

# Regulatorische und technische Rahmenbedin- gungen für den Hochlauf und den Import von Wasserstoff

## Förderkennzeichen G 202401

### Studie

**Dr. Christoph Gatzen**

**Jasmina Biller**

**Lino Sonnen**

Frontier Economics Limited

April 2024

# REGULATORISCHE UND TECHNISCHE RAHMENBE- DINGUNGEN FÜR DEN HOCH- LAUF UND DEN IMPORT VON WASSERSTOFF

Studie im Auftrag des DVGW

30. APRIL 2024

**Autoren (Frontier Economics):**

Dr. Christoph Gatzen

Jasmina Biller

Lino Sonnen

**WWW.FRONTIER-ECONOMICS.COM**  
Andreas Thoma

# Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	5
Executive Summary	10
1 Deutschland wird zukünftig zur Erreichung seiner Ziele auf Wasserstoffimporte angewiesen sein	14
1.1 Deutschland hat sich ambitionierte Ziele für den Wasserstoffmarkthochlauf gesetzt	14
1.2 Die Rahmenbedingungen werden für die Deckung der Nachfrage und die Realisierung der Importe entscheidend sein	15
2 Das Wasserstoffpotenzial in Deutschland wird durch regulatorische und technische Hemmnisse eingeschränkt	17
2.1 Das gesamte Wasserstoffpotenzial setzt sich aus dem inländischen Produktionspotenzial und dem Importpotenzial von Wasserstoff zusammen	17
2.2 Regulatorische Anforderungen an erneuerbaren und kohlenstoffarmen Wasserstoff schränken das Gesamtpotenzial auf EU-Ebene ein	20
2.3 Technische Restriktionen können das verbleibende Potenzial weiter reduzieren	30
3 Insgesamt reicht das Wasserstoffpotenzial zur Deckung der Nachfrage aus – allerdings nur unter gewissen Voraussetzungen	34
3.1 Im Jahr 2032 wird das Potenzial hauptsächlich durch die Emissionsgrenze eingeschränkt, während die technischen Einschränkungen nur eine untergeordnete Rolle für die verfügbaren Mengen spielen	34
3.2 Im Jahr 2045 hängt das Potenzial hauptsächlich von der Dimensionierung der Wasserstoffimport- und Transportinfrastruktur ab, während die regulatorischen Einschränkungen nur eine untergeordnete Rolle für die verfügbaren Mengen spielen	36
4 Weitere Anforderungen an den Wasserstoff oder kurzfristige Nachfragesteigerungen könnten die Deckung der Nachfrage gefährden	38
5 Fazit: die Rahmenbedingungen entscheiden, ob Deutschland genügend Wasserstoffpotenzial zur Verfügung hat	41
Anhang A – Annahmen für die THG-Emissionsschätzungen	43
Anhang B – Wasserstoffmengenpotenziale in 2032 und 2045	46

## Zusammenfassung

Deutschland hat sich mit der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 ein ambitioniertes Ziel gesetzt. Um dieses Ziel zu erreichen, sind ein schneller Ausbau erneuerbarer Energien, deutliche Verbesserungen in der Energieeffizienz sowie eine zunehmende Elektrifizierung in verschiedenen Bereichen notwendig. Dabei wird erneuerbarer und kohlenstoffarmer Wasserstoff eine essenzielle Rolle übernehmen müssen. **Die vorliegende Kurzstudie im Auftrag des Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches („DVGW“) untersucht relevante regulatorische sowie technische Rahmenbedingungen und zeigt Hemmnisse für den Hochlauf und den Import von Wasserstoff in Deutschland für die Jahre 2032 und 2045. Sie trägt damit zur aktuellen Diskussion zu den regulatorischen Rahmenbedingungen für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland bei.**

Die Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie („NWS 2023“)<sup>1</sup> legt die Ziele Deutschlands für den Wasserstoffhochlauf bis zum Jahr 2030 fest. Diese umfassen eine installierte heimische Elektrolyseurkapazität von 10 GW<sub>el</sub> sowie den Import von grünem und blauem Wasserstoff, um den prognostizierten Wasserstoffbedarf von 95 bis 130 TWh zu decken. Da Deutschland über ein vergleichsweise geringes Wasserstofferzeugungspotenzial verfügt, wird das Land zukünftig verstärkt auf Importe angewiesen sein. Die NWS geht davon aus, dass im Jahr 2030 etwa 50-70% des für Deutschland benötigten Wasserstoffs direkt oder als Derivat importiert werden muss. Daher ist es von entscheidender Bedeutung, die geeigneten Rahmenbedingungen für Wasserstoffimporte zu schaffen. Zu restriktive Anforderungen könnten die Deckung der zukünftigen Nachfrage gefährden.

Im Rahmen dieser Kurzstudie untersuchen wir der **Einfluss folgender regulatorischer und technischer Rahmenbedingungen auf den Hochlauf und den Import von Wasserstoff in Deutschland:**

- Die **Emissionsgrenze von 3,38 kg CO<sub>2eq</sub>/kg H<sub>2</sub>** (entspricht 28.2 g CO<sub>2eq</sub>/MJ oder ca. 101 g CO<sub>2eq</sub>/kWh H<sub>2</sub>) für erneuerbaren Wasserstoff<sup>2</sup> aus der Renewable Energy Directive („RED“) II/III und kohlenstoffarmen Wasserstoff<sup>3</sup> aus dem Hydrogen and Gas Markets Decarbonization Package<sup>4</sup> der EU;
- Die **zusätzlichen Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff** (Zusätzlichkeit, zeitliche und geographische Korrelation) aus der RED II/III;

---

<sup>1</sup> Bundesregierung (2023): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie, NWS 2023, [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=9](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=9).

<sup>2</sup> Unter erneuerbaren Wasserstoff fällt grüner Wasserstoff, welcher unter der Emissionsgrenze liegt und den zusätzlichen Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff genügt.

<sup>3</sup> Unter kohlenstoffarmen Wasserstoff fällt blauer, türkiser oder pinker Wasserstoff, wenn er unter der Emissionsgrenze liegt.

<sup>4</sup> Provisorische Fassung verfügbar unter: <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-16522-2023-INIT/en/pdf>.

## REGULATORISCHE UND TECHNISCHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN HOCHLAUF UND DEN IMPORT VON WASSERSTOFF

- Die **Bepreisung der Treibhausgasemissionen von Wasserstoff durch den europäischen Emissionshandel** (EU Emission Trading System, „EU ETS“) bzw. **dem Cross-border Carbon Adjustment Mechanism** („CBAM“);
- Die technischen Einschränkungen durch die **Schiff- und Pipeline-Importkapazität** nach Deutschland; und
- Die technischen Einschränkungen in der **inländischen Transportkapazität** (gemessen an den Ausspeisekapazitäten des Wasserstoffnetzes).

Die Auswirkungen der untersuchten Rahmenbedingungen auf das mengenbasierte Wasserstoffpotenzial in Deutschland variieren im Zeitverlauf und werden mithilfe von Trichtergraphiken für die Jahre 2032 und 2045 veranschaulicht. Hierbei wird von einem Gesamtwasserstoffpotenzial in Deutschland ausgegangen, das sich aus dem inländischen Produktionspotenzial und dem Importpotenzial zusammensetzt. Anschließend wird der Einfluss der untersuchten Rahmenbedingungen für den Hochlauf und den Import von Wasserstoff als Reduktion des vorhandenen Potenzials dargestellt. Im Rahmen der Studie wird nur erneuerbarer (bzw. grüner) Wasserstoff sowie kohlenstoffarmer (genauer gesagt blauer und türkiser) Wasserstoff mit einer Emissionsintensität unter 3,38 kg CO<sub>2</sub>eq/kg H<sub>2</sub> bzw. 101 g CO<sub>2</sub>eq/kWh betrachtet.<sup>5</sup> Zudem ist in den Mengenpotenzialen nur die Wasserstoffendnutzung enthalten und keine Endnutzung in Form von Wasserstoffderivaten wie z.B. Methanol oder Ammoniak.

Abbildung 1 veranschaulicht die Entwicklung des Wasserstoffpotenzials Deutschlands für das Jahr 2032. Das **Gesamtpotenzial von etwa 440 TWh Wasserstoff** wird kurzfristig hauptsächlich durch die Emissionsgrenze eingeschränkt, die bedeutende Teile des Schiffimports (insbesondere von blauem, teilweise auch grünem Wasserstoff) aufgrund zu hoher Emissionen ausschließt. Die Haupttreiber dafür sind die Emissionen beim kurzfristig noch nicht emissionsfreien Schiffstransport und bei der Verflüssigung von Wasserstoff für den Schiffstransport (via Ammoniak). Eine temporäre Erhöhung der Emissionsgrenze in der kurzen Frist könnte dabei helfen, die Übergangszeit bis zum emissionsfreien Schiffsantrieb zu überbrücken und somit den kurzfristigen Wasserstoffhochlauf weniger zu hemmen. Die Anforderungen aus dem Delegated Act („DA“) an erneuerbaren Wasserstoff mit Blick auf Zusätzlichkeit, zeitliche und geographische Korrelation erschweren den Wasserstoffhochlauf, aber im Vergleich zur CO<sub>2</sub>-Grenze in einem geringeren Maße. Obwohl die Anforderungen an die Zusätzlichkeit und die zeitliche Korrelation die Auslastung der Elektrolyseure im Einzelfall erheblich verschlechtern (dies kann zu Mengeneinbußen führen, insbesondere wenn in der Hochlaufphase die Elektrolyseurkapazitäten knapp sind) und die Kosten der Wasserstoffproduktion erhöhen können, schränken die umfangreichen Übergangs- und Ausnahmeregelungen innerhalb des DAs den negativen Effekt auf die Wasserstoffpotenziale ein. Die Anforderung an die geographische Korrelation wirkt in einer große Preiszone wie Deutschland zudem tendenziell weniger restriktiv wie in anderen Ländern mit kleinen Preiszonen innerhalb eines

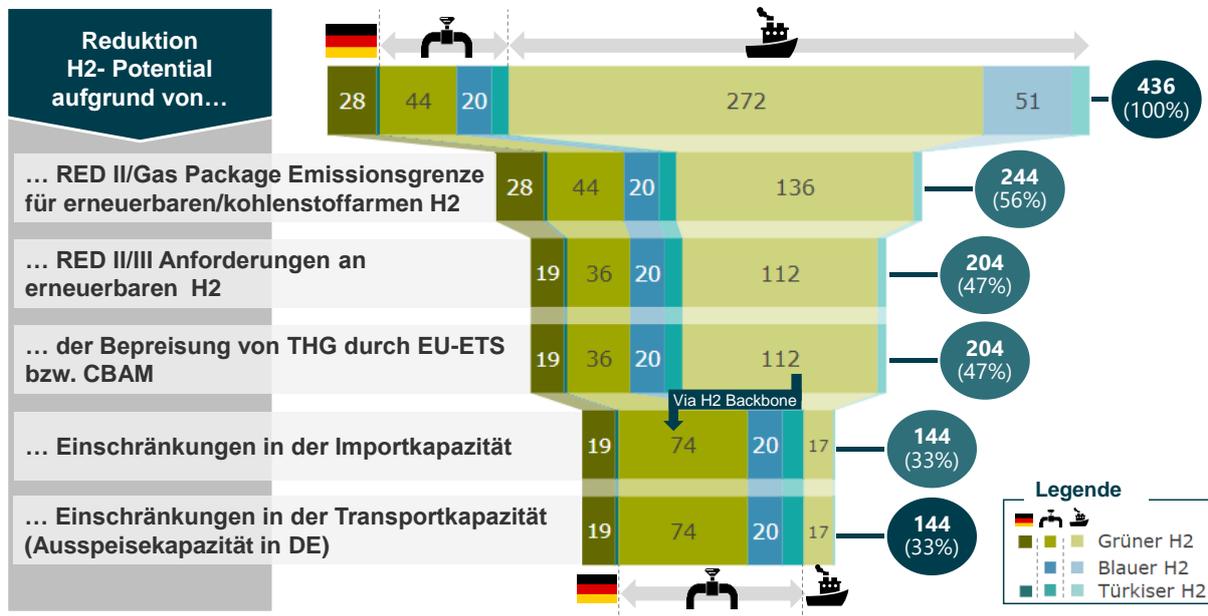
<sup>5</sup> Alle Mengenangaben in dieser Studie beziehen sich auf den Heizwert von Wasserstoff.

## REGULATORISCHE UND TECHNISCHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN HOCHLAUF UND DEN IMPORT VON WASSERSTOFF

Mitgliedstaates (wie Schweden, Italien oder Norwegen<sup>6</sup>). Die anderen untersuchten Rahmenbedingungen (wie z.B. EU ETS, CBAM oder die Import- und Transportinfrastruktur) schränken das Potenzial in der kurzen Frist vergleichsweise wenig ein.

Insgesamt verbleibt im Jahr 2032 **nach Berücksichtigung der Restriktionen ein Wasserstoffpotenzial von ca. 145 TWh** für Deutschland. Bei einer Wasserstoffnachfrage laut NWS von 95-130 TWh (inkl. Derivate) würde das zur Deckung der Nachfrage voraussichtlich ausreichen – allerdings mit wenig Puffer für weitere Anforderungen an den Wasserstoff oder kurzfristige Nachfragesteigerungen.

**Abbildung 1 Wasserstoffpotenzial in Deutschland bei Berücksichtigung relevanter Rahmenbedingungen im Jahr 2032 in TWh**



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Genaue Mengenangaben in Anhang B. Dargestellte Mengenpotenziale (TWh) beziehen sich auf Wasserstoffendnutzung – Endnutzung von Wasserstoffderivaten (z.B. Methanol oder Ammoniak) ist nicht enthalten. Die Transportkapazitäten beruhen auf der Annahme, dass das Deutsche Wasserstoffkernnetz bis 2032 zur Verfügung steht.<sup>7</sup>

Abbildung 2 zeigt die Entwicklung des Wasserstoffpotenzials von Deutschland für das Jahr 2045. Das im Vergleich zum Jahr 2032 deutlich gewachsene **gesamte Wasserstoffpotenzial**

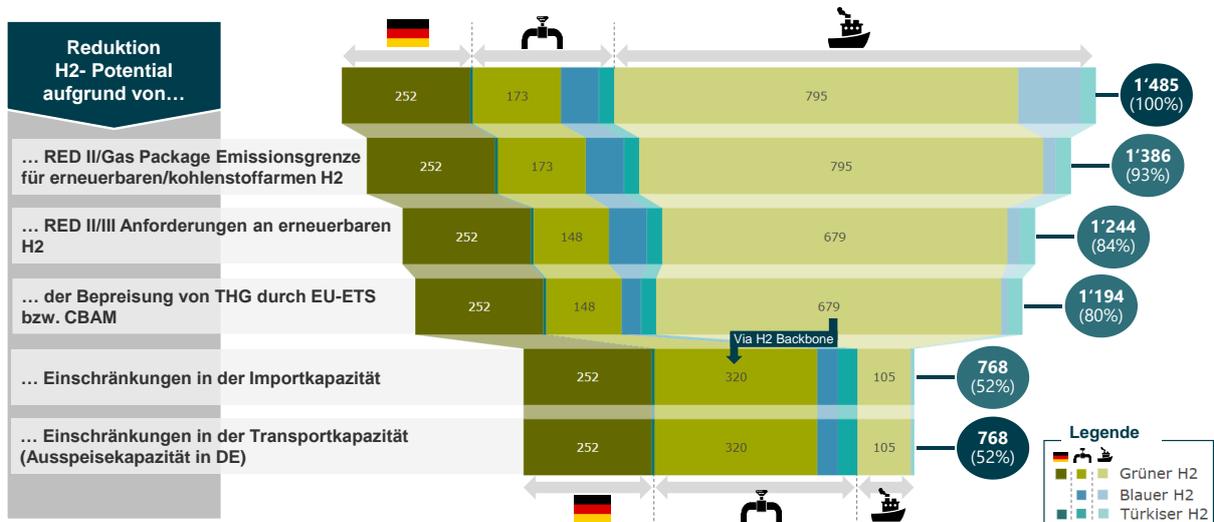
<sup>6</sup> Untersucht wurden in dieser Studie auch nur reine Wasserstoffanwendungen. Bei der Produktion von RFNBOs („Renewable fuels of non-biological origin“), bei der neben Wasserstoff auch eine erneuerbare Kohlenstoffquelle vor Ort benötigt wird, kann die geographische Einschränkung für den Strombezug in Kombination mit Anforderungen an den Kohlenstoff auch eine stärker limitierende Wirkung entfalten; insbesondere in frühen Jahren, in denen noch keine überregionalen Netze zum Transport von Wasserstoff oder Kohlenstoff verfügbar sind.

<sup>7</sup> Anfang April 2024 teilte die Ampel-Koalition mit, dass das ursprünglich bis 2032 geplante Wasserstoffkernnetz neu erst bis spätestens 2037 fertiggestellt wird (s. [hier](#)). Wie viel der geplanten Netze bis 2032 schon zur Verfügung stehen werden, ist allerdings derzeit noch unklar.

## REGULATORISCHE UND TECHNISCHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN HOCHLAUF UND DEN IMPORT VON WASSERSTOFF

von ca. 1'490 TWh wird nun hauptsächlich durch die Dimensionierung der Wasserstoffimport- und Transportinfrastruktur eingeschränkt, während regulatorische Einschränkungen nur eine untergeordnete Rolle spielen. Insbesondere die Emissionsgrenze für erneuerbaren und kohlenstoffarmen Wasserstoff wirkt durch die Dekarbonisierung der Strommixe sowie des Schiffsantriebs in der langen Frist weniger restriktiv als in der kurzen. Insgesamt steht im Jahr 2045 **nach Berücksichtigung der Hemmnisse ein Wasserstoffpotenzial von ca. 770 TWh** für Deutschland zur Verfügung. Bei einer Wasserstoffnachfrage von ca. 370 bis 700 TWh<sup>8</sup> reicht das Potenzial demnach aus, jedoch nur wenn die geplante Wasserstoffinfrastruktur auch entsprechend umgesetzt wird. Die Wasserstoffinfrastruktur, einschließlich des Kernnetzes und der Importterminals, scheint mittel- und langfristig angemessen dimensioniert zu sein und im Einklang mit der erwarteten Wasserstoffnachfrage zu stehen. Die Wasserstoffinfrastruktur verbindet nicht nur Erzeuger mit Verbrauchern, sondern auch mit Wasserstoffspeichern. Zudem können durch eine starke europäische Wasserstoffinfrastruktur Risiken aus Sicht der „First Mover“ reduziert werden indem größere, transparentere Marktgebiete erschlossen werden, die liquider sind als kleine regionale „Teilmärkte“.

