

Wasserstoff sowie wasserstoffbasierte Energieträger und Rohstoffe.

Eine Übersichtsuntersuchung

Berlin, 04.09.2020

Dr. Felix Chr. Matthes
Christoph Heinemann
Dr. Tilman Hesse
Peter Kasten
Dr. Roman Mendelevitch
Dominik Seebach
Christof Timpe
Vanessa Cook (Übersetzung)

Büro Berlin
Borkumstraße 2
13189 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Geschäftsstelle Freiburg
Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse
Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Darmstadt
Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

Diese Studie wurde aus Mitteln des Bundesministeriums
für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit gefördert.
Sie gibt die Auffassung des Öko-Instituts wieder.

info@oeko.de
www.oeko.de

Zusammenfassung

Wasserstoff als Energieträger oder industrieller Rohstoff kommt auf dem Weg zur Klimaneutralität eine wichtige Plattformfunktion zu. Dies gilt insbesondere dort, wo heute davon ausgegangen werden muss, dass trotz konsequenter Bemühungen bei Energieeffizienz und der Direktnutzung erneuerbaren Stroms eine vollständige Dekarbonisierung nicht möglich sein dürfte. Die Chancen und Potenziale von Wasserstoff ergeben sich einerseits aus der Vielfalt der Herstellungspfade zur Bereitstellung von klimaneutralem Wasserstoff. Andererseits eignet sich klimaneutraler Wasserstoff in erheblicher Breite für den direkten energetischen Einsatz bzw. als industrieller Rohstoff oder als stoffliche Grundlage für die Erzeugung anderer synthetischer Energieträger.

Wasserstoff wird bereits heute in einer ganzen Reihe von Industrieprozessen genutzt. Zur Anwendung kommt dabei im Wesentlichen grauer Wasserstoff. Dieser wird entweder auf der Basis von Kohlenwasserstoffen (vornehmlich Erdgas) über den Prozess der Dampfreformierung hergestellt oder in Elektrolyseanlagen produziert, die überwiegend mit auf Basis fossiler Brennstoffe erzeugtem Strom betrieben werden. Die Herstellung von grauem Wasserstoff ist so mit relativ hohen Treibhausgasemissionen verbunden.

Mit Blick auf die Erzeugung von klimaneutralem oder weitgehend klimaneutralem Wasserstoff sind für die kommenden ein bis zwei Dekaden vor allem drei Herstellungspfade von besonderer Bedeutung:

- Grüner Wasserstoff wird auf Basis zusätzlich erschlossener regenerativer Quellen mit Elektrolyseanlagen erzeugt. Im Grundsatz handelt es sich hierbei um eine erprobte Technologie, für die jedoch noch erhebliche technologische Verbesserungen und Kostensenkungen durch den breiteren Einsatz und die Skalierung der Technologie erwartet werden können. Zentrale Parameter für die kostengünstige Produktion grünen Wasserstoffs sind die Verfügbarkeit und die Kosten von regenerativ erzeugtem Strom, die Investitionskosten für die Elektrolyseanlagen, deren Jahresauslastung sowie kostengünstige Transportoptionen bzw. Infrastrukturen.
- Blauer Wasserstoff wird über die Dampfreformierung von Kohlenwasserstoffen (vornehmlich Erdgas) erzeugt, der eine Abscheidung sowie der Abtransport und die Ablagerung des anfallenden Kohlendioxids (CO₂) nachgeschaltet werden. Hierbei handelt es sich um großindustriell breit erprobte und vergleichsweise kostengünstig verfügbare Technologien (ggf. mit Ausnahme des Abtransports von CO₂ per Schiff). Zentrale Parameter für die kostengünstige Bereitstellung sind der Preis des Erdgases sowie die Zusatzkosten für die Abtrennung, den Abtransport und die Ablagerung des CO₂. Die Kostensenkungspotenziale in diesen Bereichen sind begrenzt.
- Türkiser Wasserstoff wird über die Pyrolyse von Kohlenwasserstoffen (vornehmlich Erdgas) erzeugt. Als Endprodukte entstehen hier Wasserstoff und fester Kohlenstoff. Es handelt sich dabei um eine bisher noch nicht im großindustriellen Maßstab eingesetzte Technologie, die bei entsprechender Erprobung und Skalierung jedoch interessante Kostenniveaus erwarten lässt. Ein wichtiger Vorteil dieser Technologie ist die Erzeugung von festem Kohlenstoff, der als stoffliches Basismaterial weiter vermarktbar oder einfacher zu deponieren ist als gasförmiges CO₂. Unbedingte Voraussetzung für die Klimaneutralität

türkisen Wasserstoffs ist jedoch, dass der erzeugte Kohlenstoff nicht in Prozessen eingesetzt wird, bei denen es wieder zur Freisetzung von CO₂ in die Atmosphäre kommt.

Wasserstoff ist und bleibt ein relativ teurer Energieträger bzw. Rohstoff. Vor diesem Hintergrund spielen die Kosten bzw. die Preise des Aufkommens eine wichtige Rolle. Für die reinen Erzeugungskosten von grünem Wasserstoff, erweisen sich in vielen Fällen Produktionsstandorte außerhalb Deutschlands als vorteilhaft. Die Kosten des Antransports von Wasserstoff nach Deutschland können jedoch diese Erzeugungsvorteile für grünen Wasserstoff in vielen Fällen (d.h. jenseits des Pipeline-Transport über mittlere Entfernungen) deutlich überkompensieren. Ähnliches kann sich für die einheimische Erzeugung von grünem Wasserstoff auf Basis importierten Stroms ergeben, die durch die entsprechend notwendigen Netzkosten verteuert wird. Für blauen und türkisen Wasserstoff erscheint der Antransport von Erdgas nach Deutschland und die inländische Erzeugung des Wasserstoffs aus der Kosten- sowie der Skalierungsperspektive zumindest für die nächsten ein bis zwei Dekaden als vorteilhaft.

Mit Blick auf die aktuellen und in unterschiedlichen Entwicklungsvarianten erwartbaren Kosten für Wasserstoff ergibt sich eine wichtige Bewertungsgröße über die CO₂-Preise, die über das Emissionshandelssystem der Europäischen Union (EU ETS) oder andere CO₂-Bepreisungssysteme zur Herstellung der Kostenparität z.B. mit fossilem Erdgas notwendig wären.

Bei grünem Wasserstoff entstehen für die großvolumige Herstellung beim aktuellen Technologie- und Kostenstand Bereitstellungskosten von (deutlich) über 80 Euro je Megawattstunde (€/MWh), bezogen auf den unteren Heizwert des Wasserstoffs. Zur Erzielung der Kostenparität mit Erdgas wären damit CO₂-Preise von über 300 Euro je Tonne (€/t) notwendig. Mit Blick auf den Zeithorizont 2030 und 2050 könnte für grünen Wasserstoff aus einheimischer Produktion oder über Importe eine Kostenparität mit fossilem Erdgas bei CO₂-Preisen von 200 bis 250 €/t hergestellt werden, für den Zeithorizont 2050 können sich diese Werte auf 75 bis 150 €/t CO₂ verringern. Voraussetzung für die Bereitstellung von grünem Wasserstoff aus dem Ausland sind jedoch auch geringe Transportkosten, die sich v.a. bei Pipelineverbindungen über Entfernungen von weniger als 2.000 km ergeben können. Das zukünftige Volumen der inländischen Bereitstellung grünen Wasserstoffs ergibt sich damit v.a. aus den flächen- und akzeptanzseitigen Begrenzungen der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland sowie den Kosten für Transporte aus dem Ausland und den Finanzierungsmöglichkeiten für internationale Projekte.

Für blauen Wasserstoff kann bei den erwartbaren Preisen für Erdgas mittelfristig eine Kostenparität bei CO₂-Preisen von unter 200 €/t erreicht werden. Eine deutlich darüber hinausgehende Reduktion der zur Kostenparität notwendigen CO₂-Preise ist jedoch nicht zu erwarten. Das Volumen der Bereitstellung von blauem Wasserstoff ergibt sich damit v.a. aus den speicher- und akzeptanzseitigen Beschränkungen der sicheren und dauerhaften CO₂-Speicherung. Eine Produktion von blauem Wasserstoff im weiter entfernten Ausland und der Antransport nach Deutschland ist wegen der vergleichsweise hohen Transportkosten des Wasserstoffs und der großen Kapazitäten der ggf. umzubauenden Erdgaspipelines zumindest mittelfristig kaum zu erwarten, so dass blauer und ggf. auch türkiser Wasserstoff zunächst v.a. inländisch produziert werden dürften.

Vor diesem Hintergrund wäre intensiv zu prüfen, inwieweit bzw. für welche Mengen blauer und bei entsprechend rascher Technologieentwicklung auch türkiser Wasserstoff mit Blick auf die im Kontext ambitionierterer Klimaschutzziele kurz- und mittelfristig

nachgefragten Wasserstoffmengen, die unterschiedlichen Restriktionen sowie die Kostenniveaus und -trends als Komplementärstrategie einen Beitrag für die Hochlaufphase eines Wasserstoffsegments in der deutschen Energie- und Rohstoffversorgung leisten kann bzw. soll. Grundsätzlich wäre ein solcher Beitrag jedoch nur als Komplementärstrategie zum gleichzeitig notwendigen und vor allem auf massive Kostensenkungen abzielenden Markthochlauf für grünen Wasserstoff sinnvoll. Angesichts der mittel- bis langfristig erforderlichen Wasserstoffmengen würden sich aus einer solchen zweigleisigen Strategie keine Lock-in- oder Verdrängungseffekte ergeben, wenn die Kostensenkungsstrategie für grünen Wasserstoff frühzeitig initiiert und konsequent verfolgt wird. Eine in der langen Frist nachhaltige und klimaneutrale Wasserstoffversorgung wird letztlich nur mit grünem Wasserstoff als dominierender Technologiesäule darstellbar sein.

Die Herstellung synthetischer Energieträger aus Wasserstoff ist vor allem abhängig von den Kosten der Wasserstoffversorgung, den Investitionskosten der Weiterverarbeitungsanlagen sowie den Bereitstellungskosten für das erforderliche klimaneutrale CO₂. Die technischen Prozesse sind teilweise großindustriell erprobt oder befinden sich im Übergang von Demonstrationsanlagen zur industriellen Produktion. Der Weiterentwicklung der Abtrennung von CO₂ aus der Luft kommt dabei eine entscheidende Bedeutung zu, um klimaneutrale synthetische Energieträger produzieren zu können. Die zur Herstellung einer Kostenparität mit flüssigen fossilen Kraftstoffen notwendigen CO₂-Preise liegen für synthetische Flüssigkraftstoffe jedoch bei mittleren Annahmen für 2030 im Bereich von 200 bis 300 €/t sowie für 2050 im Bereich von 150 bis 200 €/t. Für synthetisches Methan liegen die entsprechenden Werte für 2030 bei 350 €/t und darüber sowie für 2050 bei über 250 €/t CO₂. Darüber hinaus spielen Transportkosten für synthetische Flüssigtreibstoffe eine nur geringe, für synthetisches Methan jedoch eine signifikante Rolle.

Somit können synthetische Flüssigtreibstoffe in der längeren Frist für einige Einsatzbereiche vertretbare, wenngleich auch weiterhin hohe Kostenniveaus erreichen, für synthetisches Methan kann dies aufgrund der hohen Transportkosten kaum erwartet werden.

Eine spezifische Situation ergibt sich für die Produktion von Ammoniak auf der Basis von grünem Wasserstoff, der dann direkt als chemischer Rohstoff Verwendung finden kann. In diesem Bereich ist bereits in der kurzen bis mittleren Frist eine wirtschaftlich interessante Wasserstoffanwendung zu erwarten.

Mit Blick auf die Bereitstellung von klimaneutralem Wasserstoff erscheint aus der strategischen Perspektive ein stufenweiser Ansatz empfehlenswert. Zentrale Elemente sind hier zunächst die Konzentration der Demonstrations- und Skalierungsanstrengungen auf die Elektrolyseanlagen (im Inland, ggf. aber auch im Ausland), den internationalen Wasserstoff-Transport, die Wasserstoffherstellung aus Pyrolyse, die CO₂-Abtrennung aus der Luft sowie die Herstellung von flüssigen Flugtreibstoffen. Für die Bedienung vorhandener sowie die Erschließung der ersten, volumenmäßig signifikanten, neuen Wasserstoffanwendungen bleibt intensiv zu prüfen, inwieweit bzw. für welche Mengen ein Bereitstellungssegment von blauem und ggf. türkischem Wasserstoff entwickelt werden kann bzw. soll, ohne dass der perspektivische Hochlauf der Versorgung mit grünem Wasserstoff behindert wird. Es kann erwartet werden, dass sich der Wechsel zu grünem Wasserstoff im Zeitverlauf aufgrund der sinkenden Kosten vollziehen wird. Dieser notwendige Substitutionsprozess muss jedoch politisch flankiert und abgesichert werden. Die Bereitstellung von synthetischen Flug- und Schiffstreibstoffen wird in jedem Fall

notwendig, die Entwicklung und Skalierung von Bereitstellungsegmenten für weitere synthetische Energieträger (z.B. für den motorisierten Individualverkehr) wird als wenig perspektivreich eingeordnet.

So bilden neben Maßnahmen zur Technologieentwicklung und -skalierung v.a. die Zertifizierung der Klimaneutralität und der Nachhaltigkeit von Wasserstoff bzw. wasserstoffbasierten synthetischen Energieträgern sowie die Reduzierung von Investitionsrisiken im Ausland, ggf. bis hin zur Etablierung eines Wasserstoff-Importziels, zentrale politische Handlungsfelder. Mit Blick auf die inländische Herstellung von grünem Wasserstoff ist hervorzuheben, dass die Beaufschlagung der Strombezugskosten mit Steuern, Abgaben und Umlagen, aber letztlich auch die Netznutzungsentgelte die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffherzeugung massiv verschlechtert. Neben der ohnehin erforderlichen verursachergerechten Reform von Steuern, Abgaben und Umlagen für Strom kommt daher der Standortwahl von Erzeugungsanlagen für grünem Wasserstoff in unmittelbarer Nähe der regenerativen Stromerzeugung eine entscheidende Rolle zu, v.a. mit Blick auf die Offshore-Windkraftherzeugung.

Für den Zeithorizont 2050 kann im Kontext des Klimaneutralitätsziels für Deutschland ein Bedarf von Wasserstoff bzw. wasserstoffbasierten Energieträgern für den Endein-satz von etwa 400 bis 900 TWh entstehen, wobei in den meisten Analysen der ganz überwiegende Teil aus dem Ausland bezogen wird (zum Vergleich: aktuell betragen die Netto-Importe für alle Energieträger umgerechnet ca. 2.600 TWh). Für das Jahr 2030 – und für das bisherige Zielsystem der deutschen und europäischen Klimapolitik – liegt der zusätzliche Bedarf an Wasserstoff bzw. wasserstoffbasierten Energieträgern jedoch auch in den Studien mit perspektivisch hoher Nachfrage bei Werten von unter 50 TWh. Unter Maßgabe ambitionierterer europäischer Klimaschutzziele kann für den Zeithorizont 2030 eine größere Nachfrage entstehen.

Selbst unter Annahme massiver Fortschritte bei Technologien und Kosten ist abzusehen, dass Wasserstoff und wasserstoffbasierte synthetische Energieträger sehr hochwertige, mengenmäßig begrenzt verfügbare und auch längerfristig vergleichsweise teure Energieträger bleiben. Vor diesem Hintergrund ist die gezielte Allokation des Einsatzes dieser Energieträger von spezifischer Bedeutung und kommt der Anwendungsseite eine besondere Bedeutung zu.

Ein erstes zentrales Handlungsfeld bilden die Bereiche, in denen die Alternativen zur Anwendung von Wasserstoff oder wasserstoffbasierten Energieträgern knapp sind und anwendungsseitig völlig neue Technologieansätze, Innovationsvorlaufzeiten und Skalierungsprozesse notwendig sind. Dies gilt einerseits für industrielle Anwendungen (Eisen- und Stahlerzeugung, chemische Industrie, Hochtemperaturprozesse) sowie andererseits die nicht oder nur teilweise für die direkte oder batterieelektrische Elektrifizierung geeigneten Segmente des Verkehrs (Flug- und Seeverkehr, nicht für die Elektrifizierung geeignete Teile des Langstrecken-Schwerlastverkehrs auf der Straße sowie des Schienenverkehrs). Angesichts der Kostensituation und des breiten Flankierungsbedarfs durch sehr unterschiedliche Instrumente (Demonstrationsvorhaben, Investitionskostenzuschüsse, Produktionsprämien etc.) empfiehlt sich hier ein in zeitlichen Phasen strukturierter Einsatz von grünem bzw. nach entsprechender Prüfung auch blauem sowie ggf. türkischem Wasserstoff. Ob und inwieweit für den Markthochlauf auch der Einsatz grauen Wasserstoffs verfolgt wird, bedarf vor dem Hintergrund der damit verbundenen Emissionen und Kosten, aber auch mit Blick auf die Mengengerüste intensiver Prüfungen.

Ein zweites robustes Handlungsfeld bilden die Anwendungsbereiche, in denen sich Wasserstoff bereits kurz- und mittelfristig als attraktive Emissionsminderungsoption erweisen kann. Hierzu gehört die Anwendung von (grünem) Wasserstoff für die Ammoniakherstellung (v.a. im Ausland) sowie der Einsatz von (grünem) Wasserstoff in Raffinerien. In diesen Bereichen könnten relativ schnell erste Emissionsminderungspotenziale durch den Einsatz von Wasserstoff erschlossen werden.

Im Zuge des Ausstiegs aus der Kohleverstromung werden in den nächsten Jahren erhebliche Kapazitäten im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung auf Erdgasbasis errichtet werden. Die Gewährleistung der Wasserstoff-*Readiness* für diese Anlagen (im Bereich der Verbrennungsprozesse, aber auch und besonders der Peripherieanlagen) bildet mit hoher Wahrscheinlichkeit ein drittes robustes Handlungsfeld, das über die entsprechenden Anpassungen der Finanzierungsinstrumente sowie der Infrastrukturregulierung adressiert werden sollte.

Deutlich zu hinterfragen ist die Ausrichtung eines Markthochlaufs für Wasserstoff mit Blick auf die Bereiche der Niedrigtemperaturwärme sowie den Straßenverkehr (mit Ausnahme von nicht für die Elektrifizierung geeigneten Anteilen des Schwerlastverkehrs). Zur Vermeidung von erheblichen Fehlinvestitionen, *Lock-in*-Effekten bzw. sehr hoher Kosten des zukünftigen Systems sind hier strategische Klärungen und klare Richtungsentscheidungen auf Grundlage intensiver Analysen der robust erwartbaren Einsatzpotenziale bzw. der Alternativoptionen unerlässlich.

Mit Blick auf die langfristig bereits heute klar eingrenzbaren Handlungsbereiche wird ebenfalls klar, dass v.a. der Einsatz von reinem Wasserstoff relevant ist und Beimischungsstrategien zumindest im Bereich der Endanwendungen nicht zukunftsfähig sind. Beimischungen erscheinen allenfalls als Übergangslösungen für den Transport (d.h. mit Ausfilterung am Punkt der Wasserstoffnachfrage) sinnvoll.

Die Infrastruktur für Wasserstoff bildet eine zentrale Determinante für die Entwicklung eines Wasserstoffsegments in der deutschen und europäischen Volkswirtschaft. Die Infrastrukturentwicklung bildet dabei auch eine wesentliche Rahmenbedingung für die Sektorallokation des Wasserstoffs. Hier sind planungs-, investitions- bzw. regulierungsseitig strategische Entscheidungen zu treffen und Instrumente zu schaffen, in welchen Bereich der Fernleitungs- und Verteilnetze jegliche Infrastrukturinvestitionen nur noch unter Maßgabe der Wasserstoff-*Readiness* (im Sinne einer Passfähigkeit zu einer reinen Wasserstoffversorgung) zulässig sind, in welchen Regionen und in welchen Zeiträumen Umrüstungsprozesse geplant und umgesetzt werden müssen, in welchen Bereichen Neubauprozesse für reine Wasserstoffinfrastrukturen initiiert werden sollten und wo die Beimischungsstrategie wegen der fehlenden sektoralen Ausrichtbarkeit ausgeschlossen werden kann oder sich die streckenbezogene Beimischung in Kombination mit Ausfilterungstechnologien für den Wasserstoff an den Verbrauchsstandorten als temporäre Transportoption als sinnvoll erweisen kann. Auf der instrumentellen Seite können sich hier ein langfristig ausgerichteter (Teil-) Netzentwicklungsplan Wasserstoff, die Ausweisung von Wasserstoff-Entwicklungsregionen sowie die klare Fokussierung der aus öffentlichen Mitteln geförderten Wasserstoffinfrastrukturen (z.B. Autobahn-Tankstellennetz für den Langstrecken-Schwerlastverkehr) als sinnvolle Handlungsansätze erweisen.

Summary

As a fuel and as a raw material in industry, hydrogen has an important function as a platform on the way to climate neutrality. This is especially true in all areas where it must be assumed that, despite consistent efforts in energy efficiency and the direct use of electricity from renewable energy sources, the possibility of complete decarbonization is unlikely. The opportunities and potentials for hydrogen arise from the varied production paths for carbon-neutral hydrogen and its broad suitability for direct use as a fuel or a raw material in industry and as a basis for producing other synthetic fuels.

Hydrogen is already used in a number of industrial processes. Grey hydrogen is used, which is produced either from hydrocarbons (usually natural gas) via the process of steam reforming or in electrolysis plants that are mainly powered by electricity from fossil fuels. The production of grey hydrogen thus involves relatively high greenhouse gas emissions.

With a view to the production of carbon-neutral or mostly carbon-neutral hydrogen, three production paths are particularly significant in the next one to two decades:

- Green hydrogen is produced in electrolysis plants based on additional renewable energy. In principle, this is a proven technology; substantial technological improvements and cost reductions can be expected through broader use and scaling up. Central parameters for the cost-effective production of green hydrogen are the availability and cost of renewable electricity, the investment costs of electrolysis plants, their annual utilization as well as cost-effective transport options and infrastructures.
- Blue hydrogen is produced via the steam reforming of hydrocarbons (usually natural gas), followed by the capture, transport and storage of the resulting CO₂. These are technologies that have been broadly tested on a large industrial scale and are available at comparatively low cost (with the exception of CO₂ transport by ship). Central parameters for cost-effective production are the natural gas price, the additional costs for the capture, transport and storage of the CO₂. The cost reduction potentials in these areas are limited.
- Turquoise hydrogen is produced via the pyrolysis of hydrocarbons (usually natural gas). The end products are hydrogen and solid carbon. This technology has not yet been used on a large industrial scale; it can be expected to have attractive costs, however, if properly tested and scaled up. An important advantage of this technology is its production of solid carbon, which can be sold as an input material and is easier to dispose of than gaseous carbon dioxide. An essential requirement for the climate neutrality of turquoise hydrogen is that the solid carbon is not used in processes that release CO₂ back into the atmosphere.

Hydrogen is and remains a relatively expensive fuel and raw material. Against this background, the cost and price of making it available play an important role. In terms of the pure production costs of green hydrogen, production sites outside of Germany are often advantageous. However, the costs of transporting hydrogen to Germany can substantially overcompensate the production cost advantages for green hydrogen in many cases (i.e. beyond pipeline transport over medium distances). A similar situation can arise in

domestic production of green hydrogen when imported electricity is used; this production is made more expensive by the corresponding network costs. For blue and turquoise hydrogen, the transport of natural gas to Germany and the domestic production of hydrogen seem advantageous from the perspective of costs and scaling up, at least for the next one to two decades.

An important parameter in assessing the hydrogen costs that currently apply and which are expected in different development variants is the carbon prices (via the European Union's Emissions Trading System (EU ETS) or other carbon pricing systems) needed to achieve cost parity with, for example, fossil natural gas.

The production of large quantities of green hydrogen at current technology and cost levels involves costs of (significantly) over 80 €/MWh (based on the lower heating value). To achieve cost parity with natural gas, carbon prices of over 300 €/t would be necessary. For 2030 and 2050, green hydrogen from domestic production or imports can achieve cost parity with fossil natural gas at carbon prices of 200 to 250 €/t; for 2050 these values could decrease to between 75 and 150 €/t CO₂. Low transport costs are required, however, for imports of green hydrogen; such cost levels tend to apply with pipeline connections covering distances of less than 2,000 km. The future quantities of domestically produced green hydrogen mostly depend on land availability and acceptance-based limitations on renewable electricity generation in Germany, on the costs of transport from abroad and on the financing of international projects.

For blue hydrogen, cost parity can be achieved in the medium term at carbon prices of less than 200 €/t when the expected prices for natural gas are assumed. Beyond this, a substantial decrease of the carbon prices needed for cost parity is not expected. The quantities of blue hydrogen mainly depend on the storage and acceptance restrictions that apply with secure and permanent storage of CO₂. It is barely conceivable – at least in the medium term – that Germany will import blue hydrogen from more distant foreign countries due to the comparatively high transport costs of hydrogen and large capacities of the natural gas pipelines that may need to be converted. It is therefore likely that blue and possibly also turquoise hydrogen are mainly produced domestically for the time being.

Against this background, there needs to be careful analysis of the extent to which and in what quantities blue hydrogen and (assuming rapid technological development) turquoise hydrogen can and should contribute to the ramp-up phase of a hydrogen segment in the German energy and raw materials supply. Such analyses must consider the need for hydrogen quantities in the short and medium terms in the context of more ambitious climate protection targets, the various restrictions and the cost levels and trends. In principle, however, it would only make sense for blue hydrogen to serve as a complementary strategy to the necessary market ramp-up of green hydrogen that is geared to huge cost reductions. In view of the hydrogen quantities needed in the medium to long term, such a twin-track strategy would not lead to lock-in or displacement effects if the cost reduction strategy for green hydrogen is initiated early on and consistently pursued. A provision of carbon-neutral hydrogen that is sustainable in the long term is only conceivable when green hydrogen is the dominant technology.

The production of synthetic fuels from hydrogen depends above all on the costs of hydrogen supply, the investment costs of the processing plants and the costs of ensuring climate-neutral CO₂ supplies. Some of the technical processes have been tested on a

large industrial scale or are transitioning from demonstration plants to industrial production. The further development of direct air capture of CO₂ is particularly important to enable the production of synthetic fuels that are carbon-neutral. The carbon prices necessary for synthetic liquid fuels to achieve cost parity with liquid fossil fuels, however, are in the range of 200 to 300 €/t in 2030 and 150 to 200 €/t in 2050 based on average assumptions. For synthetic methane, carbon prices of 350 €/t or more are needed for 2030 and above 250 €/t CO₂ for 2050. Transport costs play only a minor role for synthetic liquid fuels, but a significant one for synthetic methane.

Acceptable (albeit still high) costs are expected for some applications of synthetic liquid fuels in the long term, but they are unlikely to result for synthetic methane due to the high transport costs.

A specific situation arises with regard to the production of ammonia based on green hydrogen, which can then be directly used as a chemical raw material. Here, the use of hydrogen is already expected to be economically attractive in the short to medium term.

