berechnete EE-Potenziale in Namibia (vorläufig)**

EE-Technologie	Ohne Ausschluss von Schutzgebieten	Mit Ausschluss von Schutzgebieten	Effekt Schutzgebiete auf EE-Potenziale
PV Freifläche	8.490 TWh	6.660 TWh	-22 %
CSP	11.180 TWh	8.770 TWh	-22 %
Onshore-Wind-energie	1.870 TWh	1.550 TWh	-17 %

Der Effekt von Schutzgebieten auf die PV-Potenziale in anderen Ländern (beispielhafte Auswahl) ist in Tabelle 3 zu sehen. Während der Effekt in Botsuana mit einer Verringerung um 21 % ähnlich wie in Namibia ist, wirkt sich der Ausschluss der Schutzgebiete in Algerien und Deutschland auf die Energieerzeugung mittels PV geringer aus. Eine detaillierte Beschreibung der EE-Potenziale unterschiedlicher Erzeugungstechnologien und aller berücksichtigten Faktoren ist in Franke et al. (2022 - in Vorbereitung) zu finden.

**Tabelle 3: Effekt des Ausschlusses von Schutzgebieten auf PV-Potenziale**

Land	Effekt Schutzgebiete auf EE-Potenziale
Namibia	-22 %
Algerien	-5 %
Botsuana	-21 %
Deutschland	-1 %
Mongolei	-15 %

## 8 Wesentliche Kriterien für die Modellierung in HYPAT

Aus den in diesem Papier diskutierten Aspekten resultieren folgende Hinweise für die Wasserstoff- und PtX-Wertschöpfungsketten in HYPAT. Diese Kriterien sind in der folgenden «Checkliste» zusammengefasst und beziehen sich auf die angegebenen Abschnitte.

**Tabelle 4: Hinweise für HYPAT-Arbeitspakete und Modellierung für grünen und nachhaltigen Wasserstoff**

<b>2. Wasserstofferzeugung</b>	
Nur Elektrolyse, keine anderen Wasserstofferzeugungsverfahren	✓
<b>3. Energiequellen</b>	
Nur für die Wasserstoffproduktion zusätzlich installierte EE-Anlagen, keine Bioenergie, keine nicht nachhaltige Großwasserkraft	✓
Grundlastfähige EE-Anlagen (Wasserkraft, Geothermie) nur, falls diese für heimische Energiewende nicht notwendig	✓
Betrachtung des gesamten Energiesystems, Einbettung der Wasserstofferzeugung in gesamtes Energiesystem	✓
Im Allgemeinen Anschluss der Elektrolyseanlagen an das Stromnetz	✓
Monitoring der EE-Erzeugung und des EE-Bezugs bei Anschluss der Elektrolyseanlagen an das Stromnetz	✓
Falls kein Anschluss an das Stromnetz (Insellösung): ausgereiftes Regel- und (Zwischen-)Speicherkonzept notwendig (Fluktuationen in der EE- und Wasserstofferzeugung)	✓
<b>4. Weitere Prozesse zur Herstellung von Syntheseprodukten</b>	
Strom für Nebenprozesse (Synthese, N <sub>2</sub> -, CO <sub>2</sub> -Gewinnung, Gebäudebedarf, Meerwasserentsalzung) auch aus EE-Quellen wie in 3. angegeben	✓
CO <sub>2</sub> aus DAC oder Punktquellen: nach dem Entwurf der REDII sind alle C-Quellen erlaubt, solange die C-Nutzung nicht einen «Mehrbetrieb» des fossilen Quellprozesses initiiert (sogenannte «nicht-elastische» C-Quelle)	✓
<b>5. Weitere Umweltauswirkungen</b>	
Ausschluss von Ländern, wenn: 1) Wasserknappheit nach Falkenmark-Indikator (verfügbares Wasser < 1.700 m <sup>3</sup> /(Einwohner*Jahr)), 2) Trockenheitsrisiko nach WRI (Indikator «Drought Risk» > 60 %) und 3) Binnenland.	✓
Regionale Betrachtung in Modellierung mittels Indikator «Baseline Water Stress» des WRI: Wasserbedarf für Wasserstofferzeugung muss durch Meerwasserentsalzungsanlagen gedeckt werden, wenn BWS ≥ 40 %	✓
Mind. 4 km Abstand zu Meeresschutzgebieten (Roberts et al. 2010)	✓
Keine Schutzgebiete Ia, Ib oder II nach IUCN für Anlagen	✓
Grundsätzlich: keine negative Umweltwirkungen, wie z. B. Vernichtung von Biotopen, Arten oder Schäden an marinen Lebewesen	✓

## 9 Zusammenfassung

---

Dieses Working Paper greift die bestehende Diskussion zur Nachhaltigkeit von Wasserstoff und Syntheseprodukten auf und schafft eine Grundlage für ein gemeinsames Verständnis hiervon im Forschungsvorhaben HYPAT, bei dem es um die Erstellung eines globalen Wasserstoffpotenzialatlases geht. Mögliche Produktionsländer und Importländer von Wasserstoff und auf Wasserstoff basierender Syntheseprodukte werden identifiziert. Als Ergebnis von Literaturrecherchen, Teilnahme an Workshops, Interviews und vor allem von Diskussionen der beteiligten Institutionen am HYPAT-Arbeitspaket 3.2.1 sind Kriterien zur Beurteilung der Nachhaltigkeit von Wasserstoff und Syntheseprodukten für den Export entstanden.

Aus Sicht der Nachhaltigkeit wird als Option zur Erzeugung von grünem und nachhaltigem Wasserstoff mittel- und langfristig einzig die Elektrolyse gesehen (Abschnitt 2). Laut Nationaler Wasserstoffstrategie (NWS) muss der Strom dazu aus erneuerbaren Energien (EE) stammen, die Nutzung fossiler Energieträger oder von Atomenergie ist auszuschließen (Abschnitt 3). Die für die Wasserstoffproduktion nötigen EE-Anlagen sind zusätzlich zu errichten (zeitlich und geographisch möglichst nahe an der Wasserstoffproduktion). Grundsätzlich muss laut NWS die Energiewende eines Produktionslandes unterstützt werden. Dazu gehört auch der Zugang der Bevölkerung zur Stromversorgung in den Produktionsländern.