**Abbildung 2 Wasserstoffpotenzial in Deutschland bei Berücksichtigung relevanter Rahmenbedingungen im Jahr 2045 in TWh**



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Genaue Mengenangaben in Anhang B. Dargestellte Mengenpotenziale (TWh) beziehen sich auf Wasserstoffendnutzung – Endnutzung von Wasserstoffderivaten (z.B. Methanol oder Ammoniak) ist nicht enthalten.

Die Analyse der erwarteten Wasserstoffpotenziale für Deutschland in den Jahren 2032 und 2045 zeigt, dass unter den aktuellen Annahmen zur Infrastruktur und Regulierung eine knappe Deckung der Wasserstoffnachfrage zu erwarten ist. Daher ist es von entscheidender Bedeutung, dass die **angekündigten Projekte zur Wasserstoffproduktion und -infrastruktur wie geplant umgesetzt werden**. Über die untersuchten Rahmenbedingungen hinausgehende Anforderungen an den Wasserstoff oder kurzfristige Nachfragesteigerungen könnten

<sup>8</sup> Auf Basis der BMWK-Langfristszenarien.

## REGULATORISCHE UND TECHNISCHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN HOCHLAUF UND DEN IMPORT VON WASSERSTOFF

außerdem die Deckung der Nachfrage gefährden. Dadurch entsteht ein **Spannungsfeld zwischen gewünschten weiteren Anforderungen an den verwendeten Wasserstoff, wie beispielsweise die Einhaltung von Nachhaltigkeitsstandards, und dem zügigen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft**, wenn dieser in der kurzen Frist bereits einen Beitrag zu den Dekarbonisierungszielen leisten soll.

## Executive Summary

Germany has set itself the ambitious goal of achieving greenhouse gas neutrality by 2045. Achieving this goal will require a rapid expansion of renewable energies, significant improvements in energy efficiency and increasing electrification in various sectors. Renewable and low-carbon hydrogen will furthermore have to play an essential role in this. **This study commissioned by DVGW<sup>9</sup> analyses the relevant regulatory and technical framework conditions and identifies barriers to the ramp-up and import of hydrogen in Germany for the years 2032 and 2045. It thus contributes to the current discussion on the regulatory framework conditions for the ramp-up of the hydrogen economy in Germany.**

The update of the National Hydrogen Strategy ("NWS 2023")<sup>10</sup> sets out Germany's targets for the hydrogen ramp-up by 2030. These include an installed domestic electrolyser capacity of 10 GW<sub>el</sub> as well as the import of green and blue hydrogen to cover the forecast hydrogen demand of 95 to 130 TWh. As Germany has a comparatively low hydrogen production potential, the country will in the future be increasingly reliant on hydrogen imports. The NWS assumes that around 50-70% of the hydrogen required for Germany in 2030 will have to be imported directly or as a derivative. It is therefore crucial to create the right framework conditions for hydrogen imports. Overly restrictive requirements could jeopardise the ability to meet future demand.

In this study, we analyse the influence of the following **regulatory and technical framework conditions on the ramp-up and import of hydrogen in Germany:**

- The **emission limit of 3.38 kg CO<sub>2</sub>eq/kg H<sub>2</sub>** (equivalent to 28.2 g CO<sub>2</sub>eq/MJ or approx. 101 g CO<sub>2</sub>eq/kWh H<sub>2</sub>) for renewable hydrogen<sup>11</sup> from the Renewable Energy Directive (RED) II/III and low-carbon hydrogen<sup>12</sup> from the EU's Hydrogen and Gas Markets Decarbonisation Package<sup>13</sup>;
- The **additional requirements for renewable hydrogen** (additionality, temporal and geographical correlation) from the RED II/III;
- The **pricing of greenhouse gas emissions from hydrogen through the European Emissions Trading System (EU ETS) and the Cross-border Carbon Adjustment Mechanism (CBAM)**;

---

<sup>9</sup> Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (engl. German association for gas and hydrogen).

<sup>10</sup> Bundesregierung (2023): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie, NWS 2023, [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=9](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=9).

<sup>11</sup> Renewable hydrogen is green hydrogen that is below the emission limit and fulfils the additional requirements for renewable hydrogen.

<sup>12</sup> Low-carbon hydrogen is blue, turquoise or pink hydrogen if it is below the emission limit.

<sup>13</sup> Provisional version available under <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-16522-2023-INIT/en/pdf>.

- The **technical restrictions imposed by ship and pipeline import capacity** to Germany; and
- The **technical restrictions in domestic transport capacity** (measured against the exit capacities of the hydrogen network).

The effects of the analysed framework conditions on the volume-based hydrogen potential in Germany vary over time and are illustrated using funnel charts for the years 2032 and 2045. The starting point for the charts is the total hydrogen potential in Germany, defined as the sum of the domestic production potential and the import potential. The influence of the analysed framework conditions for the ramp-up and import of hydrogen is then shown as a potential reduction of the existing potential. The study only considers renewable (i.e. green) hydrogen and low-carbon (more precisely blue and turquoise) hydrogen with an emission intensity below 3.38 kg CO<sub>2</sub><sub>eq</sub>/kg H<sub>2</sub> or 101 g CO<sub>2</sub><sub>eq</sub>/kWh<sup>14</sup>. In addition, the volume potentials include only the final use of hydrogen and not the final use in the form of hydrogen derivatives such as methanol or ammonia.

Figure 3 shows the development of Germany's hydrogen potential for the year 2032. In the short term, the **total potential of around 440 TWh of hydrogen** is mainly limited by the emission limit, which excludes significant parts of the ship import potential (especially of blue and partly also green hydrogen) because the emissions exceed the limit. This is mainly due to the emissions from ship transport, which is not yet emission-free in the short term, and from the liquefaction of hydrogen for ship transport (via ammonia). A temporary increase in the emission limit value in the short term could help to bridge the transition period to emission-free ship propulsion and thus inhibit the short term hydrogen ramp-up less. The Delegated Act (DA) requirements for renewable hydrogen in terms of additionality and temporal and geographical correlation make the hydrogen ramp-up more difficult, but to a lesser extent than the emission limit. Although the additionality and temporal correlation requirements may in some cases significantly worsen electrolyser utilisation (especially if electrolyser capacity is scarce in the ramp-up phase) and increase the cost of hydrogen production, the extensive transitional and exemption provisions within the DA limit the impact on hydrogen potential. The requirement for geographical correlation also tends to be less restrictive in a large price zone such as Germany than in other countries with small price zones within a Member State (such as Sweden, Italy or Norway<sup>15</sup>). The other framework conditions analysed (such as EU ETS, CBAM or the import and transport infrastructure) have a comparatively small impact on the hydrogen potential in the short term.

Taking into account the restrictions, **Germany has a total hydrogen potential of about 145 TWh in 2032**. With a hydrogen demand of 95-130 TWh (including derivatives) according to

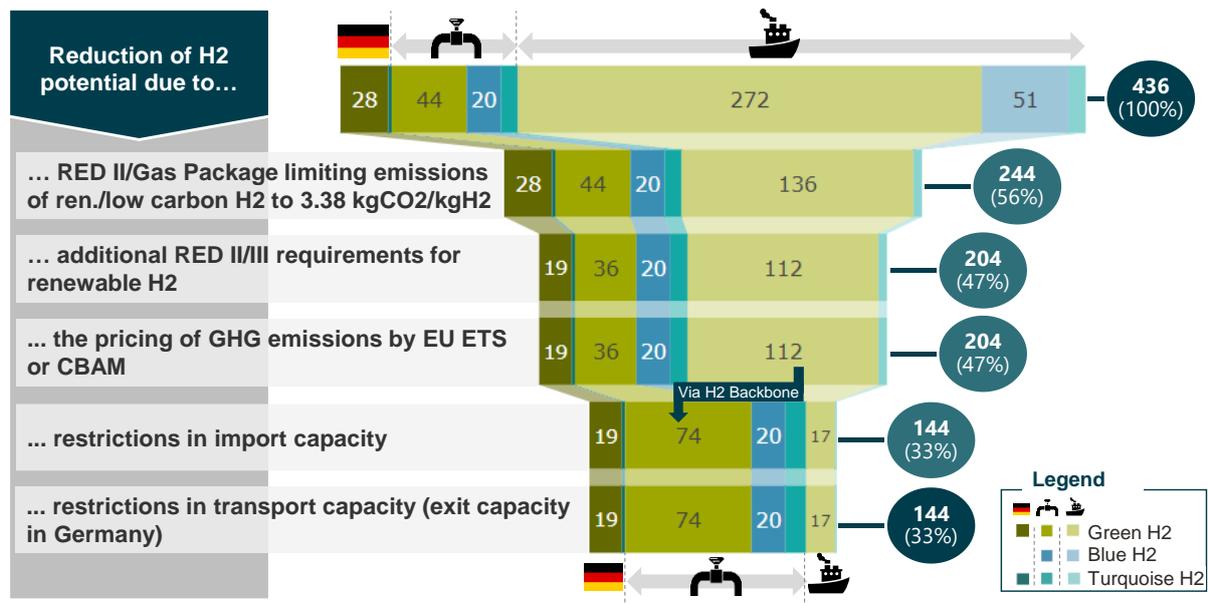
---

<sup>14</sup> All quantities in this study refer to the calorific value of hydrogen.

<sup>15</sup> Only pure hydrogen applications were analysed in this study. In the production of RFNBOs ("Renewable fuels of non-biological origin"), where a renewable carbon source is required on site in addition to hydrogen, the geographical restriction for electricity supply in combination with requirements for carbon can also have a more limiting effect, especially in early years when supra-regional networks for the transport of hydrogen or carbon are not yet available.

the NWS, this would probably be sufficient to meet demand. However, there is only little buffer for potential further hydrogen requirements or short term increases in demand.

**Figure 3 Hydrogen potential in Germany taking into account relevant framework conditions in 2032 in TWh**



Source: Frontier Economics

Note: Exact quantities in Annex B. The volume potentials shown (TWh) relate to final hydrogen utilisation - end use of hydrogen derivatives (e.g. methanol or ammonia) is not included. The transport capacities are based on the assumption that the German hydrogen core network will be available by 2032.<sup>16</sup>

Figure 4 shows the development of Germany's hydrogen potential for the year 2045. The **total hydrogen potential of about 1,490 TWh**, which has increased significantly compared to 2032, is now mainly limited by the dimensioning of the hydrogen import and transport infrastructure, while regulatory restrictions only play a minor role. In particular, the emission limit for renewable and low-carbon hydrogen is less restrictive in the long than in the short term due to the decarbonisation of the electricity mix and ship propulsion. Taking into account the barriers, **Germany will have a total hydrogen potential of about 770 TWh in 2045**. With a hydrogen demand of around 370 to 700 TWh<sup>17</sup>, the potential is sufficient, but only if the planned hydrogen infrastructure is implemented accordingly. The hydrogen infrastructure, including the core network and the import terminals, appears to be adequately dimensioned in the medium and long term and in line with the expected hydrogen demand. A strong European

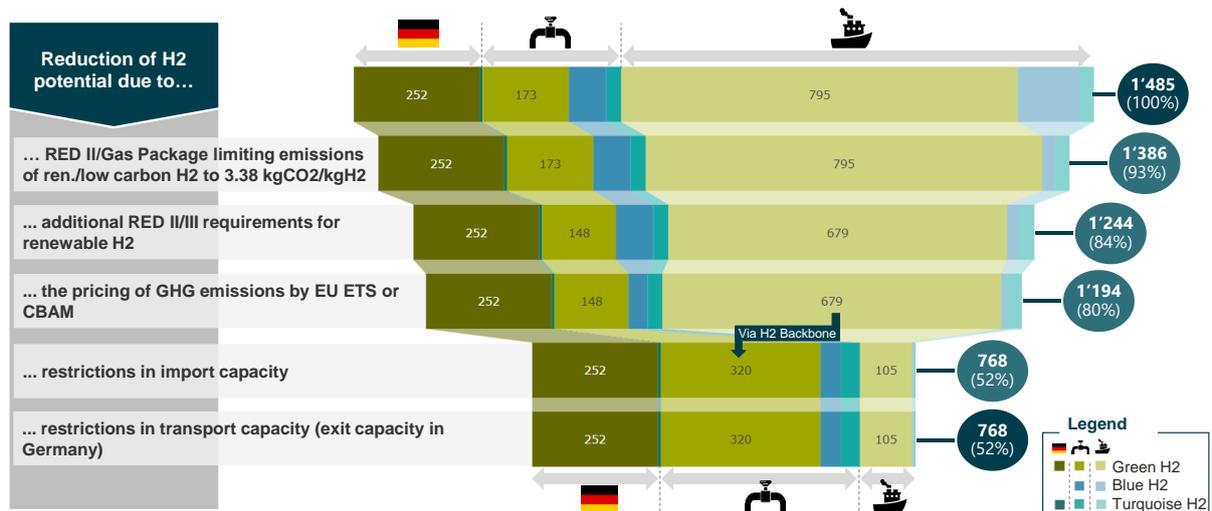
<sup>16</sup> At the beginning of April 2024, the German traffic light coalition announced that the new hydrogen core network originally planned for 2032 will only be completed until 2037 (see [here](#)). However, it is still unclear how much of the planned network will be available by 2032.

<sup>17</sup> Based on the BMWK long-term scenarios.

## REGULATORISCHE UND TECHNISCHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN HOCHLAUF UND DEN IMPORT VON WASSERSTOFF

Hydrogen Infrastructure is key to create liquid and transparent hydrogen markets which reduce risks for “first movers” compared to smaller, illiquid or intransparent regional “markets”.

**Figure 4 Hydrogen potential in Germany taking into account relevant framework conditions in 2045 in TWh**



Source: Frontier Economics

Note: Exact quantities in Annex B. The volume potentials shown (TWh) relate to final hydrogen utilisation - end use of hydrogen derivatives (e.g. methanol or ammonia) is not included.

The analysis of the expected hydrogen potential for Germany in 2032 and 2045 shows that, under the current assumptions regarding infrastructure and regulation, the demand for hydrogen will barely be met. **It is therefore crucial that the announced hydrogen production and infrastructure projects are realised as planned.** Requirements for hydrogen that go beyond the barriers analysed or short term increases in demand could also jeopardise the ability to meet demand. This creates a **tension between the desired additional requirements for the hydrogen used, such as compliance with sustainability standards, and the rapid ramp-up of the hydrogen economy if it is to contribute to the decarbonisation targets in the short term.**

# 1 Deutschland wird zukünftig zur Erreichung seiner Ziele auf Wasserstoffimporte angewiesen sein

In diesem einführenden Kapitel erläutern wir Deutschlands Ziele für den Wasserstoffmarkthochlauf sowie die Rolle der Rahmenbedingungen zur Deckung der zukünftigen Wasserstoffnachfrage.

## 1.1 Deutschland hat sich ambitionierte Ziele für den Wasserstoffmarkthochlauf gesetzt

Deutschland hat sich das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2045 klimaneutral zu werden. Hierzu ist eine deutliche Steigerung der Energieeffizienz, sowie ein starker und noch schnellerer Ausbau der erneuerbaren Energien unabdingbar. Die direkte Elektrifizierung und die direkte Nutzung von grünem Strom werden ohne Zweifel eine zentrale Säule der Energiewende sein. Zusätzlich aber werden erneuerbarer und emissionsarmer Wasserstoff bzw. dessen Derivate eine tragende Rolle übernehmen:

- Als Energiequelle für **Primärenergieimporte**, auf die Deutschland auch zukünftig angewiesen sein wird.
- Zur **Dekarbonisierung** von Sektoren, also z.B. als umweltfreundlicher Rohstoff für die Industrie, als Energielieferant für schwer zu elektrifizierende Anwendungen und als Brennstoff für Wasserstoffkraftwerke.
- Als **Speichermedium**, um das volatile Energieangebot aus Wind und Sonne mit dem saisonal stark schwankenden Energiebedarf zeitlich zusammenzuführen.
- Als **Transportmedium**, um globale Importe erneuerbarer Energie zu ermöglichen und die Verbindung zwischen Produktions- und Verbrauchsorten auf europäischer, nationaler und regionaler Ebene herzustellen.

Folgerichtig hat sich Deutschland in der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie („NWS“) ambitionierte Ziele für den Wasserstoffmarkthochlauf gesetzt. Bis zum Jahr **2030** soll die installierte **heimische Elektrolysekapazität** zur Herstellung von grünem Wasserstoff **10 GW<sub>el</sub>** betragen. Auf dieser Grundlage könnte Deutschland etwa **28 TWh/a grünen Wasserstoff erzeugen**. Darüber hinaus ist geplant, grünen und, soweit in der Markthochlaufphase notwendig, auch blauen, türkisen<sup>18</sup> und orangen<sup>19</sup> Wasserstoff zu importieren, um den prognostizierten **Bedarf von 95 bis 130 TWh** an Wasserstoff bzw. Wasserstoffderivaten im Jahr **2030** zu decken. Längerfristig geht das BMWK in seinen Langfristszenarien von einem

---

<sup>18</sup> Durch Methanpyrolyse erzeugter Wasserstoff.

<sup>19</sup> Auf Basis von Abfall- und Reststoffen erzeugter Wasserstoff.

## REGULATORISCHE UND TECHNISCHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN HOCHLAUF UND DEN IMPORT VON WASSERSTOFF

Wasserstoffbedarf von **bis zu 655 TWh** im Jahr **2045** (im Szenario T45-H2) aus, um das Ziel der Klimaneutralität zu erreichen.<sup>20</sup>

Die genaue Entwicklung zukünftiger Wasserstoffbedarfe ist allerdings unsicher und hängt davon ab, in welchen Sektoren und Anwendungen sich Wasserstoff als Dekarbonisierungsoption durchsetzen kann. Zudem stellt sich die Frage, ob die entstehenden Wasserstoffbedarfe auch mit dem zur Verfügung stehenden Wasserstoffpotenzial gedeckt werden können. Das Wasserstoffpotenzial hängt wiederum von den gesetzten regulatorischen und technischen Rahmenbedingungen ab, welche das Potenzial unterschiedlich stark einschränken können.