From a policy perspective, a phased approach to the provision of carbon-neutral hydrogen seems advisable. Central elements here are the focus of demonstration and scaling efforts on electrolysis plants (domestically and, if applicable, abroad), international hydrogen transport, hydrogen production from pyrolysis, direct air capture of CO₂ and the production of liquid fuels for aviation. For the operation of current hydrogen applications and the tapping of first new applications that use significant quantities of hydrogen, it needs to be examined to what extent or for what quantities a blue and possibly turquoise hydrogen segment can or should be developed that does not impede the future ramp-up of green hydrogen supply. It can be expected that a switch to green hydrogen occurs over time due to the decreasing costs. However, this necessary substitution process must be financed and ensured by policy. Synthetic jet and marine fuels will be necessary in any case and the development and scaling up of supply segments for other synthetic fuels (e.g. for private passenger transport) are not considered to be very promising.

In addition to measures for technology development and scaling, central areas of action include the certification of climate neutrality and the sustainability of hydrogen and hydrogen-based synthetic fuels, and the reduction of investment risks abroad, and possibly even the creation of a hydrogen import target. With a view to the domestic production of green hydrogen, it should be noted that adding taxes, charges and levies to electricity prices and grid fees hugely impairs the cost effectiveness of hydrogen production. Alongside the necessary reform of taxes, charges and levies on electricity according to the polluter pays principle, the locating of green hydrogen production plants in the immediate vicinity of renewable electricity generation is therefore decisive, especially with a view to offshore wind power generation.

In the context of Germany's goal of climate neutrality, the need for hydrogen or hydrogen-based fuels for end use may amount to approx. 400 to 900 TWh in 2050; in most analyses the vast majority of this hydrogen is imported (for comparison: at present, net imports for all energy sources comprise approx. 2,600 TWh). For 2030 – and for the current targets of German and European climate policy – the additional need for hydrogen and hydrogen-based fuels amounts to less than 50 TWh, even in the studies with a high future need. If more ambitious European climate protection targets are set, however, a higher need for hydrogen may arise for 2030.

Even assuming huge progress in technology and costs, hydrogen and hydrogen-based synthetic fuels are likely to remain a very high-quality energy source that is available in limited quantities and is comparatively expensive also in the long term. Against this background, a targeted allocation of the use of hydrogen is important, particularly in the field of hydrogen applications.

The first central area of action concerns the segments in which alternatives to the use of hydrogen or hydrogen-based fuels are scarce and completely new technological approaches, lead times for innovation and scaling-up processes are needed for application. This applies to industrial applications (iron and steel production, chemical industry, high-temperature processes) and to transport segments that are not or are only partly suited to direct or battery electrification (air and maritime transport and the parts of long-distance heavy goods transport by road and rail that are not suited to electrification). In view of the cost situation and the broad need for financing via very varied instruments (demonstration projects, investment subsidies, production bonuses, etc.), a phasing-in of the use of green hydrogen and, after appropriate testing, blue and possibly turquoise hydrogen is recommended. Given the associated emissions and costs, but also with a view to the structure of electricity generation, it should be carefully tested whether and to what extent grey hydrogen is also used in the market ramp-up.

Another central area of action concerns the applications in which hydrogen can already be an attractive emission reduction option in the short and medium term. These include the use of (green) hydrogen for ammonia production (mainly abroad) and the use of (green) hydrogen in refineries. First emission reduction potentials could be developed relatively quickly in these areas by using hydrogen.

In the course of the phase-out of coal-fired power generation, substantial capacities for combined heat and power generation based on natural gas are being created in the next few years. It is very likely that the need to ensure hydrogen readiness for these plants (with a view to combustion processes and especially auxiliary facilities) will constitute a third area of action. This should be addressed by adjusting financing instruments and infrastructure regulation.

It must be carefully questioned whether the market ramp-up for hydrogen should be oriented to low temperature heat as well as road transport (with the exception of heavy goods vehicles which are not suitable for electrification). In order to avoid considerable investment errors, lock-in effects and very high costs of the future electricity system, a clear policy strategy and clear directional decisions based on careful analysis of the usage potentials that are robustly expected and of the alternative options are indispensable.

With a view to the areas of action that can already be clearly defined in the long term, it is also evident that the use of pure hydrogen is relevant and that blending strategies are not sustainable, at least not in end-use applications. Blending hydrogen into natural gas would appear to make sense at best as a transitional solution for transport (i.e. with filtering at the point of hydrogen demand).

The infrastructure for hydrogen is a central determinant for developing a hydrogen segment in the German and European economy. The development of infrastructure is also an essential framework condition for the sector allocation of hydrogen. Here, strategy decisions on planning, investment and regulation must be made and instruments created. These decisions should take account of the following: with a view to the

transmission and distribution networks, any infrastructure investments should only be permitted on condition of hydrogen readiness (in the sense of compatibility with a pure hydrogen supply); it must be decided in which regions and time periods the refurbishment processes have to be planned and implemented and in which areas new construction processes for pure hydrogen infrastructures should be initiated and where the blending strategy can be excluded due to the lack of sectoral alignment or where route-based blending combined with filtering technologies for hydrogen at the consumption sites may be a sensible temporary transport option. In terms of the development of instruments, a long-term (partial) network development plan for hydrogen, the designation of hydrogen development regions and the clear focusing of government-funded hydrogen infrastructures (e.g. network of motorway filling stations for long-distance heavy goods traffic) can prove useful.

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung und Zielstellung	24
2.	Erzeugungstechnologien: Stand der Technik, Kosten, Ressourcenimplikationen und Restriktionen	25
2.1.	Vorbemerkungen	25
2.2.	Strombasierter Wasserstoff aus der Elektrolyse	31
2.2.1.	Wasserstoffherstellung mittels Niedrigtemperatur-Elektrolyse	31
2.2.2.	Wasserstoffherstellung mittels Hochtemperatur-Elektrolyse	33
2.2.3.	Herstellungskosten und deren Einflussfaktoren	35
2.3.	Wasserstoffherstellung über verfahrenstechnische Prozesse	47
2.3.1.	Wasserstoffherstellung aus fossilen Energieträgern mittels Dampfreformierung	47
2.3.2.	Wasserstoffherstellung aus fossilen Energieträgern mittels Pyrolyse	50
2.3.3.	Herstellungskosten und deren Einflussfaktoren	54
2.4.	Synthetische Brennstoffe	59
2.4.1.	Strombasiertes synthetisches Methan	59
2.4.2.	Strombasierte flüssige Kohlenwasserstoffe	62
2.4.3.	Herstellungskosten und relevante Kostenfaktoren	65
2.5.	Zwischenfazit	75
3.	Nachfrage nach wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern oder Rohstoffen	78
3.1.	Gesamtnachfrage nach wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern und Rohstoffen im Jahr 2050 und deren Ausprägung	80
3.2.	Sektorale Nachfrage im Jahr 2050	81
3.3.	Importquote von wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern und Rohstoffen	84
3.4.	Zeitliches Profil der Nachfragen	85
3.5.	Installierte Kapazität von Elektrolyseanlagen in Deutschland	87
4.	Infrastrukturelle Voraussetzungen für wasserstoffbasierte Sekundärenergieträger	88
4.1.	Inländische Infrastrukturen	88
4.1.1.	Vorbemerkungen	88

4.1.2.	Implikationen der Nachfrageszenarien auf zukünftig notwendige Gasnetzkapazitäten	88
4.1.3.	Technische Auswirkungen unterschiedlicher wasserstoffbasierter Sekundärenergieträger und Rohstoffe in der Gasnetz-Infrastruktur	89
4.2.	Internationale Infrastrukturen	97
5.	Anwendungsbezogene Voraussetzungen für die Wasserstoffnutzung	101
6.	Regulativer Rahmen für Markthochlauf und Marktdurchdringung	102
6.1.	Strategische Schlussfolgerungen der bisherigen Analysen	102
6.2.	Instrumentelle Ansätze	106
7.	Referenzen	112
	Anhänge	119
	Anhang 1: Ergebnisse der Kostenanalysen für grünen Wasserstoff	119
	Anhang 2: Ergebnisse der Kostenanalysen für blauen Wasserstoff	126
	Anhang 3: Ergebnisse der Kostenanalysen für synthetische Flüssigbrennstoffe sowie synthetisches Methan	130

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Technologiepfade zur Herstellung von Wasserstoff sowie synthetischer Energieträger bzw. Rohstoffe	26
Abbildung 2-2:	Kosten konventioneller Wasserstoffherstellung mittels Dampfreformierung ohne CO ₂ -Abtrennung und ohne CO ₂ -Kosten	28
Abbildung 2-3:	Wasserstoffkosten und Großhandelspreise fossiler Brennstoffe bei unterschiedlichen CO ₂ -Preisen und Ammoniak	29
Abbildung 2-4:	H ₂ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, ohne Transportkosten, 2020	38
Abbildung 2-5:	H ₂ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Kontinuität“, WACC 5%, ohne Transportkosten, 2030	39
Abbildung 2-6:	H ₂ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Durchbruch“, WACC 5%, ohne Transportkosten, 2030	41
Abbildung 2-7:	H ₂ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Durchbruch“, WACC 5%, Transportkosten 0,75 €/kg, 2030	41
Abbildung 2-8:	H ₂ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Kontinuität“, WACC 5%, ohne Transportkosten, 2050	43
Abbildung 2-9:	H ₂ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Durchbruch“, WACC 5%, ohne Transportkosten, 2050	44
Abbildung 2-10:	H ₂ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Durchbruch“, WACC 5%, Transportkosten 0,50 €/kg, 2050	44
Abbildung 2-11:	Wasserstoffherstellung über Dampfreformierung mit CO ₂ -Abtrennung (Prinzipschema)	47
Abbildung 2-12:	Wasserstoffherstellung mittels Pyrolyse (Prinzipschema)	51
Abbildung 2-13:	H ₂ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Erdgas- und CO ₂ -Kosten, Investitionskosten- und CO ₂ -Entsorgungsvariante „Referenz“, ohne Transportkosten, WACC 5%	56
Abbildung 2-14:	H ₂ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Erdgas- und CO ₂ -Kosten, Investitionskosten- und CO ₂ -Entsorgungsvariante „Referenz“, Transportkosten 0,75 €/kg, WACC 5%	57
Abbildung 2-15:	Herstellung synthetischer Gase mittels Sabatier-Prozess (Prinzipschema)	59
Abbildung 2-16:	Herstellung synthetischer Flüssigbrennstoffe mittels Fischer-Tropsch-Synthese (Prinzipschema)	63

Abbildung 2-17:	Herstellung synthetischer Flüssigbrennstoffe mittels direkter, einstufiger Methanol-Synthese (Prinzipschema)	63
Abbildung 2-18:	PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2020	67
Abbildung 2-19:	PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2030	69
Abbildung 2-20:	PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2050	69
Abbildung 2-21:	SynCH ₄ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2020	72
Abbildung 2-22:	SynCH ₄ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2030	74
Abbildung 2-23:	SynCH ₄ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2050	74
Abbildung 3-1:	Gesamtnachfrage nach wasserstoffbasierten Sekundärträgern und Rohstoffen, 2050	80
Abbildung 3-2:	Sektorale Nachfrage nach wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern und Rohstoffen, 2050	82
Abbildung 3-3:	Importquoten für wasserstoffbasierte Sekundärenergieträger und Rohstoffe, 2050	84
Abbildung 3-4:	Zeitliches Profil der Nachfragen nach wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern oder Rohstoffen, 2030 und 2050	85
Abbildung 3-5:	Zeitliches Profil der Importe nach wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern oder Rohstoffen in Fraunhofer ISE (2020a), 2020 - 2050	86
Abbildung 3-6:	Installierte Leistung der Elektrolyseanlagen in Deutschland, 2030 und 2050	87
Abbildung 4-1:	Konzept der westeuropäischen Fernleitungsgasnetzbetreiber für ein Wasserstoff- <i>Backbone</i> -Netz, 2030 und 2040	92
Abbildung 4-2:	Brennwert und Wobbe-Index für unterschiedliche Wasserstoff-Beimischungsquoten und unterschiedliche Erdgasqualitäten	93
Abbildung 4-3:	Flüchtige Methanemissionen aus dem deutschen Gasnetz (ohne Methanschluß in Endgeräten), 1990-2018	96
Abbildung 4-4:	Kosten unterschiedlicher Optionen des Langstreckentransports von Wasserstoff in Abhängigkeit der Transportdistanz	98

Abbildung 4-5:	Maximale Kapazität wichtiger Erdgas-Versorgungspipelines bei Nutzung für Wasserstoff Importe nach Deutschland	99
Abbildung A1- 1:	H ₂ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, ohne Transportkosten, 2020	119
Abbildung A1- 2:	H ₂ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Kontinuität“, WACC 5%, ohne Transportkosten, 2030	120
Abbildung A1- 3:	H ₂ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Durchbruch“, WACC 5%, ohne Transportkosten, 2030	120
Abbildung A1- 4:	H ₂ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Kontinuität“, WACC 15%, ohne Transportkosten, 2030	121
Abbildung A1- 5:	H ₂ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Durchbruch“, WACC 15%, ohne Transportkosten, 2030	121
Abbildung A1- 6:	H ₂ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Kontinuität“, WACC 5%, Transportkosten 0,75 €/kg, 2030	122
Abbildung A1- 7:	H ₂ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Kontinuität“, WACC 5%, Transportkosten 1,50 €/kg, 2030	122
Abbildung A1- 8:	H ₂ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Kontinuität“, WACC 5%, ohne Transportkosten, 2050	123
Abbildung A1- 9:	H ₂ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Durchbruch“, WACC 5%, ohne Transportkosten, 2050	123
Abbildung A1- 10:	H ₂ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Kontinuität“, WACC 15%, ohne Transportkosten, 2050	124
Abbildung A1- 11:	H ₂ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Durchbruch“, WACC 15%, ohne Transportkosten, 2050	124
Abbildung A1- 12:	H ₂ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Kontinuität“, WACC 5%, Transportkosten 0,50 €/kg, 2050	125
Abbildung A1- 13:	H ₂ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Kontinuität“, WACC 5%, Transportkosten 1,00 €/kg, 2050	125
Abbildung A2- 1:	H ₂ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Erdgas- und CO ₂ -Kosten, Investitionskosten- und CO ₂ -Ablagerungsvariante „Referenz“, WACC 5%, ohne Transportkosten	126

Abbildung A2- 2:	H ₂ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Erdgas- und CO ₂ -Kosten, Investkostenvariante „Hoch“, CO ₂ -Entsorgungsvariante „Referenz“, WACC 5%, ohne Transportkosten	127
Abbildung A2- 3:	H ₂ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Erdgas- und CO ₂ -Kosten, Investkostenvariante „Referenz“, CO ₂ -Entsorgungsvariante „Hoch“, WACC 5%, ohne Transportkosten	127
Abbildung A2- 4:	H ₂ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Erdgas- und CO ₂ -Kosten, Investitionskosten- und CO ₂ -Entsorgungsvariante „Hoch“, WACC 5%, ohne Transportkosten	128
Abbildung A2- 5:	H ₂ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Erdgas- und CO ₂ -Kosten, Investitionskosten- und CO ₂ -Entsorgungsvariante „Referenz“, WACC 15%, ohne Transportkosten	128
Abbildung A2- 6:	H ₂ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Erdgas- und CO ₂ -Kosten, Investitionskosten- und CO ₂ -Entsorgungsvariante „Referenz“, WACC 5%, Transportkosten 0,75 €/kg	129
Abbildung A2- 7:	H ₂ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Erdgas- und CO ₂ -Kosten, Investitionskosten- und CO ₂ -Entsorgungsvariante „Referenz“, WACC 5%, Transportkosten 1,50 €/kg	129
Abbildung A3- 1:	PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2020	130
Abbildung A3- 2:	PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2030	131
Abbildung A3- 3:	PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, Investkostenvariante „Durchbruch“, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2030	131
Abbildung A3- 4:	PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, Transportkosten 2 €/MWh, WACC 5%, 2030	132
Abbildung A3- 5:	PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, Transportkosten 2 €/MWh, WACC 15%, 2030	132
Abbildung A3- 6:	PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, Investkostenvariante „Durchbruch“, Transportkosten 2 €/MWh, WACC 15%, 2030	133
Abbildung A3- 7:	PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2050	134

Abbildung A3- 8: PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, Investkostenvariante „Durchbruch“, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2050	134
Abbildung A3- 9: PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, Transportkosten 2 €/MWh, WACC 5%, 2050	135
Abbildung A3- 10: PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, Transportkosten 2 €/MWh, WACC 15%, 2050	135
Abbildung A3- 11: PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, Investkostenvariante „Durchbruch“, Transportkosten 2 €/MWh, WACC 15%, 2050	136
Abbildung A3- 12: SynCH ₄ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2020	137
Abbildung A3- 13: SynCH ₄ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2030	138
Abbildung A3- 14: SynCH ₄ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, Investkostenvariante „Durchbruch“, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2030	138
Abbildung A3- 15: SynCH ₄ --Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, Transportkosten 4 €/MWh, WACC 5%, 2030	139
Abbildung A3- 16: SynCH ₄ --Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, Transportkosten 12 €/MWh, WACC 5%, 2030	139
Abbildung A3- 17: SynCH ₄ --Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, Transportkosten 4 €/MWh, WACC 15%, 2030	140
Abbildung A3- 18: SynCH ₄ --Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, Transportkosten 12 €/MWh, WACC 15%, 2030	140
Abbildung A3- 19: SynCH ₄ --Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, Investkostenvariante „Durchbruch“, Transportkosten 4 €/MWh, WACC 15%, 2030	141
Abbildung A3- 20: SynCH ₄ --Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung,	

	Investkostenvariante „Durchbruch“, Transportkosten 12 €/MWh, WACC 15%, 2030	141
Abbildung A3- 21:	SynCH ₄ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2050	142
Abbildung A3- 22:	SynCH ₄ -Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, Investkostenvariante „Durchbruch“, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2050	142
Abbildung A3- 23:	SynCH ₄ --Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, Transportkosten 4 €/MWh, WACC 5%, 2050	143
Abbildung A3- 24:	SynCH ₄ --Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, Transportkosten 12 €/MWh, WACC 5%, 2050	143
Abbildung A3- 25:	SynCH ₄ --Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, Transportkosten 4 €/MWh, WACC 15%, 2050	144
Abbildung A3- 26:	SynCH ₄ --Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, Transportkosten 12 €/MWh, WACC 15%, 2050	144
Abbildung A3- 27:	SynCH ₄ --Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, Investkostenvariante „Durchbruch“, Transportkosten 4 €/MWh, WACC 15%, 2050	145
Abbildung A3- 28:	SynCH ₄ --Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO ₂ -Bereitstellung, Investkostenvariante „Durchbruch“, Transportkosten 12 €/MWh, WACC 15%, 2050	145

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Strombedarf und notwendiger Kapazitätszubau der regenerativen Stromerzeugung bei verschiedenen Wirkungsgraden der Wasserstoffherstellung (NT-Elektrolyse) in Deutschland	32
Tabelle 2-2:	Strombedarf und notwendiger Kapazitätszubau der regenerativen Stromerzeugung bei verschiedenen Wirkungsgraden der Wasserstoffherstellung (HT-Elektrolyse) in Deutschland	34
Tabelle 2-3:	Zentrale Parameter für die Wirtschaftlichkeitsanalysen	37
Tabelle 2-4:	Zentrale Parameter für die Wirtschaftlichkeitsanalysen für die Erdgas-Dampfreformierungsroute	55
Tabelle 2-5:	Strombedarf und notwendiger Kapazitätszubau der regenerativen Stromerzeugung bei verschiedenen Wirkungsgraden der Methanherstellung in Deutschland	60
Tabelle 2-6:	Strombedarf und notwendiger Kapazitätszubau der regenerativen Stromerzeugung bei verschiedenen Wirkungsgraden der Herstellung flüssiger synthetischer Kohlenwasserstoffe in Deutschland	64
Tabelle 2-7:	Zentrale Parameter der Wirtschaftlichkeitsanalysen für die Herstellung von synthetischen flüssigen Brennstoffen	66
Tabelle 2-8:	Zentrale Parameter der Wirtschaftlichkeitsanalysen für die Herstellung von synthetischem Methan	71
Tabelle 3-1:	Übersicht der Nachfragestudien und deren Ausprägungen	79

1. Einleitung und Zielstellung

Die verstärkte Nutzung von nachhaltig, sicher und emissionsfrei erzeugtem Wasserstoff sowie strom- bzw. wasserstoffbasierter synthetischer Energieträger und Kraftstoffe gehört nach der Erhöhung der Energieeffizienz, der direkten Nutzung erneuerbarer Energien, der Elektrifizierung auf Basis emissionsfrei erzeugten Stroms zu den zentralen Handlungsbereichen auf dem Wege zu einem klimaneutralen Energiesystems bzw. einer klimaneutralen Volkswirtschaft.

Im Gegensatz zu den anderen genannten Bereichen befindet sich dieses strategische Segment der Transformation noch in einem vergleichsweise frühen Entwicklungsstadium. Damit sind in diesem Bereich auch Fragen der Bereitstellung, der Infrastrukturen sowie der Anwendungstechnologien deutlich komplexer und hinsichtlich der sich letztlich durchsetzenden Technologierouten bisher nur schwer einordenbar.

Mit den Analysen sollen die vielfältigen Optionen eingeordnet werden und Schlussfolgerungen für die Definition von Strategien sowie deren Instrumentierung abgeleitet werden. Die technischen und ökonomischen Fragen werden auf drei Ebenen untersucht:

- den Bereitstellungsoptionen für Wasserstoff und strom- bzw. wasserstoffbasierte Energieträger und Rohstoffen (Kapitel 2),
- den Bedarf an Wasserstoff und synthetischen Energieträgern und Rohstoffen (Kapitel 3),
- die neuen oder umzunutzenden Infrastrukturen für Wasserstoff (Kapitel 4) sowie
- für die neuen Anwendungsoptionen von Wasserstoff (Kapitel 5).

Mit Blick auf die technischen Fragen wird vor allem auf die verschiedenen Technologieketten, deren Entwicklungsstand, ihren Ressourcenbedarf sowie den aktuellen Stand und die erwartbaren bzw. möglichen Kostenentwicklungen eingegangen. Bei den ökonomischen Fragen wurde angesichts der teilweise komplexen Zusammenhänge sowie der hohen Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Entwicklungen ein besonderes Augenmerk auf Sensitivitätsanalysen gelegt. Dies betrifft erstens die Kostenparameter für die verschiedenen Anlagen, zweitens die marktlichen Rahmenbedingungen, drittens die notwendigen Transportbedarfe sowie viertens die möglicherweise unterschiedlichen Finanzierungsbedingungen für Anlageninvestitionen.

Auf dieser Grundlage wird eine Reihe von Schlussfolgerungen für den politischen Handlungsbedarf gezogen:

- auf der Ebene von Strategien, also längerfristig robusten Handlungsfeldern, die zunächst unabhängig von den konkreten Instrumenten beschrieben werden können (Kapitel 6.1) und
- auf der Ebene von absehbar wichtigen politischen Instrumenten, die abhängig vom jeweiligen Fortschritt der Transformation sowie vom politischen und ökonomischen Umfeld flexibel eingesetzt werden können und sollten (Kapitel 6.2).

Mit den hier vorgelegten Untersuchungen sollen die unterschiedlichen Aspekte der großvolumigen Nutzung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern oder Rohstoffe einem möglichst ganzheitlichen Screening-Prozess unterworfen werden. Gleichwohl bleiben die Analysen eine Momentaufnahme eines absehbar sehr dynamischen Prozesses.

2. Erzeugungstechnologien: Stand der Technik, Kosten, Ressourcenimplikationen und Restriktionen

2.1. Vorbemerkungen

Wasserstoff ist vor allem für eine Vielzahl von Industrieprozessen kein neuer Grundstoff. Die konventionelle Erzeugung von Wasserstoff für diese Prozesse (derzeit v.a. auf Basis fossiler Energieträger, z.B. Erdgas) gehört zu den breit erprobten und teilweise mit langer Tradition angewendeten Technologien. Es existieren liquide Märkte für Wasserstoff und entsprechende Preise, die Herstellung dieses grauen Wasserstoff ist jedoch im Regelfall mit relativ hohen Treibhausgasemissionen verbunden.

Im Kontext der klimapolitisch getriebenen Veränderungsprozesse in Richtung einer treibhausgasneutralen Volkswirtschaft wird sich so einerseits auch die Wasserstoffversorgung für die entsprechenden Industriesektoren deutlich verändern müssen, andererseits werden im Bereich von Energiewirtschaft, Verkehr und Industrie auch neue Wasserstoffanwendungen entstehen (müssen).

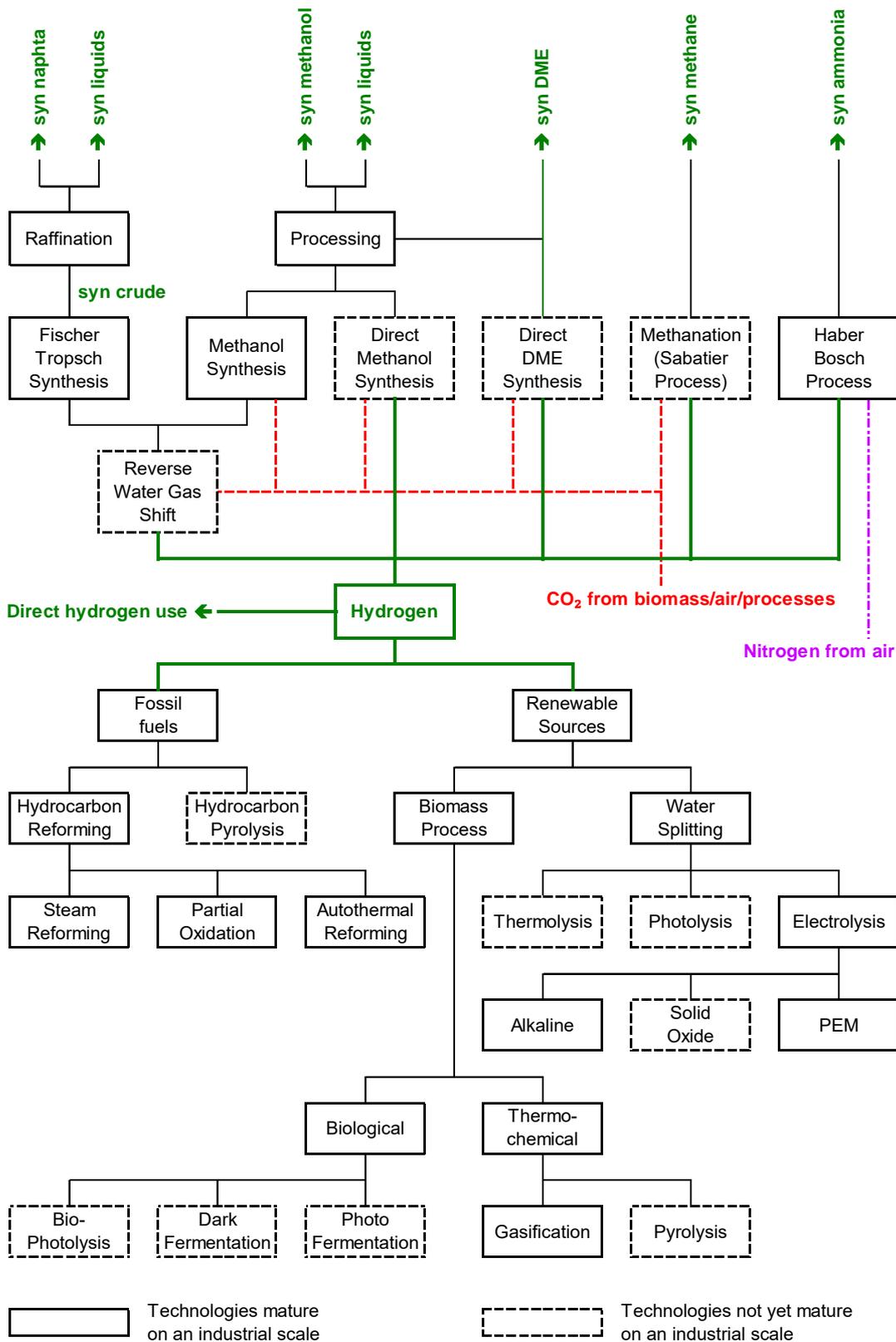
Die Bereitstellung von Wasserstoff und wasserstoffbasierten Brenn- und Kraftstoffen oder entsprechenden Grundstoffen für eine ganze Reihe von Industrieprozessen ist heute und absehbar über eine große Bandbreite von unterschiedlichen Herstellungsprozessen bzw. Prozessketten möglich und wird auch mit Blick auf neue technologische Ansätze umfassend diskutiert bzw. forschungsseitig verfolgt.