Treibhausgas (THG)-Emissionen sollten auch im gesamten Lebenszyklus von Wasserstoff und Syntheseprodukten gemindert und berücksichtigt werden (Abschnitt 4). Das umfasst vor allem Nebenprozesse, CO<sub>2</sub>-Gewinnungsverfahren und Transporte.

Weitere in Abschnitt 5 benannte relevante Umweltauswirkungen sind der Wasser- und Flächenbedarf. Die Wasserverfügbarkeit sollte für Standorte zur Wasserstoffproduktion hoch sein; in ausgewiesenen Schutzgebieten sollten keine Anlagen entstehen. Dabei sollte auch die Erhaltung der biologischen Vielfalt beachtet werden. Von den Syntheseprodukten ist besonders Ammoniak wegen seines hohen Eutrophierungs- und Versauerungspotenzials sowie seiner Feinstaubbildung aus Umweltsicht problematisch. Deshalb und vor dem Hintergrund vorliegender internationaler Reduzierungsabkommen sollte die Nutzung von Ammoniak durch eine ganzheitliche ökologische Bewertung überprüft werden.

Unter den sozialen Aspekten (Abschnitt 6) wird hervorgehoben, dass es keine negativen Auswirkungen auf die Bevölkerung z. B. bzgl. Energie- und Trinkwasserversorgung, Ernährungssituation oder Gesundheit geben sollte. Es sollte eine Win-win-Situation geschaffen werden, bei der qualifizierte Arbeitsplätze unter Einhaltung der Kernarbeitsnormen der Internationalen Arbeitsorganisation ILO in den Exportländern entstehen und im Spannungsfeld strikter Nachweise für nachhaltigen grünen Wasserstoff für Importländer dennoch die Akzeptanz in Exportländern hoch bleibt.

## Literaturverzeichnis

---

- atmosfair (Hrsg.) (2021): atmosfair fairfuel - Kriterienkatalog. Gütesiegel für grünes, synthetisches Kerosin.
- Bazzanella, A.; Geres, R.; Kohn, A.; Lenz, S.; Ausfelder, F.; Möller, A. (2019): Roadmap Chemie 2050. Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland.
- Brockhage, F.; Lüsse, M.; Pietzner, V.; Beeken, M. (2021): Nachhaltigkeit in Gesellschaft, Wissenschaft, Politik und Schule. In: Chemie in unserer Zeit, 55 (2), S. 125–129.
- Bundesamt für Naturschutz (Hrsg.) (2020): Erneuerbare Energien Report. Die Energiewende naturverträglich gestalten. Bonn, Bad Godesberg.
- Bundesministerium für Bildung und Forschung (2021): Bekanntmachung der Förderrichtlinie für internationale Wasserstoffprojekte im Rahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie. Online verfügbar unter <https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/bekanntmachungen/de/2021/10/2021-10-04-Bekanntmachung-Wasserstoff.html>, zuletzt geprüft am 15.02.2022.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.) (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Hrsg.) (2022). *EU-Taxonomie: Statement von Bundesminister Habeck*. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Meldung/2022/20220101-atomenergie-als-nachhaltig-zu-labeln-ist-falsch.html>.
- Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (Hrsg.) (2021): BMZ-Kernthemenstrategie. Verantwortung für unseren Planeten - Klima und Energie. BMZ.
- China Hydrogen Alliance (2020): Standard and Evaluation of Low-carbon Hydrogen, Clean Hydrogen and Renewable Hydrogen. Online verfügbar unter [http://www.fuelcellchina.com/cnt\\_143.html](http://www.fuelcellchina.com/cnt_143.html), zuletzt geprüft am 04.03.2022.
- Damkjaer, S.; Taylor, R. (2017): The measurement of water scarcity: Defining a meaningful indicator. In: *Ambio*, 46, S. 513–531.
- Deutscher Bundestag (2014): Erdgasverluste bei der Erdgasförderung. Daten zu den USA, Russland und Europa. Online verfügbar unter <https://www.bundestag.de/resource/blob/416930/808896c1723c80eba8d9621ad2a7e49a/wd-8-095-14-pdf-data.pdf>, zuletzt geprüft am 02.03.2022.
- European Commission (Hrsg.) (2020): Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. Brussels.
- Forster, E. J.; Healey, J. R.; Dymond, C.; Styles, D. (2021): Commercial afforestation can deliver effective climate change mitigation under multiple decarbonisation pathways. In: *Nature Communications*, 12.
- Frensch, S. H.; Fouda-Onana, F.; Serre, G.; Thoby, D.; Araya, S. S.; Kær, S. K. (2019): Influence of the operation mode on PEM water electrolysis degradation. In: *International Journal of Hydrogen Energy*, 44 (57), S. 29889–29898.