**In diesem Kontext wurde Frontier Economics vom DVGW beauftragt, im Rahmen einer Kurzstudie relevante Rahmenbedingungen für den Hochlauf und den Import von Wasserstoff in Deutschland für die Jahre 2032 und 2045 zu untersuchen.**

### 1.2 Die Rahmenbedingungen werden für die Deckung der Nachfrage und die Realisierung der Importe entscheidend sein

Ein Vergleich des weltweit prognostizierten Bedarfs und der techno-ökonomischen Erzeugungspotenziale von Wasserstoff des DVGW<sup>21</sup> zeigt, dass perspektivisch genügend Wasserstoffpotenzial zur Deckung der Nachfrage existieren wird. Allerdings wird das Wasserstoffherzeugungspotenzial geographisch nicht entsprechend der Nachfrage verteilt sein, sodass sich in Zukunft Wasserstoffexport- und Wasserstoffimportregionen etablieren werden. Größere Wasserstoffexportregionen werden sich voraussichtlich in der MENA-Region<sup>22</sup>, Australien, Chile sowie den USA ergeben, die ein hohes Potenzial an erneuerbaren Energien (insbesondere Wind und Solar zur Herstellung von grünem Wasserstoff via Elektrolyse) oder ein natürliches Erdgasvorkommen (zur Herstellung von blauem Wasserstoff via Dampfreformierung und Carbon Capture and Storage („CCS“)) haben und im Vergleich dazu selber eine geringere Wasserstoffnachfrage aufweisen<sup>23</sup>. Im Gegensatz dazu wird Europa und insbesondere Deutschland aufgrund seines vergleichsweise geringen Wasserstoffherzeugungspotenzials zukünftig auf Importe angewiesen sein. Umso wichtiger ist es deshalb, dass Deutschland und die EU die richtigen Rahmenbedingungen für Wasserstoffimporte schaffen – zu restriktive Anforderungen an Wasserstoffimporte würden die Deckung der zukünftigen Nachfrage gefährden.

---

<sup>20</sup> Siehe Langfristszenarien (2022) Endenergienachfrage inkl. stofflicher Nutzung, [https://www.langfristszenarien.de/energie-explorer-wAssets/docs/LFS3\\_T45\\_Webinar\\_Angebot\\_Nov\\_2022\\_final\\_webinarversion.pdf](https://www.langfristszenarien.de/energie-explorer-wAssets/docs/LFS3_T45_Webinar_Angebot_Nov_2022_final_webinarversion.pdf).

<sup>21</sup> <https://www.dvgw.de/themen/energiewende/wasserstoff-und-energiewende/wasserstoff-import>

<sup>22</sup> Mittlerer Osten und Nordafrika (Middle East and North Africa)

<sup>23</sup> IEA (2023): Global Hydrogen Review 2023 weist diese Regionen als Exportregionen für Wasserstoff aus.

## REGULATORISCHE UND TECHNISCHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN HOCHLAUF UND DEN IMPORT VON WASSERSTOFF

Im Rahmen dieser Kurzstudie untersuchen wir den **Einfluss verschiedener regulatorischer und technischer Rahmenbedingungen auf den Hochlauf und den Import von Wasserstoff in Deutschland**. Die dabei berücksichtigten Rahmenbedingungen sind:

- Die **Emissionsgrenze von 3,38 kg CO<sub>2eq</sub>/kg H<sub>2</sub>** (entspricht 28.2 gCO<sub>2eq</sub>/MJ<sup>24</sup> oder ca. 101 gCO<sub>2eq</sub>/kWh H<sub>2</sub><sup>25</sup>) für erneuerbaren Wasserstoff aus der RED II/III und voraussichtlich auch für kohlenstoffarmen Wasserstoff aus dem Hydrogen and Gas Markets Decarbonisation Package<sup>26</sup> der EU;
- Die **zusätzlichen Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff** (Zusätzlichkeit, zeitliche und geographische Korrelation) aus der RED II/III;
- Die **Bepreisung der Treibhausgasemissionen von Wasserstoff durch den europäischen Emissionshandel** EU ETS bzw. dem CBAM;
- Die technischen Einschränkungen durch die **Schiff- und Pipeline-Importkapazität** nach Deutschland; und
- Die technischen Einschränkungen in der **inländischen Transportkapazität** (gemessen an der Ausspeisekapazitäten des Wasserstoffnetzes).

Die untersuchten Rahmenbedingungen sowie deren Auswirkung auf das Wasserstoffpotenzial in Deutschland werden im nächsten Kapitel im Detail erläutert.

---

<sup>24</sup> Umrechnung von kg CO<sub>2eq</sub>/kgH<sub>2</sub> zu g CO<sub>2eq</sub>/MJ erfolgt über den Energiegehalt von Wasserstoff von 120 MJ/kgH<sub>2</sub>.

<sup>25</sup> Umrechnung von kg CO<sub>2eq</sub>/kgH<sub>2</sub> zu g CO<sub>2eq</sub>/kWh H<sub>2</sub> erfolgt über den Heizwert von Wasserstoff von 33.3 kWh/kgH<sub>2</sub>.

<sup>26</sup> Provisorische Fassung verfügbar unter: <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-16522-2023-INIT/en/pdf>.

## 2 Das Wasserstoffpotenzial in Deutschland wird durch regulatorische und technische Hemmnisse eingeschränkt

### 2.1 Das gesamte Wasserstoffpotenzial setzt sich aus dem inländischen Produktionspotenzial und dem Importpotenzial von Wasserstoff zusammen

Das gesamte Wasserstoffpotenzial in Deutschland setzt sich aus dem inländischen Produktionspotenzial sowie dem Importpotenzial von Wasserstoff zusammen. Im Rahmen dieser Studie betrachten wir erneuerbaren sowie (einen Teil des) kohlenstoffarmen Wasserstoff:

- Unter **erneuerbarem Wasserstoff** fällt laut RED II Wasserstoff, welcher mittels Elektrolyse aus erneuerbarem Strom hergestellt wird und über den Lebenszyklus mindestens 70% weniger THG-Emissionen verursacht als fossiles Erdgas. Darunter fällt grüner Wasserstoff mit einer Emissionsintensität unter 3,38 kg CO<sub>2eq</sub>/kg H<sub>2</sub>.
- Als **kohlenstoffarmer Wasserstoff** gilt laut dem Gas Package<sup>27</sup> Wasserstoff aus nicht-erneuerbaren Quellen, der über den Lebenszyklus mindestens 70% weniger THG-Emissionen verursacht als fossiles Erdgas. Darunter fallen blauer, türkiser oder pinker Wasserstoff mit einer Emissionsintensität unter 3,38 kg CO<sub>2eq</sub>/kg H<sub>2</sub>. Davon wird blauer und türkiser Wasserstoff in der Studie berücksichtigt. Andere Wasserstoffarten (z.B. pink, weiß oder grau) werden explizit nicht berücksichtigt.

#### Inländisches Wasserstoffpotenzial

Das inländische Potenzial für grünen Wasserstoff leiten wir auf Basis der geplanten Elektrolyseurkapazitäten **in Deutschland** ab:

- **Für die Kurz- bis Mittelfrist (2030/2032)** werden laut NWS **10 GW<sub>el</sub>** Elektrolyseurkapazitäten geplant, was einem Wasserstoffpotenzial von ca. **28 TWh<sup>28</sup>** entspricht.
- **Langfristig (2045)** soll laut BMWK<sup>29</sup> eine Elektrolyseurkapazität von **79 bis 100 GW<sub>el</sub>** zur Verfügung stehen, was einem Wasserstoffpotenzial von ca. **252 TWh<sup>30</sup>** entspricht.

Zusätzlich zum grünen Wasserstoffpotenzial berücksichtigen wir beim inländischen Potenzial auch türkises Wasserstoffpotenzial. Die Methanpyrolyse zur Erzeugung von türkischem

<sup>27</sup> Laut Definition aus dem EC Hydrogen and Gas Decarbonisation Package.

<sup>28</sup> Bei einer Elektrolyseurauslastung von 4'000 Volllaststunden sowie einer Effizienz von 70%.

<sup>29</sup> BMWK (2023): Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie.

<sup>30</sup> 90 GW<sub>el</sub> bei einer Elektrolyseurauslastung von 4'000 Volllaststunden sowie einer Effizienz von 70%.

## REGULATORISCHE UND TECHNISCHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN HOCHLAUF UND DEN IMPORT VON WASSERSTOFF

Wasserstoff befindet sich allerdings noch in der Testphase<sup>31</sup>, weshalb derzeit noch Unsicherheit in Bezug auf die technische Umsetzbarkeit und die Wirtschaftlichkeit von türkischem Wasserstoff besteht. Aus diesem Grund nehmen wir als eher konservative Schätzung für das türkische Wasserstoffpotenzial nur kleinere Pauschalbeträge von 2 bzw. 6 TWh in 2032 bzw. 2045 an.

### Wasserstoffimportpotenzial

Neben dem inländischen Potenzial besteht auch die Möglichkeit, Wasserstoff aus dem Ausland via Schiff oder Pipeline zu importieren. Um dieses Potenzial abzuschätzen, nutzen wir die weltweit für den Export zur Verfügung stehende Menge, welche noch nicht für spezifische Importregionen außerhalb Europas reserviert ist. Auf Basis der angekündigten Projekte<sup>32</sup> zur Herstellung von kohlenstoffarmem Wasserstoff im IEA Global Hydrogen Reviews 2023<sup>33</sup> definieren wir das Importpotenzial unterteilt in die jeweiligen Exportregionen. Die Zuordnung auf die Exportregionen ermöglicht uns anschließend, das Importpotenzial in folgende Dimensionen weiter auszdifferenzieren:

- **Importpotenzial via Schiff versus via Pipeline** – Anhand der Lage der Exportregionen sowie anhand der aktuell geplanten Pipelines kann festgelegt werden, ob der Import aus einer spezifischen Exportregion anhand eines Schiffs- oder Pipeline-Transports erfolgen würde. Diese Aufteilung ist für die Untersuchung des Einflusses der verschiedenen regulatorischen und technischen Rahmenbedingungen relevant. Insbesondere ist z.B. das Schiffsimportpotenzial mit höherer Wahrscheinlichkeit von der Treibhausgasemissionsgrenze betroffen und muss spezifisch mit den technischen Importkapazitäten via Terminals abgeglichen werden.
- **Importpotenzial von grünem versus kohlenstoffarmem Wasserstoff** – Anhand der regionenspezifischen Aufteilung angekündigter Wasserstofferzeugungsprojekte in grünen versus kohlenstoffarmen Wasserstoff des Hydrogen Councils<sup>34</sup> wird das Importpotenzial zusätzlich in grünen versus kohlenstoffarmen Wasserstoff aufgeteilt. Diese Unterscheidung ist für die Untersuchung der Auswirkung der regulatorischen Rahmenbedingungen relevant (Emissionsgrenze, Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff sowie EU ETS bzw. CBAM).

---

<sup>31</sup> Beispielsweise betreibt BASF seit 2021 eine Testanlage zur Methanpyrolyse am Standort Ludwigshafen, mit dem Plan die Produktion nach erfolgreicher Pilotphase zu erweitern.

<sup>32</sup> In 2032 wenden wir einen auf die Gesamtmenge der angekündigten Projekte noch einen Abschlag von 10% für nicht oder zu spät realisierte Projekte. Das 2045 Potential wird zudem anhand des Wachstums des DVGW-Weltmarktpotenzials von 2032 auf 2045 hochskaliert, da viele Projekte bis 2045 voraussichtlich noch nicht angekündigt sind (<https://www.dvgw.de/themen/energiewende/wasserstoff-und-energiewende/wasserstoff-import>).

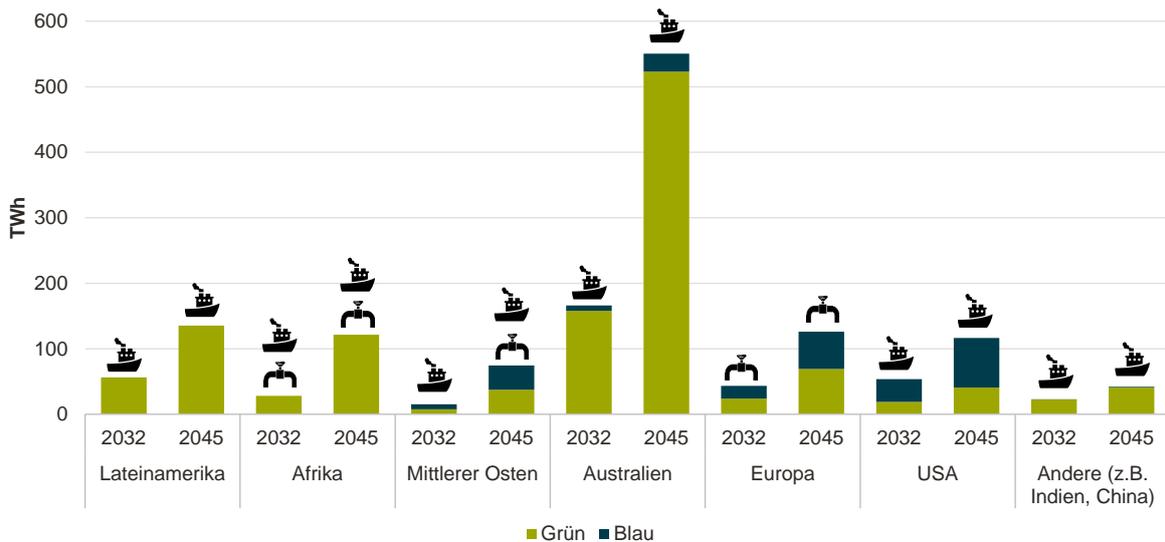
<sup>33</sup> IEA (2023): Global Hydrogen Review 2023

<sup>34</sup> Hydrogen Council, McKinsey & Company (2023): Hydrogen Insights May 2023

## REGULATORISCHE UND TECHNISCHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN HOCHLAUF UND DEN IMPORT VON WASSERSTOFF

Abbildung 1 fasst die auf dieser Basis ermittelten Exportpotenziale von grünem und blauem Wasserstoff nach Herkunftsgebiet zusammen und ordnet die Potenziale dem Schiffs- versus Pipelineimport zu.

**Abbildung 5 Exportpotenziale von Wasserstoff nach Herkunftsgebiet unterteilt nach grünem und blauem Wasserstoff**



Quelle: Frontier Economics auf Basis von IEA (2023): *Global Hydrogen Review 2030* und Hydrogen Council, McKinsey & Company (2023): *Hydrogen Insights May 2023* nach Skalierung anhand von DVGW-Weltmarktpotenzial.

Hinweis: Potenzial aus Afrika setzt sich voraussichtlich hauptsächlich aus Exporten aus Ägypten, Marokko sowie Namibia zusammen. Ägypten und Marokko werden zukünftig planmäßig per Pipeline mit Europa verbunden sein (Annahme: 70%), Importe aus Namibia würden via Schiff transportiert werden (Annahme: 30%). Beim Mittleren Osten wird für das Jahr 2045 von einem Schiffsimportanteil von 50% ausgegangen, da laut einer Studie von AFRY und Rina zukünftig auch eine Wasserstoffpipeline den Mittleren Osten mit Europa verbinden könnte (AFRY, Rina (2023): *Hydrogen pipeline from the Gulf to Europe: use case and feasibility considerations*). Algerien plant zukünftig auch die Produktion von blauem Wasserstoff, allerdings ist für den Export des Wasserstoffs nach Europa hauptsächlich der grüne angedacht.<sup>35</sup>

Ähnlich wie beim inländischen Potenzial werden auch beim globalen Importpotenzial zusätzlich konservative Pauschalbeträge für türkisen Wasserstoff in Höhe von 20 bzw. 60 TWh für 2032 bzw. 2045 berücksichtigt.

Resultat dieser ersten Stufe ist ein Gesamtpotenzial an erneuerbarem (grünem) und kohlenstoffarmem Wasserstoff (blau und türkis) für Deutschland, welches die verschiedenen Wasserstofffarben berücksichtigt und zwischen inländischem sowie Schiffs- und Pipeline-Importpotenzial unterscheidet. Basierend auf diesem Gesamtpotenzial werden die Auswirkungen der identifizierten regulatorischen und technischen Rahmenbedingungen in den folgenden Kapitel diskutiert.

<sup>35</sup> Siehe [hier](#).

## 2.2 Regulatorische Anforderungen an erneuerbaren und kohlenstoffarmen Wasserstoff schränken das Gesamtpotenzial auf EU-Ebene ein

Auf EU-Ebene gibt es insbesondere drei regulatorische Anforderungen, welche das Wasserstoffpotenzial einschränken. Diese werden im Folgenden näher erläutert.

### Emissionsgrenze für erneuerbaren und kohlenstoffarmen Wasserstoff der RED II/III bzw. dem Gas Package

Die Europäische Union hat in der RED II/III sowie dem Gas Package eine Emissionsgrenze für erneuerbaren und voraussichtlich auch kohlenstoffarmen Wasserstoff festgelegt. Die festgelegte Grenze folgt dem in RED II statuierten Ziel der Treibhausgaseinsparungen von mindestens 70% im Vergleich zu den zu ersetzenden (fossilen) Kraftstoffen. Unter Berücksichtigung des gewählten fossilen Vergleichswertes von 94 gCO<sub>2eq</sub>/MJ ergibt sich daraus eine Emissionsgrenze von maximal 28,2 gCO<sub>2eq</sub>/MJ (entspricht ca. 3,38 tCO<sub>2eq</sub>/tH<sub>2</sub> oder 101 g CO<sub>2eq</sub>/kWh H<sub>2</sub>) als Bedingung für die Anrechnung als erneuerbarer oder kohlenstoffarmer Wasserstoff.