Die Abbildung 2-1 vermittelt einen Überblick zu den wichtigsten Technologien und deren Entwicklungsstand:

- Sie zeigt zunächst sehr deutlich, dass Wasserstoff eine wichtige Plattform für Bereitstellung von chemischen Energieträgern bzw. Rohstoffen für die Industrie ist, da Wasserstoff über eine Vielzahl von Verfahren bereitgestellt werden kann, aber neben der direkten Nutzung auch die Basis für eine Vielzahl von Weiterverarbeitungsprozessen sein kann.
- Wasserstoff kann dabei sowohl auf Basis erneuerbarer als auch auf Basis von fossilen Energieträgern hergestellt werden, wobei für den letzteren Fall eine weitgehende Klimaneutralität nur erreicht werden kann, wenn der erzeugte Kohlenstoff über die Ablagerung von CO₂ bzw. die Nutzung oder Ablagerung von festem Kohlenstoff nicht in die Atmosphäre gelangen kann.
- Die Zahl der für die Wasserstofferzeugung erprobten bzw. breit angewendeten Technologieoptionen ist dabei kleiner als die der aktuell v.a. im Forschungskontext adressierten Zusatzoptionen, eine etwas ausgewogenere Situation ergibt sich für die Weiterverarbeitung von Wasserstoff zu synthetischen Brenn- oder Rohstoffen.

Diese Situation verdeutlicht, dass die Rolle von Wasserstoff als Plattform-Rohstoff auch und besonders unter den Bedingungen rapider technologischer Entwicklungen als ausgesprochen robustes Element einer Transformation des Energie- und Verkehrssystems bzw. der Industrie in Richtung Klimaneutralität eingeordnet werden kann.

Abbildung 2-1: Technologiepfade zur Herstellung von Wasserstoff sowie synthetischer Energieträger bzw. Rohstoffe



Quelle: Öko-Institut

Gleichwohl beschränkt sich in diesem Kontext die Bereitstellung von Wasserstoff bzw. wasserstoffbasierten Energieträgern oder Grundstoffen auf absehbare Zukunft vor allem auf eine engere Auswahl besonders wichtiger Routen, die in den folgenden Abschnitten näher betrachtet werden¹:

- die Bereitstellung von klimaneutralem Wasserstoff aus der Wasser-Elektrolyse auf Basis von Strom aus erneuerbaren Energiequellen (grüner Wasserstoff);
- die Bereitstellung von weitgehend klimaneutralem Wasserstoff aus Erdgas mit Prozessen, die die Freisetzung von CO₂ in die Atmosphäre weitgehend vermeiden (blauer und türkiser Wasserstoff);
- die Herstellung von (unterschiedlichen) flüssigen oder gasförmigen Brennstoffen bzw. Rohstoffen für die Industrie aus Wasserstoff und klimaneutral gewonnenem CO₂ bzw. Stickstoff aus der Atmosphäre.

Diese Technologien und Prozesse, ihre Spezifika und Entwicklungsstände werden jeweils kurz dokumentiert. Vor dem Hintergrund der o.g. Plattformfunktion von Wasserstoff werden dabei die Prozesse zur Bereitstellung und zur Weiterverarbeitung getrennt dargestellt, auch wenn sie zumindest in einigen Fällen integriert und mit Synergieeffekten umgesetzt werden können.

Da Wasserstoff heute ganz überwiegend durch Dampfreformierung von Erdgas gewonnen wird, bilden sich die Marktpreise für Wasserstoff aktuell vor allem in Abhängigkeit von den Erdgaspreisen. Die Abbildung 2-2 zeigt den typischen Zusammenhang zwischen Erdgaspreisen (bezogen auf den unteren Heizwert) und den Kosten der konventionellen Wasserstoffproduktion (hier dargestellt als massebezogene Größe). In einem für Regionen mit niedrigen Erdgaspreisen typischen Marktumfeld liegen die Wasserstoffkosten bzw. -preise bei Werten von etwas unter 1 €/kg H₂, unter den europäischen Normalbedingungen entstehen hier Kostenniveaus von ca. 1,5 €/kg.

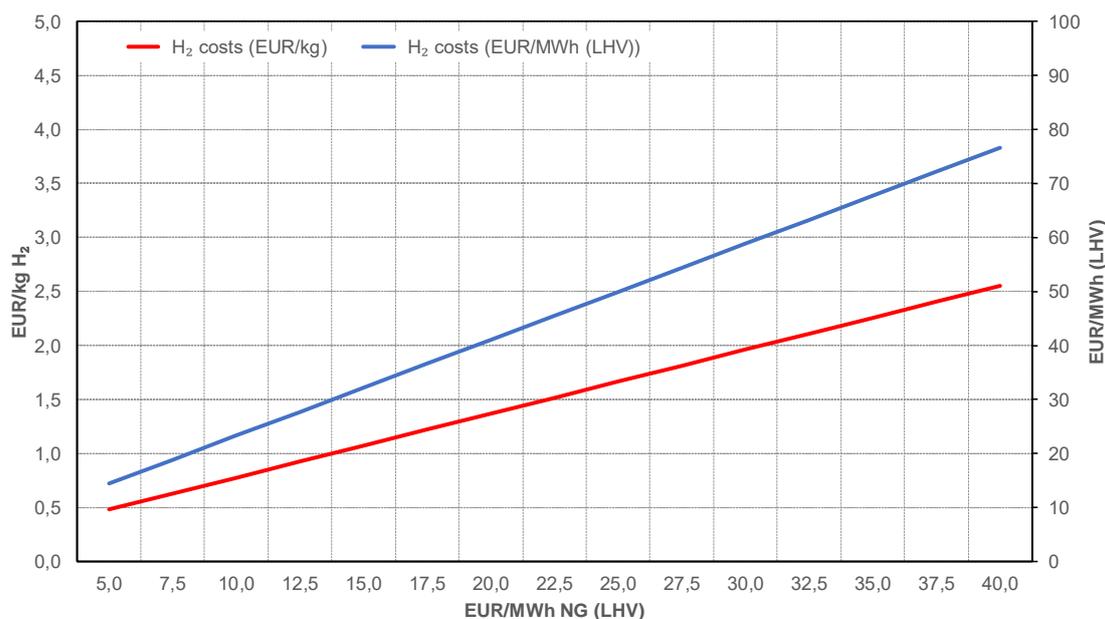
Für die Verwendung als Rohstoff in der chemischen Industrie ist die Notierung von Kosten und Preisen auf massebezogener Basis sinnvoll, für die Verwendung von Wasserstoff als Energieträger oder Grundstoff für die Erzeugung synthetischer Energieträger ist ein Bezug auf den Energieinhalt zielführender.

Hier ist explizit darauf hinzuweisen, dass in den folgenden Analysen bei allen Kosten-Preis- und Konversionsgrößen durchgängig der Bezug auf den unteren Heizwert (H_u, *Lower Heating Value* – LHV oder *Net Calorific Value* – NCV) dargestellt wird. Die Differenz zum Brennwert (oberer Heizwert H_o, *Higher Heating Value* – HHV bzw. *Gross*

¹ Vorkettenemissionen für die Bereitstellung der eingesetzten Brennstoffe, Materialien bzw. die Herstellung der notwendigen Anlagen werden in den hier vorgelegten Analysen nicht weiter adressiert. Hierzu bedarf es angesichts der großen Bedeutung von Systemabgrenzungen und der entsprechenden Eingangsdaten sowie diverser Bewertungsfragen gesonderter Untersuchungen. Darüber hinaus ist darauf hinzuweisen, dass auch die Herstellung von Wasserstoff mittels Strom aus regenerativen Energiequellen allenfalls auf bilanzieller Ebene vollständig klimaneutral dargestellt werden kann, sofern nicht ein vollständig regeneratives Stromsystem oder entsprechende Insellösungen unterstellt werden. Bis dahin wird unter realweltlichen Bedingungen die Abdeckung der Nachfrageprofile von Elektrolyseanlagen direkt oder indirekt zu einer gewissen Mengen von CO₂-Emissionen führen. Gleichwohl wird grüner Wasserstoff aus Gründen der Langfristperspektive im Folgenden stets als klimaneutral und werden blauer bzw. türkiser Wasserstoff mit Blick auf die hier strukturell verbleibenden Restemissionen als weitgehend klimaneutral eingeordnet. Entsprechendes gilt auch in Bezug auf die zur Herstellung synthetischer Kohlenstoffwasserstoffe notwendigen Kohlenstoffquellen

Calorific Value – GCV) ergibt sich dabei aus dem Anteil der Wärmeenergie, die bei der Kondensation des Wassers im Abgas freigesetzt wird, an der reinen Verbrennungswärme.²

Abbildung 2-2: Kosten konventioneller Wasserstoffherstellung mittels Dampfreformierung ohne CO₂-Abtrennung und ohne CO₂-Kosten



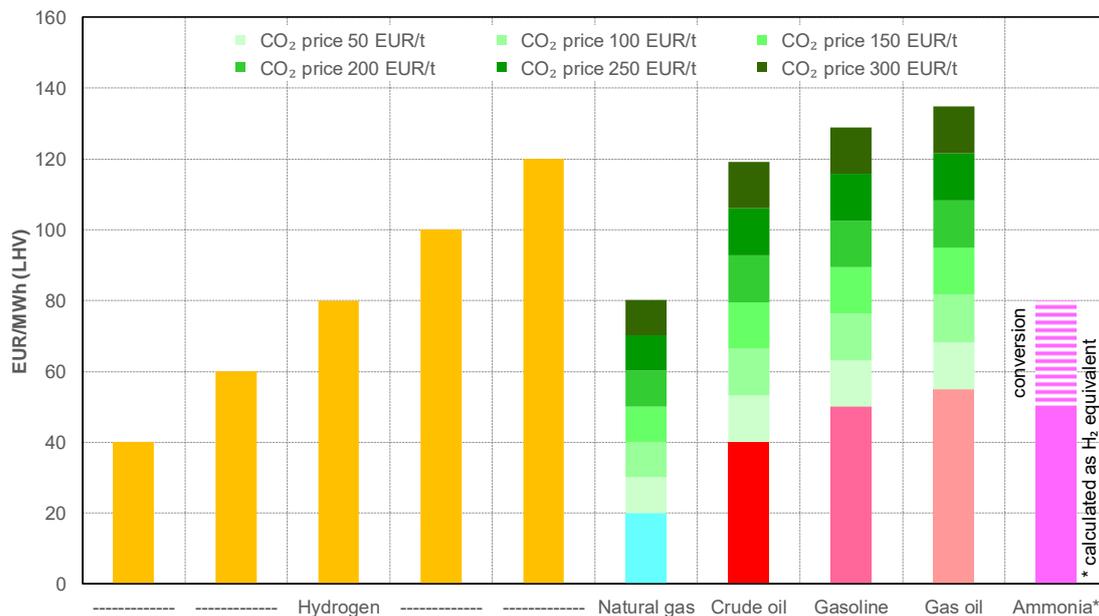
Quelle: Öko-Institut auf Basis von Grey & Tomlinson (2002) sowie Mignard (2014)

Auf dieser Basis lassen sich zunächst die Kosten von Wasserstoff (bzw. auch der aus Wasserstoff erzeugten synthetischen Energieträger) mit den Kosten konventioneller Energieträger vergleichen. In der Abbildung 2-3 ist ein solcher Vergleich für unterschiedliche Kostenniveaus klimaneutral bereitgestellten Wasserstoffs (40, 60, 80, 100 und 120 €/MWh auf Basis des unteren Heizwerts) mit aktuellen Großhandelspreisen für Erdgas und Mineralölprodukte bzw. Rohöl dargestellt, wobei für die fossilen Energieträger auch die Kostenveränderungen ersichtlich sind, die sich bei der Beaufschlagung der verschiedenen fossilen Energieträger mit unterschiedlichen CO₂-Preisen ergeben. Der Bezug auf die Großhandelspreise der fossilen Energieträger bildet hier eine sachgerechte Basis, neben den Großhandelspreisen zwar noch die Distributionskosten sowie die staatlich induzierten Steuern, Abgaben und Umlagen zu berücksichtigen sind, diese jedoch einerseits zur Systemkostendeckung (Energie- und Verkehrsinfrastrukturen etc.) andererseits aber bereits der impliziten CO₂-Bepreisung zugerechnet werden können.³

² Wie wichtig die klare Definition dieses Bezugs auf den unteren Heizwert oder den (oberen) Heizwert ist, zeigen die diesbezüglichen Unterschiede: Der untere Heizwert von Wasserstoff liegt um etwa 15% unter dem oberen Heizwert, der für Erdgas um etwa 10% und für Dieselmotorkraftstoff um etwa 6% unter dem jeweiligen oberen Heizwert.

³ Nach Matthes (2018) lag die implizite CO₂-Bepreisung aus Steuern, Abgaben und Umlagen nach Abzug der Infrastruktur-Finanzierungsbeiträge für Erdgas zur Wärmeerzeugung 30 €/t CO₂, für leichtes Heizöl 23 €/t CO₂, für Ottokraftstoff 122 €/t CO₂ sowie für Diesel 45 €/t CO₂.

Abbildung 2-3: Wasserstoffkosten und Großhandelspreise fossiler Brennstoffe bei unterschiedlichen CO₂-Preisen und Ammoniak



Quelle: Öko-Institut

Der Vergleich zeigt deutlich, dass unterschiedlichen Wasserstoff-Preisniveaus relativ gut verschiedene CO₂-Preisniveaus zugerechnet werden können.

- Mit Blick auf Erdgas entspricht ein CO₂-Preiszuschlag von etwa 100 €/t jeweils einer anlegbaren Kostendifferenz zwischen Erdgas und (klimaneutralem) Wasserstoff von 20 €/MWh (bezogen auf den unteren Heizwert). Für Wasserstoff zu Kosten von 60 €/MWh wird damit eine Parität zu den Erdgaskosten erreicht, wenn für diesen fossilen Energieträger eine CO₂-Bepreisung von 200 €/t zum Tragen kommt. Bei einem CO₂-Preis von 100 €/t dürften zur Kostenparität zwischen Wasserstoff und Erdgas die Bereitstellungskosten für den Wasserstoff bei maximal 40 €/MWh liegen.
- Für Mineralölprodukte liegt diese anlegbare Kostendifferenz für (klimaneutralen) Wasserstoff mit etwa 26 €/MWh je 100 €/t CO₂ auf einem etwas höheren Niveau. Bei einem CO₂-Preis in Höhe von knapp 200 €/t wäre also die Kostenparität zu Wasserstoff bei Kosten von 103 bis 108 €/MWh (Benzin bzw. Diesel/Heizöl EL) erreicht. Zur Erzielung der Kostenparität dürften bei einem CO₂-Preis von 100 €/t die Kosten von Wasserstoff bei maximal 76 bis 82 €/MWh liegen.
- Für aus Wasserstoff erzeugte synthetische Flüssigbrennstoffe oder Gase gilt entsprechendes.

Eine besondere Situation ergibt sich kostenseitig für die ebenfalls in Abbildung 2-3 gezeigte Situation für die Ammoniakproduktion aus Wasserstoff:

- Einschließlich der Konversion von Wasserstoff in Ammoniak ergibt sich eine Parität zum auf Wasserstoff umgerechneten Großhandelspreis für

konventionell erzeugten Ammoniak (aktuell ca. 350 US-\$/t NH₃) bei einem Kostenniveau von ca. 80 €/MWh.

- Davon entfallen ca. 30 €/MWh auf die Konversion von Wasserstoff zu Ammoniak, bei Wasserstoff-Bereitstellungskosten von 50 €/MWh könnte also aus (klimaneutralem) Wasserstoff erzeugter Ammoniak mit konventionell erzeugtem Ammoniak konkurrieren.
- Vor diesem Hintergrund dürfte mit der klimaneutralen Ammoniakherstellung aus Wasserstoff einer der attraktivsten Anwendungsfälle einer Wasserstoffwirtschaft entstehen.

Um die Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff bzw. auf Wasserstoffbasis hergestellten synthetischen Energieträgern oder Rohstoffen robust einordnen zu können, wurde in den Wirtschaftlichkeitsanalysen stets das Niveau der CO₂-Bepreisung ermittelt, bei dem im Vergleich zu den entsprechenden fossilen Energieträgern die Kostenparität erreicht wird.

2.2. Strombasierter Wasserstoff aus der Elektrolyse

2.2.1. Wasserstoffherstellung mittels Niedrigtemperatur-Elektrolyse

Technischer Prozess und Stand der Technik

Bei der Elektrolyse wird Wasser unter Zuführung von elektrischer Energie elektrochemisch in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Die Prozesse der Niedrigtemperatur-elektrolyse (NT-Elektrolyse) arbeiten dabei bei einer Prozesstemperatur von 50-80°C, für den Ausgangsdruck des Wasserstoffs werden zukünftig Werte von bis zu 60-90 bar erwartet (IRENA 2018). Die alkalische Elektrolyse und die Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEM-Elektrolyse)⁴ sind technisch verschiedene Prozesse, die zur NT-Elektrolyse gehören. Die alkalische Elektrolyse ist das am weitesten verbreitete Verfahren der Wasserstoff-Elektrolyse, sie ist technisch demonstriert und verfügbar. Die PEM-Elektrolyse hat in den vergangenen Jahren technische Fortschritte erzielt und die Herstellungskosten sind erheblich gesunken, so dass in den vergangenen Jahren auch vermehrt PEM-Elektrolyseure in Betrieb genommen wurden (Schmidt 2019; IRENA 2018).

Typische Elektrolyseure besitzen heute eine Kapazität von 10 MW und darunter. Der Zubau an Elektrolyseurkapazitäten beschränkt sich derzeit weltweit auf rund 100 MW pro Jahr (Fraunhofer ISE et al. 2018). Die nächste Entwicklungsstufe sieht Elektrolyseure mit Kapazitäten bis zu 100 MW vor. Über die Förderung mit den „Reallaboren der Energiewende“ sollen 11 Projekte mit alkalischen und PEM-Elektrolyseuren mit Kapazitäten zwischen 10-100 MW (Planungsgröße) bis zum Jahr 2022 in Deutschland in Betrieb gehen (BMWi 2019). International sind ähnliche Vorhaben im selben Zeitraum zu erwarten (IRENA 2018). Eine Wachstumsdynamik bei der Wasserstoffelektrolyse ist also zu erwarten.

Bei dem heutigen Stand der Technik liegt der auf die genutzte Strommenge bezogene Wirkungsgrad⁵ bei ca. 65 % (Brynnolf et al. 2018; Agora Verkehrswende et al. 2018; Fraunhofer ISE et al. 2018). Die Literatur verweist auf das langfristige Potenzial, den Wirkungsgrad auf bis zu 75 % zu erhöhen (E4Tech & Element Energy 2014; Fraunhofer ISI & KIT 2019a). Alkalische Elektrolyseure sind dabei etwas effizienter und besitzen heute auch niedrigere spezifische Investitionskosten, PEM-Elektrolyseure besitzen aber Vorteile in der Lastdynamik, hinsichtlich der spezifischen Dichte und des Raumbedarfs sowie durch eine geringere Systemkomplexität und potenziell höhere Betriebsdrücke des Wasserstoffs (Fraunhofer ISE et al. 2018).

Ressourcenbedarf

Aus Ressourcensicht ergibt sich der hauptsächliche Bedarf an Fläche und Rohstoffen durch die Nutzung erneuerbaren Stroms. Tabelle 2-1 zeigt eine Abschätzung des notwendigen Kapazitätszubaues an erneuerbarer Stromerzeugung, wenn 100 TWh an Wasserstoff vollständig über neue Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien in Deutschland produziert werden soll. An Vorzugsstandorten der regenerativen Stromerzeugung mit höheren Volllaststunden der erneuerbaren

⁴ Proton Exchange Membrane-Elektrolyse / Polymer Electrolyte Membrane-Elektrolyse

⁵ Die Wirkungsgradangaben beziehen sich jeweils auf den unteren Heizwert.

Stromerzeugungskapazitäten (z.B. *Offshore*-Windkraftanlagen) liegt der notwendige Kapazitätsausbau durch die Wasserstoffproduktion am niedrigsten.

Tabelle 2-1: Strombedarf und notwendiger Kapazitätszubau der regenerativen Stromerzeugung bei verschiedenen Wirkungsgraden der Wasserstoffherstellung (NT-Elektrolyse) in Deutschland

Wasserstoff-Produktion	Wirkungsgrad 65% (aktuell)			Wirkungsgrad 75% (Langfristpotenzial)			
	Strombedarf	Volllaststunden	Kapazitätszubau	Strombedarf	Volllaststunden	Kapazitätszubau	
	TWh	h/a	GW	TWh	h/a	GW	
Wind-Onshore	100	154	1.936	79	133	1.936	69
Wind-Offshore	100	154	4.032	38	133	4.032	33
Photovoltaik	100	154	903	170	133	903	148

Anmerkung: Angaben zu Wasserstoffproduktion und Wirkungsgrad bezogen auf den unteren Heizwert des Wasserstoffs

Quelle: Öko-Institut

Zum Gesamtbedarf an Rohstoffen der Wasserstoffproduktion für eine globale Nachfrage nach Wasserstoff ist uns keine Studie bekannt. Iridium und Platin, die in PEM-Elektrolyseuren eingesetzt werden, gelten als kritische Rohstoffe. Die Verfügbarkeit von Iridium, welches nur als Nebenprodukt der Platinproduktion mit einer jährlichen Menge zwischen 4-8 t abgebaut wird und in verschiedenen Anwendungen zum Einsatz kommt (DECHEMA 2019; JM 2020; Fraunhofer ISE et al. 2018), kann den Kapazitätsaufbau von PEM-Elektrolyseuren limitieren.⁶ Fraunhofer ISE et al. (2018) schätzen auch die benötigten Platinmengen bei einem starken Ausbau der PEM-Elektrolyseure als kritisch ein. Der Abbau von Iridium findet wesentlich in Südafrika (ca. 85 %) statt (Fraunhofer ISE et al. 2018). Der Platinabbau konzentriert sich ebenfalls auf wenige Regionen und Unternehmen (Südafrika 71 %, Russland 13%).

Herausforderungen und wesentlicher Bedarf an Entwicklung

Da die technische Entwicklung von NT-Elektrolyseuren weit vorangeschritten ist, liegt die Herausforderung für den Aufbau von Elektrolyseurkapazitäten vor allem in der Fertigung der Anlagen und der Skalierung der Elektrolyseure. Elektrolyseure im Multi-MW-Bereich haben derzeit eine Lieferzeit von rund einem Jahr und werden im Manufakturbetrieb gefertigt (Fraunhofer ISE et al. 2018). (Teil)automatisierte Fertigungsprozesse sind für einen zügigen Kapazitätsaufbau notwendig und laut Elektrolyseurherstellern bei entsprechender Nachfrage in wenigen Jahren realisierbar. Mit steigenden Fertigungskapazitäten wird zudem eine Kostendegression der Investitionskosten für Elektrolyseure möglich.

⁶ Bareiß et al. (2019) geben die Beladung heutiger PEM-Elektrolyseure mit 0,75 kg/MW an. Mit 1 t Iridium könnten somit 1,3 GW an PEM-Elektrolyseuren zugebaut werden. Es ist davon auszugehen, dass die Beladung an Iridium in PEM-Elektrolyseuren wegen der Verfügbarkeitsbeschränkungen und anderer neuer Nachfrager (u.a. PEM-Brennstoffzellen) mit der Zeit zurückgehen wird. Auf welche Werte und in welchen Zeiträumen die Beladung zurückgehen werden, ist offen. Da Iridium bisher nur als Koppelprodukt des Platinabbaus anfällt, ist auch eine Erhöhung der Produktionsmenge zunächst nur in kleinen Mengen möglich.

Für PEM-Elektrolyseure besteht zudem die Herausforderung den Einsatz von Platin und Iridium stark zu reduzieren und die Lebensdauer der Anlagen weiter zu erhöhen (Fraunhofer ISE et al. 2018; Wuppertal Institut et al. 2018). IRENA (2018) geht aber davon aus, dass alkalische Elektrolyseure auch weiterhin erheblich höhere Lebensdauern aufweisen werden als PEM-Elektrolyseure.

Für alle Elektrolyseure besteht für eine klimafreundliche Wasserstoffproduktion die Limitierung in der Geschwindigkeit des Aufbaus zusätzlicher erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten, ohne die kein Klimaschutzeffekt erzielt wird.

Sonstiges

Für die Nutzung von Wasserstoff als Energieträger und stoffliche Basis kann es notwendig sein, den Wasserstoff zu verdichten oder zu verflüssigen. Wuppertal Institut et al. (2018) und HTR IET (2014) geben den Energiebedarf für die Verdichtung von Wasserstoff auf 250 bar bzw. 800 bar mit 9,1 % und 13 % der im Wasserstoff vorhandenen Energie an. Noch höher ist der Energiebedarf für die Verflüssigung von Wasserstoff, die bei -253 °C stattfindet. Für den heutigen Stand der Technik liegt der Energiebedarf für die Wasserstoffverflüssigung zwischen 0,3 und 0,4 $\text{kWh}_{\text{el}}/\text{kWh}_{\text{H}_2}$. Wuppertal Institut et al. (2018) sehen Optimierungsmöglichkeiten bei der Wasserstoffverflüssigung und geben als Zielgröße den Energiebedarf von 0,22 $\text{kWh}_{\text{el}}/\text{kWh}_{\text{H}_2}$ an. Die *Boil-off-Rate* für verflüssigten Wasserstoff liegt bei 0,3 bis 0,5 % pro Tag (DNV GL 2019). Je nach Anwendung und Transportart und -distanz können bei der Wasserstoffnutzung weitere Verluste nach der Herstellung des Wasserstoffs anfallen.