- Geres, R.; Bazzanella, A.; Kohn, A.; Lenz, S.; Ausfelder, F.; Möller, A. (2019): Roadmap Chemie 2050. Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland. DECHEMA e.V. /FUTURECamp Climate GmbH.
- German Energy Agency/World Energy Council – Germany (Hrsg.) (2022): Global Harmonisation of Hydrogen Certification. Overview of global regulations and standards for renewable hydrogen. Berlin.
- Hanisch, A.; Sattelberger, J. (2016): Rohstoffreichtum: Vom Fluch zum Segen.
- Hansen, S.; Bauer, B.; Buitenhuis, A. (2018): Chinas Aufstieg. Mit Kapital, Kontrolle und Konfuzius. TAZ.
- Heinemann, C.; Mendelevitch, R. (2021): Sustainability dimensions of imported hydrogen.
- Hofste, R.; Kuzma, S.; Walker, S.; Sutanudjaja, E.; Bierkens, M., Kuijper, M., Sanchez, M., Van Beek, R.; Wada, Y.; Rodríguez, S.; Reig, P. (2019): Aqueduct 3.0: Updated Decision-Relevant Global Water Risk Indicators. Washington, DC: World Resource Institute.
- International Union for Conservation of Nature and Natural Resources: Protected Area Categories. Online verfügbar unter <https://www.iucn.org/theme/protected-areas/about/protected-area-categories>, zuletzt geprüft am 11.10.2021.
- Lattemann, S. (2010): Development of an environmental impact assessment and decision support system for seawater desalination plants. Doctoral thesis, Delft University of Technology (Hrsg.). Online verfügbar unter <http://resolver.tudelft.nl/uuid:fe9c27c4-6329-4314-9ae3-5d2e5fc11e28>, zuletzt geprüft am 30.08.2021.
- Marscheider-Weidemann, F.; Langkau, S.; Baur, S.-J.; Billaud, M. (2021): Rohstoffe für Zukunftstechnologien 2021. Berlin.
- Merten, F.; Scholz, A. (2021): Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten versus heimische Erzeugung: Teil 1: Kostenunterschiede, Realisierungsunsicherheiten und Reboundeffekte in Lieferländern. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 71 (1-2), S. 33–37.
- Moran, E. F.; Lopez, M. C.; Moore, N.; Müller, N.; Hyndman, D. W. (2018): Sustainable hydropower in the 21st century. In: Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America, 115 (47).
- Nationaler Wasserstoffrat (2021): Nachhaltigkeitskriterien für Importprojekte von erneuerbarem Wasserstoff und PtX-Produkten.
- Piria, R.; Honnen, J.; Pfluger, B.; Ueckerdt, F., Odenweller, A. (2021): Ariadne-Analyse. Wasserstoffimportsicherheit für Deutschland: Zeitliche Entwicklung, Risiken und Strategien auf dem Weg zur Klimaneutralität.
- Pistner, C.; Englert, M.; Küppers, C.; Hirschhausen, C. von; Wealer, B.; Steigerwald, B.; Donderer, R. (2021): Sicherheitstechnische Analyse und Risikobewertung einer Anwendung von SMR-Konzepten (Small Modular Reactors). Online verfügbar unter <https://www.base.bund.de/SharedDocs/Downloads/BASE/DE/berichte/kt/gutachten-small-modular-reactors.html>, zuletzt geprüft am 15.02.2022.
- Roberts, D. A.; Johnston, E. L.; Knott, N. A. (2010): Impacts of desalination plant discharges on the marine environment: A critical review of published studies. In: Water research, 44 (18), S. 5117–5128.
- Roeb, M.; Brendelberger, S.; Rosenstiel, A.; Agrafiotis, C.; Monnerie, N.; Budama, V.; Jacobs, N. (2020): Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende. Teil 1: Technologien und

Perspektiven für eine nachhaltige und ökonomische Wasserstoffversorgung. Online verfügbar unter <https://www.dlr.de/content/en/downloads/2020/hydrogen-research-study-part-1.pdf>, zuletzt geprüft am 22.11.2021.

Sachverständigenrat für Umweltfragen (Hrsg.) (2021): Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse. Stellungnahme.

Schrems, I.; Fiedler, S. (2020): Gesellschaftliche Kosten der Atomenergie in Deutschland. Eine Zwischenbilanz der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten von Atomenergie seit 1955. Online verfügbar unter [https://foes.de/publikationen/2020/2020-09\\_FOES\\_Kosten\\_Atomenergie.pdf](https://foes.de/publikationen/2020/2020-09_FOES_Kosten_Atomenergie.pdf), zuletzt geprüft am 15.02.2022.

Siracusano, S.; Trocino, S.; Briguglio, N.; Pantò, F.; Aricò, A. S. (2020): Analysis of performance degradation during steady-state and load-thermal cycles of proton exchange membrane water electrolysis cells. In: Journal of Power Sources, 468.

Souza, S. P.; Horta Nogueira, L. A.; Watson, H. K.; Lynd, L. R.; Elmissiry, M.; Cortez, L. A. B. (2016): Potential of Sugarcane in Modern Energy Development in Southern Africa. In: Frontiers in Energy Research, 4.

UNEP/MAP/MED POL (2003): Sea Water Desalination in the Mediterranean: Assessment and Guidelines.

Velazquez Abad, A.; Dodds, P. E. (2020): Green hydrogen characterisation initiatives: Definitions, standards, guarantees of origin, and challenges. In: Energy Policy, 138.

Wealer, B.; Breyer, C.; Hennicke, P.; Hirsch, H.; Hirschhausen, C. von; Klafka, P.; Kromp-Kolb, H.; Präger, F.; Steigerwald, B.; Traber, T.; Baumann, F.; Herold, A.; Kemfert, C.; Kromp, W.; Liebert, W.; Müschen, K. (2021): Kernenergie und Klima.

White, C. (2012): Understanding water scarcity: Definitions and measurements. Online verfügbar unter <https://globalwaterforum.org/2012/05/07/understanding-water-scarcity-definitions-and-measurements/>, zuletzt geprüft am 11.01.2022.

Zelt, O.; Kobiela, G.; Ortiz, W.; Scholz, A.; Monnerie, N.; Rosenstiel, A.; Viebahn, P. (2021): Multikriterielle Bewertung von Bereitstellungstechnologien synthetischer Kraftstoffe. Teilbericht 3 (D2.1) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Stuttgart, Saarbrücken: Wuppertal Institut, DLR, IZES.