Die Berechnungsmethodik der Europäischen Kommission („EC“) für Treibhausgasemissionen („THG-Emissionen“) von erneuerbarem Wasserstoff folgt der Logik einer Lebenszyklusanalyse. Allerdings werden dabei nicht alle Elemente der Wertschöpfungskette berücksichtigt. Emissionen aus der Herstellung von Anlagen (z.B. Windkraftanlagen, PV-Anlagen) bzw. dem Bau von Infrastruktur werden nicht in Betracht gezogen.<sup>36</sup>

Abbildung 6 zeigt eine Übersicht über die betrachteten Emissionsquellen entlang der Prozesskette von erneuerbarem Wasserstoff. Entsprechend der EC-Methodik entstehen, solange ausschließlich erneuerbarer Strom eingesetzt wird, durch die Strom- und Wasserstoffherstellung selbst keine Emissionen. Erst Emissionen aus den darauffolgenden Prozessschritten werden angerechnet, sodass sich drei Kerntreiber der CO<sub>2</sub>-Bilanz von erneuerbarem Wasserstoff ergeben:

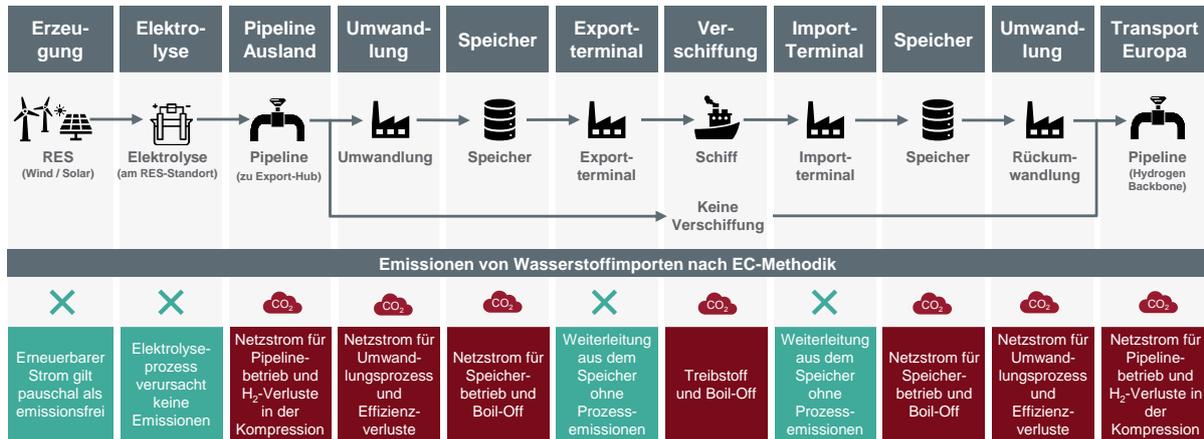
- **Emissionen aus dem Einsatz von nicht-erneuerbarem Strom:** THG-Emissionen aus der Nutzung lokalen Netzstroms als Energiequelle für den Pipelinetransport, sowie alle Umwandlungs- und Speicherungsschritte werden dem Wasserstoff angerechnet.
- **Effizienzverluste bei Umwandlungsschritten:** Obwohl Effizienzverluste selbst keine Emissionen verursachen, verringern die Wirkungsgradverluste die Menge an Wasserstoff, auf die die angefallenen Emissionen verteilt werden können.
- **Emissionen aus dem Schiffstransport:** Emissionen durch den Treibstoffverbrauch beim Schiffstransport werden ebenfalls dem Wasserstoff angerechnet. Die THG-

<sup>36</sup> Dementsprechend werden erneuerbarem Strom keine Treibhausgasemissionen zugeschrieben.

## REGULATORISCHE UND TECHNISCHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN HOCHLAUF UND DEN IMPORT VON WASSERSTOFF

Emissionen hängen hier vor allem vom gewählten Treibstoff sowie dem Treibstoffverbrauch (in Abhängigkeit der Transportdistanz) der Schiffe ab.

**Abbildung 6 THG-Emissionen entlang der Prozesskette nach Methodik aus den EC Delegated Acts für erneuerbaren Wasserstoff**



Quelle: Frontier Economics auf Basis von <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1185>  
 Hinweis: Die Methodik zur Berechnung der Treibhausgasemissionen von blauem Wasserstoff ist noch nicht finalisiert (erwartet gegen Ende 2024).

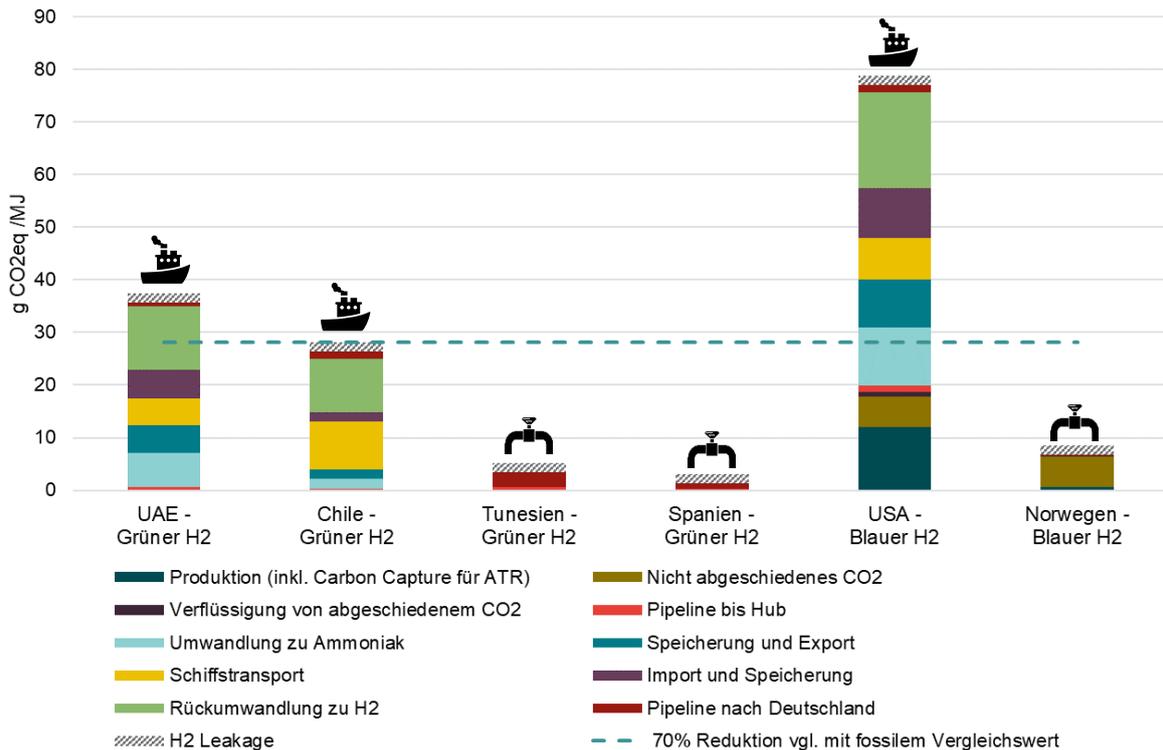
Die EC-Berechnungsmethodik der THG-Emissionen für kohlenstoffarmen Wasserstoff ist noch nicht festgelegt. Auf EU-Ebene soll bis Ende 2024 ein delegierter Rechtsakt für die Produktion von kohlenstoffarmem Wasserstoff verabschiedet werden. Darin soll auch die Berechnungsmethodik der THG-Emissionen zur Erfüllung der Emissionsgrenze von kohlenstoffarmem Wasserstoff geregelt werden. Prinzipiell gibt es bei der Ausgestaltung des DAs zwei Optionen: einerseits könnte sich der DA für kohlenstoffarmen Wasserstoff eng an dem DA für erneuerbaren Wasserstoff orientieren und ähnliche Regeln auch für den kohlenstoffarmen Wasserstoff etablieren (z.B. im Hinblick auf die zusätzlichen Anforderungen an den für die Wasserstoffproduktion verwendeten Strom). Diese Zusatzregeln könnten allerdings das kohlenstoffarme Wasserstoffpotenzial substanziell einschränken. Aus diesem Grund könnte alternativ auch eine weniger restriktive Ausgestaltung gewählt werden, welche sich lediglich auf die Erfüllung der Emissionsgrenze beschränkt (wobei mögliche Emissionen innerhalb der Wertschöpfungskette aber weiterhin berücksichtigt werden) und damit den Hochlauf von kohlenstoffarmem Wasserstoff vereinfacht.

Abbildung 7 bzw. Abbildung 8 zeigen die auf Basis der EC-Berechnungsmethodik geschätzten THG-Emissionen von importiertem grünem Wasserstoff in 2030 bzw. 2040 für ausgewählte Importländer (Arabische Emirate („UAE“ für United Arab Emirates), Chile, Tunesien und Spanien). Zum Vergleich wurden auch THG-Emissionen für blauen Wasserstoff (aus den USA und Norwegen) geschätzt. Allerdings sind diese Schätzungen aufgrund der noch nicht finalisierten Berechnungsmethodik für THG-Emissionen von kohlenstoffarmem Wasserstoff der

## REGULATORISCHE UND TECHNISCHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN HOCHLAUF UND DEN IMPORT VON WASSERSTOFF

EC zunächst als indikativ anzusehen.<sup>37</sup> Hier wird insbesondere der Umgang mit THG-Emissionen rund um den CCS-Vorgang für die Bestimmung der Emissionen von blauem Wasserstoff relevant sein.

**Abbildung 7 Schätzung der THG-Emissionen von importiertem grünen und blauem Wasserstoff im Jahr 2030**



Quelle: Frontier Economics basierend auf Annahmen in Anhang A.

Hinweis: EC-Berechnungsmethodik für blauen Wasserstoff wird derzeit ausgearbeitet – THG-Emissionen wurden lediglich zu Illustrationszwecken grob geschätzt.

Bei Schiffstransport wird immer von Wasserstoffimport in Ammoniak-Form ausgegangen.

Andere Schiffsexportländer (z.B. Namibia) sind mit Importen aus UAE oder Chile vergleichbar.

Die Emissionen aus der Rückumwandlung sind auf Prozessverluste und die Nutzung von Wasserstoff zur Herstellung für die fürs Cracken benötigte Hitze (sodass kein externer thermischer Input mehr nötig ist) zurückzuführen.

Ein Vergleich der geschätzten THG-Emissionen mit der Emissionsschwelle für erneuerbaren oder kohlenstoffarmen Wasserstoff in der **Kurz- bzw. Mittelfrist (2030/2032)** zeigt:

- **Via Pipeline importierter Wasserstoff verursacht weniger THG-Emissionen als die angesetzte Emissionsschwelle:** Pipelinetransport verursacht generell nur wenig THG-Emissionen. Die niedrigen Emissionen sind insbesondere darauf zurückzuführen, dass

<sup>37</sup> Die Schätzung lehnt sich an die THG-Berechnungsmethodik für grünen Wasserstoff an und berücksichtigt darüber hinaus die THG-Emissionen aus der Produktion inkl. dem Carbon Capture Vorgang, Emissionen aus nicht abgeschiedenem CO<sub>2</sub> (also CO<sub>2</sub> Anteile im Abgas, die nicht abgeschieden werden können), sowie Emissionen durch den Energiebedarf für die Verflüssigung des abgeschiedenen CO<sub>2</sub>. Weitere Emissionen, wie z.B. durch die Verpressung des CO<sub>2</sub> unter dem Meeresboden, werden hier (noch) nicht berücksichtigt.

keine Umwandlungsschritte für den Transport notwendig sind. Via Pipeline importierter grüner bzw. blauer Wasserstoff wird demnach voraussichtlich auch als erneuerbarer bzw. kohlenstoffarmer Wasserstoff in der EU anrechenbar sein.

- **Via Schiff importierter Wasserstoff überschreitet teilweise die angesetzte Emissionsschwelle:** Schifftransport verursacht deutlich höhere THG-Emissionen als der Pipelinetransport. Das liegt insbesondere an den notwendigen Umwandlungsschritten bei einem Transport in Form von Ammoniak sowie dem Schiffstreibstoff, welcher bis zum Jahr 2030 voraussichtlich noch nicht (vollständig) dekarbonisiert ist. Bei grünem Wasserstoff liegen je nach Transportweg und THG-Intensität des Stroms im Ursprungsland die gesamten THG-Emissionen entweder über oder unter der Emissionsgrenze für erneuerbaren Wasserstoff. Dementsprechend wäre voraussichtlich nur ein Teil des via Schiff importierten grünen Wasserstoffs als erneuerbar anrechenbar.<sup>38</sup> Im Vergleich dazu werden die THG-Emissionen von via Schiff importiertem blauem Wasserstoff aufgrund der zusätzlichen Emissionen durch den nicht abgeschiedenen CO<sub>2</sub> sowie den verschiedenen CCS-Schritten voraussichtlich über der Emissionsschwelle für kohlenstoffarmen Wasserstoff liegen. Schiffsimport von blauem Wasserstoff wäre in der kurzen Frist als kohlenstoffarmer Wasserstoff demnach voraussichtlich nicht anrechenbar.

In der langen Frist können THG-Emissionen von Wasserstoffimporten reduziert werden – einerseits durch die Reduktion der THG-Intensität von Netzstrom, andererseits durch die Dekarbonisierung des Schiffsantriebs. Der Vergleich der geschätzten THG-Emissionen von importiertem Wasserstoff in der **Langfrist (2040/2045)** mit der angesetzten Emissionsgrenze zeigt:

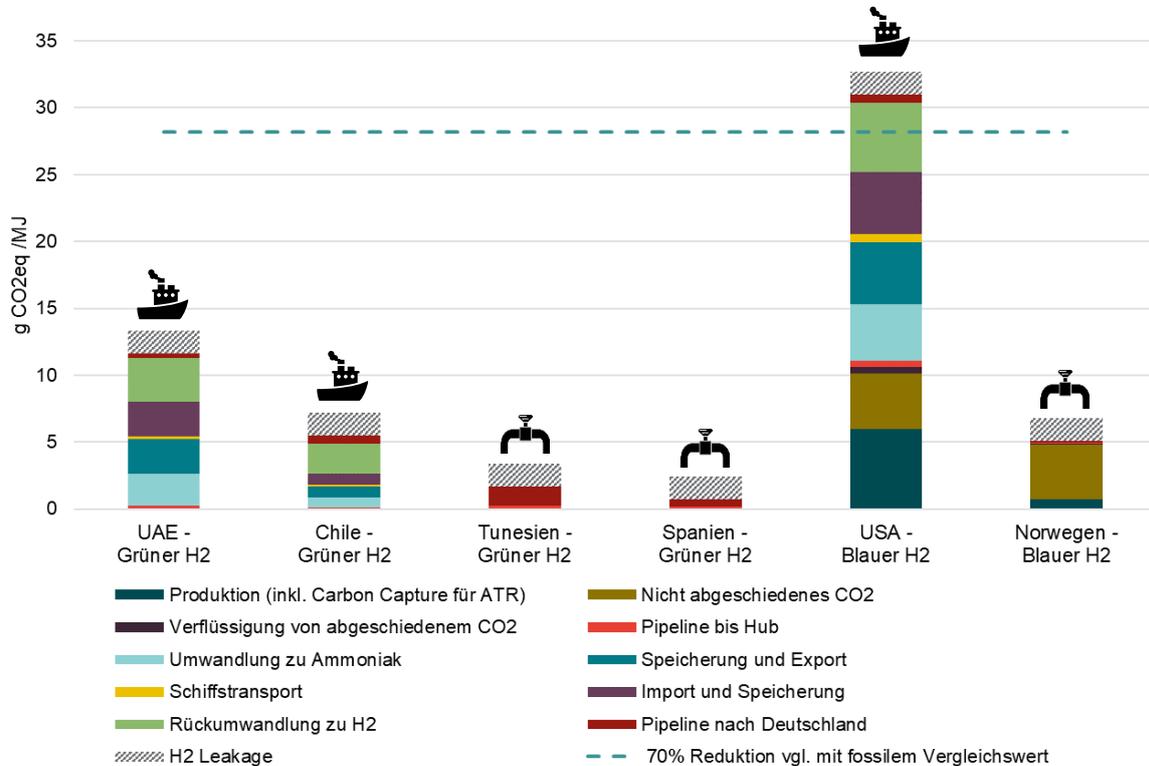
- **Alle Importoptionen von grünem Wasserstoff werden voraussichtlich unter der Emissionsgrenze für erneuerbaren Wasserstoff liegen:** Durch die Reduktion der THG-Intensität von Netzstrom sowie die Möglichkeit der Verwendung eines klimaneutralen Schiffsantriebs sinken die THG-Emissionen von grünem Wasserstoff bis 2040 unter die Emissionsschwelle. Grüner Wasserstoff wäre demnach mittelfristig unabhängig von der Importroute als erneuerbar anrechenbar.
- **Je nach gewählter Berechnungsmethodik wird ein Teil der Schiffsimporte von blauem Wasserstoff womöglich dennoch die Emissionsgrenze überschreiten:** Während auch die THG-Emissionen von via Schiff importiertem blauem Wasserstoff stark reduziert werden, können die THG-Emissionen aus nicht abgeschiedenem CO<sub>2</sub> sowie den zusätzlichen Emissionen aus dem CCS dennoch zur Überschreitung der Emissionsgrenze führen<sup>39</sup>.

---

<sup>38</sup> Für die Trichterdarstellung gehen wir von einem 50%-Anteil aus.

<sup>39</sup> Für die Trichterdarstellung gehen wir davon aus, dass 80% des Schiffsimportpotentials von blauem Wasserstoff in 2045 oberhalb der Emissionsgrenze liegt.

Abbildung 8 Schätzung der THG-Emissionen von importiertem grünen und blauen Wasserstoff in 2040



Quelle: Frontier Economics basierend auf Annahmen in Anhang A.

Hinweis: EC-Berechnungsmethodik für blauen Wasserstoff wird derzeit ausgearbeitet – THG-Emissionen wurden lediglich zu Illustrationszwecken geschätzt.

Bei Schiffstransport wird immer von Wasserstoffimport in Ammoniak-Form ausgegangen.

Andere Schiffsexportländer (z.B. Namibia) sind mit Importen aus UAE oder Chile vergleichbar.

Die Emissionen aus der Rückumwandlung sind auf Prozessverluste und die Nutzung von Wasserstoff zur Herstellung für die fürs Cracken benötigte Hitze (sodass kein externer thermischer Input mehr nötig ist) zurückzuführen.

Insgesamt stellt die Emissionsgrenze demnach insbesondere für das Schiffsimportpotenzial eine signifikante Einschränkung dar. In der kurzen Frist ist davon insbesondere der blaue, teilweise aber auch der grüne Wasserstoff betroffen. In der mittleren oder längeren Frist ist dann voraussichtlich (wenn überhaupt) nur noch der blaue Wasserstoff betroffen.