2.2.2. Wasserstoffherstellung mittels Hochtemperatur-Elektrolyse

Technischer Prozess und Stand der Technik

Die Hochtemperatur-Elektrolyse (HT-Elektrolyse) setzt überhitzten Wasserdampf und Wasser in Festoxidstrukturen⁷ in Wasserstoff und Sauerstoff um. Für die Spaltung des überhitzten Wasserdampfes wird weniger elektrische Energie benötigt als für die Zerlegung flüssigen Wassers, so dass der Strombedarf im Vergleich zur NT-Elektrolyse sinkt. Für hohe Wirkungsgrade besteht allerdings Bedarf an extern verfügbarer Hochtemperaturwärme, da diese ansonsten elektrisch erzeugt werden muss. Die Technologie wird daher häufig als technisch integrierte Anlage mit exothermen Syntheseprozessen (z.B. Sabatier-Prozess, Fischer-Tropsch-Prozess; siehe Kapitel 2.4) diskutiert. Die HT-Elektrolyse selbst läuft bei $700 - 1.000\text{ °C}$ ab.

Im Bereich der HT-Elektrolyse findet im Moment verstärkt anwendungsnahe Forschung statt und die Technologie befindet sich im Übergang von der Technologieentwicklung zu kleinen Demonstrationsanlagen im Kapazitätsbereich von 10 – 50 kW (Wuppertal Institut et al. 2018). Das Unternehmen *Nordic Blue Crude* will allerdings im Jahr 2020 bereits eine erste industrielle HT-Elektrolyse mit der Kapazität von 20 MW in Kombination mit

⁷ Solid Oxide Electrolysis Cell (SOEC).

der Kraftstoffherstellung über das Fischer-Tropsch-Verfahren in Betrieb nehmen und diese Anlage Stück für Stück erweitern (Holen & Bruknapf 2019; Sunfire 2017).

Für den heutigen Stand der Technik nehmen verschiedene Studien einen auf den Strominput bezogenen Wirkungsgrad von rund 80 % an (Fraunhofer ISI & KIT 2019a; Agora Verkehrswende et al. 2018; Fraunhofer ISE et al. 2018). Das Effizienzsteigerungspotenzial für die HT-Elektrolyse schwankt zwischen diesen Studien, die für die Langfristperspektive Wirkungsgrade zwischen 82 und 91 % angeben. Die HT-Elektrolyseure sind wegen der mechanischen Belastung der eingesetzten keramischen Werkstoffe bei Temperaturschwankungen in ihrer Dynamik stark eingeschränkt (Fraunhofer IWES 2017; Wuppertal Institut et al. 2018). Auch ist das Kaltstartverhalten mit langsamen Lastgradienten verbunden, um die mechanische Belastung der Anlage nicht zu hoch werden zu lassen. Bei Betriebssituationen im niedrigen Lastbereich muss zur Temperaturstabilität gegebenenfalls elektrisch hinzugeheizt werden.

Ressourcenbedarf

Wie bei allen strombasierten Varianten der (Kohlen-) Wasserstoffproduktion ergeben sich die wesentlichen Bedarfe an Nutzfläche und Rohstoffen aus der erneuerbaren Stromproduktion. Tabelle 2-2 zeigt den Bedarf an zusätzlichen erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten für eine vollständig erneuerbare Wasserstoffproduktion mit der HT-Elektrolyse in Deutschland. Als energetische Ressource kommt noch der Bedarf an Hochtemperaturwärme für die Überhitzung des Dampfes hinzu.

Tabelle 2-2: Strombedarf und notwendiger Kapazitätszubau der regenerativen Stromerzeugung bei verschiedenen Wirkungsgraden der Wasserstoffherstellung (HT-Elektrolyse) in Deutschland

Wasserstoff-Produktion	Wirkungsgrad 80% (aktuell)			Wirkungsgrad 87,5% (Langfristpotenzial)		
	Strombedarf	Volllaststunden	Kapazitätszubau	Strombedarf	Volllaststunden	Kapazitätszubau
	TWh	h/a	GW	TWh	h/a	GW
Wind-Onshore	100	1.936	65	114	1.936	59
Wind-Offshore	100	4.032	31	114	4.032	28
Photovoltaik	100	903	138	114	903	127

Anmerkung: Angaben zu Wasserstoffproduktion und Wirkungsgrad bezogen auf den unteren Heizwert des Wasserstoffs

Quelle: Öko-Institut

Detaillierte Studien zu Rohstoffverfügbarkeit in Ausbauszenarien der HT-Elektrolyse sind uns nicht bekannt. Wuppertal Institut et al. (2018) geben die Seltenen Erden Yttrium und Lanthan sowie Strontium und Kobalt als kritische Materialien an, die in HT-Elektrolyseuren eingesetzt werden. Angaben zu Substitutionsmöglichkeiten und möglichen Recyclingprozessen liegen laut dieser Studie nicht vor. Fraunhofer ISE et al. (2018) nennt Scandiumoxid, welches einige Hersteller im Elektrolyten einsetzen, als einen sehr kritischen Rohstoff, wenn sich der Einsatz von Scandiumoxid in der Praxis durchsetzt.

Herausforderungen und wesentlicher Bedarf an Entwicklung

Die Technologie befindet sich derzeit im Übergang von der Entwicklungs- zur Demonstrationsphase. Dementsprechend bilden die Demonstration kompletter Anlagen und die Skalierung der Technologie relevante Anforderungen für die technische Weiterentwicklung. Weitere Entwicklungsanforderungen sind die Verbesserung des dynamischen Betriebsverhaltens und die Erhöhung der Langzeitstabilität der Elektrolyseure (Fraunhofer ISE et al. 2018; Wuppertal Institut et al. 2018). Beides sind Voraussetzungen für die Integration in zukünftig stärker von volatilen Energieträgern geprägten Energiesystemen.

Für die klimafreundliche Produktion von Wasserstoff sind zusätzliche erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten notwendig. Die Geschwindigkeit des Aufbaus solcher Kapazitäten kann den Aufbau der Wasserstoffproduktion mit der HT-Elektrolyse begrenzen.

Zudem wird eine externe Quelle für Hochtemperaturwärme in der Produktion benötigt. Wahrscheinlich ist der Aufbau integrierter Prozesse mit Synthesereaktoren für die Kohlenwasserstoffproduktion, um die Abwärme der exothermen Synthesereaktionen für die Wasserstoffproduktion nutzen zu können. Auch hierfür sind zunächst Betriebskonzepte zu demonstrieren und im Folgenden zu skalieren. Ohne solche integrierten Prozesse kommen vor allem Standorte für die Produktion in Frage, an denen vorteilhafte Bedingungen für die erneuerbare Stromproduktion und nicht genutzte Abwärme aus Hochtemperaturprozessen zur Verfügung stehen.

Sonstiges

Soll Wasserstoff aus der HT-Elektrolyse in Anwendungen genutzt und gegebenenfalls transportiert werden, fallen dieselben potenziellen Energieaufwendungen an wie in Abschnitt 2.2.1 beschrieben.

Eine weitere technische Weiterentwicklung der HT-Elektrolyse ist die sogenannte Co-Elektrolyse. Bei dieser wird Wasserdampf und CO₂ in einem Prozess in Synthesegase aus Wasserstoff, Kohlenmonoxid, Sauerstoff, etc. umgewandelt. Im Idealfall entsteht so ein ideales Synthesegas für mögliche Synthesereaktionen (DECHEMA 2019); die reverse Wassergas-Shift-Reaktion kann somit umgangen und potenziell höhere Effizienzen erzielt werden (Wang et al. 2017). Die Technologie befindet sich allerdings in einem sehr frühen Forschungsstand und soll in Forschungsvorhaben in ersten Demonstrationsanlagen erprobt werden (Sunfire & KIT 2018).

2.2.3. Herstellungskosten und deren Einflussfaktoren

Mit Blick auf die Bereitstellungskosten für Wasserstoff über den Elektrolysepfad ist eine Reihe von Parametern von entscheidender Bedeutung, für die sehr unterschiedliche Unsicherheiten bzw. Bandbreiten reflektiert werden müssen:

- die Effizienz der Elektrolyseanlagen mit moderaten Unsicherheiten;

- die Kosten des eingesetzten Stroms, die sich in Abhängigkeit von weiteren Lernkurveneffekten, von regionalen Gegebenheiten sowie vom stromwirtschaftlichen Umfeld sehr stark unterscheiden;
- die Investitionskosten für die Elektrolyseanlagen, für die vor allem durch technologische Entwicklungen große Kostenbandbreiten bzw. -unsicherheiten entstehen;
- die Betriebskosten der Elektrolyseanlagen (ohne Stromkosten), die sich in relativ engen Bandbreiten bewegen;
- der gewichtete Kapitalkostensatz (*Weighted Average Costs of Capital – WACC*), der vor allem vom gesamtwirtschaftlichen bzw. politischen Umfeld bestimmt wird;
- ggf. die Kosten für den internationalen Transport des Wasserstoffs, für die erhebliche Bandbreiten bzw. Unsicherheiten zu konstatieren sind.

Für die Parametrisierung der Analysen für die Bereitstellungskosten von Wasserstoff über den Elektrolysepfad wurden folgende Quellen herangezogen:

- die aktuelle Kostenstudie des Hydrogen Council (H2C 2020);
- die Überblicksstudie der Internationalen Energieagentur (IEA 2019);
- die Überblicksstudie der Internationalen Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA 2019);
- die Überblicksstudie von Frontier Economics für Agora Verkehrswende und Agora Energiewende (Agora Verkehrswende et al. 2018);
- der Parametrisierungsbericht einer aktuellen System-Modellierungsstudie des Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE 2020b) sowie
- die Analyse von Bloomberg New Energy Finance zur Entwicklung der Investitionskosten für Elektrolyseanlagen (BNEF 2019).

Die den Berechnungen zugrunde gelegten Einzelparameter sind in Tabelle 2-3 zusammengestellt:

- für den Zeithorizont 2020 wird nur eine Spezifikation für die Elektrolyse (65% Konversionsnutzungsgrad, bezogen auf den unteren Heizwert des Wasserstoffs sowie Investitionskosten von 700 € je Kilowatt elektrischer Elektrolyseleistung) betrachtet;
- für die Zeithorizonte 2030 und 2050 werden eine jeweils einheitliche Konversionseffizienz von 70% bzw. 75% sowie zwei Szenarien für die Elektrolysekosten betrachtet: die Variante „Kontinuität“ unterstellt jeweils ein relativ kontinuierliches Durchlaufen einer (ambitionierten) Lernkurve und in der Variante „Durchbruch“ wird die Entwicklung nach BNEF (2019) unterstellt;
- für die Transportkosten werden für den Zeithorizont 2030 drei Varianten betrachtet: ohne Transportkosten (einheimische Produktion oder nahezu kostenloser Antransport), Transportkosten von 0,75 €/kg H₂ (günstige Pipeline-Kosten) sowie 1,50 €/kg H₂ (Langstrecken-Antransport z.B. auf dem Seeweg), für den Zeithorizont 2050 wird für die Transportkosten eine fortschrittsbedingte Kostensenkung von einem Drittel unterstellt;

- in den Grundvarianten wird ein gewichteter Kapitalkostensatz von 5% angenommen, für die Verhältnisse in Regionen mit deutlich höheren Risiken werden Sensitivitätsrechnungen mit einem Wert von 15% durchgeführt;
- die Lebensdauer der Elektrolyseanlagen wird mit 25 Jahren und die Betriebskosten jenseits des Stroms werden mit etwa 3% der Investitionssumme veranschlagt;
- die Stromkosten frei Elektrolyseanlage (d.h. Erzeugungskosten zuzüglich Systemkosten für Netze etc. sowie Steuern, Abgaben und Umlagen) sowie die Anlagenauslastung werden jeweils in großen Bandbreiten variiert.⁸

Tabelle 2-3: Zentrale Parameter für die Wirtschaftlichkeitsanalysen

		2020	2030		2050	
Elektrolyse						
Umwandlungseffizienz*		65%	70%		75%	
Investitionskosten	€/kW _{el}	700	Kontinuität	Durchbruch	Kontinuität	Durchbruch
			440	107	200	74
Betriebskosten	% der Investition		3%			
Lebensdauer	Jahre		25			
WACC	%		5% 15%			
Stromkosten	€/MWh		0 bis 60			
Anlagenauslastung	h/a		500 bis 7.000			
Transportkosten	€/kg H ₂	0,0	0,0 0,75 1,5		0,0 0,5 1,0	
Anmerkungen: * bezogen auf den unteren Heizwert						

Quelle: Öko-Institut

Die Abbildung 2-4 zeigt die Ergebnisse der Analyse für die Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyse im aktuellen Kosten- und Marktumfeld:

- Erzeugungskosten von unter 80 €/MWh (bezogen auf den unteren Heizwert) lassen sich nur darstellen, wenn ein Elektrolyseurbetrieb von (deutlich) mehr als 1.500 Stunden aus sonst abgeregelter Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien möglich wäre. Erzeugungskosten von 40 €/MWh oder darunter wären bei Nutzung nahezu kostenfreien Stroms nur bei Elektrolyseauslastungen von um die 2.500 Stunden möglich, was in der aktuellen bzw. absehbaren Marktsituation den absoluten Ausnahmefall (für lokale Netzengpässe) darstellen dürfte;
- die Wasserstoffherzeugung aus PV-Strom (ca. 1.000 Jahres-Vollbenutzungsstunden) oder *Onshore*-Windkraftanlagen (ca. 2.000 Vollbenutzungsstunden) liegt für alle Fälle, in denen die Vollkosten der Stromerzeugung inkl. Kapitalkosten gedeckt werden müssen (bestenfalls 40 €/MWh, d.h. auch ohne jede Netznutzungsentgelte oder Steuern, Abgaben bzw. Umlagen), sehr deutlich

⁸ Mit diesem Parameter kann auch die Importvariante für regenerativ erzeugten Strom abgebildet werden, in der sich die entsprechenden Netzkosten in den Stromeinstandskosten frei Elektrolyseanlage niederschlagen würden.

oberhalb von 80 €/MWh wenn gleiche Jahresvollbenutzungsstunden für die regenerative Stromerzeugung und die Elektrolyseanlagen unterstellt werden⁹;

- mit Strom aus abgedescribten Windkraftanlagen (Stromgestehungskosten von ca. 15 bis 20 €/MWh) könnte nur Wasserstoff zu unter 80 €/MWh erzeugt werden, wenn die Netz- bzw. anderweitigen Systemkosten bei unter 5 €/MWh liegen;
- die Wasserstoffherzeugung mit Strom aus neu errichteten Offshore-Windkraftwerken (ca. 40 €/MWh) wäre nur dann zu Kosten von um 80 €/MWh möglich, wenn keine zusätzlichen Netz- bzw. Systemkosten entstehen würden.

Abbildung 2-4: H₂-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, ohne Transportkosten, 2020

		Electrolyzer full load hours [h/a]															
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		
Electricity costs [EUR/MWh(e)]	0	217	109	72	54	43	36	31	27	24	22	20	18	17	16	0	
	5	225	116	80	62	51	44	39	35	32	29	27	26	24	23	5	
	10	233	124	88	70	59	52	46	43	40	37	35	34	32	31	10	
	15	241	132	96	77	67	59	54	50	47	45	43	41	40	39	15	
	20	248	139	103	85	74	67	62	58	55	53	51	49	47	46	20	
	25	256	147	111	93	82	75	70	66	63	60	58	57	55	54	25	
	30	264	155	119	101	90	82	77	73	70	68	66	64	63	62	30	
	35	271	163	126	108	97	90	85	81	78	76	74	72	71	69	35	
	40	279	170	134	116	105	98	93	89	86	83	81	80	78	77	40	
	45	287	178	142	124	113	105	100	96	93	91	89	87	86	85	45	
	50	294	186	149	131	120	113	108	104	101	99	97	95	94	92	50	
	55	302	193	157	139	128	121	116	112	109	106	104	103	101	100	55	
	60	310	201	165	147	136	129	123	119	116	114	112	110	109	108	60	
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		
		Electrolyzer full load hours [h/a]															

Quelle: Öko-Institut

Letztendlich wäre in der aktuellen Situation und mit Referenz zum direkten Erdgaseinsatz die breitere Erzeugung von Elektrolyse-Wasserstoff aus regenerativer Stromerzeugung in Deutschland nur dann kostenseitig darstellbar, wenn CO₂-Preise von mindestens 350 €/t zum Tragen kämen. Ohne Berücksichtigung der Wasserstofftransportkosten könnten die Erzeugungskosten an günstigen ausländischen Standorten (3.000 Stunden Vollaststunden für die Solarstromerzeugung bzw. 6.000 Stunden Windstromerzeugung)

⁹ Die Auslastung der Elektrolyseanlagen kann natürlich prinzipiell erhöht werden, wenn sie nur kleine Leistungsanteile der installierten Kapazität der Wind- und Solaranlagen in Anspruch nehmen und somit die Elektrolyseanlagen über einen längeren Zeitraum auslasten würden. Dies bedeutet aber in der Konsequenz, dass die verbleibenden Nutzungsbereiche für den regenerativ erzeugten Strom entsprechend höhere Kosten für die Abdeckung der Residuallast tragen müssten. Für eine orientierende Gesamtanalyse ist es daher sinnvoll, die Auslastung der Elektrolyseanlagen entsprechend der Vollaststunden der sie versorgenden Erzeugungsoptionen auf Basis erneuerbarer Energien einzuordnen.

bei 60 €/MWh und darunter liegen, wenn neben den reinen Erzeugungskosten der Regenerativanlagen nur geringe Netz- oder Systemkosten anfallen würden.

In der Perspektive auf das Jahr 2030 ergibt sich angesichts der massiven Kostensenkungen im Bereich der Elektrolyse, aber auch weiter rückläufigen Stromerzeugungskosten aus erneuerbaren Energien ein deutlich unterschiedliches Bild. Die Abbildung 2-5 verdeutlicht dies für die Bandbreite der Wasserstoff-Erzeugungskosten in Abhängigkeit von den Stromeinstandskosten (frei Elektrolyseanlage) und der Jahresauslastung der Elektrolyseanlage unter Maßgabe der Investitionskosten für die Elektrolyseanlage, deren Umwandlungseffizienz sowie den anderen Parametern gemäß Tabelle 2-3. Die farbige Markierung der jeweiligen Ergebniszellen vermittelt einen Hinweis auf die CO₂-Preise, die zur Herstellung einer Kostenparität zu Erdgas notwendig wären. Im Einzelnen ergibt sich die folgende Situation:

- an exklusiv für die Wasserstofferzeugung und ohne Netzanbindung errichteten Solar- und Windstandorten (Stromeinstandskosten von 30 €/MWh) könnte Wasserstoff zu Kosten von 75-105 €/MWh erzeugt werden;
- mit Offshore-Windstrom versorgte Elektrolyseanlagen an Küstenstandorten (Stromeinstandskosten von etwa 40 €/MWh) könnten Wasserstoff zu Kosten von etwa 70 €/MWh erzeugen;
- an guten Regenerativstandorten im Ausland (Strombereitstellung zu 20 bzw. 30 €/MWh) könnten bei Elektrolyseauslastungen von 3.000 bzw. 6.000 Stunden Wasserstofferzeugungskosten von um die 40 bzw. 50 bis 60 €/MWh möglich werden, wobei jedoch dabei noch keine Transportkosten berücksichtigt sind;

Abbildung 2-5: H₂-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Kontinuität“, WACC 5%, ohne Transportkosten, 2030

		Electrolyzer full load hours [h/a]															
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		
Electricity costs [EUR/MWh _(el)]	0	127	63	42	32	25	21	18	16	14	13	12	11	10	9	0	
	5	134	71	49	39	33	28	25	23	21	20	19	18	17	16	5	
	10	141	78	57	46	40	35	32	30	28	27	26	25	24	23	10	
	15	148	85	64	53	47	43	40	37	36	34	33	32	31	30	15	
	20	155	92	71	60	54	50	47	44	43	41	40	39	38	38	20	
	25	163	99	78	67	61	57	54	52	50	48	47	46	45	45	25	
	30	170	106	85	75	68	64	61	59	57	56	54	53	53	52	30	
	35	177	113	92	82	75	71	68	66	64	63	62	61	60	59	35	
	40	184	121	99	89	83	78	75	73	71	70	69	68	67	66	40	
	45	191	128	107	96	90	85	82	80	78	77	76	75	74	73	45	
	50	198	135	114	103	97	93	90	87	86	84	83	82	81	80	50	
55	205	142	121	110	104	100	97	94	93	91	90	89	88	88	55		
60	213	149	128	117	111	107	104	102	100	98	97	96	95	95	60		
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		
		Electrolyzer full load hours [h/a]															

Quelle: Öko-Institut

Für den Fall, dass sich die Kostenvariante „Durchbruch“ für die Kosten der Elektrolyseanlagen materialisiert, ergeben sich folgenden Veränderungen für das Jahr 2030 (vgl. die entsprechenden Abbildungen im Anhang 1):

- bei Anlagenauslastungen von 1.000 Stunden jährlich (nordeuropäische Solarstandorte) ergibt sich eine Verminderung der Wasserstoff-Erzeugungskosten von 48 €/MWh, bei 2.000 Stunden (nordeuropäische *Onshore*-Windstandorte) eine Reduktion von 24 €/MWh sowie bei 4.000 Stunden (europäische Offshore-Standorte) ein Rückgang der Erzeugungskosten von 12 €/MWh
- an guten internationalen Standorten für die regenerative Stromerzeugung ergeben sich bei 3.000 Auslastungsstunden Kostensenkungen von etwa 16 €/MWh bzw. bei 6.000 Stunden von 8 €/MWh, wobei jedoch auch hier noch keine Transportkosten berücksichtigt sind.

Hinsichtlich der weiteren Umfeldparameter ergeben sich (jeweils im Vergleich zur Investkostenvariante „Kontinuität“) die folgenden Sensitivitäten:

- entstehen an den entsprechenden internationalen Erzeugungsstandorten höhere Finanzierungskosten (15% anstatt 5%) so ergeben sich daraus Kostennachteile von etwa 18 bzw. 9 €/MWh (bei Auslastungen von 3.000 bzw. 6.000 Stunden), die die besseren Standortbedingungen zumindest teilweise ausgleichen würden;
- bei Transportkosten von 0,75 €/kg H₂ (23 €/MWh) bzw. 1,50 €/kg H₂ (45 €/MWh) werden jedoch die Kostenvorteile der internationalen Standorte mit guten Erzeugungsbedingungen für regenerativen Strom selbst unter Maßgabe vorteilhafter Finanzierungsbedingungen deutlich überkompensiert.

Unter allseitig sehr günstigen Rahmenbedingungen (Variante „Durchbruch“ für die Elektrolysekosten, geringe Transportkosten aus dem internationalen Raum sowie günstige Finanzierungsbedingungen) könnte damit sowohl bei Bereitstellung aus dem Inland wie auch bei Lieferungen aus dem internationalen Raum Wasserstoff zu Kosten von 60 bis 70 €/MWh möglich werden (Abbildung 2-6 und Abbildung 2-7).

Abbildung 2-6: H₂-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Durchbruch“, WACC 5%, ohne Transportkosten, 2030

		Electrolyzer full load hours [h/a]															
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		
Electricity costs [EUR/MWh(ell)]	0	31	15	10	8	6	5	4	4	3	3	3	3	2	2	Electricity costs [EUR/MWh(ell)]	0
	5	38	23	17	15	13	12	12	11	11	10	10	10	10	9		5
	10	45	30	25	22	20	19	19	18	18	17	17	17	17	16		10
	15	52	37	32	29	28	27	26	25	25	25	24	24	24	24		15
	20	59	44	39	36	35	34	33	32	32	32	31	31	31	31		20
	25	67	51	46	43	42	41	40	40	39	39	39	38	38	38		25
	30	74	58	53	51	49	48	47	47	46	46	46	45	45	45		30
	35	81	65	60	58	56	55	54	54	53	53	53	53	52	52		35
	40	88	73	67	65	63	62	62	61	61	60	60	60	60	59		40
	45	95	80	75	72	70	69	69	68	68	67	67	67	67	66		45
	50	102	87	82	79	78	77	76	75	75	75	74	74	74	74		50
55	109	94	89	86	85	84	83	82	82	82	81	81	81	81	55		
60	117	101	96	93	92	91	90	90	89	89	89	88	88	88	60		
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		

Quelle: Öko-Institut

Abbildung 2-7: H₂-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Durchbruch“, WACC 5%, Transportkosten 0,75 €/kg, 2030

		Electrolyzer full load hours [h/a]															
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		
Electricity costs [EUR/MWh(ell)]	0	53	38	33	30	29	28	27	26	26	25	25	25	25	Electricity costs [EUR/MWh(ell)]	0	
	5	61	45	40	37	36	35	34	34	33	33	32	32	32		5	
	10	68	52	47	45	43	42	41	41	40	40	40	39	39		10	
	15	75	59	54	52	50	49	48	48	47	47	47	47	46		15	
	20	82	67	61	59	57	56	55	55	54	54	54	54	53		20	
	25	89	74	69	66	64	63	63	62	62	61	61	61	61		25	
	30	96	81	76	73	72	71	70	69	69	68	68	68	68		30	
	35	103	88	83	80	79	78	77	76	76	76	75	75	75		35	
	40	111	95	90	87	86	85	84	84	83	83	82	82	82		40	
	45	118	102	97	95	93	92	91	91	90	90	90	89	89		45	
	50	125	109	104	102	100	99	98	98	97	97	97	97	96		50	
55	132	117	111	109	107	106	105	105	105	104	104	104	103	55			
60	139	124	119	116	114	113	113	112	112	111	111	111	111	60			
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		

Quelle: Öko-Institut

Fällt jeweils eine der genannten vorteilhaften Rahmenbedingungen weg, ergeben sich für den Zeithorizont 2030 um 5 bis 45 €/MWh höhere Bereitstellungskosten für elektrolytisch produzierten Wasserstoff aus regenerativ erzeugtem Strom.

Mit Blick auf das Jahr 2050 ergibt sich die folgende Situation, wenn Transportkosten für international erzeugten Wasserstoff nicht berücksichtigt werden (Abbildung 2-8):

- an regenerativen Erzeugungsstandorten ohne Netz- und andere Systemkosten (Stromeinstandskosten von 20 bzw. 30 €/MWh von PV und *Onshore*-Windkraftanlagen) bzw. mit geringen Netzanbindungskosten für *Offshore*-Windkraftanlagen (35 €/MWh) könnte Wasserstoff zu Kosten von rund 50 €/MWh erzeugt werden;
- an guten internationalen Regenerativstandorten könnte bei Stromeinstandskosten von 20 bis 25 €/MWh Wasserstoff im Kostenbereich von 30 bis 40 €/MWh erzeugt werden.

Hinsichtlich der unterschiedlichen Rahmenparameter ergeben sich aus den Sensitivitätsbetrachtungen folgende Effekte:

- sollten sich die Kosten für die Elektrolyse entlang der Variante „Durchbruch“ entwickeln, so reduzieren sich die Kosten für Wasserstoff aus inländischer Erzeugung um 17, 8 bzw. 4 €/MWh (Lieferung aus PV-, *Onshore*- bzw. *Offshore*-Windkraftanlagen) sowie um 6 bzw. 3 €/MWh (bei Anlagenauslastungen von 3.000 bzw. 6.000 Stunden);
- falls für die internationale Wasserstoffherzeugung höhere Finanzierungskosten anfallen (WACC von 15 statt 5%), so erhöhen sich die Kosten um 7 bzw. 4 €/MWh (3.000 bzw. 6.000 Stunden) und würden damit die Effekte der stärkeren Kostensenkungen im Bereich der Elektrolyse in der Variante „Durchbruch“ überkompensieren;
- werden die Kosten für den internationalen Antransport von Wasserstoff berücksichtigt so erhöhen sich die Kosten des Aufkommens frei deutscher Grenze um 15 bis 30 €/MWh (d.h. 0.50 bzw. 1.00 €/kg H₂).