## Abbildungsverzeichnis

---

Abbildung 1:	Integration der 17 SDGs in das 3-Säulenmodell der Nachhaltigkeit nach Brockhage et al. (2021).....	6
Abbildung 2:	Betrachtungsgrenzen für die Herstellung von Wasserstoff und Syntheseprodukten nach Velazquez Abad et al. (2020).....	7
Abbildung 3:	Potenzielle PV-Leistung (in MW/km <sup>2</sup> ) in Namibia im Jahr 2050 ohne Ausschluss von Schutzgebieten (links) und mit Ausschluss von Schutzgebieten bis IUCN-Klasse II (rechts) .....	26
Abbildung 4:	Roadmap to 'green' or 'sustainable' desalination (Figure 24 in Lattemann (2010)).....	41

## Tabellenverzeichnis

---

Tabelle 1:	Unterschiedliche Sichtweisen von Import- bzw. Exportländern.....	25
Tabelle 2:	Berechnete EE-Potenziale in Namibia (vorläufig) .....	27
Tabelle 3:	Effekt des Ausschlusses von Schutzgebieten auf PV-Potenziale .....	27
Tabelle 4:	Hinweise für HYPAT-Arbeitspakete und Modellierung für grünen und nachhaltigen Wasserstoff.....	28
Tabelle 5:	Übersicht über vorhandene Labels und Definitionen zu grünem Wasserstoff verändert nach Velazquez Abad et al. (2020).....	37
Tabelle 6:	Farben von Wasserstoff .....	39
Tabelle 7:	Parameter der Wasserelektrolyse (Bazzanella et al. 2019) .....	39
Tabelle 8:	Parameter für Syntheseprodukte aus Elektrolyse-Wasserstoff und Stickstoff aus Luftzerlegung (Bazzanella et al. 2019).....	39
Tabelle 9:	Beispiele für THG-Emissionen in der Prozesskette.....	40
Tabelle 10:	Beispiele für Flächenbedarfe (Zelt et al. 2021) .....	40
Tabelle 11:	Environmental effects of high priority for impact mitigation (Table 35 in Lattemann (2010)).....	41
Tabelle 12:	Criteria for site selection of desalination projects (Table 36 in Lattemann (2010)).....	42

## Abkürzungsverzeichnis

---

AEL	alkalische Elektrolyse
C	Kohlenstoff
CCS	Carbon Capture and Storage
CH <sub>3</sub> OH	Methanol
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
CO	Kohlenstoffmonoxid
CSP	Concentrated Solar Power, solarthermische Kraftwerke
DAC	Direct Air Capture
EE	Erneuerbare Energien
FAO	Food and Agriculture Organization of the United Nations, dt. Ernährungs- und Landwirtschaftsorganisation der Vereinten Nationen
GHG	Greenhouse gas, dt. Treibhausgas
GW	Gigawatt, 1 GW = 10 <sup>6</sup> kW = 10 <sup>9</sup> W
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
H <sub>2</sub> O	Wasser
IEA	International Energy Agency, dt. Internationale Energieagentur
IFC	International Finance Corporation`s Performance Standard
ILO	International Labour Organisation, dt. Internationale Arbeitsorganisation
IUCN	International Union for Conservation of Nature and Natural Resources
kWh	Kilowattstunde, 1 kWh = 10 <sup>3</sup> Wh
LCA	Life Cycle Assessment, dt. Lebenszyklusanalyse/Umweltbilanz
MW	Megawatt, 1 MW = 10 <sup>3</sup> kW = 10 <sup>6</sup> W
MWh	Megawattstunde, 1 MWh = 10 <sup>3</sup> kWh = 10 <sup>6</sup> Wh
N <sub>2</sub>	Stickstoff
NDC	Nationally Determined Contributions, dt. national festgelegte Beiträge
NH <sub>3</sub>	Ammoniak
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2020)
PEM	Proton Exchange Membrane/Polymer Electrolyte Membrane, dt. Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse
PtX	Power-to-X, Bezeichnung für die Herstellung synthetischer Brenn-, Kraft- und Grundstoffe aus Strom
PV	Photovoltaik
REDII	Renewable Energy Directive, Directive (EU) 2018/2001, Richtlinie für die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen
SDGs	Sustainable Development Goals der Agenda 2030, dt. Ziele für nachhaltige Entwicklung
SIA	sekundäre anorganische Aerosole
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen

THG	Treibhausgas
TRL	Technology Readiness Level, dt. Technologie-Reifegrad
TWh	Terawattstunden, 1 TWh = $10^9$ kWh = $10^{12}$ Wh
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change, dt. Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen
WRI	World Resource Institute
WSI	Water Stress Index

## 10 Anhang

### 10.1 Labels zu grünem Wasserstoff

**Tabelle 5: Übersicht über vorhandene Labels und Definitionen zu grünem Wasserstoff verändert nach Velazquez Abad et al. (2020)**

Organi-sation	Typ	Schwer-punkt	Benchmark	Einzuhaltende Werte und Kriterien	Prozesse	System-grenze
TÜV Süd (DE)	Nationaler Standard  Green Hydrogen	Erneuerbare Energien / THG Emissionen	THG-Potenzial von Biokraftstoffen aus REDII	THG-Minderungs-potenzial von mind. 70 % gegenüber dem Referenzwert für Biokraftstoffe (Anhang V REDII) d. h. THG-Wert von 28,2 gCO <sub>2</sub> eq/ MJ <sub>Hi</sub>  + Grundanforderungen <sup>47</sup>	Grundsätzlich keine Ein-schränkungen, CCS und CCU nur unter bestimmten Voraussetzungen	Point of produc-tion
TÜV Süd (DE)	Nationaler Standard  GreenHydrogen+	Erneuerbare Energien / THG Emissionen	THG-Potenzial für Biobrennstoffe aus REDII	THG-Minderungs-potenzial von mind. 70 % gegenüber dem Referenzwert für Biobrennstoffe (Anhang V REDII) d. h. THG-Wert von 24 gCO <sub>2</sub> eq/MJ <sub>Hi</sub>  + Grundanforderungen von GreenHydrogen erfüllt + Zusatzerforderungen <sup>48</sup>		Point of use
CERTIFHY (EU)	Herkunftsnachweise	Erneuerbare Energien /	Wasserstoff aus Erdgas	< 60 % der Emissionen aus Dampfpreformierung	Alle erneuerbaren Pfade, die den	Point of produc-tion