### Zusätzliche Anforderungen an grünen Wasserstoff aus RED II und III

Zusätzlich zur Emissionsgrenze definiert der erste DA der RED II weitere Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff. Auch wenn sich die RED II selbst ausschließlich auf den Verkehrsbereich bezieht, wird dessen Relevanz durch die RED III auch auf alle anderen Sektoren übertragen. Die weiteren Anforderungen gelten sowohl für die Erzeugung innerhalb der EU als auch für Drittländer, die Wasserstoff in die EU exportieren wollen<sup>40</sup> und sind:

<sup>40</sup> Art. 9 RED II DA

## REGULATORISCHE UND TECHNISCHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN HOCHLAUF UND DEN IMPORT VON WASSERSTOFF

- **Zusätzlichkeit:** Die Zusätzlichkeitsregel besagt, dass die Inbetriebnahme der erneuerbaren Erzeugungsanlage („EE-Anlage“) maximal drei Jahre vor dem Elektrolyseur liegen darf. Bei Verwendung von Netzstrom muss die Zusätzlichkeit mithilfe eines Power Purchase Agreements („PPA“) nachgewiesen werden. Wesentliches Ziel der Anforderung ist die Schaffung zusätzlicher Anlagen zur Produktion erneuerbarer Elektrizität, anstelle auf bestehende EE-Anlagen zurückzugreifen. Damit soll sichergestellt werden, dass die höhere Nachfrage nach Wasserstoff mit der Schaffung neuer Kapazitäten für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen einhergeht und der Wasserstoffhochlauf somit zur Dekarbonisierung beiträgt.
- **Geographische Korrelation:** Die Erzeugung und der Verbrauch des Stroms soll in der gleichen oder einer benachbarten Gebotszone mit entweder höherem Strompreis oder einer Offshore-Gebotszone erfolgen. Damit soll gewährleistet werden, dass erneuerbarer Wasserstoff nur dort hergestellt werden kann, wo genügend erneuerbarer Strom vorhanden ist.
- **Zeitliche Korrelation:** Die Erzeugung und der Verbrauch des Stroms soll monats- bzw. ab 2030 stundenscharf erfolgen. Eine Ausnahme der zeitlichen Korrelation erfolgt, wenn der Day-ahead Preis in einer Stromgebotszone unter 20 EUR/MWh oder unter 0,36\* CO<sub>2</sub>-Preis pro Tonne (EU ETS 1) liegt. Ziel dieser Anforderungen ist die Sicherstellung genügend erneuerbarer Energie in den Stunden der Wasserstoffherstellung.

Je nach Strombezugsszenario sieht der DA auch **Ausnahmeregelungen** für die obenstehenden Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff vor. Diese sind in Abbildung 9 zusammengefasst. Insbesondere die Ausnahme der zeitlichen und geographischen Korrelation bei direktem Netzanschluss (Szenario 1) spielt für viele große Wasserstoffprojekte mit geplantem Direktanschluss im Ausland eine bedeutende Rolle.<sup>41</sup> Die Mehrheit der deutschen Wasserstoffprojekte wird kurz- bis mittelfristig voraussichtlich unter Szenario 5 (allgemeiner Netzbezug) fallen und somit alle zusätzlichen Anforderungen erfüllen müssen.<sup>42</sup> Mit dem Treibhausgasneutralitätsziel bis zum Jahr 2045 wird der erneuerbare Energien Anteil des Strommixes in Deutschland langfristig wahrscheinlich über 90% steigen, wodurch die zusätzlichen Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff wegfallen (Szenario 2).

---

<sup>41</sup> Für die Trichterdarstellung gehen wir davon aus, dass 60% des Importpotentials von Ausnahmeregelungen profitiert. Neben Szenario 1 könnte zukünftig auch Szenario 2 relevant werden. Insbesondere die nordischen Länder sowie Österreich könnten mittelfristig die 90% Schwelle für den erneuerbaren Energien Anteil im Strommix überschreiten.

<sup>42</sup> Für die Trichterdarstellung gehen wir davon aus, dass 20% des inländischen Potentials von Ausnahmeregelungen profitiert. Die 20% umfassen insbesondere Projekte mit Direktbezug (z.B. Offshore-Projekte), sowie die Ausnahme der zeitlichen Korrelation wenn der Day-ahead Preis unter 20 EUR/MWh oder unter 0,36\*CO<sub>2</sub>-Preis liegt.

Abbildung 9 Ausnahmeregelungen der zusätzlichen Anforderungen an den erneuerbaren Wasserstoff aus dem ersten DA der RED II

Direktbezug	Strombezug über das öffentliche Netz			
SZENARIO 1	SZENARIO 2	SZENARIO 3	SZENARIO 4	SZENARIO 5
<ul style="list-style-type: none"> <li>Gleicher Netzknoten und Smart Metering System</li> <li>oder</li> <li>Ohne Netzanschluss</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gebotszone mit EE-Anteil im Strommix &gt; 90% (in einem der letzten 5 Jahre)</li> <li>Max. jährliche Produktionsstunden entsprechend dem EE-Anteil des Strommixes im Vorjahr</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Redispatch: H2-Produktion verringert</li> <li>Redispatch von EE-Anlagen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gebotszone mit geringen Emissionen (&lt; 18 gCO<sub>2</sub>eq/MJ in einem der letzten 5 Jahre)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Allgemeiner Netzbezug (Optionen 2-4 nicht erfüllt)</li> </ul>
<b>Anforderungen</b>				
✓ Auch geförderte Anlagen	Keine Anforderungen	Keine Anforderungen	✓✓✓	✓ Ab 2028 <sup>1</sup> ✓✓✓

Legende	
<span style="border: 1px solid red; padding: 2px;">Zusätzlichkeit (ab 01.01.2028)</span>	<span style="border: 1px solid blue; padding: 2px;">Zeitliche Korrelation</span>
<span style="border: 1px solid green; padding: 2px;">Geographische Korrelation</span>	<span style="border: 1px solid yellow; padding: 2px;">PPA: GreenPPA mit EE-Anlagenbetreiber</span>

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: PPA = Power Purchase Agreement

Die maximalen jährlichen Produktionsstunden in Szenario 2 werden aus der Gesamtanzahl an Stunden im jeweiligen Kalenderjahr multipliziert mit dem EE-Anteil des Strommixes aus der Gebotszone im Vorjahr errechnet.

Die zusätzlichen Anforderungen (insbesondere die zeitliche Korrelation und die Zusätzlichkeit) schränken das zur Verfügung stehende Wasserstoffpotenzial wie folgt ein:

- Zeitliche Korrelation** – Ab dem Jahr 2030 muss durch diese Anforderung der Strom aus der EE-Anlage in der gleichen Stunde produziert und verbraucht werden. Einerseits sinkt dadurch die Auslastung der Elektrolyseure, da sie lediglich in Stunden betrieben werden können, in welchen auch die zugeordnete EE-Anlage Strom produziert.<sup>43</sup> Da neben den Strombezugskosten die Kapitalkosten der Elektrolyseure den größten Anteil an den durchschnittlichen Gestehungskosten von grünem Wasserstoff ausmachen, führt die geringere Elektrolyseurauslastung auch zu steigenden Investitionskosten pro Wasserstoffeinheit. In der Praxis kann die Größe des Elektrolyseurs im Verhältnis zur Größe des EE-Portfolios optimiert werden: Es kann eine höhere Auslastung erzielt werden, indem der Elektrolyseur kleiner bzw. das kontrahierte Portfolio zur Produktion von erneuerbarem Strom größer dimensioniert wird. Aufgrund der begrenzten Kapazität des Elektrolyseurs können dann allerdings nicht mehr 100% des erzeugten EE-Stroms in Wasserstoff umgewandelt werden, sondern es müssen Stromüberschüsse am Markt verkauft werden. Da dies tendenziell in solchen Stunden der Fall ist, in denen allgemein viel Strom aus erneuerbaren Energien verfügbar ist, kann der überschüssige Strom nur zu einem niedrigen Preis verkauft werden. Dies senkt die Wirtschaftlichkeit des Systems aus Erzeugung von erneuerbarem Strom und Elektrolyse und erhöht die Gestehungskosten von

<sup>43</sup> Für die Trichterdarstellung nehmen wir eine Reduktion der Elektrolyseurauslastung von 4'000 auf 3'000 Volllaststunden an, was einer Potentialreduktion von erneuerbarem Wasserstoff um 25% entspricht.

erneuerbarem Wasserstoff. Der Effekt der stündlichen Korrelation auf die Gesteungskosten von erneuerbarem Wasserstoff wurde in einer Studie von Frontier Economics aus dem Jahr 2021 auf ca. 1 EUR/kg H<sub>2</sub><sup>44</sup> geschätzt und induziert über die angenommene Reduktion der Nachfrage („Preiselastizität“) indirekt auch eine Reduktion der Mengenpotenziale. Die Höhe der Mengenreduktion hängt dabei von der angenommenen Preiselastizität der Nachfrage ab.

- **Zusätzlichkeit** – Durch die Anforderung an die Zusätzlichkeit können für die Stromerzeugung keine aus der Förderung gefallenen EE-Bestandsanlagen, sondern lediglich EE-Neuanlagen genutzt werden. Diese müssen zu langfristigen Gesteungskosten kontrahiert werden, welche höher als der durchschnittliche Marktpreis einer bestehenden EE-Anlage sind<sup>45</sup>. Die höheren Kosten der EE-Anlagen schlagen sich auch in einer Erhöhung der Gesteungskosten des Wasserstoffs nieder. Die Höhe des Effekts hängt allerdings davon ab, wie viele EE-Bestandsanlagen überhaupt für die Wasserstoffproduktion zur Verfügung stünden. Die kumulierten Erzeugungsmengen von aus der Förderung gefallenen EE-Anlagen werden für 2032 auf ca. 45 TWh geschätzt<sup>46</sup>, was zur Herstellung von ca. 30 TWh Wasserstoff reichen würde (vgl. mit 28 TWh geplanter Wasserstoffherstellung in Deutschland). Allerdings werden insbesondere die Solarkapazitäten aufgrund der zeitlichen Korrelationsregel stark eingeschränkt, weshalb nicht die gesamte Erzeugungsmenge zur Wasserstoffherzeugung zur Verfügung steht. Die im Jahr 2021 geschätzte Erhöhung der Gesteungskosten von ca. 1 EUR/kg H<sub>2</sub><sup>47</sup> bei der ausschließlichen Verwendung von Neuanlagen anstatt Bestandsanlagen wird deshalb für 2032 auf ca. 0,5 EUR/kg H<sub>2</sub> reduziert. Langfristig können aus der Förderung gefallene Bestandsanlagen nur noch einen kleinen Teil der benötigten ca. 360 TWh Strom (zur Herstellung von 252 TWh Wasserstoff) decken, weshalb auch ohne die Anforderung an die Zusätzlichkeit 2045 überwiegend Neuanlagen zur EE-Erzeugung genutzt werden müssten. Dementsprechend gehen wir davon aus, dass der Effekt der Anforderung an die Zusätzlichkeit in der langen Frist stark sinken wird.<sup>48</sup>

---

<sup>44</sup> Frontier Economics (2021): Grünstromkriterien der RED II – Auswirkungen auf Kosten und Verfügbarkeit grünen Wasserstoffs in Deutschland. EWI (2021) „Simultaneity of green energy and hydrogen production: Analysing the dispatch of a grid-connected electrolyser“ führt eine Analyse der Auswirkung der zeitlichen Korrelationsanforderung auf die Deckungsbeiträge des Elektrolyseurs durch. Eine stündliche Korrelation reduziert demnach die Deckungsbeiträge um rund 30%, was umgerechnet auf die Gesteungskosten einer Erhöhung um ca. 30% bzw. ebenfalls ca. 1 EUR/kg H<sub>2</sub> bei einem Wasserstoffpreis von 3 EUR/kg H<sub>2</sub> entsprechen würde.

<sup>45</sup> Seit dem Jahr 2021 hat sich aber aufgrund gestiegener Strompreise der Spread zwischen „realisierbarer Marktwert Bestandsanlage“ und „langfristige Grenzkosten Neuanlage“ deutlich reduziert. Auch eine abgeschriebene Bestandsanlage offeriert den Strom für die Wasserstoffproduktion nicht zum Nulltarif, sondern orientiert sich am Wert des Stromes am Großhandelsmarkt.

<sup>46</sup> Auf Basis der Energiedaten des BMWK unter Annahme einer Lebensdauer der Anlagen von 25 Jahren sowie einer Stilllegung der Anlagen fünf Jahre nach Ende der Förderung und Volllaststunden basierend auf Jahresdurchschnitten der Vergangenheit.

<sup>47</sup> Frontier Economics (2021): Grünstromkriterien der RED II – Auswirkungen auf Kosten und Verfügbarkeit grünen Wasserstoffs in Deutschland.

<sup>48</sup> Für die Trichterdarstellung nehmen wir für 2045 keinen Effekt der Zusätzlichkeit auf die Gesteungskosten an.

## REGULATORISCHE UND TECHNISCHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN HOCHLAUF UND DEN IMPORT VON WASSERSTOFF

Insgesamt ergibt sich daraus eine Erhöhung der Gestehungskosten von Wasserstoff aus der Anforderung an die zeitliche Korrelation und die Zusätzlichkeit von 1,5 EUR/kg H<sub>2</sub> in 2032 und 1 EUR/kg H<sub>2</sub> in 2045. **Bei einem Wasserstoffkostenniveau von ca. 5-8 EUR/kg H<sub>2</sub> im Jahr 2032 und 3-4 EUR/kg H<sub>2</sub> im Jahr 2045 stellt das eine Preiserhöhung von ca. 20-30% dar. Basierend auf den hier getroffenen, überschläglichen Annahmen, könnten dadurch theoretisch zusätzliche Wasserstoffkosten in Höhe von ca. 4,5 Milliarden Euro<sup>49</sup> im Jahr 2032 und ca. 15 Milliarden Euro<sup>50</sup> im Jahr 2045 entstehen.** Allerdings werden diese theoretischen Zusatzkosten in der Realität aufgrund der geltenden Ausnahmeregelungen voraussichtlich bedeutend geringer ausfallen. Fallen beispielsweise 20% der inländischen Produktion und 60% der grünen Wasserstoffimporte unter die Ausnahmeregelungen, reduzieren sich die Mehrkosten im Jahr 2032 auf ca. 1,5 Milliarden Euro. Unter der Annahme, dass 100% der inländischen Produktion und 60% der grünen Wasserstoffimporte unter die Ausnahmeregelungen fallen, würden die Mehrkosten im Jahr 2045 auf ca. 2,5 Milliarden Euro pro Jahr sinken. Selbst nach Berücksichtigung der Ausnahmeregelungen ergeben sich aus den zusätzlichen Anforderungen an den erneuerbaren Wasserstoff also substantielle volkswirtschaftliche Mehrkosten für die deutsche Wasserstoffwirtschaft. **Die zusätzlichen Anforderungen können jedoch an anderer Stelle auch wieder zu (erheblichen) Einsparungen in den Systemkosten führen, zum Beispiel durch eine Verringerung des notwendigen Stromnetzausbaus<sup>51</sup>. Der DA bringt somit sowohl Vor- als auch Nachteile mit sich.**

Die Erhöhung der Gestehungskosten wirkt sich auch auf die nachgefragte Wasserstoffmenge aus. Auf Basis einer von BCG geschätzten Preiselastizität der Nachfragekurve<sup>52</sup> für grünen Wasserstoff in Deutschland ergibt sich bei mittelfristigen Wasserstoffkosten von ca. 5 EUR/kg H<sub>2</sub><sup>53</sup> eine Nachfrage- und damit auch Potenzialreduktion von ca. 20% für 2032 bzw. 13% für 2045 (bei der Erhöhung der Gestehungskosten um 1.5 bzw. 1 EUR/kg H<sub>2</sub>).

### Bepreisung der Treibhausgasemissionen durch den EU ETS bzw. CBAM

Der seit dem Jahr 2005 in Kraft getretene europäische Emissionshandel EU ETS stellt mittels eines Zertifikatssystems einen Preis für den Ausstoß von Treibhausgasen in der EU fest. Dies dient dem Ziel, die Emissionen klimaschädlicher Gase in Europa zu reduzieren. Auch die in Europa im Strom- und Industriesektor anfallenden THG-Emissionen von grauem oder blauem Wasserstoff sind von diesem System betroffen und werden durch die EU ETS Bepreisung der THG-Emissionen teurer.

---

<sup>49</sup> Bei einem Wasserstoffbedarf von ca. 100 TWh bzw. 3 Millionen Tonnen.

<sup>50</sup> Bei einem Wasserstoffbedarf von ca. 500 TWh bzw. 15 Millionen Tonnen.

<sup>51</sup> Die geplante Hochspannungsgleichstromübertragungsleitung („HGÜ“) Leitung „Südlink“ ist ca. 800 km lang, kann 4 GW Leistung übertragen und kostet nach Schätzungen der Tennet und TransnetBW ca. 10 Mrd. Euro.

<sup>52</sup> BCG (2023): Turning the European Green Hydrogen Dream into Reality: A Call to Action.

<sup>53</sup> BCG (2023): Turning the European Green Hydrogen Dream into Reality: A Call to Action und Fraunhofer ISI, ESA GmbH (2023): Preiselastische Wasserstoffnachfrage in Deutschland – Methodik und Ergebnisse.

## REGULATORISCHE UND TECHNISCHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN HOCHLAUF UND DEN IMPORT VON WASSERSTOFF

Zusätzlich wird seit 2023 der sog. „CBAM“, ein Grenzausgleichsmechanismus für den CO<sub>2</sub>-Preis, eingeführt, der darauf abzielt, die Verlagerung industrieller Produktion und der damit verbundener Emissionen ins Ausland (auch bekannt als Carbon Leakage) zu verhindern. Durch den CBAM sollen kohlenstoffhaltige Wasserstoffimporte mit dem gleichen CO<sub>2</sub>-Preis belastet werden, wie in der EU hergestellter Wasserstoff („Level Playing Field“).<sup>54</sup> Die praktische Umsetzung ist hierbei aber sehr komplex.<sup>55</sup>

Um die THG-Emissionen in der EU weiter zu reduzieren, werden zukünftig weitere Zertifikate aus dem Handelssystem entnommen. Durch die Verknappung der Zertifikate steigt der CO<sub>2</sub>-Preis und das EU ETS System entfaltet seine Lenkungswirkung. In der kurzen Frist ist die Lenkungswirkung aufgrund der noch relativ geringen CO<sub>2</sub>-Preise allerdings noch eingeschränkt: bei einem derzeitigen CO<sub>2</sub>-Preis von ca. 60 EUR/t CO<sub>2</sub> würde der Preis für kohlenstoffarmen Wasserstoff mit einem THG-Gehalt von 3,38 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub> (entsprechend der Emissionsgrenze für erneuerbaren oder kohlenstoffarmen Wasserstoff) durch den EU ETS um ca. 0,20 EUR/kg H<sub>2</sub> ansteigen. Bei einem zukünftigen, kurzfristigen Wasserstoffpreis von ca. 5-8 EUR/kg H<sub>2</sub><sup>56</sup> entspräche das einer Preissteigerung von ca. 2-3%, was voraussichtlich keinen bedeutenden Effekt auf die Nachfrage oder das Angebot haben wird. In der langen Frist werden die CO<sub>2</sub>-Preise allerdings aufgrund der starken Reduktion der verfügbaren Zertifikate erwartungsgemäß relativ stark steigen – je nach Modell werden Preisanstiege bis zu 400 EUR/t CO<sub>2</sub> vorhergesagt.<sup>57</sup> Dadurch würden sich die Preise von kohlenstoffarmem Wasserstoff um ca. 1,4 EUR/kg H<sub>2</sub> erhöhen, was bei einem langfristigen Wasserstoffpreis von ca. 3-4 EUR/kg H<sub>2</sub><sup>58</sup> einer Preissteigerung von ca. 40% entspräche. Hiermit wird deutlich, dass steigende CO<sub>2</sub>-Preise in Kombination mit sinkenden Wasserstoffpreisen mittel- bis langfristig dazu führen, dass erneuerbarer Wasserstoff im Vergleich zu kohlenstoffhaltigem Wasserstoff kostengünstiger wird.<sup>59</sup> Dieser längerfristige Kostenvorteil von grünem Wasserstoff trägt zur Reduktion der Gesamtemissionen in der EU bei und ist aus Perspektive des Klimaneutralitätszieles erwünscht.