Abbildung 2-8: H₂-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Kontinuität“, WACC 5%, ohne Transportkosten, 2050

		Electrolyzer full load hours [h/a]															
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		
Electricity costs [EUR/MWh(El)]	0	54	27	18	13	11	9	8	7	6	5	5	4	4	4	Electricity costs [EUR/MWh(El)]	0
	5	61	34	25	20	17	16	14	13	13	12	12	11	11	11		5
	10	67	40	31	27	24	22	21	20	19	19	18	18	17	17		10
	15	74	47	38	33	31	29	28	27	26	25	25	24	24	24		15
	20	81	54	45	40	37	36	34	33	33	32	32	31	31	31		20
	25	87	60	51	47	44	42	41	40	39	39	38	38	37	37		25
	30	94	67	58	53	51	49	48	47	46	45	45	44	44	44		30
	35	101	74	65	60	57	56	54	53	53	52	52	51	51	51		35
	40	107	80	71	67	64	62	61	60	59	59	58	58	57	57		40
	45	114	87	78	73	71	69	68	67	66	65	65	64	64	64		45
	50	121	94	85	80	77	76	74	73	73	72	72	71	71	71		50
55	127	100	91	87	84	82	81	80	79	79	78	78	77	77	55		
60	134	107	98	93	91	89	88	87	86	85	85	84	84	84	60		
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		

		Electrolyzer full load hours [h/a]															
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		
#1	10	EUR/MWh (NCV)															
#2	20																
#3	30																
#4	40	= 100 EUR/t CO ₂															
#5	50																
#6	60	= 200 EUR/t CO ₂															
#7	70																
#8	80	= 300 EUR/t CO ₂															
#9	90																
#10	> 90	> 350 EUR/t CO ₂															

Quelle: Öko-Institut

In der günstigsten Konstellation (Investkostenvariante „Durchbruch“, günstige Finanzierungs- und relativ geringe Transportkosten) ergeben sich für den Zeithorizont 2050 Kosten des Wasserstoffaufkommens von 35 bis 50 €/MWh für das inländische Wasserstoffaufkommen bzw. für jenseits der deutschen Grenzen erzeugten, aber ohne relevante Antransportkosten frei deutscher Grenze bereitgestellten grünen Wasserstoff (Abbildung 2-9).

Bei relativ geringen Antransportkosten (ca. 0,5 €/kg H₂) könnte grüner Wasserstoff aus Regionen mit guten Standorten für die regenerative Stromerzeugung frei deutscher Grenze zu Kosten von 45 bis 50 €/MWh bereitgestellt werden (Abbildung 2-10).

Bei Lieferung aus entfernteren Regionen, d.h. mit höheren Transportkosten würden sich diese Bereitstellungskosten nochmals um etwa 15 €/MWh erhöhen.

Abbildung 2-9: H₂-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Durchbruch“, WACC 5%, ohne Transportkosten, 2050

		Electrolyzer full load hours [h/a]															
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		
Electricity costs [EUR/MWh(€)]	0	20	10	7	5	4	3	3	2	2	2	2	2	2	1	0	
	5	27	17	13	12	11	10	10	9	9	9	8	8	8	8	5	
	10	33	23	20	18	17	17	16	16	16	15	15	15	15	15	10	
	15	40	30	27	25	24	23	23	22	22	22	22	22	22	21	15	
	20	47	37	33	32	31	30	30	29	29	29	28	28	28	28	20	
	25	53	43	40	38	37	37	36	36	36	35	35	35	35	35	25	
	30	60	50	47	45	44	43	43	42	42	42	42	42	42	41	30	
	35	67	57	53	52	51	50	50	49	49	49	48	48	48	48	35	
	40	73	63	60	58	57	57	56	56	56	55	55	55	55	55	40	
	45	80	70	67	65	64	63	63	62	62	62	62	62	62	61	45	
	50	87	77	73	72	71	70	70	69	69	69	68	68	68	68	50	
55	93	83	80	78	77	77	76	76	76	75	75	75	75	75	55		
60	100	90	87	85	84	83	83	82	82	82	82	82	82	81	60		
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		

Quelle: Öko-Institut

Abbildung 2-10: H₂-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Durchbruch“, WACC 5%, Transportkosten 0,50 €/kg, 2050

		Electrolyzer full load hours [h/a]															
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		
Electricity costs [EUR/MWh(€)]	0	35	25	22	20	19	18	18	17	17	17	17	17	17	16	0	
	5	42	32	28	27	26	25	25	24	24	24	23	23	23	23	5	
	10	48	38	35	33	32	32	31	31	31	30	30	30	30	30	10	
	15	55	45	42	40	39	38	38	37	37	37	37	37	37	36	15	
	20	62	52	48	47	46	45	45	44	44	44	43	43	43	43	20	
	25	68	58	55	53	52	52	51	51	51	50	50	50	50	50	25	
	30	75	65	62	60	59	58	58	57	57	57	57	57	57	56	30	
	35	82	72	68	67	66	65	65	64	64	64	63	63	63	63	35	
	40	88	78	75	73	72	72	71	71	71	70	70	70	70	70	40	
	45	95	85	82	80	79	78	78	77	77	77	77	77	77	76	45	
	50	102	92	88	87	86	85	85	84	84	84	83	83	83	83	50	
55	108	98	95	93	92	92	91	91	91	90	90	90	90	90	55		
60	115	105	102	100	99	98	98	97	97	97	97	97	97	96	60		
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		

Quelle: Öko-Institut

Aus den vorstehenden Analysen lassen sich die folgenden Schlussfolgerungen für die Bereitstellungskosten von grünem Wasserstoff aus der Elektrolyse für den Zeithorizont 2030 ziehen:

- ohne massive Investitionskostensenkungen für die Elektrolyse erscheint eine einheimische Wasserstoffproduktion – zunächst ungeachtet aller Fragen von Flächenrestriktionen, Akzeptanz etc. – von unter 70 €/MWh als kaum darstellbar;
- Voraussetzung dafür ist auch die weitere Kostensenkung für die Erzeugung von regenerativ erzeugtem Strom (aus großen Neuanlagen) auf 30-40 €/MWh;
- sofern für die Stromkosten frei Elektrolyseanlage Netzkosten anfallen (mit Ausnahme abgeschriebener Windkraftanlagen bzw. der Netzanbindung von Offshore-Windkraftwerke), ist eine wirtschaftlich sinnvolle Wasserstofferzeugung kaum darstellbar, gleiches gilt für die Kosten aus Steuern, Abgaben und Umlagen;
- die Standortvorteile für die regenerative Stromerzeugung im internationalen Raum können durch die Transportkosten bei Distanzen von über 1.000 km kompensiert oder überkompensiert werden;
- ungünstige Finanzierungsbedingungen können einen erheblichen Teil der Vorteile internationaler Standorte kompensieren;
- unter in jeder Hinsicht günstigen Bedingungen könnte die Wasserstoffherstellung frei deutscher Grenze sowohl aus der nationalen wie auch der internationalen Herstellung zu Kosten von 60 bis 70 €/MWh möglich werden, bei CO₂-Preisen von 200 bis 250 €/t könnte hier eine Kostenparität mit Erdgas erreicht werden;
- das Volumen der inländischen Wasserstoffbereitstellung ergibt sich damit einerseits aus den flächen- bzw. akzeptanzseitigen Begrenzungen für die einheimische Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien sowie andererseits durch die Kosten für Transporte von Wasserstoff aus dem Ausland und die Finanzierung internationaler Projekte.

Mit Blick auf den Zeithorizont 2050 und den entsprechend größeren Bandbreiten und Unsicherheiten ergibt sich die folgende Situation:

- ohne einen massiven Durchbruch bei den Investitionskosten für Elektrolyseanlagen erscheint eine einheimische Wasserstoffproduktion zu Kosten von 50 €/MWh möglich, bei einem weiteren Kostendurchbruch könnten Niveaus von 40 bis 45 €/MWh darstellbar werden;
- Voraussetzung dafür ist auch die weitere Kostensenkung für die Erzeugung von regenerativ erzeugtem Strom (aus großen Neuanlagen) auf 20-35 €/MWh;
- sofern bei den Stromkosten frei Elektrolyseanlage Netzkosten anfallen (mit Ausnahme abgeschriebener Windkraftanlagen bzw. der Netzanbindung von Offshore-Windkraftanlagen), ist eine wirtschaftlich sinnvolle Wasserstofferzeugung kaum darstellbar, gleiches gilt für Steuern, Abgaben und Umlagen;
- die Standortvorteile für die regenerative Stromerzeugung im internationalen Raum können bei Senkung der Transportkosten bei Distanzen von über 2.000 km kompensiert oder überkompensiert werden;

- ungünstige Finanzierungsbedingungen können einen erheblichen Teil der Vorteile internationaler Standorte kompensieren;
- unter in jeder Hinsicht günstigen Bedingungen könnte die Wasserstoffherstellung frei deutscher Grenze aus der nationalen wie auch der internationalen Herstellung zu Kosten von 35 bis 50 €/MWh möglich werden, bei CO₂-Preisen von 75 bis 150 €/t würde hier eine Kostenparität mit Erdgas erreicht.

Das Volumen der inländischen Wasserstoffbereitstellung ergibt sich damit auch weiterhin aus den flächen- bzw. akzeptanzseitigen Begrenzungen regenerativer Stromerzeugung sowie den Kosten für Transporte von Wasserstoff aus dem Ausland und die Finanzierung internationaler Projekte.

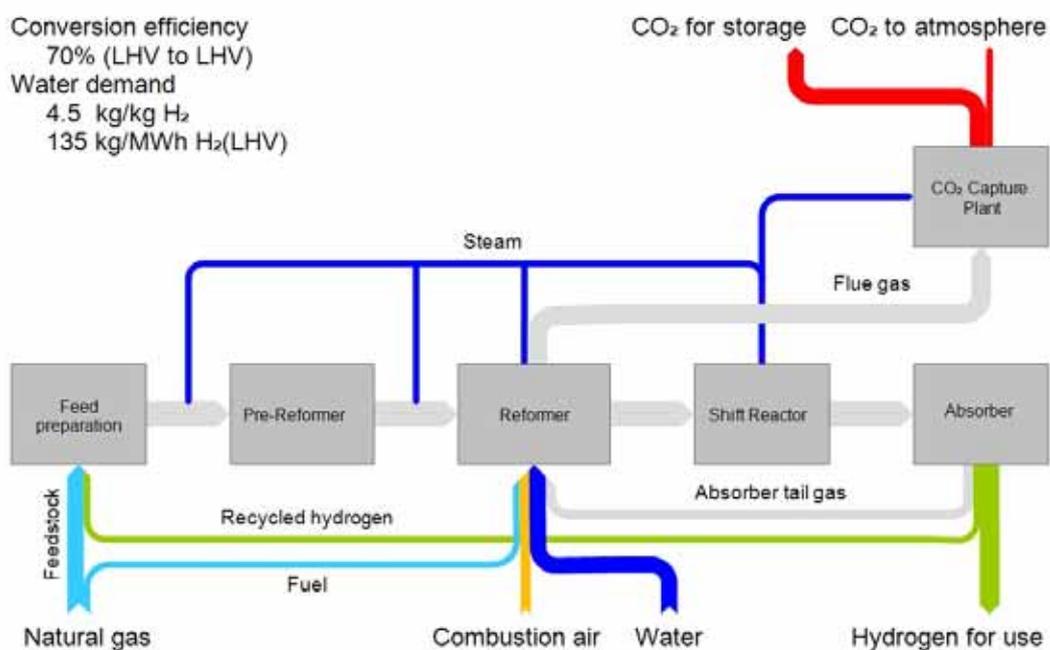
2.3. Wasserstoffherstellung über verfahrenstechnische Prozesse

2.3.1. Wasserstoffherstellung aus fossilen Energieträgern mittels Dampfreformierung

Technischer Prozess und Stand der Technik

Die Wasserstoffproduktion mittels Dampfreformierung aus Erdgas bildet derzeit mit einem Marktanteil von etwa 50% die dominierende Technologie der konventionellen Wasserstoffproduktion. Es handelt sich um eine im industriellen Maßstab seit langem erprobte Technologie, die in Kombination mit CO₂-Abtrennung, -Abtransport und -Ablagerung in geologischen Formationen auch zu einer weitgehend CO₂-freien Wasserstoffherzeugung weiterentwickelt werden kann.

Abbildung 2-11: Wasserstoffherstellung über Dampfreformierung mit CO₂-Abtrennung (Prinzipschema)



Quelle: Öko-Institut in Anlehnung an Collodi et al. (2017)

Die Abbildung 2-11 zeigt ein Prinzipschema der Wasserstoffherstellung aus Erdgas mittels Dampfreformierung mit nachgeschalteter CO₂-Abtrennung in einer heute typischen Konfiguration:

- Das als stoffliche Grundlage dienende Erdgas (*Feedstock*) wird einer Vorbehandlung in einer Hydrieranlage unterzogen, um weitgehend reines Methan für den Prozess verfügbar zu machen. Die Mercaptan-, organischen Schwefel- und Chlorid-Bestandteile werden in Katalysatorbetten der Hydrieranlage in Anwesenheit von Wasserstoff in Schwefelwasserstoff (H₂S) sowie Salzsäure

umgewandelt, in der Entschwefelungsanlage wird in einem Zinkoxid- (ZnO-) Bett das H₂S absorbiert und in Zinksulfid (ZnS) umgewandelt. Typischerweise wird das Erdgas für diese Aufbereitung auf 370°C aufgeheizt.

- Der *Pre-Reformer* ist ein adiabatischer Reaktor mit einem meist Nickel-basierenden Katalysator. Hier wird unter Zumischung von Heißdampf und bei Temperaturen von ca. 500°C aus Effizienzgründen ein Teil der Dampfreformierung vollzogen.
- Im primären Dampfreformer reagiert die Mischung aus *Feedstock* und Heißdampf in Anwesenheit eines meist Nickel-basierten Katalysators zu einer Mischung aus Wasserstoff (H₂), Kohlenmonoxid (CO), Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Wasser (H₂O). Aus dem heißen Abgas des Dampfreformers wird die Wärme rückgewonnen und in den anderen Anlagen wiederverwendet.
- Der im Dampfreformer enthaltene Kohlenmonoxid-Anteil des Synthesegases wird in der Wassergas-Konvertierungs-Anlage (*Shift Reactor*) bei einer Temperatur von ca. 320°C in CO₂ umgewandelt. Das erzeugte Synthesegas wird wiederum abgekühlt und die zurückgewonnene Abwärme wiederum für andere Anlagenteile genutzt.
- Im Absorber (meist Druckwechsel-Absorber, *Pressure Swing Absorber – PSA*) werden aus dem in der Wassergas-Konvertierungsanlage erzeugten Synthesegas die Wasserstoffanteile (hochrein) abgetrennt und das verbleibende Gasgemisch zur Wiedernutzung in den primären Reformer zurückgeführt. Ein Teil des erzeugten Wasserstoffs wird zur Deckung des Wasserstoffbedarfs der Hydrieranlage genutzt, die verbleibenden Wasserstoffmengen stehen als Rohstoff oder Energieträger zur Verfügung. Nicht in der Breitenanwendung, aber in der Diskussion befinden sich als Alternative zu PSA auch Membran-basierte Technologien.
- Das im Abgas des primären Reformers enthaltene CO₂ wird in einer CO₂-Abscheidungsanlage abgetrennt, typischerweise mittels Monoethanolaminen (MEA) und mit Abscheidungsraten von ca. 90%. Der Wärme- und Strombedarf der CO₂-Abtrennungsanlage kann sehr weitgehend aus der Abwärme der anderen Prozessstufen gedeckt werden.
- Das abgeschiedene CO₂ kann über Pipelines (so z.B. im Wasserstoff-Pilotprojekt „H21“ für die Region Leeds geplant) und Schiffe (so z.B. im Pilotprojekt „H2morrow“ von Equinor vorgesehen) abtransportiert werden und soll in geologischen Formationen verpresst werden (derzeit vor allem in Offshore-Lagerstätten im europäischen Kontinentalschelf geplant).

In der Diskussion bzw. Entwicklung befindet sich neben der Dampfreformierung von Erdgas (Wasser als Oxidationsmittel und Wasserstoffquelle) eine Reihe weiterer Prozessoptionen wie die Verfahren der partiellen Oxidation (Nutzung des atmosphärischen Sauerstoffs als Oxidationsmittel) oder die autothermische Reformierung (Kombination aus Dampfreformierung und partieller Oxidation) oder die Kombination des Dampfreformers mit Membranen. Aus Prozess- und Kostengründen hat sich jedoch bisher keines dieser Verfahren mit signifikanten Marktanteilen im großtechnischen Maßstab durchgesetzt.

Ressourcenbedarf

Der Ressourcenbedarf für die weitgehend CO₂-freie Herstellung von Wasserstoff mit Dampfreformierung ergibt sich vor allem hinsichtlich der folgenden Aspekte:

- der Erdgasbedarf für die Wasserstoffherstellung mittels Dampfreformierung mit CO₂-Abtrennung liegt bei etwa 43 MWh je Kilogramm H₂ bzw. 1,45 MWh je MWh Wasserstoff (alle Energieangaben bezogen auf den unteren Heizwert), die Konversionseffizienz liegt damit bei etwa 70%, der als Brennstoff eingesetzte Anteil des Erdgases liegt bei etwa 22% und der Mehrbedarf an Erdgas für die CO₂-Abtrennung mit MEA bei etwa 10%;
- der theoretische Wasserbedarf liegt bei etwa 4,5 kg/kg H₂ bzw. 135 kg/MWh (bezogen auf den unteren Heizwert), der praktische Bedarf an Wasser dürfte etwas über diesen Werten liegen;
- bezogen auf den netto erzeugten Wasserstoff sind bei einer CO₂-Abscheidungsrate von 90% etwa 257 kg CO₂ je MWh H₂ (auf Basis des unteren Heizwerts) sicher und langfristig zu entsorgen (zur Illustration: Bei der Erzeugung von 100 TWh Wasserstoff müssten damit etwa 26 Mio. t CO₂ abtransportiert und sicher gespeichert werden¹⁰).

Als Katalysator im Dampfreformer kommen heute vor allem Nickelverbindungen zum Einsatz wobei Nickel aus europäischer Sicht in Bezug auf Versorgungssicherheit nicht den kritischen Rohstoffen zugerechnet wird (EC 2014). Dies gilt nicht oder nur eingeschränkt für Kobalt- und Edelmetall-Verbindungen, die als Katalysatormaterialien ebenfalls in Betracht gezogen, jedoch vor allem aus Kostengründen nicht oder nur wenig zum Einsatz kommen bzw. kommen werden (Rostrup-Nielsen & Rostrup-Nielsen 2007). Da die Katalysatorregeneration technisch und ökonomisch eine große Rolle spielt, entsteht durch die Wasserstoffproduktion nur ein begrenzter Netto-Verbrauch dieser Materialien.

Herausforderungen und wesentlicher Bedarf an Entwicklung

Bei der Dampfreformierung von Erdgas handelt es sich um eine breit erprobte und relativ kostengünstige Technologie, bei der gekoppelten CO₂-Abtrennung und der CO₂-Ablagerung liegen großtechnische Erfahrungen vor. Mit Blick auf die Breitenanwendung verbleibt vor allem bezüglich des CO₂-Abtransports zu den Offshore-CO₂-Speichern noch Entwicklungsbedarf. Insbesondere vor diesem Hintergrund liegen die Herausforderungen und der Entwicklungsbedarf vor allem in den folgenden Bereichen:

- Sicherung des Wasserbedarfs für die breitere Anwendung der Wasserstoffherzeugung über die Dampfreformierung¹¹;
- kostengünstige Integration von Anlagen zu CO₂-Abtrennung;

¹⁰ Zur Einordnung: die jährliche CO₂-Einspeicherung im norwegischen Offshore-Feld Sleipner beträgt bisher nach Furre et al. (2017) etwa 0,9 Mio. t.

¹¹ Zur Illustration der Größenordnung des Wasserbedarfs: Für die Erzeugung von 100 TWh Wasserstoff (bezogen auf den unteren Heizwert) würde ein jährlicher Wasserbedarf entstehen, der bei einem täglichen Verbrauch von 125 Litern je Einwohner etwa dem Trinkwasserbedarf von zwei Großstädten mit je 150.000 Einwohnern entspricht.

- technische sowie kosten- und akzeptanzseitig akzeptable Schaffung von Infrastrukturen (Pipelines, Schiffe) für den CO₂-Abtransport;
- langfristig sichere Ablagerung erheblicher CO₂-Mengen in geologischen Formationen;
- sorgfältige Bewirtschaftung der sicheren CO₂-Lagerpotenziale, auch mit Blick auf die zukünftig wohl notwendige Schaffung technischer CO₂-Senken;
- sorgfältige Analyse der bei der Förderung und des Antransports von Erdgas entstehenden (und hoch klimawirksamen) Methan-Emissionen und entsprechende Auswahl der akzeptablen Herkunftsregionen für den Erdgaseinsatz zur Wasserstoffherstellung.

Ein wesentlicher Vorteil der Dampfreformierung von Erdgas liegt darin, dass – zumindest für die Verhältnisse in Deutschland und Kontinentaleuropa keine Notwendigkeit besteht, Wasserstoff über große Entfernungen zu transportieren, sondern Erdgas über die existierenden Infrastrukturen bis in die Nähe der Verbrauchszentren anzuliefern, den Wasserstoff z.B. in Küstenregionen und in der Nähe zu Wasserstraßen zu erzeugen und das vergleichsweise leichter handhabbare CO₂ in Offshore-CO₂-Ablagerungsstätten abzutransportieren.

Sonstiges

Die Herstellung von weitgehend CO₂-freiem Wasserstoff aus Erdgas mittels Dampfreformierung beruht sehr weitgehend auf erprobten und industriell skalierten Technologien. Die Bereitstellung größerer Mengen Wasserstoff über diesen Erzeugungspfad ist zumindest mittelfristig vorstellbar und steht vor allem aber unter der Bedingung, dass hinreichend sichere Abtransport- und Ablagerungs-Infrastrukturen für das anfallende CO₂ relativ schnell entwickelt werden können. Der Abtransport von CO₂ sowie die Speicherung in geologischen Formationen bzw. die Akzeptanz dieses Technologiepfades bilden derzeit zumindest in Deutschland ein in der öffentlichen und politischen Debatte hoch kontroverses Thema.

2.3.2. Wasserstoffherstellung aus fossilen Energieträgern mittels Pyrolyse

Technischer Prozess und Stand der Technik

Eine Alternative zur Wasserstoffproduktion über Dampfreformierung bildet die thermische Spaltung (Pyrolyse) von Erdgas zu Wasserstoff und festem Kohlenstoff (Graphit).

Entsprechende Konzepte werden zwar seit langer Zeit diskutiert, eine größere Dynamik hat sich hier jedoch erst in den letzten Jahren eingestellt. Gleichwohl werden entsprechende Anlagen immer noch im Labormaßstab oder als kleinere Pilotanlagen betrieben, ein Zeithorizont für großtechnische Pilotanlagen ist bisher nicht abzusehen.

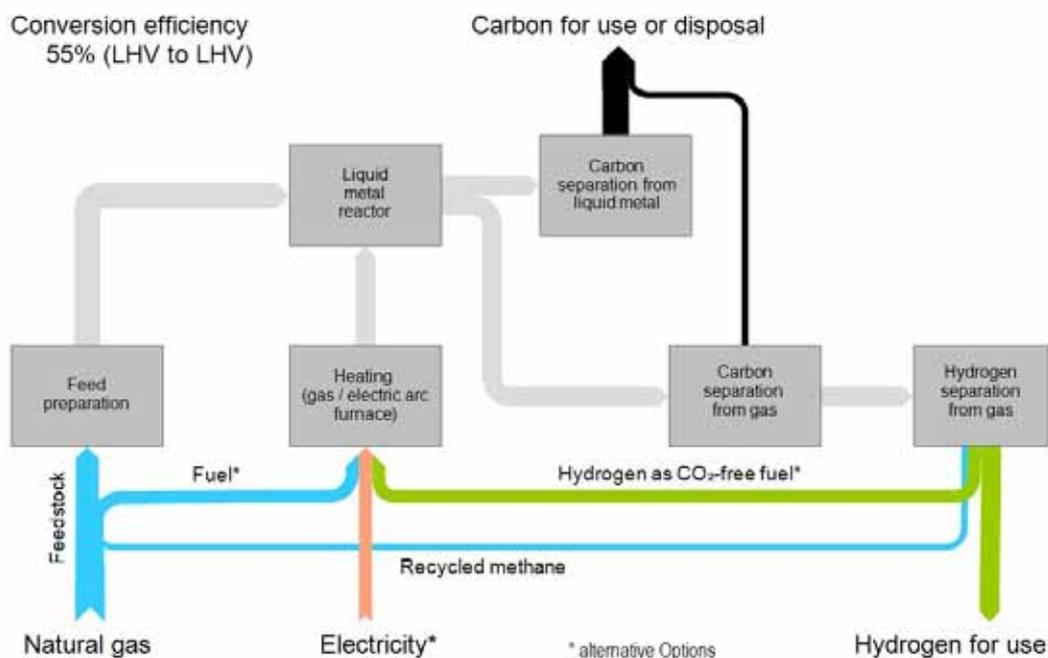
Die Pyrolyse von Methan zu Wasserstoff und festem Kohlenstoff erfordert einerseits sehr hohe Temperaturen sowie andererseits geeignete Katalysatormaterialien, die wiederum

einen Einfluss auf die notwendigen Temperaturen haben. Erprobt wurden hier (Ashik et al. 2015; Abánades et al. 2016; Parkinson et al. 2017; Parkinson et al. 2018)

- flüssige metallische Katalysatormaterialien (v.a. Nickel- und Eisen-, teilweise auch Kobalt- oder Zinnverbindungen),
- keramische Katalysatormaterialien sowie
- Kohlenstoffverbindungen,

für die zur Methan-Pyrolyse Temperaturen in der Bandbreite von 500 bis über 1.000°C notwendig werden.

Abbildung 2-12: Wasserstoffherstellung mittels Pyrolyse (Prinzipschema)



Quelle: Öko-Institut

Die Abbildung 2-12 zeigt die Wasserstoffherstellung aus Erdgas mittels Pyrolyse als Prinzipschema der nach aktuellem Diskussionsstand typischen Konfiguration (Abánades et al. 2016; Parkinson et al. 2017; Parkinson et al. 2018):

- Für das als stoffliche Grundlage dienende Erdgas (*Feedstock*) wird wie bei der Dampfreformierung eine Vorbehandlung notwendig, um weitgehend reines Methan für den Prozess verfügbar zu machen.
- Den zentralen Anlagenbestandteil bildet der Reaktor (Blasensäulen-, Wanderbett-, Drehrohr-, Paddelrohr – o.a. Reaktoren), in dem das aufbereitete Methan bei hohen Temperaturen über einen Katalysator z.B. aus geschmolzenem Metall in reinen Kohlenstoff und Wasserstoff gespalten wird. Wegen der hohen

Temperaturen und der Reaktivität des Katalysators werden für diese Reaktoren hochqualitative Stähle, ggf. im Verbund mit Quarzmaterialien benötigt.