<sup>47</sup> Grundanforderungen von GreenHydrogen: Nachweis EE-Strom (Anlage vor Ort bzw. Direktleitung ohne Nutzung des Stromnetzes der allgemeinen Versorgung oder Nachweis durch HKN oder vergleichbaren Zertifikaten); Nachweis für Biogas/Biomethan (mittels nationalem Register für erneuerbare Gase oder gleichwertige Nachweise); Nachhaltigkeits-Zertifizierung im Sinne der RED II für Biogas/Biomethan und sonstige Biomasse; Misch-Produktion möglich (Einsatz von erneuerbaren und nicht erneuerbaren Ressourcen, Zertifizierung nur für entsprechend erzeugten Anteil); Treibhausgasbilanzierung für Wasserstoff gemäß ISO 14040, ISO 14044 und Anhang V (Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und ihre Vergleichsprodukte aus fossilen Brennstoffen) und Anhang VI (Brennstoffe aus Biomasse und ihre Vergleichsprodukte aus fossilen Brennstoffen) der REDII (sinngemäß auf Wasserstoff angewendet); LCA Anforderungen (erfüllt, wenn THG-Bilanz nach GHG Protocol, ISO 14067 oder PAS 2050 durchgeführt wurde, Systemgrenze für Bilanzierung ist well-to-gate).

<sup>48</sup> Zusatzerforderungen von GreenHydrogen+: Ausschluss von gesetzlich gefördertem Strom aus EE, der erhöhte Vergütung je eingespeister kWh erhält (Ausnahme: Erwerb im Rahmen einer national geregelten Auktion im Sinne der REDII); EE-Stromerzeugungsanlage für Elektrolyse muss Neuanlage sein (Inbetriebnahme frühestens 11 Monate vor Inbetriebnahme des Elektrolyseurs oder danach); Zeitgleichheit (Viertelstunde) der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs bei Strombezug aus dem Stromnetz; Regionalität (keine Netzengpässe im Stromnetz zwischen EE-Anlage und Elektrolyseur zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme, selbe Gebotszone, Ausnahmen möglich); massenbilanzieller Nachhaltigkeitsnachweis gemäß REDII bei stofflicher Verwertung von Biomethan, Biomasse, Glycerin; massenbilanzierte Lieferung (Wasserstoff und zertifizierte Eigenschaft GreenHydrogen+ müssen jederzeit zusammen vermarktet werden).

Organi- sation	Typ	Schwer- punkt	Benchmark	Einzuhaltende Werte und Kriterien	Prozesse	System- grenze
		THG Emissionen	Dampf- reformierung		Schwellenwert mit 99,5 % Reinheit erreichen	
AFHYPAC (FR)	Vorschlag AG	CO <sub>2</sub> - Reduktion	-	100 % regenerativ	Alle erneuerbaren Pfade, inkl. Elektrolyse mit Strom aus Müll- verbrennung (mit erneuerbarem Strom oder Biomethan mit Herkunfts- nachweis)	Point of produc- tion
California Low Carbon Fuel Standard	Rechtsver- ordnung	Luftqualität und CO <sub>2</sub> - Minderung	WTW- Emissionen von neuen Benzin- Fahrzeugen	30 % geringere THG- und 50 % geringere NOx-Emissionen (auf WTW-Kilometerbasis) für FCV	Erneuerbare Elektrolyse, kat. Cracken von SMR- Biomethan oder thermo- chemische Umwandlung von Biomasse (inkl. Siedlungsabfäll- en	Point of use
China Hydrogen Alliance	Standard zu Low-carbon Hydrogen, Clean Hydrogen und Renewable Hydrogen <sup>49</sup>	THG- Emissionen		Low-carbon H <sub>2</sub> : THG-Emissionen ≤ 14,51 kg CO <sub>2</sub> e/kgH <sub>2</sub> Clean H <sub>2</sub> , Renewable H <sub>2</sub> : THG-Emissionen ≤ 4,9 kg CO <sub>2</sub> e/kgH <sub>2</sub>	Renewable H <sub>2</sub> : Energiebedarf gedeckt durch EE	Point of produc- tion
atmosfair	Gütesiegel für grünes, synthetisch es Kerosin «fairfuel gold»	CO <sub>2</sub> -freier Flugkraftstoff	Übergangszeit en für nicht (und bedingt) nachhaltigen C- Quellen	Strommenge zu 100 % aus EE. Keine EE, die nach EEG vergütet werden. Nur neu errichtete EE, PPA und geringe Entfernungen. CO <sub>2</sub> ab 2050 100 % DAC. Bei «fairfuel Silber» Nutzung von bis zu 50 % bio-stämmiges CO <sub>2</sub>	Kein Prozess zur Herstellung von Kerosin vorgeschrieben.	Point of produc- tion

<sup>49</sup> Siehe China Hydrogen Alliance (2020).

## 10.2 Farben von Wasserstoff

Tabelle 6 gibt einen Überblick über die Farbuordnungen von Wasserstoff nach Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020), Sachverständigenrat für Umweltfragen (2021) und dem Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V.<sup>50</sup>

**Tabelle 6: Farben von Wasserstoff**

Grau, Braun oder Schwarz	Grau: Einsatz fossiler Kohlenwasserstoffe, v. a. Dampfreformierung von Erdgas Braun: Erzeugung mittels Braunkohlevergasung Schwarz: Erzeugung mittels Steinkohlevergasung
Blau	Erzeugung gekoppelt mit CO <sub>2</sub> -Abscheidungs- und -Speicherungsverfahren (CCS), Wasserstoff ist bilanziell CO <sub>2</sub> -neutral, da CO <sub>2</sub> nicht in Atmosphäre gelangt
Grün	Erzeugung durch Elektrolyse von Wasser mit Strom aus erneuerbaren Energien, Produktion ist CO <sub>2</sub> -frei, da Strom CO <sub>2</sub> -frei ist
Dunkelgrün	Wasserstoff, dessen Herstellung noch genauer zu bestimmende ökologische und soziale Kriterien erfüllt (nach SRU)
Türkis	Erzeugung durch thermische Spaltung von Methan (Methanpyrolyse), ist CO <sub>2</sub> -neutral, wenn die benötigte Wärme durch CO <sub>2</sub> -neutrale Energiequellen gedeckt wird und der entstehende Kohlenstoff dauerhaft gebunden wird
Orange	Erzeugung mittels Bioenergie
Rot, Pink oder Gelb	Erzeugung durch Elektrolyse von Wasser mit Strom aus Kernenergie oder TWS-Verfahren (Nutzung Hochtemperatur-Abwasser von Kernenergieerzeugung)
Weiß	Natürliche Vorkommen