Insgesamt gilt es noch zu betonen, dass zur operativen Umsetzung der beschriebenen Regularien internationale Zertifizierungssysteme für Wasserstoff unabdingbar sind. Diese müssen zeitnah eingerichtet und international standardisiert werden, damit die „erneuerbare“ oder „kohlenstoffarme“ Eigenschaft des Wasserstoffs bilanziell erfasst und die

---

<sup>54</sup> Exporte aus der EU in andere Märkte werden allerdings nicht „entlastet“, um im Ausland mit lokalen Anbietern ohne gleichwertige CO<sub>2</sub>-Pönalisierung konkurrieren zu können.

<sup>55</sup> Die Umsetzung erfordert eine genaue Erfassung von direkten und indirekten THG-Emissionen sowie einen Austausch der gesammelten Daten entlang der globalen Lieferkette. Zudem braucht es Mechanismen zur Vermeidung von Doppelbelastungen wenn Ursprungsländer bereits CO<sub>2</sub> Preise auf die relevanten Waren entrichten.

<sup>56</sup> BCG (2023): Turning the European Green Hydrogen Dream into Reality: A Call to Action.

<sup>57</sup> Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (2023): The Emerging Endgame: The EU ETS on the Road towards Climate Neutrality.

<sup>58</sup> Fraunhofer ISI, ESA GmbH (2023): Preiselastische Wasserstoffnachfrage in Deutschland – Methodik und Ergebnisse.

<sup>59</sup> Für die Trichterdarstellung nehmen wir 2045 eine Reduktion des blauen Wasserstoffpotentials um 50% an, um die Verteuerung des blauen Wasserstoff im Gegensatz zum erneuerbaren Wasserstoff abzubilden.

Mehrzahlungsbereitschaft der Konsumenten abgeschöpft werden kann. Die Vorgaben für die Zertifizierung und Implementierung von Strukturen zur Zertifizierung stellen somit wesentliche Voraussetzungen für den Markthochlauf dar. Auch wenn der großflächige Ausbau der Wasserstoffwirtschaft eine gewisse Vorlaufzeit benötigt, müssen diese (vertrauenswürdigen) Nachweissysteme so bald wie möglich implementiert werden, damit die Unsicherheit bei Investoren und mögliche daraus folgende Ineffizienzen reduziert werden. Zudem müssen neben der Infrastruktur auch frühzeitig Marktregeln (Bilanzierung, Gebotszonen, Netzbetrieb, Börsenprodukte, etc.) geschaffen werden, um liquide Wasserstoffmärkte zu ermöglichen (ähnlich wie heute beim Handel mit Erdgas)

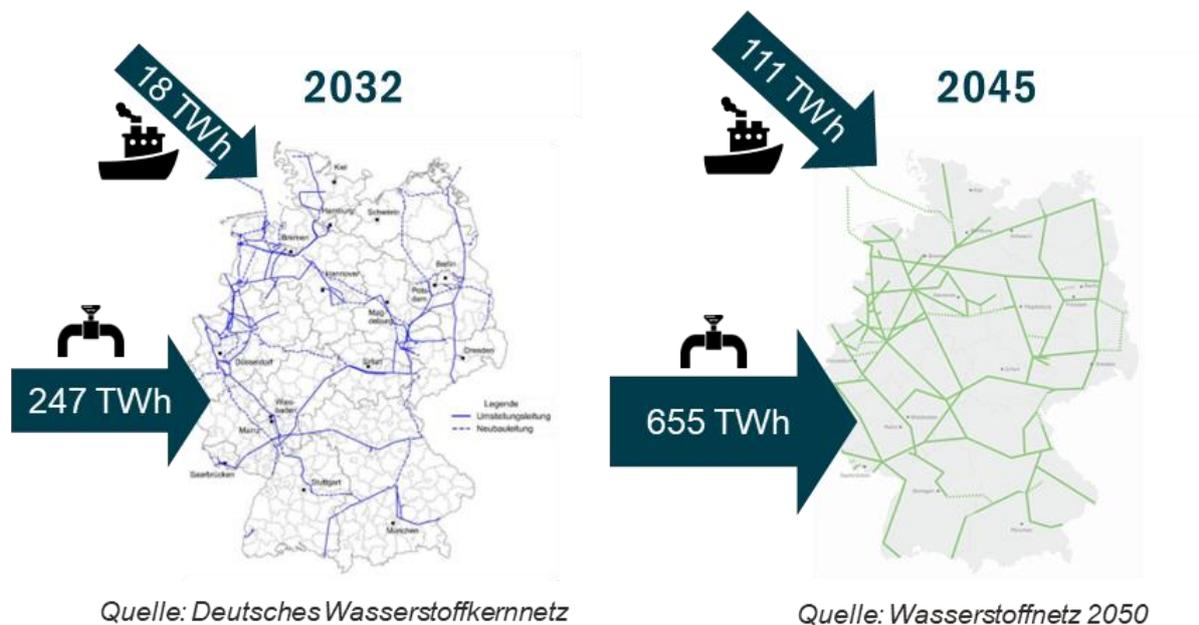
### 2.3 Technische Restriktionen können das verbleibende Potenzial weiter reduzieren

Das nach den regulatorischen Einschränkungen verbleibende Wasserstoffpotenzial wird durch technische Restriktionen möglicherweise weiter eingeschränkt. Dabei handelt sich insbesondere um die technische Importkapazitäten via Schiff und Pipeline sowie um die inländischen Transportkapazitäten, welche im Folgenden näher beschrieben werden.

#### Technische Einschränkungen in den Importkapazitäten nach Deutschland

Eine Einschränkung des Wasserstoffpotenzials in Deutschland kann sich durch die verfügbaren, technischen Importkapazitäten ergeben. Diese bestimmen, wie viel des Importpotenzials mit der geplanten Pipeline und Terminalinfrastruktur zukünftig für Deutschland realisierbar ist. Abbildung 10 fasst die vorgesehenen Importkapazitäten via Pipeline und Terminals in den Jahren 2032 und 2045 zusammen.

Abbildung 10 Pipeline und Terminalkapazitäten für den Import von Wasserstoff(-  
derivaten) nach Deutschland in den Jahren 2032 und 2045



Quelle: Frontier Economics

Die Importkapazitäten nach Deutschland im Jahr 2032 setzen sich wie folgt zusammen:

- **Importkapazität via Pipeline:** Das geplante Wasserstoffkernnetz weist bis zum Jahr 2032 eine Pipeline-Importkapazität nach Deutschland von insgesamt 58 GW bzw. ca. 247 TWh<sup>60</sup> auf.
- **Importkapazität via Schiff:** Die Importkapazität via Schiff ergibt sich aus den in Deutschland bisher geplanten Ammoniakterminals inklusive Crackern zur Rückumwandlung in Wasserstoff. In 2032 soll demnach eine Gesamtimportkapazität von 18 TWh<sup>61</sup> zur Verfügung stehen. Zusätzlich kann ein Teil der Importe über Terminals in den Niederlanden und Belgien abgewickelt werden mit Weitertransport via Pipeline nach Deutschland.

Bis zum Jahr 2045 ist der Ausbau der Pipeline- und Schiffsimportinfrastruktur geplant, sodass folgende Importkapazitäten erwartet werden:

- **Importkapazitäten via Pipeline:** Das Wasserstoffnetz 2050 geht von einer maximalen Pipelineimportkapazität von 130 GW bzw. ca. 655 TWh<sup>62</sup> aus.

<sup>60</sup> Bei einer angenommenen Auslastung von 5'000 Volllaststunden.

<sup>61</sup> Die 18 TWh setzen sich aus den Ammoniakterminals in Hamburg (3,3 TWh, betrieben durch Air Products), Wilhelmshaven 1 (4,3 TWh, betrieben durch BP) sowie Wilhelmshaven 2 (10 TWh, betrieben durch Uniper) zusammen.

<sup>62</sup> Bei einer angenommenen Auslastung von 5'000 Volllaststunden.

## REGULATORISCHE UND TECHNISCHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN HOCHLAUF UND DEN IMPORT VON WASSERSTOFF

- **Importkapazitäten via Schiff:** Die Importkapazitäten via Schiff im Jahr 2045 ergeben sich aus den bis zum Jahr 2045 geplanten Ammoniakterminals inklusive Cracker<sup>63</sup> zur Rückverwandlung in Wasserstoff, sowie der perspektivischen Umwidmung der festen LNG-Terminals auf Ammoniak<sup>64</sup>.

### Technische Einschränkungen innerhalb der inländischen Transportkapazitäten

Neben der Importinfrastruktur kann auch die inländische Transport- bzw. Ausspeisekapazität das Wasserstoffpotenzial in Deutschland einschränken. Das geplante Wasserstoffkernnetz sollte ursprünglich bis zum Jahr 2032 eine Wasserstoffmenge von rund 236 TWh<sup>65</sup> ausspeisen können. Mit der neuen Einigung der Ampel-Koalition Anfang April 2024, wurde die Fertigstellung auf 2037 verschoben. Eine Indikation, welche Teile des Wasserstoffkernnetzes bereits im Jahr 2032 zur Verfügung stehen werden, gibt es allerdings noch nicht.<sup>66</sup> Für den zügigen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ist es von hoher Bedeutung, möglichst früh die nötige Wasserstofftransportinfrastruktur bereitzustellen. Nur mit der Möglichkeit eines zuverlässigen Transports des produzierten oder importierten Wasserstoffs zu den Abnehmern, werden Investitionen in die Wasserstoffproduktion getätigt. Zentrale Angebots- und Nachfragepunkte sollten deshalb bereits 2032 über Wasserstoffnetze verbunden sein, sodass zwischen 2032 und 2037 nur noch wenige zusätzliche Leitungen zur Vervollständigung des Wasserstoffkernnetzes fertiggestellt werden müssen. Langfristig sollen dann mit der im Wasserstoffnetz 2050 geplanten Erweiterung rund 500 TWh<sup>67</sup> Wasserstoff bereitgestellt werden können.

---

<sup>63</sup> Bestehend aus den Importkapazitäten aus Ammoniakterminals, die bereits 2032 in Betrieb (18TWh) sowie weiteren 10 TWh aus dem geplanten Ammoniakterminal in Brunsbüttel (10 TWh, betrieben durch RWE).

<sup>64</sup> Bestehend aus den LNG-Terminals Wilhelmshaven, Stade und Brunsbüttel bei einer angenommenen Direktnutzung von Ammoniak von 30% sowie 30% Umwandlungsverluste.

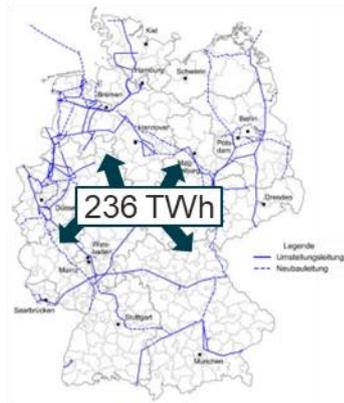
<sup>65</sup> FNB Gas (2023): Entwurf des gemeinsamen Antrags für das Wasserstoff-Kernnetz. Umrechnung von 279 TWh Ausspeisemenge (Brennwert) auf den Heizwert mit dem Brennwert von 3,54 kWh/m<sup>3</sup> und dem Heizwert von 3,0 kWh/m<sup>3</sup> von Wasserstoff.

<sup>66</sup> Für die Trichterdarstellung wird angenommen, dass das Wasserstoffkernnetz wie ursprünglich geplant bis 2032 fertiggestellt wird.

<sup>67</sup> FNB Gas (2021): Wasserstoffnetz 2050, verfügbar unter <https://fnb-gas.de/news/wasserstoffnetz-2050-fuer-ein-klima-neutrales-deutschland/>.

Abbildung 11 Wasserstoffnetzkapazitäten in Deutschland in den Jahren 2032  
und 2045

**2032**  
Auspeisemenge  
Wasserstoffkernnetz 2032



Quelle: Deutsches Wasserstoffkernnetz

**2045**  
Auspeisemenge  
Wasserstoffnetz 2050



Quelle: Wasserstoffnetz 2050

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Die Auspeisemenge 2032 bezieht sich auf das ursprünglich geplante Wasserstoffnetz und berücksichtigt die im April 2024 angekündigte Verzögerung nicht.

Zusätzlich kann ohne die Nutzung der inländischen Transportinfrastruktur Wasserstoff direkt von der Produktions- oder Importstätte an benachbarte Verbraucher geliefert werden<sup>68</sup>.

Im nächsten Kapitel wird der Einfluss der untersuchten Rahmenbedingungen auf das Wasserstoffpotenzial zusammengefasst.

<sup>68</sup> Für die Trichterdarstellung wird angenommen, dass jeweils 20% des Wasserstoffbedarfs an der Produktions- bzw. Importstätte direkt verwendet wird und somit das inländische Wasserstoffnetz nicht belastet.

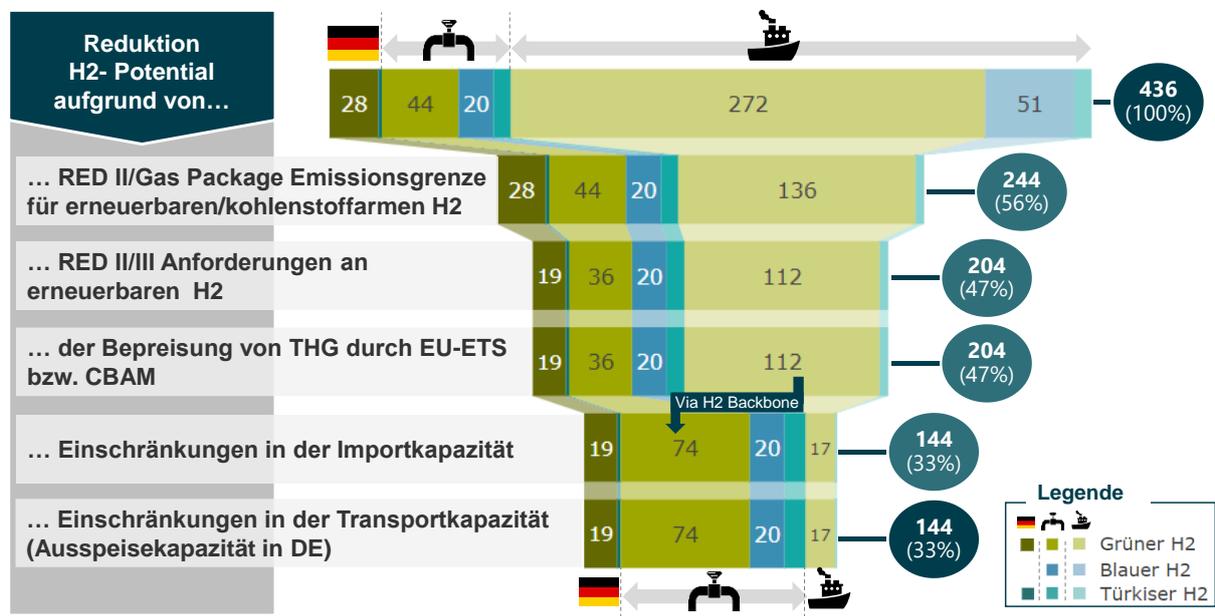
### 3 Insgesamt reicht das Wasserstoffpotenzial zur Deckung der Nachfrage aus – allerdings nur unter gewissen Voraussetzungen

Im Rahmen der Studie haben wir den Einfluss verschiedener Rahmenbedingungen auf das Wasserstoffpotenzial untersucht und anhand einer Trichterdarstellung graphisch verdeutlicht. Die wesentlichen Erkenntnisse für die Jahre 2032 und 2045 werden im Folgenden diskutiert.

#### 3.1 Im Jahr 2032 wird das Potenzial hauptsächlich durch die Emissionsgrenze eingeschränkt, während die technischen Einschränkungen nur eine untergeordnete Rolle für die verfügbaren Mengen spielen

Abbildung 12 zeigt die Entwicklung des Wasserstoffpotenzials in Deutschland entlang der betrachteten regulatorischen und technischen Rahmenbedingungen für das Jahr 2032.

**Abbildung 12 Wasserstoffpotenzial in Deutschland bei der Berücksichtigung relevanter Rahmenbedingungen im Jahr 2032 in TWh**



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Genaue Mengenangaben in Anhang B. Dargestellte Mengenpotenziale (TWh) beziehen sich auf Wasserstoffendnutzung – Endnutzung von Wasserstoffderivaten (z.B. Methanol oder Ammoniak) ist nicht enthalten. Die Transportkapazitäten beruhen auf der Annahme, dass das Deutsche Wasserstoffkernnetz bis 2032 zur Verfügung steht.