- Die benötigten (hohen) Reaktortemperaturen werden über eine Wärmeversorgungsanlage bereitgestellt, die entweder mit Erdgas oder Wasserstoff oder mit elektrischem Strom (z.B. mit elektrischen Lichtbögen) betrieben werden. Sofern die Anlage mit fossilem Erdgas betrieben wird, erfolgt die Wasserstoffproduktion nicht CO₂-frei (eine nachgeschaltete CO₂-Abscheidungsanlage würde – neben allen Kostenfragen – dem zentralen Vorteil der Pyrolyse, der entfallenden Notwendigkeit von CO₂-Abtransport- und -Ablagerung, zuwiderlaufen). Bei Wasserstofffeuerung ist eine CO₂-freie Wasserstofferzeugung möglich, sinkt aber die Netto-Ausbeute an Wasserstoff. Die Wärmeerzeugung aus (CO₂-freiem) Strom würde vor allem bei den hier oft diskutierten Lichtbogenanlagen eine CO₂-freie Wasserstofferzeugung möglich machen, aber auch zu deutlichen Kostensteigerungen führen.
- Der erzeugte pulverförmige Kohlenstoff kann mit verschiedenen Technologien aus dem Abgasstrom des Reaktors oder an der Oberfläche des Katalysatorbetts abgetrennt werden.
- Die im Abgasstrom enthaltenen (geringen) Mengen an Kohlenstoff werden wiederum in einer Separationsanlage abgeschieden.
- Im nachgeschalteten Anlagenteil wird der Wasserstoff hochrein abgeschieden, die im Abgasstrom verbliebenen Methananteile werden in den Kreislauf zurückgeführt. Hier bilden PSA-Anlagen den aktuellen Stand der Technik, zukünftig könnten hier aber auch Membrantechnologien zum Einsatz kommen.

Anlagen zur CO₂-freien Wasserstoffherstellung über die Methanpyrolyse existieren derzeit im Labormaßstab oder als kleinere Pilotanlagen. Die Skalierung auf industrielle Maßstäbe wird derzeit intensiv untersucht, in Deutschland u.a. im Rahmen des über das BMBF geförderten Forschungsvorhabens „Methanpyrolyse (Me2H2)“ (Laufzeit 2019-2022).

Ressourcenbedarf

Für weitgehend CO₂-frei hergestellten Wasserstoff mittels Methan-Pyrolyse ergibt sich die folgende Ressourcensituation:

- der Erdgasbedarf für die Wasserstoffherstellung mittels Pyrolyse liegt bei etwa 55 MWh je Kilogramm H₂ bzw. 1,82 MWh je MWh Wasserstoff (alle Energieangaben bezogen auf den unteren Heizwert), die Konversionseffizienz liegt damit bei etwa 55% und der als Brennstoff eingesetzte Anteil des produzierten Wasserstoffs dürfte bei etwa 10% liegen;
- bezogen auf den netto erzeugten Wasserstoff (bei Einsatz eines Teils des erzeugten Wasserstoffs zur Wärmeerzeugung) werden etwa 3,3 kg Kohlenstoff je kg H₂ bzw. 100 kg Kohlenstoff je MWh H₂ (auf Heizwert-Basis) erzeugt, der zumindest in gewissen Grenzen auch als vermarktbare Produkt verwertet werden kann;

- es entsteht mit dem festen Kohlenstoff ein im Grundsatz vermarktbare Produkt für eine große Breite von (v.a. stofflichen) Anwendungen;
- durch den Wegfall der CO₂-Ablagerung wird der Nutzungsdruck auf die endliche Ressource sicherer CO₂-Speicher verringert, was mit Blick auf die Nutzung fossiler Energieträger, v.a. aber mit der perspektivisch an Bedeutung gewinnenden Notwendigkeit, CO₂ aus der Atmosphäre zu entfernen (sog. negative CO₂-Emissionen), eine wichtige Facetten der Ressourcendiskussion bildet.

Als Katalysatormaterialien werden diverse metallische und nichtmetallische Verbindungen diskutiert und getestet, nahezu keiner der in Frage kommenden Stoffe wird den kritischen Rohstoffen zugerechnet (EC 2014). Da auch hier Katalysatorregeneration technisch und ökonomisch eine große Rolle spielt, entsteht durch die Wasserstoffproduktion nur ein begrenzter Netto-Verbrauch dieser Materialien.

Herausforderungen und wesentlicher Bedarf an Entwicklung

Da es sich bei der Wasserstoffproduktion durch Pyrolyse durch eine nur im Labormaßstab erprobte und eine weitgehend im Entwicklungsstadium befindliche Technologie (wenn auch mit großem Potenzial) handelt, bestehen Herausforderungen und der Entwicklungsbedarf in nahezu allen Stufen der Prozesskette. Auf folgende Aspekte soll hier jedoch hingewiesen werden:

- die Erprobung geeigneter Katalysator- und Konstruktionsmaterialien bildet sicher den zentralen Erfolgsfaktor für die weitgehend CO₂-freie Erdgas-Pyrolyse;
- die Identifikation optimierter Betriebsstrategien;
- die CO₂-freie Erzeugung der benötigten Wärme (über den Einsatz eines Teils des erzeugten Wasserstoffs oder von CO₂-frei erzeugtem Strom) bildet ein wichtiges Optimierungskriterium für die Pyrolyse;
- die technische Skalierung der Anlagen auf industriell einsetzbare Größen und die Erzielung entsprechender Kosteneffekte;
- die Identifikation zukunftssträchtiger Vermarktungs- bzw. Entsorgungsstrategien für den erzeugten Kohlenstoff (zur Illustration: Bei der Erzeugung von 100 TWh Wasserstoff, bezogen auf den unteren Heizwert, würden etwa 10 Millionen Tonnen reiner Kohlenstoff anfallen);
- auch hier besteht die Notwendigkeit einer sorgfältigen Analyse der bei der Förderung und beim Antransport von Erdgas entstehenden (und hoch klimawirksamen) Methan-Emissionen und einer entsprechenden Auswahl der akzeptablen Herkunftsregionen für den Erdgaseinsatz zur Wasserstoffherstellung.

Sonstiges

Die Pyrolyse-basierte Produktion von weitgehend CO₂-freiem Wasserstoff aus Erdgas bildet angesichts ihres Entwicklungsstandes erst in der längeren Frist eine großvolumige Erzeugungsoption. Mit Blick auf die technischen und Kostenentwicklungen bei der elektrolitischen Wasserstoffproduktion kann sich dieser Erzeugungspfad für die

(einheimische, wenn auch auf importiertem Erdgas beruhende) Bereitstellung größerer Wasserstoffmengen vor allem für den Fall als sinnvoll erweisen, dass Importe von regenerativ erzeugtem Wasserstoff (aus politischen, wirtschaftlichen oder technischen Gründen) nicht schnell genug zustande kommen bzw. skaliert werden können oder sich die entsprechenden Transportkosten als signifikantes Hemmnis herausstellen.

2.3.3. Herstellungskosten und deren Einflussfaktoren

Die Wirtschaftlichkeitsanalysen für die weitgehend CO₂-freie Wasserstoffherstellung aus Erdgas kann angesichts der Komplexität der Technologien und des erreichten Entwicklungsstandes robust nur für die Dampfreformierung von Erdgas mit nachgeschalteter CO₂-Abscheidung (blauer Wasserstoff) durchgeführt werden. Für die Analyse der Pyrolyse-Route (türkiser Wasserstoff) ergibt sich einerseits hinsichtlich des bisher erreichten Skalierungsstandes und andererseits mit Blick auf die Unsicherheiten bezüglich des Vermarktungswertes des erzeugten Graphits noch keine hinreichend belastbare Datengrundlage.

Angesichts des erreichten großtechnischen Entwicklungsstandes wird weiterhin auf eine Differenzierung von Zeithorizonten verzichtet, gleichwohl werden für die entscheidenden Parameter Sensitivitätsanalysen durchgeführt.

Für die Bereitstellungskosten von blauem Wasserstoff sind Parameter entscheidend, die teilweise deckungsgleich mit denen für grünen Wasserstoff sind, sich aber gleichzeitig teilweise von jenen erheblich unterscheiden:

- die Umwandlungseffizienz der Dampfreformierungsanlagen, die angesichts der breiten Wasserstoffherstellung im industriellen Maßstab relativ robust sein dürften;
- die Kosten des eingesetzten Erdgases, die sich in Abhängigkeit von regionalen Gegebenheiten sowie vom energiewirtschaftlichen Umfeld sehr stark unterscheiden können;
- die Investitionskosten für die Dampfreformierungsanlagen, für die angesichts des Reifegrades dieser Technologie wiederum nur begrenzte Unsicherheiten zu berücksichtigen sind;
- die Kosten der CO₂-Abtrennungsanlagen, für die mit Blick auf die jeweils erzielbaren Abtrennungsraten und vor allem bedingt durch technologische Entwicklungen moderate Kostenunsicherheiten bzw. -bandbreiten berücksichtigt werden müssen;
- die Kosten für den Abtransport und die Speicherung des abgetrennten CO₂, für die angesichts regionaler und geologischer Gegebenheiten, der Transportmittel- und -entfernungen sowie technologischer Entwicklungen erhebliche Unsicherheiten bzw. Kostenbandbreiten veranschlagt werden müssen;
- die Betriebskosten der Dampfreformierungs- und CO₂-Abscheideanlagen (ohne Erdgaskosten), die sich in relativ engen Bandbreiten bewegen;
- der gewichtete Kapitalkostensatz (*Weighted Average Costs of Capital – WACC*), der vor allem vom gesamtwirtschaftlichen bzw. politischen Umfeld bestimmt wird;

- die Kosten für die verbleibenden CO₂-Emissionen der Dampfreformierungsanlage, die sich vor allem aus den entsprechenden Bepreisungsinstrumenten ergeben;
- ggf. die Kosten für den internationalen Transport des Wasserstoffs, für die erhebliche Bandbreiten bzw. Unsicherheiten zu konstatieren sind.

Für die Analysen der Bereitstellungskosten von Wasserstoff über den Pfad der Dampfreformierung von Erdgas wurden folgende Quellen zugrunde gelegt:

- die aktuelle Kostenstudie des Hydrogen Council (H2C 2020);
- die Überblicksstudie der Internationalen Energieagentur (IEA 2019);
- der Parametrisierungsbericht einer aktuellen System-Modellierungsstudie des Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE 2020a);
- der Kurzbericht von Equinor zum Projekt „H2tomorrow“ (Equinor & OGE 2019);
- eine detaillierte Technologie- und Kostenvergleichsstudie (Parkinson et al. 2018);
- die detaillierte Kostenstudie eines Anlagenherstellers (Collodi et al. 2017);
- die Studie zum H21 *Leeds City Gate*-Projekt (NGN et al. 2016) sowie
- die Parameterstudie des DIW Berlin im Bereich der CO₂-Abscheidung, des CO₂-Transports und der CO₂-Ablagerung (DIW Berlin et al. 2013).

Die Tabelle 2-4 zeigt die für die Analysen verwendeten Parameter. Für die Bereiche mit signifikanten Unsicherheiten werden jeweils die Varianten „Referenz“ und „Hoch“ unterschieden.

Tabelle 2-4: Zentrale Parameter für die Wirtschaftlichkeitsanalysen für die Erdgas-Dampfreformierungsroute

		Referenz	Hoch
Dampfreformer			
CO ₂ -Entstehung*	kg CO ₂ /MWh H ₂		296
CO ₂ -Abtrennungsrate	%		90%
Investitionskosten	% (konventionelle Anlage)	190%	235%
Betriebskosten	% der Investition		3%
Lebensdauer	Jahre		25
WACC	%	5%	15%
CO ₂ -Abtransport und -Ablagerung			
Entsorgungskosten	€/t CO ₂	20	40
Transportkosten	€/kg H ₂	0,0	0,75 1,50

Anmerkungen: * bezogen auf den unteren Heizwert

Quelle: Öko-Institut

Die Abbildung 2-13 zeigt die Ergebnisse der Kostenrechnungen für die Wasserstoffherstellung mittels Dampfreformierung:

- bei Erdgas- und CO₂-Preisen in der aktuellen Größenordnung (20 €/MWh, bezogen auf den unteren Heizwert bzw. 20 €/t CO₂) liegen die

Bereitstellungskosten für Wasserstoff (ebenfalls bezogen auf den unteren Heizwert) in der Größenordnung von 50 €/MWh, zur Erzielung der Preisparität mit Erdgas wären CO₂-Preise von etwas über 150 €/t notwendig;

- höhere CO₂-Preise verändern die Wasserstoffkosten nur in sehr begrenztem Maße, in der Bandbreite von 0 bis 100 €/t CO₂ verändern sich die Wasserstoffkosten um etwa 3 €/t CO₂, wird die CO₂-Erzeugung dem gleichen CO₂-Preis unterworfen, der zur Parität mit Erdgas notwendig wäre (ca. 175 €/t), ergeben sich unter Referenzbedingungen Kosten der Wasserstoffbereitstellung von knapp 60 €/MWh¹²;
- die Kosten für Erdgas haben erwartungsgemäß den größten Einfluss auf die Kosten der Wasserstoffbereitstellung, bei für Nordamerika typischen Erdgaskosten von 10 €/MWh liegen die Wasserstoff-Kosten, in Abhängigkeit vom Niveau der CO₂-Preise bei 37 bis 40 €/MWh, bei Erdgaskosten wie zum bisherigen Höchststand im Jahr 2008 (36 €/MWh H_u) würden sich, abhängig vom Preis für CO₂-Zertifikate, Wasserstoffkosten von 70 bis 80 €/MWh ergeben.

Abbildung 2-13: H₂-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Erdgas- und CO₂-Kosten, Investitionskosten- und CO₂-Entsorgungsvariante „Referenz“, ohne Transportkosten, WACC 5%

		CO ₂ price [€/t]															
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
Natural gas costs [EUR/MWh(NCV)]	6	31	32	32	33	34	35	35	36	37	38	38	39	40	41	6	Natural gas costs [EUR/MWh(NCV)]
	8	34	35	35	36	37	38	38	39	40	41	41	42	43	44	8	
	10	37	38	38	39	40	40	41	42	43	43	44	45	46	46	10	
	12	40	40	41	42	43	43	44	45	46	46	47	48	49	49	12	
	14	43	43	44	45	46	46	47	48	49	49	50	51	51	52	14	
	16	45	46	47	48	48	49	50	51	51	52	53	54	54	55	16	
	18	48	49	50	51	51	52	53	54	54	55	56	57	57	58	18	
	20	51	52	53	54	54	55	56	56	57	58	59	59	60	61	20	
	22	54	55	56	56	57	58	59	59	60	61	62	62	63	64	22	
	24	57	58	59	59	60	61	62	62	63	64	64	65	66	67	24	
	26	60	61	61	62	63	64	64	65	66	67	67	68	69	70	26	
28	63	64	64	65	66	67	67	68	69	70	70	71	72	73	28		
30	66	67	67	68	69	69	70	71	72	72	73	74	75	75	30		
		CO ₂ price [€/t]															

Quelle: Öko-Institut

¹² Die mögliche Auswirkungen der CO₂-Bepreisung auf die Vorkettenemissionen der Erdgasbereitstellung ist dabei nicht berücksichtigt. Folgende Übersichtsrechnung verdeutlicht aber die Größenordnung: Werden die Vorkettenemissionen mit 10% der reinen Brennstoffemissionen angesetzt und würde diese Emissionen voll der CO₂-Bepreisung unterliegen, so ergibt sich bei einem CO₂-Preis von 100 €/t eine Preiserhöhung für das Erdgas von etwa 2 €/MWh (bezogen auf den unteren Heizwert), die für die Ergebnisermittlung in der Abbildung 2-13 entsprechend zu berücksichtigen wäre.

Die Sensitivitätsanalyse für die in Tabelle 2-4 gezeigten Parameter führt zu folgenden Ergebnissen (vgl. dazu Anhang 2):

- steigen die Kosten für die CO₂-Abtrennung um 50%, so steigen die Herstellungskosten um 4 €/MWh;
- verdoppeln sich die Kosten für den Abtransport und die Ablagerung auf 40 €/t CO₂, so erhöhen sich die Bereitstellungskosten um 5 €/MWh;
- in der Kombination beider Annahmen für die Varianten „Hoch“ ergeben sich entsprechend Zusatzkosten von 9 €/MWh;
- bei höheren Verzinsungserwartungen, die allerdings nur für Produktionsstandorte außerhalb der OECD zu veranschlagen wären, erhöhen sich die Erzeugungskosten um 14 bis 22 €/MWh (bei Investitionskosten der Varianten „Referenz“ bzw. „Hoch“).

Abbildung 2-14: H₂-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Erdgas- und CO₂-Kosten, Investitionskosten- und CO₂-Entsorgungsvariante „Referenz“, Transportkosten 0,75 €/kg, WACC 5%

		CO ₂ price [€/t]															
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
Natural gas costs [EUR/MWh(NCV)]	6	53	54	55	56	56	57	58	59	59	60	61	62	62	63	6	
	8	56	57	58	59	59	60	61	62	62	63	64	65	65	66	8	
	10	59	60	61	62	62	63	64	64	65	66	67	67	68	69	10	
	12	62	63	64	64	65	66	67	67	68	69	70	70	71	72	12	
	14	65	66	67	67	68	69	70	70	71	72	72	73	74	75	14	
	16	68	69	69	70	71	72	72	73	74	75	75	76	77	78	16	
	18	71	72	72	73	74	75	75	76	77	78	78	79	80	81	18	
	20	74	75	75	76	77	77	78	79	80	80	81	82	83	83	20	
	22	77	77	78	79	80	80	81	82	83	83	84	85	86	86	22	
	24	80	80	81	82	83	83	84	85	86	86	87	88	88	89	24	
	26	82	83	84	85	85	86	87	88	88	89	90	91	91	92	26	
28	85	86	87	88	88	89	90	91	91	92	93	94	94	95	28		
30	88	89	90	91	91	92	93	93	94	95	96	96	97	98	30		
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
		CO ₂ price [€/t]															

Quelle: Öko-Institut

Schließlich stellt sich die Frage, ob der Antransport von Erdgas an deutsche Küstenstandorte und der Abtransport des abgeschiedenen CO₂ sich als günstiger erweisen kann als die Wasserstoffherzeugung in der Nähe der Erdgasförderung und die dortige Ablagerung von CO₂:

- aus einer rein volumetrischen Perspektive erfordert die Produktion eines Kubikmeters Wasserstoff etwa 0,37 m³ Methan und müssen 0,33 m³ CO₂ abtransportiert werden; selbst unter Berücksichtigung der geringeren Dichte und der niedrigeren Viskosität von Wasserstoff müssten also für die Produktion des

Wasserstoffs im Ausland deutlich größere Volumina transportiert werden als beim Antransport des Erdgases und beim Abtransport des CO₂;

- unter Berücksichtigung des in den Förderregionen preiswerteren Erdgases (und niedrigerer CO₂-Abtransportkosten) würde der Antransport des im internationalen Raum erzeugten Wasserstoffs über 1.000 bis 1.500 km die Bereitstellungskosten um ca. 10 €/MWh erhöhen (Abbildung 2-14), bei längeren Distanzen um bis zu 30 €/MWh.

Aus diesen Analysen ergeben sich die folgenden Schlussfolgerungen für die Bereitstellungskosten von blauem Wasserstoff:

- für blauen Wasserstoff kann bei den aktuell erwartbaren Erdgaspreisen eine Kostenparität mit Erdgas für CO₂-Preise von unter 200 €/t erzielt werden (Wasserstoffkosten von 50 bis 60 €/MWh);
- den größten Einfluss auf die Kosten des erzeugten Wasserstoffes hat der Preis des eingesetzten Erdgases, mit Blick auf die historische Bandbreite der Erdgaspreise ergeben sich Preiseffekte von ±15 €/MWh;
- die Unsicherheiten aus dem für die Wasserstoffherstellung zur Anwendung kommenden CO₂-Preis sind moderat (ca. 3 €/MWh je 100 €/t CO₂);
- die Unsicherheiten aus den Investitionskosten für die Dampfreformierungsanlagen mit CO₂-Abscheidungen haben einen vergleichsweise geringen Einfluss auf die Kosten der Wasserstoffbereitstellung;
- eine ähnliche Situation ergibt sich für die Kosten der CO₂-Entsorgung (CO₂-Abtransport und -Ablagerung);
- die Erzeugung von Wasserstoff aus Erdgas in der Nähe der Förderstätten (mit niedrigeren Erdgas-Einstandskosten und niedrigeren Kosten für den CO₂-Abtransport) ist wegen der vergleichsweise hohen Transportkosten für Wasserstoff wirtschaftlich kaum sinnvoll.

Das Volumen der Bereitstellung von blauem Wasserstoff ergibt sich damit vor allem aus den speicher- und ggf. akzeptanzseitigen Beschränkungen der CO₂-Entsorgung. Eine Produktion von blauem Wasserstoff im weiter entfernten Ausland und der Antransport von Wasserstoff ist wegen der Transportkosten und der großen Kapazitäten der ggf. umzubauenden Erdgas-Pipelines (vgl. Kapitel 4.2) kaum zu erwarten.

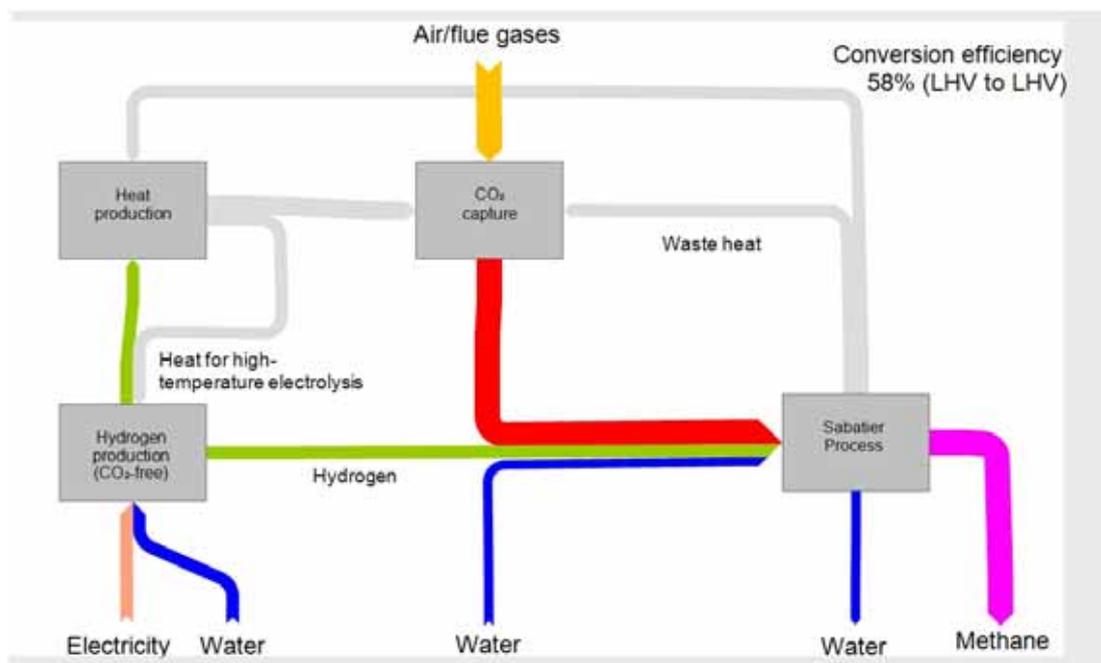
2.4. Synthetische Brennstoffe

2.4.1. Strombasiertes synthetisches Methan

Technischer Prozess und Stand der Technik

Die chemisch-katalytische Herstellung von Methan aus Kohlendioxid und Wasserstoff nennt sich Sabatier-Prozess und läuft bei Temperaturen über 200 °C exotherm ab. Neben Wasserstoff aus Elektrolyseuren ist die Verfügbarkeit von CO₂ die Voraussetzung für die Herstellung von strombasiertem Methan. Anlagen mit Festbettreaktoren sind technisch demonstriert und verfügbar; andere Reaktortypen sind dagegen noch in niedrigeren Entwicklungsstufen (Wuppertal Institut et al. 2018).

Abbildung 2-15: Herstellung synthetischer Gase mittels Sabatier-Prozess (Prinzipschema)



Quelle: Öko-Institut

Typische Anlagen haben eine Kapazität von unter 10 MW und sind im Wesentlichen Forschungsanlagen. In der Planung sind jedoch erste industrielle Anlagen mit Kapazitäten bis zu 100 MW (DVGW 2019). Ähnlich wie bei der Wasserstoff-Elektrolyse ist für die Herstellung von Methan aus Strom mit einer Zunahme der Anlagenkapazitäten zu rechnen.

Die Literatur gibt den Wirkungsgrad des Sabatier-Prozesses mit Werten knapp unter 80 % an (Brynnolf et al. 2018; Agora Verkehrswende et al. 2018; TU Berlin 2018). Dies entspricht in etwa dem Bedarf von 1,3 kWh_{H₂} je kWh_{CH₄}. Prozessoptimierungen können noch zu leichten Effizienzverbesserungen führen; ein relevanter Anstieg der

Prozesseffizienz ist jedoch nicht zu erwarten. Der Sabatier-Prozess kann grundsätzlich dynamisch im Lastbereich zwischen 25 % und 100% betrieben werden, wobei im dynamischen Betrieb die Gasreinheit des Prozesses zurückgeht und gegebenenfalls eine Gasreinigung für die Einspeisung als H-Gas notwendig wird (LBST & dena 2017; Wuppertal Institut et al. 2018).

Für die Bereitstellung von CO₂ ist die Abtrennung aus Abgasströmen biogener Prozesse mit verschiedenen Verfahren technischer Standard und verfügbar (ifeu 2019). Der notwendige Strom- und Niedrigtemperaturbedarf liegt je nach Verfahren bei 0,03 bis 0,17 kWh_{el} bzw. 0 bis 0,4 kWh_{th} je Kilogramm Kohlendioxid. Die CO₂-Abtrennung aus der Luft ist wegen der geringen Konzentration technisch schwieriger. Technologisch neue Konzepte (TSA¹³), die für die Regeneration der Filtermaterialien vor allem auf Niedrigtemperaturwärme (rund 100°C) zurückgreifen, werden derzeit in anwendungsrelevanter Umgebung demonstriert und haben einen Strombedarf von 0,2 bis 0,5 kWh und einen Wärmebedarf von 1,5 bis 2,5 kWh je Kilogramm CO₂ (LBST & dena 2017; Wuppertal Institut et al. 2018).

In Kombination mit der NT-Elektrolyse stellt sich für die gesamte Herstellungskette von Methan bei der CO₂-Bereitstellung aus der Luft ein auf den Strominput bezogener Wirkungsgrad von rund 54 % ein (Öko-Institut 2019). Effizienzsteigerungen bei der Elektrolyse und im Sabatier-Prozess könnten die Methanherstellung zukünftig mit einem Wirkungsgrad von 64% ermöglichen. Hinzu kommen jedoch weitere potenzielle Verluste für die Komprimierung und/oder Verflüssigung des Methans.