## 10.3 Beispiele für Prozessdaten entlang der Wertschöpfungskette

**Tabelle 7: Parameter der Wasserelektrolyse (Bazzanella et al. 2019)**

Wasserbedarf (stöchiometrisch) [tH <sub>2</sub> O/tH <sub>2</sub> ]	8,9
Strombedarf [MWh/tH <sub>2</sub> ]	51,6

**Tabelle 8: Parameter für Syntheseprodukte aus Elektrolyse-Wasserstoff und Stickstoff aus Luftzerlegung (Bazzanella et al. 2019)**

<b>Bezug: 1 t Ammoniak</b>	
Strombedarf Elektrolyse [MWh/t] (für 1 t NH <sub>3</sub> , bezogen auf 4,3 kWh/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> )	9,17
Strombedarf Utilities [MWh/t]	1,72
<b>Bezug: 1 t Methanol</b>	
Strombedarf Elektrolyse [MWh/t] (für 1 t MeOH, bezogen auf 4,3 kWh/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> )	9,52
Strombedarf Utilities, ohne CO <sub>2</sub> -Bereitstellung [MWh/t]	1,5

<sup>50</sup> IKEM (2020) Kurzstudie «Wasserstoff - Farbenlehre», [https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/01/IKEM\\_Kurzstudie\\_Wasserstoff\\_Farbenlehre.pdf](https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/01/IKEM_Kurzstudie_Wasserstoff_Farbenlehre.pdf).

**Tabelle 9: Beispiele für THG-Emissionen in der Prozesskette**

Prozessschritt	THG-Emissionen	Energieeinsatz
Transport via Seeschiff <sup>51</sup>	0,00785 kg CO <sub>2</sub> pro 1 t*km transportiertes Gut	0,00252 kg Schweröl pro 1 t*km transportiertes Gut
Transport via LKW <sup>52</sup>	0,0575 kg CO <sub>2</sub> pro 1 t*km transportiertes Gut	0,0192 kg Diesel pro 1 t*km transportiertes Gut
Transport von Erdgas via Pipeline <sup>53</sup>	1,5*10 <sup>-5</sup> kg CO <sub>2</sub> pro 1 t*km transportiertes Gut	0,0725 kWh Strom (Mittelspannung) pro 1 t*km transportiertes Gut
Meerwasserentsalzung: Umkehrosmose <sup>54</sup>	3,25*10 <sup>-5</sup> kg CO <sub>2</sub> pro 1 kg erzeugtes Trinkwasser	0,00369 kWh Strom (Niederspannung) pro 1 kg erzeugtes Trinkwasser

**Tabelle 10: Beispiele für Flächenbedarfe (Zelt et al. 2021)**

Anlage	Flächenbedarf (Durchschnitt/Annahme)	Beispielanlagen (Nennleistung/Wasserstoffproduktionsrate und Fläche)
CSP (Hauptanteil: Spiegelsysteme)	40.000 m <sup>2</sup> /MW	50 MW und 120 ha (24.000 m <sup>2</sup> /MW) 50 MW und 130 ha 50 MW und 200 ha 392 MW und 1.457 ha
PV	20.000 m <sup>2</sup> /MW	70 MW und 137 ha (19.571 m <sup>2</sup> /MW) 300 MW und 600 ha 800 MW und 1.600 ha 1.650 MW und 3.720 ha
Onshore-Windenergie <sup>55</sup>	200.000 m <sup>2</sup> /MW	300 MW und 100 km <sup>2</sup> (333.333 m <sup>2</sup> /MW) 580 MW und 43 km <sup>2</sup> (74.138 m <sup>2</sup> /MW)
DAC, Niedertemperatur	0,1 m <sup>2</sup> pro 1 t (CO <sub>2</sub> , Jahr)	keine Angabe
DAC, Hochtemperatur	16 m <sup>2</sup> pro 1 t (CO <sub>2</sub> , Jahr)	keine Angabe
Elektrolyse, Niedertemperatur	Variabel: 0,39 - 0,92 m <sup>2</sup> pro 1 t (H <sub>2</sub> , Jahr)	3.880 Normkubikmeter H <sub>2</sub> pro Stunde und 770 m <sup>2</sup> (AEL) 485 Normkubikmeter H <sub>2</sub> pro Stunde und 225 m <sup>2</sup> (AEL) 400 Normkubikmeter H <sub>2</sub> pro Stunde und 160 m <sup>2</sup> (PEM)

<sup>51</sup> Ecoinvent 3.7.1, dataset «transport, freight, sea, container ship» (GLO).

<sup>52</sup> Ecoinvent 3.7.1, dataset «transport, freight, lorry > 32 metric ton, EURO6» (GLO).

<sup>53</sup> Ecoinvent 3.7.1, dataset «transport, pipeline, onshore, long distance, natural gas» (GLO).

<sup>54</sup> Ecoinvent 3.7.1, dataset «tap water production, seawater reverse osmosis, conventional pretreatment, baseline module, single stage» (GLO).