Im Jahr 2032 liegt in Deutschland **das Potenzial von erneuerbarem und kohlenstoffarmem Wasserstoff bei ca. 440 TWh**. Dieses setzt sich aus einem inländischen

## REGULATORISCHE UND TECHNISCHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN HOCHLAUF UND DEN IMPORT VON WASSERSTOFF

Produktionspotenzial von ca. 30 TWh (hauptsächlich grünem) Wasserstoff sowie einem Importpotenzial von ca. 410 TWh zusammen. Dieses (theoretische) Gesamtpotenzial wird von regulatorischen sowie technischen Einschränkungen wie folgt reduziert:

- Die **Emissionsgrenze für erneuerbaren und kohlenstoffarmen Wasserstoff** von 3,38 kg CO<sub>2eq</sub>/kg H<sub>2</sub> reduziert das Gesamtpotenzial im Jahr 2032 deutlich um über 40% auf ca. 245 TWh. Von der Reduktion ist insbesondere das Schiffsimportpotenzial betroffen (blauer und teilweise auch grüner Wasserstoff), welches aufgrund der Emissionen aus dem Schiffsantrieb<sup>69</sup> sowie den hohen Umwandlungsverlusten bei einem Transport des Ammoniak-Derivats in vielen Fällen zu einer Überschreitung der Emissionsgrenze führt.
- Die Anforderungen der Zusätzlichkeit sowie die zeitliche und geographische Korrelation aus dem DA nach RED II/III **an erneuerbaren Wasserstoff** reduzieren das Potenzial um weitere 10% auf ca. 205 TWh. Grund für die eher moderate Auswirkung der zusätzlichen Anforderungen sind Ausnahmeregelungen, welche je nach Projekt Anwendung finden können.
- Die Bepreisung der THG-Emissionen durch den **EU ETS bzw. CBAM** wird das Potenzial im Jahr 2032 voraussichtlich nicht signifikant einschränken, da die noch niedrig erwarteten CO<sub>2</sub>-Preise die Gestehungskosten von kohlenstoffarmen Wasserstoff nur geringfügig erhöhen. Das Wasserstoffpotenzial verbleibt bei ca. 205 TWh.
- Bei den **Importkapazitäten** wirken im Jahr 2032 insbesondere die Schiffsimportkapazitäten beschränkend auf das Wasserstoffpotenzial für Deutschland. Die geplanten Ammoniakterminals mit Cracker beschränken das direkte Schiffsimportpotenzial in Deutschland auf 18 TWh. Weitere Importmengen können über Importterminals in anderen EU-Ländern (z.B. Belgien, Niederlande) geliefert und via Pipeline nach Deutschland transportiert werden. Die Pipelineimportkapazitäten sind hierfür ausreichend dimensioniert. Das Potenzial reduziert sich durch Einschränkungen der Importkapazitäten um weitere 15% auf ca. 145 TWh.
- Die **Transportkapazitäten** innerhalb Deutschlands (gemessen an der Ausspeisemenge des geplanten Wasserstoffkernnetzes) sind in der kurzen Frist ausreichend dimensioniert und schränken das Wasserstoffpotenzial nicht ein. Die angekündigte Verzögerung des Wasserstoffkernnetzes bis 2037 könnte das Wasserstoffpotenzial allerdings wieder reduzieren.

Insgesamt verbleibt für das Jahr 2032 ein **Wasserstoffpotenzial von ca. 145 TWh** für Deutschland. Bei einer Wasserstoffnachfrage laut NWS von 95-130 TWh (inkl. Derivate) würde das zur Deckung der Nachfrage voraussichtlich ausreichen. Allerdings existieren auch andere Bedarfsprognosen, welche leicht über dem erwarteten Wasserstoffpotenzial von 145

---

<sup>69</sup> Aktuell startet der Hochlauf von Dual Fuel Motoren für große Transportschiffe, die mit Methanol und Diesel betrieben werden können. Erste Schiffe werden eingesetzt, allerdings gibt es aktuell auch noch nicht die ausreichenden Methanolmengen für einen flächendeckenden Betrieb und der Einsatz von Bio-Methanol ist noch recht teuer (<https://www.ndr.de/nachrichten/hamburg/Methanol-betriebener-Frachter-Ane-Maersk-erstmal-in-Hamburg.anemaersk100.html>).

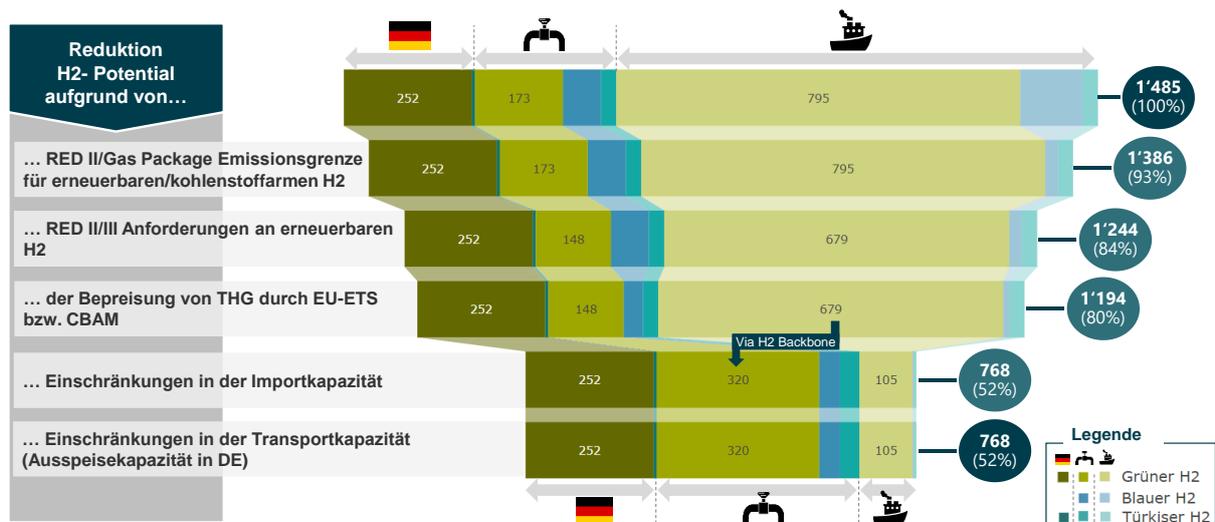
## REGULATORISCHE UND TECHNISCHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN HOCHLAUF UND DEN IMPORT VON WASSERSTOFF

TWh liegen. Für das Jahr 2032 wurden z.B. ca. 165 TWh<sup>70</sup> als benötigte Ausspeisemengen an die Fernleitungsnetzbetreiber gemeldet. Das Wasserstoffpotenzial wird also den erwarteten Wasserstoffbedarf (wenn überhaupt) nur knapp decken können – es besteht insgesamt also wenig Puffer für weitere Anforderungen an den Wasserstoff oder kurzfristige Nachfragesteigerungen.

### 3.2 Im Jahr 2045 hängt das Potenzial hauptsächlich von der Dimensionierung der Wasserstoffimport- und Transportinfrastruktur ab, während die regulatorischen Einschränkungen nur eine untergeordnete Rolle für die verfügbaren Mengen spielen

Abbildung 13 zeigt die Entwicklung des Wasserstoffpotenzials in Deutschland entlang der betrachteten regulatorischen und technischen Rahmenbedingungen für das Jahr 2045.

**Abbildung 13 Wasserstoffpotenzial in Deutschland bei der Berücksichtigung relevanter Rahmenbedingungen im Jahr 2045 in TWh**



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Genaue Mengenangaben in Anhang B. Dargestellte Mengenpotenziale (TWh) beziehen sich auf Wasserstoffendnutzung – Endnutzung von Wasserstoffderivaten (z.B. Methanol oder Ammoniak) ist nicht enthalten.

Im Jahr 2045 erwarten wir in Deutschland insgesamt ein **Potenzial von ca. 1'490 TWh** an erneuerbarem und kohlenstoffarmem Wasserstoff. Dieses setzt sich aus einem inländischen Produktionspotenzial von ca. 260 TWh sowie einem Importpotenzial von ca. 1'230 TWh Wasserstoff zusammen. Die verschiedenen regulatorischen sowie technischen Einschränkungen reduzieren das Potenzial wie folgt:

<sup>70</sup> Siehe [https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/12/2021-12-08\\_FNB-Gas-Webinar\\_H2-Netze\\_2030\\_2050.pdf](https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/12/2021-12-08_FNB-Gas-Webinar_H2-Netze_2030_2050.pdf).

## REGULATORISCHE UND TECHNISCHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN HOCHLAUF UND DEN IMPORT VON WASSERSTOFF

- Die **Emissionsgrenze für erneuerbaren und kohlenstoffarmen Wasserstoff** von 3,38 kg CO<sub>2eq</sub>/kg H<sub>2</sub> reduziert das Gesamtpotenzial im Jahr 2045 nur noch geringfügig um ca. 7% auf ca. 1'390 TWh. Grund für den weitaus geringeren Einfluss der Emissionsgrenze ist die Annahme, dass sich der Energiemarkt weltweit Stück für Stück dekarbonisiert. Demnach besteht im Jahr 2045 voraussichtlich die Möglichkeit eines emissionsfreien Schiffsantriebs. Auch ist davon auszugehen, dass die THG-Intensität der Strommixe im Vergleich zum Jahr 2032 aufgrund der Zunahme erneuerbarer Energien stark abnimmt.
- Die weiteren **Anforderungen an den erneuerbaren Wasserstoff** reduzieren das Potenzial ähnlich wie im Jahr 2032 eher geringfügig um ca. 9% auf ca. 1'240 TWh. Grund für die geringe Auswirkung der zusätzlichen Anforderungen sind auch hier die verschiedenen Ausnahmeregelungen bzw. Bezugsoptionen.
- Der **EU ETS bzw. CBAM** zeigt im Jahr 2045 seine Wirkung, indem er durch die Bepreisung der THG-Emissionen den kohlenstoffarmen Wasserstoff im Gegensatz zum erneuerbaren Wasserstoff verteuert. Dadurch reduziert sich die Wettbewerbsfähigkeit von blauem gegenüber grünem Wasserstoff, sodass das Importpotenzial von blauem Wasserstoff eingeschränkt wird. Der Effekt ist mit einer Reduktion von ca. 4% auf 1'190 TWh relativ klein, da das Potenzial von blauem Wasserstoff im Vergleich zum grünen Wasserstoff schon vergleichsweise gering ist. Gründe dafür sind die Verfügbarkeit erneuerbarer Energiequellen zur Herstellung von grünem Wasserstoff sowie der Vorteil, dass grüner Wasserstoff keine THG-Emissionen während der Herstellung aufweist und damit bestmöglich zur Dekarbonisierung beiträgt.
- Bei den **Importkapazitäten** wirken im Jahr 2045 ebenfalls die Schiffsimportkapazitäten beschränkend auf das Wasserstoffpotenzial in Deutschland. Mit den geplanten Ammoniakterminals sowie der Umwidmung bestehender LNG-Terminalkapazitäten reduziert sich das Schiffsimportpotenzial auf ca. 110 TWh. Weitere Importmengen können über Importterminals in anderen EU-Ländern geliefert und via Pipeline nach Deutschland transportiert werden. Insgesamt reduziert sich das Potenzial aufgrund der Importkapazitäten um fast 30% auf ca. 770 TWh.
- Die **Transportkapazitäten** innerhalb Deutschlands liegen mit 784 TWh knapp über dem verbleibenden Potenzial und stellen deshalb keine weitere Beschränkung dar. Allerdings ist auch hier der Puffer relativ klein, sodass die geplante Infrastruktur auf jeden Fall benötigt wird.

Insgesamt steht im Jahr 2045 demnach ein **Wasserstoffpotenzial von ca. 770 TWh** für Deutschland zur Verfügung. Bei einer Wasserstoffnachfrage von ca. 370 bis 700 TWh<sup>71</sup> reicht das Potenzial aus, allerdings nur wenn die geplante Wasserstoffinfrastruktur auch umgesetzt wird. Das Wasserstoffpotenzial kann auch im Jahr 2045 den Bedarf nur knapp decken, sodass wenig Spielraum für weitere regulatorische Anforderungen an den Wasserstoff oder bei zusätzlichem Wasserstoffbedarf besteht.

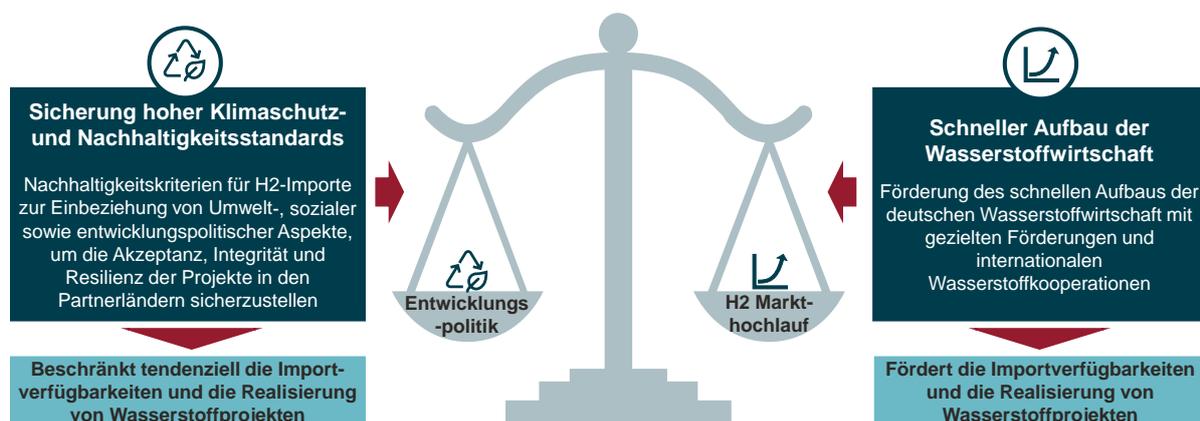
---

<sup>71</sup> Auf Basis der BMWK-Langfristszenarien.

## 4 Weitere Anforderungen an den Wasserstoff oder kurzfristige Nachfragesteigerungen könnten die Deckung der Nachfrage gefährden

Wie in Kapitel 3 beschrieben, reicht das Wasserstoffpotenzial nach Berücksichtigung von Hemmnissen voraussichtlich nur knapp zur Deckung der zukünftigen Wasserstoffbedarfe. Dementsprechend besteht **wenig Puffer für kurzfristige Nachfragesteigerungen, Verzögerungen in der Fertigstellung der Wasserstoffinfrastruktur oder weitere Anforderungen an den Wasserstoff**. Insbesondere die Definition zusätzlicher Nachhaltigkeitskriterien für (importierten) Wasserstoff wird im Zuge der Erarbeitung der Wasserstoff Importstrategie debattiert.<sup>72</sup> Wenn Wasserstoff bereits im Jahr 2030 einen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten soll, besteht ein hoher Zeitdruck für den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft. Gleichzeitig sind Kriterien für eine nachhaltige Produktion und Nutzung von Wasserstoff (z.B. beim Wasserbezug, der Flächennutzung oder den Arbeitsnormen) unumgänglich, um sicherzustellen, dass der Beitrag von Wasserstoff zu einem nachhaltigen Wirtschaften nicht anderweitig konterkariert wird. Die Sicherung der hohen Klimaschutz- und Nachhaltigkeitsstandards und der Zeitdruck zum Aufbau der Wasserstoffwirtschaft erzeugen dabei ein Spannungsfeld<sup>73</sup>, welches in Abbildung 14 dargestellt ist.

**Abbildung 14 Spannungsfeld zwischen der Sicherung von Nachhaltigkeitsstandards und dem schnellen Aufbau der Wasserstoffwirtschaft**



Quelle: Frontier Economics

<sup>72</sup> Zum Beispiel im Rahmen der Stellungnahme des Wasserstoffrates: <https://www.wasserstoffrat.de/>.

<sup>73</sup> Nationaler Wasserstoffrat (2021): Nachhaltigkeitskriterien für Importprojekte von erneuerbarem Wasserstoff und PtX-Produkten

## REGULATORISCHE UND TECHNISCHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN HOCHLAUF UND DEN IMPORT VON WASSERSTOFF

Beim Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland bedarf es demnach einer Abwägung zwischen der Sicherung von Klimaschutz- und Nachhaltigkeitsstandards und dem möglichst schnellen und ungehinderten Wasserstoffhochlauf. Zudem sollte sichergestellt werden, dass der zukünftige Bedarf an Wasserstoff auch gedeckt werden kann. Hier könnte z.B. der Ausschluss von Lieferregionen aus politischen oder Nachhaltigkeitsgründen ein Hindernis für Wasserstoffimporte sein.

In der Praxis haben grüne Wasserstoffprojekte noch weitere Herausforderungen in Bezug auf den Standort, die nicht durch die Delegated Acts beeinflusst werden. Idealerweise benötigt eine „guter“ Wasserstoffproduktionsstandort<sup>74</sup>:

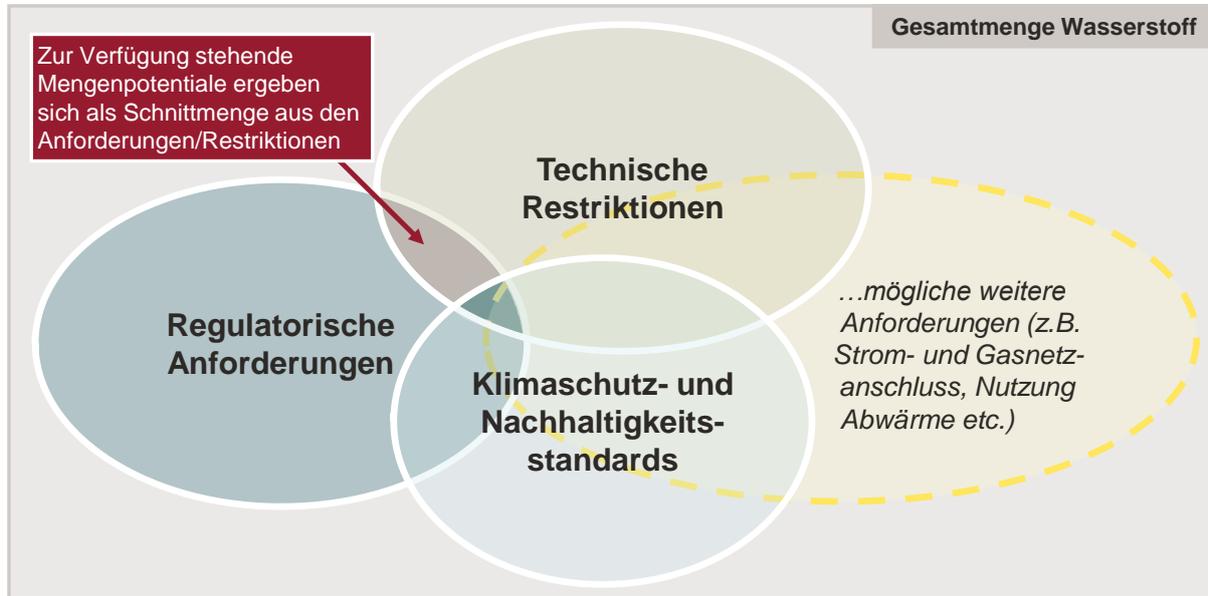
- einen starken Stromnetzanschluss;
- Zugang zu grünem Strom über dieses Netz-/diesen Direktanschluss;
- einen Zugang zum Wasserstoffnetz bzw. einen Verbraucher vor Ort;
- einen Zugang zu Süßwasser und entsprechende Nutzungsrechte;
- idealerweise eine Nutzung der Abwärme aus der Elektrolyse (mit passendem Temperaturniveau) in der Nähe; und
- je nach Fahrweise und Verbrauchsprofil des Wasserstoffabnehmers eine Möglichkeit zur Zwischenspeicherung des Wasserstoffs.