Ressourcenbedarf

Die Flächen- und Rohstoffbedarfe der Methanproduktion ergeben sich vor allem aus dem Strombedarf aus erneuerbaren Energien. Bei der CO₂-Abtrennung aus der Luft kommen zudem Ventilatoren zum Einsatz, die zum Flächenfußabdruck der Methanherstellung beitragen. In der Tabelle 2-5 ist der notwendige Kapazitätzzubau für verschiedene Arten der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien für die Methanproduktion in Deutschland dargestellt, wenn die Anlagen vollständig mit zusätzlichen erneuerbaren Energien versorgt werden sollen.

Tabelle 2-5: Strombedarf und notwendiger Kapazitätzzubau der regenerativen Stromerzeugung bei verschiedenen Wirkungsgraden der Methanherstellung in Deutschland

Methan-Produktion	Wirkungsgrad 54% (aktuell)			Wirkungsgrad 64% (Langfristpotenzial)			
	Strombedarf	Volllaststunden	Kapazitätzzubau	Strombedarf	Volllaststunden	Kapazitätzzubau	
	TWh	h/a	GW	TWh	h/a	GW	
Wind-Onshore	100	185	1.936	96	156	1.936	81
Wind-Offshore	100	185	4.032	46	156	4.032	39
Photovoltaik	100	185	903	205	156	903	173

Anmerkung: Angaben zu Methanproduktion und Wirkungsgrad bezogen auf den unteren Heizwert des Methans

Quelle: Öko-Institut

¹³ Temperature Swing Adsorption

Kritische Rohstoffe kommen im Sabatier-Prozess nicht zum Einsatz.

Herausforderungen und wesentlicher Bedarf an Entwicklung

Die Voraussetzung für die Herstellung relevanter Mengen strombasierten Methans ist die Verfügbarkeit der Elektrolyse sowie der notwendige Aufbau erneuerbarer Stromkapazitäten (siehe Kapitel 2.2). Durch den weiten Entwicklungsstand der Technologie liegen die technischen Herausforderungen vor allem bei Prozessoptimierungen und der Entwicklung effizienterer sowie langlebigerer Katalysatoren (Wuppertal Institut et al. 2018). Zudem ist die Skalierung der Synthesereaktoren entscheidend für die Erreichung der in vielen Studien verwendeten Annahmen für die Degression der spezifischen Kosten der Syntheseanlagen (DECHEMA 2019). Anlagen in der Größenordnung um 100 MW sind dabei ein Zwischenschritt für die Skalierung und Industrialisierung der Technologie. Auch ist die Verfügbarkeit an CO₂ aus biogenen Prozessen oder aus der Luft eine begrenzende Größe für die Produktion von klimafreundlichem Methan.

Sonstiges

Die Verdichtung und Verflüssigung von Methan können notwendig sein für den Transport und die Nutzung strombasierten Methans. Der Energiebedarf für die Teilprozesse ist wesentlich geringer als bei Wasserstoff. Die Verdichtung auf 250 bar und die Verflüssigung weisen den Strombedarf von 0,022 kWh_{el} bzw. 0,06 kWh_{el} je kWh_{CH₄} auf (LBST & dena 2017). Die *Boil-off-Rate* verflüssigten Methans liegt bei 0,05 – 0,15 % pro Tag (Sönmez et al. 2013). Je nach Anwendung und Transportdistanz sowie Speicherdauer können unterschiedliche Energiebedarfe zusätzlich zu den in den vorigen Abschnitten genannten Werten auftreten.

Eine höhere Gesamteffizienz ist bei der integrierten Methanproduktion mit der HT-Elektrolyse möglich. Giglio et al. (2018) berechnen in ihrem Modell beispielsweise eine Gesamteffizienz inklusive des Wärmeinputs von rund 77 %. Bei weniger optimaler Wärmeintegration, wie sie im Realbetrieb und beim volatilen Stromerzeugungskapazitäten zu erwarten ist, und bei Berücksichtigung der Energiebedarfe für die CO₂-Bereitstellung sinkt die Gesamteffizienz jedoch erheblich. Inwieweit integrierte HT-Elektrolyse- und Methan-Syntheseprozesse zu einer höheren Energieeffizienz führen können, wenn sie dynamisch betrieben werden, ist offen.

2.4.2. Strombasierte flüssige Kohlenwasserstoffe

Technischer Prozess und Stand der Technik

Aus Kohlendioxid und Wasserstoff können verschiedene, bei Normalbedingungen kohlenwasserstoffhaltige Endprodukte hergestellt werden. Grundsätzlich gibt es dabei zwei unterschiedliche Herstellungspfade (LBST & Bauhaus Luftfahrt 2016):

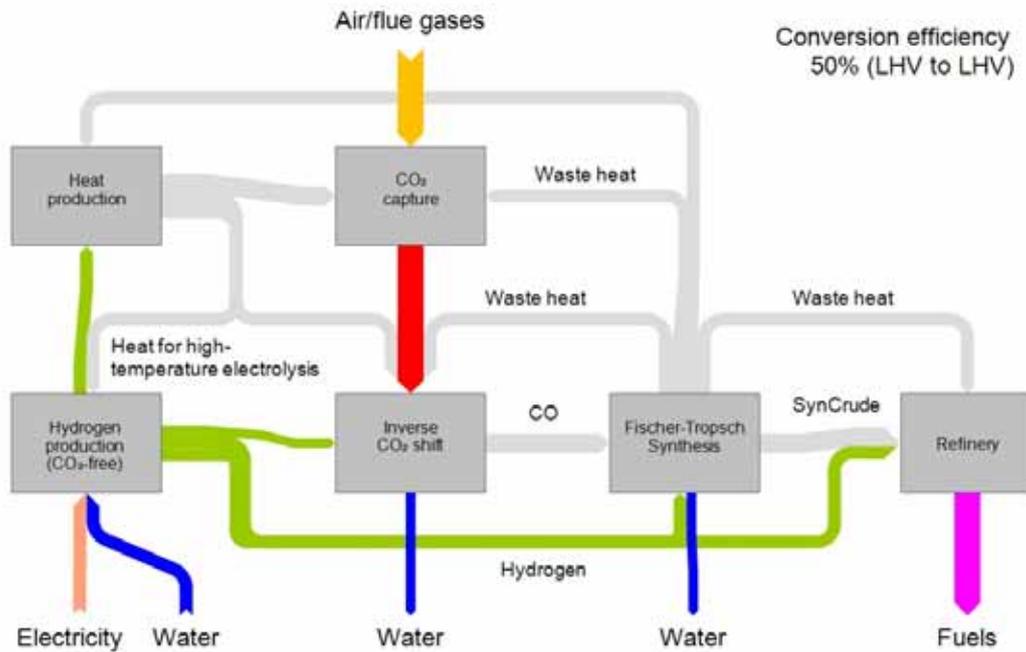
- Bei der Fischer-Tropsch-Synthese (FT-Synthese) entsteht je nach Temperatur, Druck und C/H-Verhältnis des zuvor erstellten Synthesegases ein Gemisch mit einer unterschiedlichen Verteilung an Kohlenwasserstoffketten, die im Post-Processing (z.B. in Raffinerien) in Endprodukte weiterverarbeitet werden. Die FT-Synthese ist ein weit entwickelter Prozess, der bei Nicht-Verfügbarkeit von Rohöl seit langer Zeit für die Kraftstoffproduktion genutzt wird.
- Bei der Methanolsynthese entsteht Rohmethanol, welches als Basischemikalie dienen und zu verschiedenen kohlenwasserstoffhaltigen Produkten weiterverarbeitet werden kann. Der heute standardmäßig eingesetzte Prozess ist die zweistufige Methanolsynthese, für die zunächst ein Synthesegas aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff erstellt wird, welches die Basis für die Methanolsynthese darstellt. Die direkte Methanolsynthese ermöglicht den Einsatz von CO₂ und Wasserstoff. Die zweistufige Methanolsynthese auf Basis fossiler Energieträger ist der heutige, großindustriell angewendete Standardprozess für die Methanolherstellung. Die direkte Methanolsynthese kommt in Demonstrationsanlagen und kleinen industriellen Anlagen zum Einsatz¹⁴.

Anlagen, die aus Strom flüssige Kohlenwasserstoffe herstellen, befinden sich mit Ausnahme einer industriellen Produktionsanlage im Demonstrationsstadium (Timmerberg & Kaltschmitt 2019). Verschiedene Unternehmen (z.B. Sunfire/Blue Crude, LanzaTech) haben jedoch in Verbindung mit der HT-Elektrolyse erste kommerzielle Anlagen für die kommenden Jahre angekündigt (Wuppertal Institut et al. 2018). Das Startup INERATEC versucht im Gegensatz dazu Mikroreaktoren kommerziell für die Herstellung flüssiger Kohlenwasserstoffe einzusetzen. Für die beiden Prozessrouten, die im *Pre-Processing* eine Aufbereitung zu Synthesegas nutzen, besteht zudem die Herausforderung, die dafür benötigte reverse Wassergas-Shift-Reaktion (RWGS) vom Demonstrationsstadium in Kleinanlagen auf Industriegröße zu skalieren und den Prozess beherrschbar zu betreiben (Timmerberg & Kaltschmitt 2019; LBST & Bauhaus Luftfahrt 2016). Timmerberg & Kaltschmitt (2019) und DECHEMA (2019) schätzen den Zeitraum der Skalierung vom heutigen Stand der Technik zur industriellen Produktion unabhängig vom regulatorischen Rahmen, Investitionsentscheidungen und Nachfragebedingungen aus technischer Sicht auf rund 10 Jahre ab, da eine Skalierung über mehrere Größenstufen sinnvoll ist.¹⁵

¹⁴ Die George Olah-Anlage in Island, die CO₂ aus einer Geothermieanlage als Kohlenstoffquelle verwendet, ist die erste industrielle Methanolproduktion im kleinen Industriemaßstab auf Basis der direkten Methanolsynthese (www.carbonrecycling.is). Wegen der größeren Zukunftspotenziale ist in Abbildung 2-17 die einstufige direkte und nicht die heute industriell vorherrschende zweistufige Methanolsynthese dargestellt.

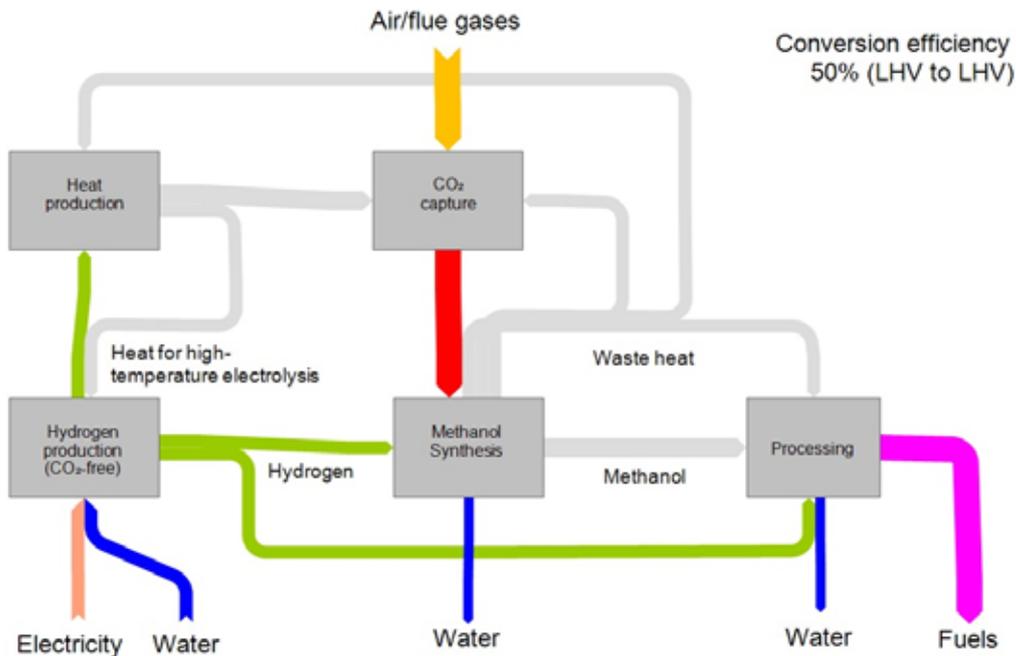
¹⁵ Zur Illustration: Die Industriekonsortium Norsk e-Fuel will beispielsweise bis zum Jahr 2023 eine erste Anlage mit einer Produktionskapazität von 10 Millionen Litern in Betrieb nehmen, für das Jahr 2026 soll eine Hochskalierung der Technologie auf ein Produktionsvolumen von 100 Millionen Liter synthetischen

Abbildung 2-16: Herstellung synthetischer Flüssigbrennstoffe mittels Fischer-Tropsch-Synthese (Prinzipschema)



Quelle: Öko-Institut

Abbildung 2-17: Herstellung synthetischer Flüssigbrennstoffe mittels direkter, einstufiger Methanol-Synthese (Prinzipschema)



Quelle: Öko-Institut

Treibstoffs avisiert (<https://www.sunfire.de/de/unternehmen/news/detail/norsk-e-fuel-plant-die-erste-kommerzielle-anlage-fuer-wasserstoffbasierten-erneuerbaren-flugkraftstoff-in-norwegen>).

Die Literatur gibt den Wirkungsgrad der Umsetzung von Wasserstoff in Kohlenwasserstoffe inklusive des Post-Processing für die FT-Synthese mit rund 70 % an (Brynolf et al. 2018; Timmerberg & Kaltschmitt 2019; Fasihi et al. 2016). Aufgrund der etablierten Technologie ist nicht mit relevanten Effizienzverbesserungen des Prozesses zu rechnen. In LBST & Bauhaus Luftfahrt (2016) weist die Kraftstoffherstellung über den Methanolfpfad eine ähnliche Energieeffizienz auf wie über den FT-Pfad. In Verbindung mit der NT-Elektrolyse stellen sich mit dem heutigen Stand der Technik Wirkungsgrade unter 50 % ein. Mit Effizienzverbesserungen der Elektrolyse sind ggf. Wirkungsgrade bis zu 57 % erreichbar.

Im Vergleich zum Sabatier-Prozess sind die Syntheseprozesse für die Herstellung flüssiger Brennstoffe weniger dynamisch und müssen beim heutigen Stand der Technik als Grundlast betrieben werden. Die dynamische Reaktionsführung befindet sich derzeit beim Übergang zum Demonstrationsstadium (Wuppertal Institut et al. 2018; ifeu & ZSW 2018).

Den Stand der Technik für die Bereitstellung des benötigten CO₂ ist bereits in Abschnitt 2.4.1 dargestellt.

Ressourcenbedarf

Wie bei den übrigen strombasierten Prozessen gehen der Landnutzungsbedarf und der Bedarf an Rohstoffen im Wesentlichen auf die benötigte erneuerbare Stromerzeugung und die eingesetzten Anlagen zur CO₂-Bereitstellung zurück. Für die potenzielle Herstellung von strombasierten, synthetischen flüssigen Kohlenwasserstoffen in Deutschland, ist der notwendige zusätzliche Kapazitätszubau an erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen in Tabelle 2-6 dargestellt.

Tabelle 2-6: Strombedarf und notwendiger Kapazitätszubau der regenerativen Stromerzeugung bei verschiedenen Wirkungsgraden der Herstellung flüssiger synthetischer Kohlenwasserstoffe in Deutschland

C _x H _y -Produktion	Wirkungsgrad 48% (aktuell)			Wirkungsgrad 57% (Langfristpotenzial)			
	Strombedarf	Volllaststunden	Kapazitätszubau	Strombedarf	Volllaststunden	Kapazitätszubau	
	TWh	h/a	GW	TWh	h/a	GW	
Wind-Onshore	100	208	1.936	108	175	1.936	91
Wind-Offshore	100	208	4.032	52	175	4.032	44
Photovoltaik	100	208	903	231	175	903	194

Anmerkung: Angaben zu Produktion der synthetischen Kohlenwasserstoffe und Wirkungsgrad bezogen auf den unteren Heizwert der synthetischen Kohlenwasserstoffe

Quelle: Öko-Institut

In der Synthesereaktion können kritische Rohstoffe als Katalysatoren zum Einsatz kommen. Wegen der großen Bandbreite an Katalysatoren und der stattfindenden Forschung ist eine Aussage darüber, in welchem Umfang kritische Rohstoffe für die Herstellung

flüssiger Kohlenwasserstoffe eingesetzt werden, nicht möglich (Wuppertal Institut et al. 2018).

Herausforderungen und wesentlicher Bedarf an Entwicklung

Die Verfügbarkeit an zusätzlichem erneuerbarem Strom und CO₂ aus biogenen Prozessen oder Luft ist genauso wie die Industrialisierung der Elektrolysefertigung die Voraussetzung für die Herstellung von klimafreundlichen flüssigen Kohlenwasserstoffen. Weitere technische Herausforderungen sind die Skalierung der RWGS-Reaktion und das Post-Processing von Methanol in mögliche Endprodukte. Beispielsweise ist die Weiterverarbeitung von Methanol in Kerosin bisher weder technisch gezeigt noch ist dieses Kerosin für den Flugverkehr zugelassen (LBST & Bauhaus Luftfahrt 2016). Der dynamische Betrieb der Synthesereaktoren ist eine weitere technische Herausforderung, die für eine verbesserte Integration in die volatile erneuerbare Stromerzeugung sinnvoll ist.

Sonstiges

Ähnlich wie bei der Methanherstellung ist auch bei flüssigen Kohlenwasserstoffen eine Anlagen-Integration der Synthese mit der HT-Elektrolyse denkbar. Allerdings ergibt sich auch bei einer solchen die offene Frage, inwieweit im Realbetrieb die Abwärme aus der Synthesereaktion in die HT-Elektrolyse integriert werden kann und somit Effizienzvorteile entstehen.

2.4.3. Herstellungskosten und relevante Kostenfaktoren

2.4.3.1. Synthetische flüssige Brennstoffe

Die Bereitstellungskosten für synthetisch über Strom und Wasserstoffroute erzeugte flüssige Brennstoffe (PtL) ergeben sich vor allem aus den folgenden Parametern:

- die Konversionseffizienz der PtL-Prozesskette (Reverse Wasser-Gas-Shift-Anlage, Fischer-Tropsch-Anlage sowie die Anlage zur Produktion der verschiedenen Produkte) mit moderaten Unsicherheiten;
- die Investitionskosten für die PtL-Prozesskette mit erheblichem Kostensenkungspotenzial;
- die Kosten des eingesetzten Wasserstoffs, die sich sehr stark unterscheiden können (vgl. Kapitel 2.2.3 sowie 2.3.3);
- die Kosten für die Bereitstellung des eingesetzten CO₂, die sich je nach Herkunft und technologischem Fortschritt sehr stark unterscheiden können;
- die Betriebskosten der PtL-Anlagen (ohne Kosten für den eingesetzten Wasserstoff sowie das benötigte CO₂), die sich in relativ engen Bandbreiten bewegen;

- der gewichtete Kapitalkostensatz (*Weighted Average Costs of Capital – WACC*), der vor allem vom gesamtwirtschaftlichen bzw. politischen Umfeld bestimmt wird.
- ggf. die Kosten für den internationalen Transport der erzeugten flüssigen Brennstoffe, die sich auf geringem Niveau und in geringen Bandbreiten bewegen.

Die Kostenanalysen wurden wegen der besseren Belastbarkeit der verschiedenen Parameter für eine größere Produktvielfalt hier nur für die Fischer-Tropsch-Route durchgeführt.

Für die Parametrisierung der Analysen für die Bereitstellungskosten von Wasserstoff über den Elektrolysepfad wurden folgende Quellen herangezogen:

- die aktuelle Kostenstudie des Hydrogen Council (H2C 2020);
- die Überblicksstudie der Internationalen Energieagentur (IEA 2019);
- die Überblicksstudie von Frontier Economics für Agora Verkehrswende und Agora Energiewende (Agora Verkehrswende et al. 2018);
- der Parametrisierungsbericht einer aktuellen System-Modellierungsstudie des Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE 2020b);
- die Grundlagenstudien von Fasihi et al. (2016) sowie Fasihi et al. (2019);
- die Arbeiten von LBST (2016), LBST & dena (2017) sowie Prognos et al. (2018) zu strombasierten flüssigen Brennstoffen.

Tabelle 2-7: Zentrale Parameter der Wirtschaftlichkeitsanalysen für die Herstellung von synthetischen flüssigen Brennstoffen

		2020	2030		2050	
PtL-Anlage (RWGS- und FT-Anlage, Raffination)						
Umwandlungseffizienz*		78%	78%		80%	
Investitionskosten*	€/kW _{PtL}	840	Kontinuität	Durchbruch	Kontinuität	Durchbruch
			720	580	530	320
Betriebskosten	% der Investition			3%		
Lebensdauer	Jahre			30		
Anlagenauslastung	h/a			8,000		
WACC	%			5% 15%		
Wasserstoffkosten*	€/MWh			30 bis 150		
CO ₂ -Bereitstellungskosten	€/t CO ₂			0 bis 325		
Wasserstoffspeicherung*	€/MWh			5		
Transportkosten*	€/MWh _{PtL}			2		

Anmerkungen: * bezogen auf den unteren Heizwert

Quelle: Öko-Institut

Auf der Grundlage dieser Literaturliteraturbasis wurden die in Tabelle 2-3 zusammengestellten Parameter für die Berechnungen in Ansatz gebracht. Für die Investitionskosten als Eingangsgröße mit besonders großen Unsicherheiten werden unterschiedliche Ansätze verfolgt:

- für das Jahr 2020 werden die aktuell verfügbaren Daten zu Investitionskosten und Konversionseffizienz ohne weitere Variation unterstellt;
- für die Zeithorizonte Jahr 2030 und 2050 werden dagegen für die Investitionskosten zwei verschiedene Varianten untersucht: In der Variante „Kontinuität“ wird für die Zeithorizonte 2030 und 2050 eine Entwicklung unterstellt, in der sich die Lernkurven bei den Investitionskosten durch Skalierungsprozesse moderat fortsetzen, während in der Variante „Durchbruch“ sowohl für 2030 als auch für 2050 nochmal erheblich stärkere Kostensenkungen zum Tragen kommen;
- für die Annahmen zur Konversionseffizienz wird angesichts des technischen Entwicklungsstandes für den Zeitraum nach 2020 nochmals eine leichte Erhöhung in Ansatz gebracht aber keine weitere Variation vorgenommen.

Zur Illustration des Einflusses unterschiedlicher makroökonomischer und politischer Umfeldbedingungen wird für ausgewählte Varianten schließlich auch noch der gewichtete Kapitalkostensatz von 5 auf 15% erhöht.

Abbildung 2-18: PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2020

		CO ₂ supply costs [€/t]															
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	30	55	62	68	75	81	88	95	101	108	115	121	128	135	141	30	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]
	40	68	74	81	88	94	101	108	114	121	128	134	141	148	154	40	
	50	80	87	94	100	107	114	120	127	134	140	147	154	160	167	50	
	60	93	100	107	113	120	127	133	140	147	153	160	167	173	180	60	
	70	106	113	119	126	133	139	146	153	159	166	173	179	186	193	70	
	80	119	126	132	139	146	152	159	166	172	179	186	192	199	206	80	
	90	132	138	145	152	158	165	172	178	185	192	198	205	212	218	90	
	100	145	151	158	165	171	178	185	191	198	205	211	218	225	231	100	
	110	157	164	171	177	184	191	197	204	211	217	224	231	237	244	110	
	120	170	177	184	190	197	204	210	217	224	230	237	243	250	257	120	
130	183	190	196	203	210	216	223	230	236	243	250	256	263	270	130		
140	196	203	209	216	223	229	236	242	249	256	262	269	276	282	140		
150	209	215	222	229	235	242	249	255	262	269	275	282	289	295	150		
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
		CO ₂ supply costs [€/t]															

Quelle: Öko-Institut

In der Abbildung 2-18 sind die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsabschätzungen für den aktuellen Stand dargestellt:

- die bei aktuell in günstigen Fällen entstehenden Kosten für die Erzeugung von Wasserstoff aus regenerativ erzeugtem Strom in der Größenordnung von 80 €/MWh (bezogen auf den unteren Heizwert) und kostenfreier Bereitstellung von CO₂ (z.B. aus Anlagen zur Biokraftstofferzeugung) errechneten Großhandelspreise für flüssige Brennstoffe (ohne Steuern und Kosten für die Verteilung im

Land) liegen in der Größenordnung von 120 €/MWh (ebenfalls bezogen auf den unteren Heizwert);

- fallen für die CO₂-Beschaffung (als derzeit obere Bandbreitenwerte) Kosten von 200 bis 300 €/t CO₂ an, so steigen die Kosten auf 175 bis 200 €/MWh.

Zur Kostenparität mit konventionell erzeugten flüssigen Brennstoffen wären damit unter Maßgabe von Verzinsungsansprüchen in Höhe von 5% CO₂-Preise von 250 bis 500 €/t erforderlich. Diese Werte übersteigen z.B. die aktuelle implizite CO₂-Besteuerung über die Kraftstoffbesteuerung um mehrere Hundert Euro, wenn die Infrastrukturfinanzierung über die Kraftstoffbesteuerung in die Betrachtungen einbezogen wird (Matthes 2018).

Mit Blick auf die Variante „Kontinuität“ für die Jahre 2030 und 2050 (Abbildung 2-19 sowie Abbildung 2-20) zeigt sich, dass die Senkungen bei den Investitionskosten für die PtL-Anlagen nur eine nachgeordnete Rolle für die Erzeugungskosten flüssiger Brennstoffe spielen und in jedem Fall die Kosten für die Bereitstellung des Wasserstoffs sowie des benötigten CO₂ als die entscheidenden Ergebnisdeterminanten verbleiben (für die Ergebnisse weiterer Variantenrechnungen vgl. Anhang 3):

- für den Zeithorizont 2030 ergeben sich bei Bereitstellungskosten für Wasserstoff aus regenerativ erzeugtem Strom in der Bandbreite von 40 €/MWh (sehr gute internationale Standorte) bis 70 €/MWh (Offshore-Windstandorte in Deutschland bzw. Europa) sowie Kosten der CO₂-Bereitstellung in der Bandbreite von 0 bis 200 €/t CO₂ Herstellungskosten von etwas unter 70 bis 120 €/MWh (Wasserstoff 40 €/MWh) bzw. 100 bis knapp 160 €/MWh (Wasserstoff 70 €/MWh);
- für den Zeithorizont 2050 ergeben sich bei Wasserstoffkosten von 30 €/MWh (sehr gute internationale Standorte) bis 50 €/MWh (Offshore-Windstandorte in Deutschland bzw. Europa) bei gleicher Bandbreite der Kosten für die CO₂-Bereitstellung Erzeugungskosten der synthetischen Flüssigbrennstoffe von 50 bis gut 100 €/MWh bzw. 75 bis knapp 130 €/MWh.

Für den Zeithorizont 2030 wären damit CO₂-Preise von etwas unter 100 bis zu über 350 €/t sowie für 2050 von 30 bis zu 250 €/t notwendig, um eine Kostenparität der Flüssigbrennstoffe auf der Großhandelsebene zu erzielen. Explizit ist diesbezüglich darauf hinzuweisen, dass sich die jeweils unteren Bandbreitenwerte auf Konstellationen beziehen, bei denen keine Kosten für die CO₂-Bereitstellung entstehen und die sich entsprechend nur auf vergleichsweise kleine Nischensegmente beschränken.