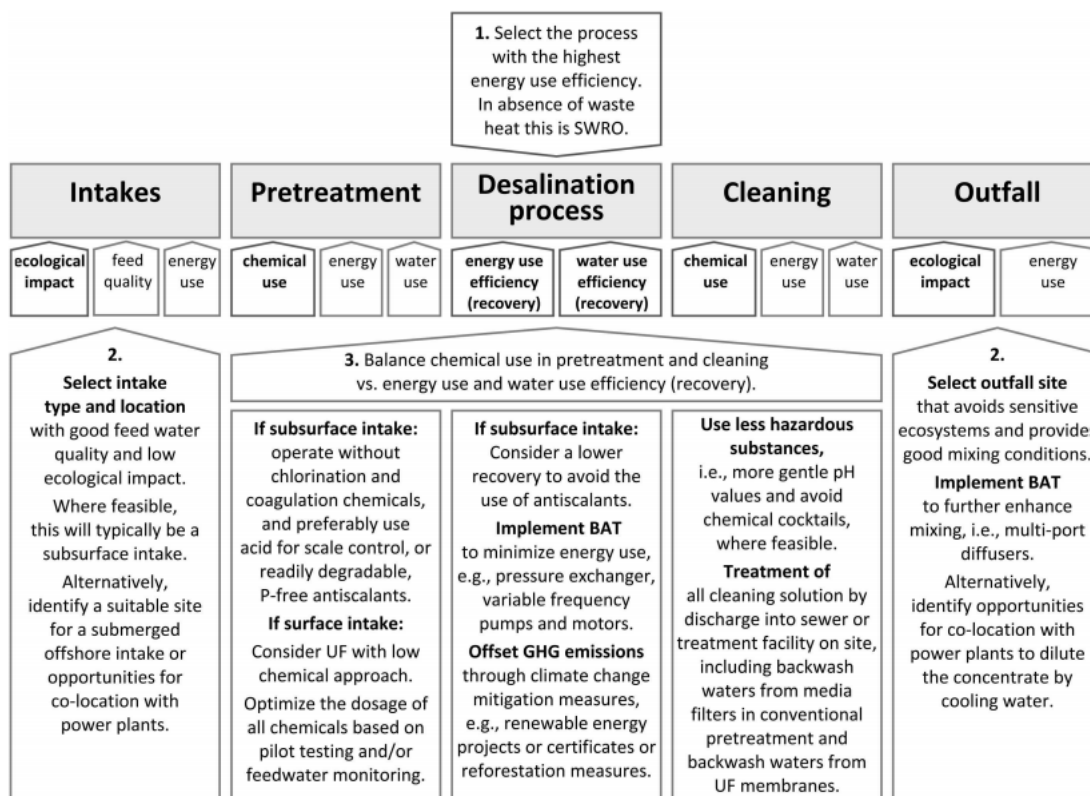
<sup>55</sup> Es sind verschiedene Definitionen des Flächenbedarfs in der Literatur vorhanden; die am häufigsten benutzte Metrik ist der Platzbedarf des Gesamtprojekts.



## 10.4 Umweltauswirkungen von Meerwasserentsalzungsanlagen und Empfehlungen zur Standortwahl

Detailliertere Untersuchungen und Analysen zu möglichen Umweltauswirkungen von Meerwasserentsalzungsanlagen sind in (Lattemann 2010) zu finden. In diesem Abschnitt wird eine Übersicht über die dort genannten Auswirkungen und Handlungsempfehlungen bzgl. Standortwahl gegeben werden. Abbildung 4 (Abbildung 24 in Lattemann (2010)) gibt eine Übersicht der wichtigsten Aspekte hinsichtlich «grüner» bzw. «nachhaltiger» Meerwasserentsalzung.

**Abbildung 4: Roadmap to 'green' or 'sustainable' desalination (Figure 24 in Lattemann (2010))**



Die wichtigsten möglichen Umweltauswirkungen von Meerwasserentsalzungsanlagen sind in Tabelle 11 zusammengefasst (nach Tabelle 35 in Lattemann (2010)).

**Tabelle 11: Environmental effects of high priority for impact mitigation (Table 35 in Lattemann (2010))**

Receptors	Environmental effects
Landscape properties and natural scenery	<ul style="list-style-type: none"> <li>visual, aesthetic impacts due to the discharge of reddish-brown backwash water from media filters (specific to the reverse osmosis process) that may cause a discoloration of the water column in the mixing zone or may be transported to nearby beaches</li> <li>acoustic impacts caused by noise emissions from plant operation</li> </ul>
Air quality and climate	<ul style="list-style-type: none"> <li>any significant impairments of local air quality due to emissions of air pollutants (NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, PM<sub>10</sub>)</li> </ul>

<b>Receptors</b>	<b>Environmental effects</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>significant emissions of carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) and other greenhouse gases</li> </ul>
Groundwater quality and hydrology	<ul style="list-style-type: none"> <li>any changes in flow directions and groundwater salinity</li> <li>any pollution from spills and seepage</li> </ul>
Marine sediments	<ul style="list-style-type: none"> <li>changed erosion and sedimentation patterns locally and in downdrift locations which may be caused by artificial breakwaters</li> <li>increases in pore water salinity which may be caused by the concentrate discharge</li> <li>the accumulation of coagulant material in sediments near the outlet potentially caused by the discharge of media filter backwash water</li> <li>the risk of heavy metal accumulation in sediments if present in the discharge, e.g., copper from corroding plant materials</li> </ul>
Seawater quality and hydrology	<ul style="list-style-type: none"> <li>significant changes in salinity and temperature in the mixing zone of the effluent plume</li> <li>sinking of the discharge plume and formation of a dense bottom water layer, which may have a strengthening effect on density stratification of the water column and which may impede reoxygenation of bottom waters</li> <li>increases in turbidity and decreases in light penetration in the mixing zone potentially caused by the filter backwash plume</li> </ul>
Terrestrial fauna and flora	<ul style="list-style-type: none"> <li>effects that may cause a long-term to permanent loss of habitat</li> <li>noise emissions that may scare away sensitive wildlife within acoustic range</li> <li>prominent features that could preclude linkages and movement corridors of wildlife, and which could strengthen the effect of habitat loss</li> </ul>
Benthic macrofauna and -flora	<ul style="list-style-type: none"> <li>salinity or temperature increases in the mixing zone that may cause a decline of algae stands and seagrass meadows, or that may be harmful to benthic invertebrate species, depending on exposure and species sensitivity</li> <li>any toxic effects of chemicals, e.g., from residual chlorine, chlorination by-products, or heavy metals, alone or in combination with other effects, e.g., synergetic effects between increased temperature and chlorine</li> <li>avoidance reactions, which may cause a lasting change in species abundance and diversity in the discharge site</li> <li>a harmful blanketing of sessile species potentially caused by the filter backwash plume</li> </ul>
Marine mammals, reptiles or bird species	<ul style="list-style-type: none"> <li>loss of haul-out sites, nesting grounds or important feeding grounds, for example caused by noise emissions and general disturbance within visible and acoustic range</li> </ul>