Allein diese Kombination aus „technischer Sicht“ ist bereits herausfordernd. Zusätzliche, regulatorische Herausforderungen engen das „Lösungsfeld“ weiter ein. Abbildung 15 illustriert, wie das Wasserstoffmengenpotenzial durch weitere Anforderungen oder Kriterien reduziert werden könnte. Während diese Studie die Einschränkungen des Potenzials aufgrund von regulatorischen Anforderungen sowie technischen Restriktionen betrachtet, stellen auch Klimaschutz- und Nachhaltigkeitsstandards und mögliche weitere Anforderungen potenzielle Reduktionen des Wasserstoffpotenzials in Deutschland dar.

---

<sup>74</sup> Für RFNBOs, die ein Kohlenstoffatom beinhalten, kommt noch der Zugang zu einer nachhaltigen Kohlenstoffquelle hinzu.

Abbildung 15 Mengenpotenzial ergibt sich aus der Schnittmenge der  
verschiedenen Restriktionen



Quelle: Frontier Economics

**Es ist somit von entscheidender Bedeutung, bei der Festlegung zusätzlicher Anforderungen an Wasserstoff darauf zu achten, dass das Potenzial nicht übermäßig eingeschränkt wird.** Insgesamt ist das Wasserstoffpotenzial nämlich nur durch die Schnittmenge aller Anforderungen und Restriktionen gegeben, welche deutlich kleiner als die jeweiligen Gesamt mengen ausfallen kann. Selbst scheinbar wenig restriktive zusätzliche Anforderungen könnten demnach die Deckung der zukünftigen Wasserstoffpotenziale gefährden. **Es gilt somit sorgfältig abzuwägen, welche Anforderungen an den Wasserstoff gestellt werden sollten und auf welche Anforderungen im Sinne der Förderung des Wasserstoffhochlaufs verzichtet werden kann.**

## 5 Fazit: die Rahmenbedingungen entscheiden, ob Deutschland genügend Wasserstoffpotenzial zur Verfügung hat

Die Analyse der erwarteten Wasserstoffpotenziale für Deutschland in den Jahren 2032 und 2045 zeigt, dass unter den gegenwärtigen Annahmen zur Infrastruktur und Regulierung nur eine knappe Deckung der Wasserstoffnachfrage möglich sein wird.<sup>75</sup> Es besteht somit wenig Spielraum für zusätzliche Anforderungen oder kurzfristige Nachfragesteigerungen. Es ist von entscheidender Bedeutung, dass die angekündigten Projekte sowohl im Bereich der Wasserstoffproduktion als auch der Infrastruktur wie geplant umgesetzt werden.

**Eine vergleichsweise starke Einschränkung des Wasserstoffimportpotenzials stellt die Emissionsgrenze von 28,2 g CO<sub>2eq</sub>/MJ (bzw. ca. 3,38 t CO<sub>2eq</sub>/tH<sub>2</sub> oder 101 g CO<sub>2eq</sub>/kWh H<sub>2</sub>) für erneuerbaren und kohlenstoffarmen Wasserstoff dar.** Haupttreiber sind die Emissionen des noch nicht emissionsfreien Schiffstransportes, die Verflüssigung von Wasserstoff (mit Netzstrom im Exportland) sowie die Wirkungsgradverluste beim Schiffstransport, wenn Wasserstoff am Ende als (gasförmiger) Wasserstoff und nicht als Derivat verwendet wird. Dieses Risiko für den Hochlauf von Importprojekten könnte durch eine **temporäre** Anhebung der Emissionsgrenze oder ein Stufenmodell, das eine Anpassung der Emissionsgrenze im Zeitverlauf vorsieht, reduziert werden. Unter der Prämisse, dass sich der Energiemarkt weltweit Stück für Stück dekarbonisiert (emissionsfreier Schiffsantrieb, Reduktion der THG-Intensität der Strommixe etc.) reduzieren sich mittel- bzw. langfristig die durch die Emissionsgrenze verursachten Einschränkungen für die Importrouten, sodass die Emissionsgrenze nach einer temporären Anhebung auch wieder gesenkt werden könnte.

**Die Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff aus dem DA (Zusätzlichkeit, zeitliche und geographische Korrelation) erschweren den Wasserstoffhochlauf, aber im Vergleich zur Emissionsgrenze in einem geringeren Maße.** Dies lässt sich insbesondere auf die umfangreichen Übergangs- und Ausnahmeregelungen zurückführen, welche einen Teil der Wasserstoffprojekte von den Anforderungen befreien. Die Ausnahmeregel für Projekte in einer Gebotszone mit einem erneuerbaren Anteil von über 90% sorgt vor allem in der langen Frist dafür, dass viele Projekte von den Zusatzanforderungen befreit werden und die Beschränkung des Wasserstoffhochlaufs durch den DA abnimmt. Während mit dem DA politische Rahmenbedingungen gesetzt und auch Rechtssicherheit für Investoren geschaffen wurden, bleibt es wichtig regelmäßig zu prüfen, dass die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff tatsächlich entlang der Ziele hochläuft. Bei einer Abweichung müsste dann politisch ggf. auch nachgesteuert werden.

---

<sup>75</sup> Die im Rahmen dieser Studie getroffenen Aussagen gelten nur, wenn die THG-Reduktionsziele sowie die Hochlaufziele der Produktionskapazitäten auch erreicht werden.

**Auf globaler Ebene spielen blaue Wasserstoffprojekte aufgrund der zurzeit niedrigen Gesteungskosten im Vergleich zu grünem Wasserstoff eine wichtige Rolle für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft.** Bis Ende 2024 soll auf EU-Ebene ein delegierter Rechtsakt für die Produktion von kohlenstoffarmem Wasserstoff verabschiedet werden, der die Anforderungen an diesen Wasserstoff definiert. Die bereits festgelegte Emissionsgrenze für kohlenstoffarmen Wasserstoff aus dem Gas Package schränkt das Importpotenzial bereits deutlich ein. Zusätzliche Anforderungen, z.B. an den für die Produktion von kohlenstoffarmen Wasserstoff erforderlichen Strom, könnten den Hochlauf von Wasserstoff stark eingrenzen oder gar verhindern und sollten demnach nur nach sorgfältiger Abwägung beschlossen werden. **Insgesamt wird der kohlenstoffarme Wasserstoff durch die Bepreisung der THG-Emissionen mit dem EU ETS bzw. CBAM perspektivisch teurer. Langfristig wird erwartet, dass erneuerbarer Wasserstoff aufgrund seiner geringeren THG-Emissionen und sinkenden Produktionskosten dominieren wird.**

**Die Wasserstoffinfrastruktur, bestehend aus dem Kernnetz und den Importterminals, ist mittel- und langfristig angemessen dimensioniert und im Einklang mit der erwarteten Wasserstoffnachfrage.** Abstriche dürfen hier keine mehr gemacht werden, zumal in dieser Studie unberücksichtigte regionale und zeitliche Nachfragespitzen (z.B. aus Wasserstoffnachfrage durch den Einsatz von Kraftwerken bei Dunkelflaute) den Bedarf noch weiter erhöhen können. Des Weiteren ist eine möglichst frühzeitige und zuverlässige Bereitstellung der nötigen Transportinfrastruktur von hoher Bedeutung, damit Investitionen getätigt werden und der zügige Hochlauf des Wasserstoffmarktes erfolgen kann („Vertrauen auf liquide und transparente Märkte“). Es ist anzustreben, den Wasserstoffimport nach Deutschland vorrangig über Pipelines durchzuführen, da dies in der Regel kostengünstiger ist und weniger THG-Emissionen verursacht als Schiffsimporte. Der zeitnahe Ausbau des European Hydrogen Backbones spielt hierbei eine entscheidende Rolle und sollte prioritär vorangetrieben werden. Darüber hinaus muss auch der Aufbau von regionalen Wasserstoffnetzen zur Weiterverteilung von Wasserstoff zum Kunden bedacht und geplant werden.<sup>76</sup>

---

<sup>76</sup> Dieser wurde im Rahmen dieser Studie allerdings nicht detailliert untersucht.

## Anhang A – Annahmen für die THG-Emissionsschätzungen

Tabelle 1 Annahmen zu THG-Emissionen in den Jahren 2030 und 2040

Kenndaten	Einheit	2030	2040	Quelle
Netzstrom UAE	g CO <sub>2eq</sub> /MJ bzw. g CO <sub>2eq</sub> /kWh	48,80 bzw. 175,67	23,52 bzw. 84,67	Energieträger aus [1] für Region „MEA“; Emissionen aus [2]
Netzstrom Chile	g CO <sub>2eq</sub> /MJ bzw. g CO <sub>2eq</sub> /kWh	15,69 bzw. 56,48	7,55 bzw. 27,17	Energieträger aus [1] für Region „LAM“; Emis- sionen aus [2]
Netzstrom Tu- nesien	g CO <sub>2eq</sub> /MJ bzw. g CO <sub>2eq</sub> /kWh	48,80 bzw. 175,67	23,52 bzw. 84,67	Energieträger aus [1] für Region „MEA“; Emissionen aus [2]
Netzstrom Spanien	g CO <sub>2eq</sub> /MJ bzw. g CO <sub>2eq</sub> /kWh	22,08 bzw. 79,50	13,72 bzw. 49,40	[3]
Netzstrom USA	g CO <sub>2eq</sub> /MJ bzw. g CO <sub>2eq</sub> /kWh	84,08 bzw. 302,68	42,04 bzw. 151,34	Basierend auf Wert aus [4] und Reduktionsprogno- sen/Ziele USA [5]
Netzstrom Norwegen	g CO <sub>2eq</sub> /MJ bzw. g CO <sub>2eq</sub> /kWh	5,00 bzw. 18,00	5,00 bzw. 18,00	[6]
Netzstrom Niederlande	g CO <sub>2eq</sub> /MJ bzw. g CO <sub>2eq</sub> /kWh	86,70 bzw. 312,12	43,35 bzw. 156,06	Basierend auf Werten aus [7] und Reduktionszielen aus [8]
Netzstrom Ita- lien	g CO <sub>2eq</sub> /MJ bzw. g CO <sub>2eq</sub> /kWh	70,25 bzw. 252,90	35,13 bzw. 126,45	Basierend auf Werten aus [7] und Reduktionszielen aus [8]
Schweröl	g CO <sub>2eq</sub> /MJ bzw. g CO <sub>2eq</sub> /kWh	94,20 bzw. 339,12	94,20 bzw. 339,12	[2]
Erdgas	g CO <sub>2eq</sub> /MJ bzw. g CO <sub>2eq</sub> /kWh	66,00 bzw. 237,60	66,00 bzw. 237,60	[2]

Quellen: [1]: DNV (2021): *Energy Transition Outlook Report*  
 [2]: Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1185  
 [3]: Statista (2023): *Spain power sector carbon intensity outlook 2050*  
 [4]: U.S. Energy Information Administration statistic, [hier](#) verfügbar.  
 [5]: 2030 Reduktionsprognosen, [hier](#) verfügbar und 2040 Reduktionsziele, [hier](#) verfügbar.  
 [6]: Aktuelle Statistik, [hier](#) verfügbar.  
 [7]: European Environment Agency (2022): *Greenhouse gas emission intensity of electricity generation in Europe*  
 [8]: Regulation (EU) 2021/1119

**Tabelle 2 Technische Parameter und Annahmen für die THG-Emissionsberechnungen in den Jahren 2030 und 2040**

Kenndaten	Einheit	2030	2040	Quelle
<b>Pipeline bis Hub</b>				
Distanz Pipeline	km	100	100	Annahme
Verluste bei Kompression	kWh/kg/km	0,002	0,001	[1]
Energiebedarf Kompressor	kWh/kg	0,281	0,264	[1]
<b>Umwandlung zu Ammoniak</b>				
Energiebedarf Synthese	kWh <sub>el</sub> /kg NH <sub>3</sub>	0,731	0,561	[2]
Effizienz Haber-Bosch Synthese	%	88	88	[2]
H <sub>2</sub> Inhalt Ammoniak	kg H <sub>2</sub> /kg NH <sub>3</sub>	0,17	0,17	[3]
<b>Speicherung und Export bzw. Import und Speicherung</b>				
Energiebedarf Ammoniakspeicher	kWh/kg NH <sub>3</sub> /Tag	0,038	0,038	[2]
Ammoniak Speicherdauer	Tage	16,3	16,3	Annahme
Boil-off Verluste Ammoniakspeicher	%/Tag	0,04	0,04	[2]
<b>Schiffstransport</b>				
Verluste	%/Tag	0,04	0,04	[2]
Reisezeit aus (Chile/USA)	Tage	40	40	Annahme
Reisezeit aus UAE	Tage	24	24	Annahme
Treibstoffbedarf	kWh/km	580,6	694,4	[2], [4]
Treibstoff	Art	Schweröl	Ammoniak	Annahme
Kapazität Schiff	Tonnen NH <sub>3</sub>	30'000	60'000	Annahme
<b>Rückumwandlung zu Wasserstoff</b>				
Effizienz Rückumwandlung (inkl. Wärmeverbrauch)	%	74,6	80,3	[2]
Energiebedarf elektrisch Rückumwandlung	kWh/kg H <sub>2</sub>	2	1,25	[2], [4]
<b>Pipeline nach Deutschland</b>				
Strombedarf Hydrogen Backbone	kWh/kg H <sub>2</sub> /1'000km	0,666	0,666	[5]
Pipelinedistanz NL-DE (für Importländer Chile/USA)	km	800	700	Annahme

## REGULATORISCHE UND TECHNISCHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN HOCHLAUF UND DEN IMPORT VON WASSERSTOFF

Kenndaten	Einheit	2030	2040	Quelle
Pipelinedistanz IT-DE (für Importland UAE)	km	500	500	Annahme
Pipelinedistanz Tunesien nach Deutschland	km	2'000	2'000	Annahme
Pipelinedistanz Spanien nach Deutschland	km	2'300	2'100	Annahme
Pipelinedistanz Norwegen nach Deutschland	km	1'500	1'500	Annahme
<b>H2 Leakage</b>				
Diffuse Emissionen H2	g CO <sub>2eq</sub> /MJ H <sub>2</sub>	1,7	1,7	[6]
<b>Produktion (inkl. Carbon Capture für ATR)</b>				
Strombedarf ATR	kWh <sub>el</sub> /kg H <sub>2</sub>	2,13	2,13	[7]
Derivat Bedarf	kg Derivat/kg H <sub>2</sub>	3,0	3,0	[7]
O2 Bedarf	kg O <sub>2</sub> /kg SNG	3,0	3,0	[7]
Strombedarf O2 Bereitstellung	kWh <sub>el</sub> /kg O <sub>2</sub>	0,29	0,29	[7]
<b>Emissionen aus nicht abgediebstem CO<sub>2</sub></b>				
Energiegehalt Methan	kWh CH <sub>4</sub> /kg CH <sub>4</sub>	13,9	13,9	[8]
CO <sub>2</sub> -Abscheiderate	%	93	95	[7]
<b>Verflüssigung von abgediebstem CO<sub>2</sub></b>				
Strombedarf	kWh <sub>el</sub> /kg CO <sub>2</sub>	0,04	0,04	[7]

Quellen: [1]: Danish Energy Agency and Energinet (2021): Technology Data - Energy transport  
 [2]: IRENA (2022): Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part II – Technology review of hydrogen carriers, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi  
 [3]: Hampp, J., Düren, M., and Brown, T. (2021): Import options for chemical energy carriers from renewable sources to Germany.  
 [4]: IEA (2019): The Future of Hydrogen  
 [5]: European Hydrogen Backbone (2020): How a dedicated hydrogen infrastructure can be created.  
 [6]: Umweltbundesamt (2022): Ist Wasserstoff treibhausgasneutral?  
 [7]: Agora (2023): Wasserstoff-Importoptionen für Deutschland  
 [8]: Heizwert von Methan, [hier](#) verfügbar.

## Anhang B – Wasserstoffmengenpotenziale in 2032 und 2045

Tabelle 3 zeigt die Wasserstoffmengenpotenziale, die hinter den Trichterdarstellungen entlang der folgenden Ebenen liegen:

- A: Produktions- und Importpotenzial
- B: RED II/Gas Package Emissionsgrenze für erneuerbaren/kohlenstoffarmen H2
- C: RED II/III Anforderungen an erneuerbaren H2
- D: Bepreisung von THG-Emissionen durch EU ETS bzw. CBAM
- E: Einschränkungen in der Importkapazität
- F: Einschränkungen in der Transportkapazität

**Tabelle 3 Wasserstoffpotenzial in Deutschland bei Berücksichtigung relevanter Rahmenbedingungen im Jahr 2032 und 2045 [TWh]**

Ebene	Inländisches Potenzial [TWh]		Importpotenzial [TWh]					
	Grün	Türkis	Via Pipeline			Via Schiff		
	Grün	Türkis	Grün	Blau	Türkis	Grün	Blau	Türkis
<b>2032</b>								
A	28	2	44	20	10	272	51	10
B	28	2	44	20	10	136	0	5
C	19	2	36	20	10	112	0	5
D	19	2	36	20	10	112	0	5
E	19	2	74	20	12	17	0	1
F	19	2	74	20	12	17	0	1
<b>2045</b>								
A	252	6	173	75	30	795	123	30
B	252	6	173	75	30	795	25	30
C	252	6	148	75	30	679	25	30
D	252	6	148	38	30	679	12	30
E	252	6	320	41	38	105	2	5
F	252	6	320	41	38	105	2	5

Quelle: Frontier Economics



Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.