Empfehlungen und Kriterien zur Standortwahl von Meerwasserentsalzungsanlagen sind in Tabelle 12 zusammengefasst (nach Tabelle 36 in Lattemann (2010))

**Tabelle 12: Criteria for site selection of desalination projects (Table 36 in Lattemann (2010))**

<b>Criteria</b>	<b>If possible, the selected site(s) should:</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Geologic and land area requirements</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>provide stable geologic conditions, with no risk of affecting the stability of soils and sediment, or buildings and pipelines</li> <li>be planar or easily allow for initial earthwork activities (site grading, excavation) or the laying of below-ground intakes, outfalls and pipelines</li> </ul>

<b>Criteria</b>	<b>If possible, the selected site(s) should:</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• where relevant, have a permeable substratum that allows for the use of beachwells, infiltration galleries or horizontally drilled drains as intakes</li> <li>• be sufficiently elevated above sea level with no risk of flooding</li> <li>• be able to accommodate the intakes and outfalls and all facilities of the plant in terms of area size and geometry</li> <li>• have no risk of aquifer pollution in the case of spills and seepage</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Biologic resources</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• be devoid of ecosystems or habitats that are:               <ul style="list-style-type: none"> <li>• unique within a region (e.g., reefs on a mainly sandy shoreline)</li> <li>• worth protecting on a global scale (e.g., coral reefs, mangroves)</li> <li>• important in terms of productivity or biodiversity</li> <li>• inhabited by protected, endangered, rare species, even if temporarily</li> <li>• important feeding grounds or reproductive areas for a larger number of species or certain key species within a region</li> <li>• important for human food production</li> </ul> </li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Oceanographic conditions</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• provide sufficient capacity to dilute and disperse the salt concentrate, as well as any residual chemicals discharged along with the waste water. In this regard, provide sufficient water circulation and exchange rate as a function of currents, tides, surf, water depth and bottom/shoreline morphology. In general, exposed rocky or sandy shorelines with strong currents and surf may be preferred over shallow, sheltered sites with limited water exchange</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Concentrate discharge area</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• be close to the concentrate disposal area to avoid pumping and to minimize the risk of land and groundwater contamination from pipelines</li> <li>• provide a discharge area that is located in sufficient distance from the intake or that is separated from the intake by natural or artificial features (headlands, jetties) in order to avoid recirculation of the waste</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Proximity to consumers</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• be close to existing distribution networks and consumers to avoid construction and land-use of pipelines and pumping efforts for water distribution. However, impairment of communities by visual effects, noise, air pollution or other environmental health concerns should be avoided</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Proximity to energy supply</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• be close to the power grid for SWRO plants</li> <li>• provide access to low-cost heat for distillation plants</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Other infrastructure</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• allow for easy connection to other relevant infrastructure, such as access roads or communication networks</li> <li>• be co-located to power plants to make use of:               <ul style="list-style-type: none"> <li>• the existing intake/outfall structures (no new construction impacts)</li> <li>• the cooling water, resulting in a reduced energy demand of the SWRO process because of a higher membrane permeability at higher water temperature; a lower feedwater intake than for two separate plants with lower impingement/entrainment effects; and a lower discharge salinity if the concentrate is blended into the cooling water</li> </ul> </li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Raw water quality and proximity</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• facilitate an intake location that provides a good and reliable water quality, taking seasonal changes into account, with minimum danger of pollution or contamination, in order to avoid performance problems of the plant or impacts on product water quality</li> <li>• be close to the sea to minimize land use for pipelines and to avoid passage of pipes through agricultural land, settlements, etc. However, in some cases it may be more appropriate to locate the plant further inland, e.g., when construction on the shore is not possible for certain reasons (e.g., use of beaches, nature reserves, geological instability, etc.</li> </ul>

Criteria	If possible, the selected site(s) should:
Regional planning	<ul style="list-style-type: none"> <li>• be classified as an industrial area or designed for industrial development in conformity with regional and land area plans</li> <li>• have the acceptance of neighboring communities and provide as little conflict as possible with other existing or planned uses and activities, especially recreational uses, commercial uses including shipping, nature conservation efforts, or cultural resources                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Recreational conflicts may occur if the project has the potential to reduce the recreational value of the area for residents or tourists by changing the natural scenery through emissions of noise, glare, etc., or by restricting access to beaches, hiking trails, fishing sites, etc.</li> <li>• Commercial conflicts may occur if the project is to be located within existing urban boundaries, where it could reduce the price for land or the value of adjacent residential properties, or if it interferes with maritime structures, navigation, access to harbors or other marine activities like commercial fishing or aquaculture.</li> <li>• Nature conservation conflicts may occur if the project significantly reduces the ecological value of the project site as a habitat for terrestrial and marine species. The decision to protect or open an area for development should therefore consider the presence or absence of rare and endangered species or biological communities. By changing the ecological value of a site, it may lose its present protection status or may no longer be eligible for becoming a protected area in the future.</li> <li>• Archaeological conflicts may occur if archaeological, paleontological or human remains are located in or near the project site, which may be accidentally uncovered or disturbed during construction.</li> </ul> </li> </ul>