Für die Bandbreite der Bereitstellungskosten von Wasserstoff ergibt sich als Orientierungsregel, dass

- je 10 €/MWh Kostenunterschied für die Wasserstoffbereitstellung in den Herstellungskosten für Flüssigbrennstoffe eine Differenz von 12 bis 13 €/MWh entsteht;
- je 25 €/t Kostenunterschied für die CO₂-Beschaffung sich bei den Herstellungskosten für die Flüssigbrennstoffe eine Differenz von 6 €/MWh entsteht.

Abbildung 2-19: PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2030

		CO ₂ supply costs [€/t]															
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	30	53	60	67	73	80	87	93	100	107	113	120	127	133	140	30	
	40	66	73	80	86	93	100	106	113	120	126	133	140	146	153	40	
	50	79	86	92	99	106	112	119	126	132	139	146	152	159	166	50	
	60	92	99	105	112	119	125	132	139	145	152	158	165	172	178	60	
	70	105	111	118	125	131	138	145	151	158	165	171	178	185	191	70	
	80	118	124	131	138	144	151	157	164	171	177	184	191	197	204	80	
	90	130	137	144	150	157	164	170	177	184	190	197	204	210	217	90	
	100	143	150	156	163	170	176	183	190	196	203	210	216	223	230	100	
	110	156	163	169	176	183	189	196	203	209	216	223	229	236	243	110	
	120	169	175	182	189	195	202	209	215	222	229	235	242	249	255	120	
	130	182	188	195	202	208	215	222	228	235	242	248	255	262	268	130	
140	194	201	208	214	221	228	234	241	248	254	261	268	274	281	140		
150	207	214	221	227	234	241	247	254	261	267	274	281	287	294	150		
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		

Quelle: Öko-Institut

Abbildung 2-20: PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2050

		CO ₂ supply costs [€/t]															
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	30	50	57	63	70	77	83	90	97	103	110	117	123	130	137	30	
	40	63	69	76	83	89	96	103	109	116	122	129	136	142	149	40	
	50	75	82	88	95	102	108	115	122	128	135	142	148	155	162	50	
	60	88	94	101	108	114	121	128	134	141	147	154	161	167	174	60	
	70	100	107	113	120	127	133	140	147	153	160	167	173	180	187	70	
	80	113	119	126	133	139	146	153	159	166	172	179	186	192	199	80	
	90	125	132	138	145	152	158	165	172	178	185	192	198	205	212	90	
	100	138	144	151	158	164	171	178	184	191	197	204	211	217	224	100	
	110	150	157	163	170	177	183	190	197	203	210	217	223	230	237	110	
	120	163	169	176	183	189	196	203	209	216	222	229	236	242	249	120	
	130	175	182	188	195	202	208	215	222	228	235	242	248	255	262	130	
140	188	194	201	208	214	221	228	234	241	247	254	261	267	274	140		
150	200	207	213	220	227	233	240	247	253	260	267	273	280	287	150		
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		

Quelle: Öko-Institut

Die unterschiedlichen Sensitivitätsanalysen für den Zeithorizont 2030 führen zu folgenden Ergebnissen

- die Herstellungskosten in den Varianten „Durchbruch“ sinken im Vergleich zu den Varianten „Kontinuität“ für die Zeithorizonte 2030 und 2050 um jeweils 2 €/MWh;
- bei einem Anstieg des WACC von 5 auf 15% erhöhen sich die Herstellungskosten für den Zeithorizont 2030 um 6 bis 8 €/MWh sowie für den Zeithorizont 2050 um 2 bis 6 €/MWh.

Mit Blick auf die Erzeugung im internationalen Raum ist weiterhin von Relevanz, dass der ggf. erforderliche Antransport auch aus weiter entfernten Regionen mit ca. 2 €/MWh nur eine untergeordnete Rolle spielt. Die Herstellung der strombasierten Flüssigtreibstoffe wäre also an den Orten zu präferieren an denen Wasserstoff günstig und ohne größere Transportkosten verfügbar ist und entsprechende CO₂-Quellen gut erschlossen werden können.

2.4.3.2. Synthetisches Methan

Die Bereitstellungskosten für synthetisch über Strom und Wasserstoffroute erzeugtes synthetisches Methan ergeben sich vor allem aus den folgenden Parametern:

- die Konversionseffizienz der Prozesskette mit moderaten Unsicherheiten;
- die Investitionskosten für die Prozesskette mit erheblichem Kostensenkungspotenzial;
- die Kosten des eingesetzten Wasserstoffs, die sich sehr stark unterscheiden können;
- die Kosten für die Bereitstellung des eingesetzten CO₂, die sich je nach Herkunft und technologischem Fortschritt sehr stark unterscheiden können;
- die Betriebskosten der Anlagen (ohne Kosten für den eingesetzten Wasserstoff sowie das benötigte CO₂), die sich in relativ engen Bandbreiten bewegen;
- der gewichtete Kapitalkostensatz (*Weighted Average Costs of Capital – WACC*), der vor allem vom gesamtwirtschaftlichen bzw. politischen Umfeld bestimmt wird.
- ggf. die Kosten für den internationalen Transport des erzeugten synthetischen Brennstoffs, für die je nach Transportentfernung und Transporttechnologie (Pipeline, Tanker) erhebliche Bandbreiten zu konstatieren sind.

Für die Parametrisierung der Analysen für die Bereitstellungskosten von Wasserstoff über den Elektrolysepfad wurden folgende Quellen herangezogen:

- die aktuelle Kostenstudie des Hydrogen Council (H2C 2020);
- die Überblicksstudie der Internationalen Energieagentur (IEA 2019);
- der Parametrisierungsbericht einer aktuellen System-Modellierungsstudie des Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE 2020b);
- die Übersichtsstudie von Thema et al. (2019);

- die Arbeit von LBST & dena (2017) zu strombasierten Brennstoffen.

Auf der Grundlage dieser Literaturliteraturbasis wurden die in Tabelle 2-3 zusammengestellten Parameter für die Berechnungen in Ansatz gebracht. Für die Investitionskosten als Eingangsgröße mit besonders großen Unsicherheiten werden unterschiedliche Ansätze verfolgt:

- für das Jahr 2020 werden die aktuell verfügbaren Daten zu Investitionskosten und Konversionseffizienz ohne weitere Variation unterstellt;
- für die Zeithorizonte 2030 und 2050 werden dagegen für die Investitionskosten zwei verschiedene Varianten untersucht: In der Variante „Kontinuität“ wird für die Zeithorizonte 2030 und 2050 eine Fortsetzung moderater Lernkurveneffekte durch Skalierungsprozesse unterstellt während in der Variante „Durchbruch“ sowohl für 2030 als auch für 2050 nochmal erheblich stärkere Kostensenkungen zum Tragen kommen;
- für die Annahmen zur Konversionseffizienz wird angesichts des technischen Entwicklungsstandes für den Zeitraum nach 2020 nochmals eine leichte Erhöhung in Ansatz gebracht aber keine weitere Variation vorgenommen;
- die Kosten für den internationalen Transport werden für drei Fälle untersucht, erstens ohne Transportkosten, zweitens für moderate Transportkosten mit (ggf. existierenden) Pipelines sowie drittens der Langstreckentransport mit LNG-Tankern.

Wiederum zur Illustration der Effekte makroökonomischer und politischer Umfeldbedingungen wird auch der gewichtete Kapitalkostensatz von 5 auf 15% für ausgewählte Varianten erhöht.

Tabelle 2-8: Zentrale Parameter der Wirtschaftlichkeitsanalysen für die Herstellung von synthetischem Methan

		2020	2030		2050	
Methanisierungs-Anlage						
Umwandlungseffizienz*		83%	83%		85%	
Investitionskosten*	€/kW _{synCH₄}	830	Kontinuität	Durchbruch	Kontinuität	Durchbruch
			725	480	555	210
Betriebskosten	% der Investition		3%			
Lebensdauer	Jahre		30			
Anlagenauslastung	h/a		8,000			
WACC	%		5% 15%			
Wasserstoffkosten*	€/MWh		20 bis 140			
CO ₂ -Bereitstellungskosten	€/t CO ₂		0 bis 325			
Wasserstoffspeicherung*	€/MWh		5			
Transportkosten*	€/MWh _{synCH₄}		0 4 12			
Anmerkungen: * bezogen auf den unteren Heizwert						

Quelle: Öko-Institut

Die Ergebnisse für den aktuellen Stand der Technologieentwicklung bzw. der Kostensituation sind in Abbildung 2-21 überblicksartig zusammengestellt:

- auf Basis für die aktuell in günstigen Fällen anfallenden Kosten für die Erzeugung von Wasserstoff aus regenerativ erzeugtem Strom von 80 €/MWh (bezogen auf den unteren Heizwert) und ohne Kosten für die Bereitstellung von CO₂ (z.B. aus Anlagen zur Biokraftstofferzeugung) errechnen sich Großhandelspreise für synthetisches Methan (ohne Steuern und Kosten für die Verteilung im Land) in der Größenordnung von über 110 €/MWh (ebenfalls bezogen auf den unteren Heizwert);
- fallen für die CO₂-Beschaffung (als derzeit obere Bandbreitenwerte) Kosten von 200 bis 300 €/t CO₂ an, so erhöhen sich die Herstellungskosten auf 150 bis 170 €/MWh.

Zur Kostenparität mit konventionellem Erdgas wären damit bei Verzinsungsansprüchen von 5% CO₂-Preise von 450 bis 750 €/t erforderlich. Diese Werte übersteigen die aktuellen und geplanten CO₂-Bepreisungsansätze um ein Mehrfaches.

Abbildung 2-21: SynCH₄-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2020

		CO ₂ supply costs [€/t]																													
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325																
<table border="1"> <tr><td>#1</td><td>10</td><td>EUR/MWh (NCV)</td></tr> <tr><td>#2</td><td>20</td><td></td></tr> <tr><td>#3</td><td>30</td><td></td></tr> <tr><td>#4</td><td>40</td><td>= 100 EUR/t CO₂</td></tr> <tr><td>#5</td><td>50</td><td></td></tr> </table>	#1	10	EUR/MWh (NCV)	#2	20		#3	30		#4	40	= 100 EUR/t CO ₂	#5	50		20	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	89	94	99	104	20
	#1	10	EUR/MWh (NCV)																												
	#2	20																													
	#3	30																													
	#4	40	= 100 EUR/t CO ₂																												
	#5	50																													
		30	52	57	62	67	72	77	82	87	92	97	102	106	111	116	30														
		40	64	69	74	79	84	89	94	99	104	109	114	119	123	128	40														
		50	76	81	86	91	96	101	106	111	116	121	126	131	136	140	50														
		60	88	93	98	103	108	113	118	123	128	133	138	143	148	153	60														
	70	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	70															
	80	112	117	122	127	132	137	142	147	152	157	162	167	172	177	80															
	90	124	129	134	139	144	149	154	159	164	169	174	179	184	189	90															
	100	136	141	146	151	156	161	166	171	176	181	186	191	196	201	100															
	110	148	153	158	163	168	173	178	183	188	193	198	203	208	213	110															
	120	160	165	170	175	180	185	190	195	200	205	210	215	220	225	120															
	130	173	177	182	187	192	197	202	207	212	217	222	227	232	237	130															
	140	185	190	194	199	204	209	214	219	224	229	234	239	244	249	140															
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325																

Quelle: Öko-Institut

Auch für synthetisches Methan ergibt sich sowohl für den Zeithorizont 2030 als auch für 2050, dass in den Varianten „Kontinuität“ (Abbildung 2-22 bzw. Abbildung 2-23), dass die Senkungen bei den Investitionskosten für die Methanisierungsanlagen nur eine nachgeordnete Rolle für die Erzeugungskosten synthetischen Methans spielen und die Kostensituation vor allem durch die Beschaffungskosten für Wasserstoff sowie das benötigte CO₂ die Ergebnisse deutlich dominieren (zu weiteren Variantenrechnungen vgl. Anhang 3):

- für den Zeithorizont 2030 ergeben sich bei Bereitstellungskosten für Wasserstoff aus regenerativ erzeugtem Strom in der Bandbreite von 40 €/MWh (sehr gute internationale Standorte) bis 70 €/MWh (Offshore-Windstandorte in Deutschland bzw. Europa) sowie Kosten der CO₂-Bereitstellung in der Bandbreite von 0 bis 200 €/t CO₂ Herstellungskosten von gut 60 bis etwa 120 €/MWh (Wasserstoff 40 €/MWh) bzw. 100 bis 140 €/MWh (Wasserstoff 70 €/MWh), wobei explizit darauf hinzuweisen ist, dass für den erstgenannten Fall auch noch Transportkosten in der Bandbreite von 4 bis 12 €/MWh entstehen werden;
- für den Zeithorizont 2050 ergeben sich bei Wasserstoffkosten von 30 €/MWh (sehr gute internationale Standorte) bis 50 €/MWh (Offshore-Windstandorte in Deutschland bzw. Europa) bei gleicher Bandbreite der Kosten für die CO₂-Bereitstellung Erzeugungskosten des synthetischen Methans von 50 bis 90 €/MWh bzw. 70 bis 110 €/MWh, wobei auch hier im erstgenannten Fall wiederum noch zusätzliche Transportkosten in der Bandbreite von 4 bis 12 €/MWh anfallen.

Für den Zeithorizont 2030 wären damit CO₂-Preise von 200 bis 600 €/t sowie für 2050 von 150 bis zu 450 €/t notwendig, um eine Kostenparität des synthetischen Methans auf der Großhandelsebene zu erzielen. Explizit ist diesbezüglich darauf hinzuweisen, dass sich die jeweils unteren Bandbreitewerte auf Konstellationen beziehen, bei denen keine Kosten für die CO₂-Bereitstellung entstehen und die sich entsprechend nur auf vergleichsweise kleine Nischensegmente beschränken und dass für die Herstellung synthetischen Methans an günstigen internationalen Standorten auch noch Transportkosten nach Deutschland entstehen. Diese zusätzlichen Transportkosten entsprechen nochmals einem CO₂-Preisäquivalent von etwa 5 bis 10 €/t.

Als Orientierungsregeln für die Herstellungskosten von synthetischem Methan ergeben sich, dass

- je 10 €/MWh Kostenunterschied für die Wasserstoffbereitstellung in den Herstellungskosten für synthetisches Methan eine Differenz von etwa 12 bis 13 €/MWh entsteht;
- je 25 €/t Kostenunterschied für die CO₂-Beschaffung sich bei den Herstellungskosten für synthetisches Methan eine Differenz von etwa 5 €/MWh entsteht.

Die unterschiedlichen Sensitivitätsanalysen für den Zeithorizont 2030 führen zu folgenden Ergebnissen

- die Herstellungskosten in den Varianten „Durchbruch“ sinken im Vergleich zu den Varianten „Kontinuität“ für den Zeithorizont 2030 um 2 €/MWh sowie für 2050 um etwa 4 €/MWh;
- bei einem Anstieg des WACC von 5 auf 15% erhöhen sich die Herstellungskosten für den Zeithorizont 2030 um 5 bis 8 €/MWh sowie für den Zeithorizont 2050 um 2 bis 6 €/MWh.

Mit Blick auf die Erzeugung im internationalen Raum ist auch bei den genannten Transportkosten zu konstatieren, dass die Herstellung des synthetischen Methans an den Orten zu präferieren wäre, an denen Wasserstoff günstig und ohne größere Transportkosten verfügbar ist sowie entsprechende CO₂-Quellen gut erschlossen werden können.

Abbildung 2-22: SynCH₄-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2030

		#1	#2	#3	#4	#5	CO ₂ supply costs [€/t]															
		10	20	30	40	50	0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	20	39	44	49	54	59	63	68	73	78	83	88	93	98	103	108	113	118	123	128	133	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]
	30	51	56	61	66	71	76	80	85	90	95	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	
	40	63	68	73	78	83	88	93	97	102	107	112	117	122	127	132	137	142	147	152	157	
	50	75	80	85	90	95	100	105	110	114	119	124	129	134	139	144	149	154	159	164	169	
	60	87	92	97	102	107	112	117	122	127	131	136	141	146	151	156	161	166	171	176	181	
	70	99	104	109	114	119	124	129	134	139	144	148	153	158	163	168	173	178	183	188	193	
	80	111	116	121	126	131	136	141	146	151	156	161	166	171	176	181	186	191	196	201	206	
	90	123	128	133	138	143	148	153	158	163	168	173	178	183	188	193	198	203	208	213	218	
	100	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200	205	210	215	220	225	230	
	110	147	152	157	162	167	172	177	182	187	192	197	202	207	212	217	222	227	232	237	242	
120	159	164	169	174	179	184	189	194	199	204	209	214	219	224	229	234	239	244	249	254		
130	171	176	181	186	191	196	201	206	211	216	221	226	231	236	241	246	251	256	261	266		
140	183	188	193	198	203	208	213	218	223	228	233	238	243	248	253	258	263	268	273	278		
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325							

Quelle: Öko-Institut

Abbildung 2-23: SynCH₄-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2050

		#1	#2	#3	#4	#5	CO ₂ supply costs [€/t]															
		10	20	30	40	50	0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	20	36	41	46	51	56	61	66	71	76	81	86	90	95	100	105	110	115	120	125	130	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]
	30	48	53	58	63	68	73	77	82	87	92	97	102	107	112	117	122	127	132	137	142	
	40	60	64	69	74	79	84	89	94	99	104	109	114	119	124	129	134	139	144	149	154	
	50	71	76	81	86	91	96	101	106	111	116	121	126	131	136	141	146	151	156	161	166	
	60	83	88	93	98	103	108	113	118	123	128	133	138	142	147	152	157	162	167	172	177	
	70	95	100	105	110	115	120	125	129	134	139	144	149	154	159	164	169	174	179	184	189	
	80	107	112	116	121	126	131	136	141	146	151	156	161	166	171	176	181	186	191	196	201	
	90	118	123	128	133	138	143	148	153	158	163	168	173	178	183	188	193	198	203	208	213	
	100	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	194	199	204	209	214	219	224	
	110	142	147	152	157	162	167	172	177	181	186	191	196	201	206	211	216	221	226	231	236	
120	154	159	164	169	173	178	183	188	193	198	203	208	213	218	223	228	233	238	243	248		
130	165	170	175	180	185	190	195	200	205	210	215	220	225	230	235	240	245	250	255	260		
140	177	182	187	192	197	202	207	212	217	222	227	232	237	242	247	252	257	262	267	272		
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325							

Quelle: Öko-Institut

2.5. Zwischenfazit

Aus den überblicksartigen Analysen zu den technischen und wirtschaftlichen Aspekten der Bereitstellung von Wasserstoff bzw. auf Wasserstoffbasis hergestellten synthetischen Brennstoffen lässt sich eine Reihe zentraler Schlussfolgerungen ziehen:

1. Für alle Technologien und Herstellungsrouten sind technische Verbesserungen möglich und notwendig. In folgenden Bereich erscheinen jedoch jenseits aller inkrementellen technologischen Verbesserungen grundlegende technische Fortschritte notwendig:
 - die Entwicklung hoch effizienter und für einen flexiblen Betrieb geeigneten Elektrolyseanlagen im Kontext der Herstellung grünen Wasserstoffs;
 - und die Integration von CO₂-Abscheidungsanlagen in Dampfreformierungsanlagen zur Herstellung blauen Wasserstoffs (zumindest seitens der Staaten bzw. Akteure, die die Route des blauen Wasserstoffs verfolgen wollen);
 - die Entwicklung sicherer Transporttechnologien für CO₂ (im internationalen Bereich wie ggf. auch im Inland) und CO₂-Ablagerungsoptionen (unter den gegebenen Bedingungen in Europa wohl v.a. im Offshore-Bereich) im Kontext der Herstellung von blauem Wasserstoff (zumindest seitens der Staaten bzw. Akteure, die die Route des blauen Wasserstoffs verfolgen wollen);
 - die Entwicklung und Erprobung der Erdgas-Pyrolyse in großtechnischem Maßstab inklusive der Verwertungs- bzw. Entsorgungsoptionen für den erzeugten festen Kohlenstoff (zumindest seitens der Staaten bzw. Akteure, die die Route des türkisen Wasserstoffs verfolgen wollen);
 - die Entwicklung und großtechnische Erprobung von Pipeline-Systemen für den Langstreckentransport von (v.a. grünem) Wasserstoff bzw. die entsprechende Umrüstung von Erdgas-Fernleitungssystemen;
 - die Entwicklung und großtechnische Erprobung von Gesamtlösungen für den Langstreckentransport von (v.a. grünem) Wasserstoff mit Tank Schiffen (inkl. der Nutzung von Ammoniak und LOHC als Trägerstoffen);
 - die Entwicklung und großtechnische Erprobung von Anlagen zur Abscheidung von CO₂ aus der Atmosphäre (*Direct Air Capture – DAC*);
 - die Entwicklung und großtechnische Erprobung von Anlagen zur Herstellung von flüssigen synthetischen Brennstoffen (ggf. inkl. der Integration von Hochtemperatur-Technologien zur Wasserstoffherstellung) sowie zur Aufbereitung zu Endprodukten (z. B. Post-Processing von Methanol zu Flugtreibstoffen);
 - die Entwicklung und großtechnische Erprobung von Anlagen zur Herstellung von synthetischem Methan (zumindest seitens der Staaten bzw. Akteure, die die Produktion synthetischen Methans verfolgen wollen).

2. Aus der ökonomischen Perspektive kann jenseits der technischen Fragen eine Priorisierung der Handlungsnotwendigkeiten wie folgt vorgenommen werden:
 - die zentralen Determinanten für die möglichst kostengünstige Bereitstellung von Wasserstoff oder wasserbasierten synthetische Brennstoffe sind letztlich
 - weitere massive Investitionskostenenkungen für die kostengünstige Erzeugung von Wind- und Solarstrom;
 - massive Investitionskostenenkungen für Elektrolyseanlagen;
 - massive Investitionskostenenkungen für Erdgas-Pyrolyseanlagen;
 - massive Kostensenkungen für den Pipeline- oder maritimen Langstreckentransport von Wasserstoff;
 - massive Investitionskostenenkungen für die Direktabscheidung von CO₂ aus der Atmosphäre;
 - aus Sicht der gesamten Gestehungskosten deutlich weniger entscheidend, gleichwohl aber auch weiterhin relevant sind
 - Investitions- und Integrationskostenenkungen für CO₂-Abscheidungsanlagen in Erdgas-Dampfreformierungsanlagen;
 - die Absicherung möglichst geringer Kosten für Abtransport und Ablagerung von CO₂ bei höchsten Sicherheitsstandards;
 - Investitionskostenenkungen für die Erzeugung von flüssigen synthetischen Brennstoffen auf Wasserstoffbasis;
 - Investitionskostenenkungen für die Erzeugung von synthetischem Methan auf Wasserstoffbasis.

3. Hinsichtlich über die technischen und kostenseitigen Handlungsnotwendigkeiten hinausgehender strategischer Fragen sind die folgenden Aspekte festzuhalten:
 - sofern die Routen von blauem oder türkischem Wasserstoff als Teilstrategie verfolgt werden sollen, ist zumindest für die in den nächsten ein bis zwei Dekaden vorstellbaren Aufkommensanteile die Wasserstoffherstellung aus Erdgas in den Förderländern aus Kosten- und Kapazitätsgründen weniger sinnvoll als der Transport von Erdgas nach Deutschland sowie die Erzeugung von Wasserstoff im Lande;
 - die Erzeugung von grünem Wasserstoff in Deutschland steht in Konkurrenz zur Erzeugung in Ländern und Regionen mit besseren Standortbedingungen (in Bezug auf verfügbare Flächen und Stromgestehungskosten) für die regenerative Stromerzeugung, für die aber ggf. sehr beträchtliche Transportkosten und höhere Finanzierungsrisiken zu veranschlagen sind;
 - für die Erzeugung synthetischer Flüssigbrennstoffe und in etwas geringerem Maße für synthetisches Methan spielen die Transportkosten eine untergeordnete Rolle, so dass die Herstellung dieser Brennstoffe sich

eher an Standorten mit günstigen Herstellungskosten für grünen Wasserstoff anbietet;

- mit Blick auf die Kostensituation dürfte die Herstellung von zur stofflichen Verwendung genutztem Ammoniak aus grünem Wasserstoff die erste Wasserstoffanwendung sein, für die Wirtschaftlichkeitsschwelle überschritten werden kann;
- zu Erreichung der Kostenparität mit konventionellen Energieträgern werden mit Blick auf die flüssigen sowie die gasförmigen synthetischen Brennstoffe sowohl mittel- als auch in der langfristigen deutlich höhere CO₂-Preise notwendig werden als für direkt als Endenergieträger eingesetzten Wasserstoff.

3. Nachfrage nach wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern oder Rohstoffen

Dieser Abschnitt gibt einen Überblick über die Nachfrage nach wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern oder Rohstoffen in unterschiedlichen Szenarien. Für diesen Überblick wurden Studien der letzten Jahre ausgewertet, die in unterschiedlichen Szenarien neben den wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern oder Rohstoffen einen Mix an Instrumenten zur Reduktion der THG-Emissionen bis zum Jahr 2050 einsetzen.

Die Nachfrage nach wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern oder Rohstoffen wird in diesem Abschnitt bezüglich der Gesamtnachfrage, der sektoralen Struktur der Nachfrage, der Art der eingesetzten Stoffe sowie des zeitlichen Verlaufes der Nachfrage dargestellt.

Der Begriff „Nachfrage“ bezieht sich dabei auf die Endenergienachfrage sowie die stoffliche Nachfrage (in der Industrie) nach wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern oder Rohstoffen und wird in TWh angegeben.

Die Datenlage der analysierten Studien ist für Metaanalysen herausfordernd:

- Erstens werden Begriffe unterschiedlich verwendet und nicht immer klar definiert, welche wasserstoffbasierten Sekundärenergieträger unter Begriffen wie z.B. „Gas“ verstanden werden. Zum Teil wird auch nicht zwischen strombasierten Gasen, und erdgasbasierten Gasen unterschieden.
- Zweitens sind die Daten in mehreren Studien nur aus den Graphiken ablesbar und nicht als Datensatz vorhanden. Dies führt zum Teil zu Ungenauigkeiten.
- Drittens werden Daten nicht für alle Sektoren in gleicher Detailtiefe abgebildet. So gibt es zum Teil ausführliche Daten z.B. zum Verbrauch von wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern im Sektor Verkehr, jedoch keine Daten zum Sektor Industrie.
- Viertens werden Sektoren unterschiedlich definiert. Beispiel dafür ist, dass in einigen Studien der Wärmesektor die Gebäudewärme sowie die Prozesswärme umfasst, in anderen Studien Gebäudewärme separat behandelt wird, jedoch dafür die Prozesswärme im Industriesektor „versteckt“ ist.

Die für die Auswertung berücksichtigten Studien sind mit ihren Kurzcharakterisierungen in Tabelle 2-8 aufgeführt. Wenn in den verschiedenen Studien für einzelne Teilfragestellungen keine Daten ausgewiesen sind, wurden diese Arbeiten in den jeweiligen Übersichtsdiagrammen nicht berücksichtigt. Alle Daten beziehen sich (soweit nicht anders vermerkt) auf Szenarien, die eine 95% Treibhausgas-Emissionsminderung ggü. 1990 anstreben sowie auf Projektionen für das Szenariojahr 2050 (soweit nicht anderweitig gekennzeichnet).

Tabelle 3-1: Übersicht der Nachfragestudien und deren Ausprägungen

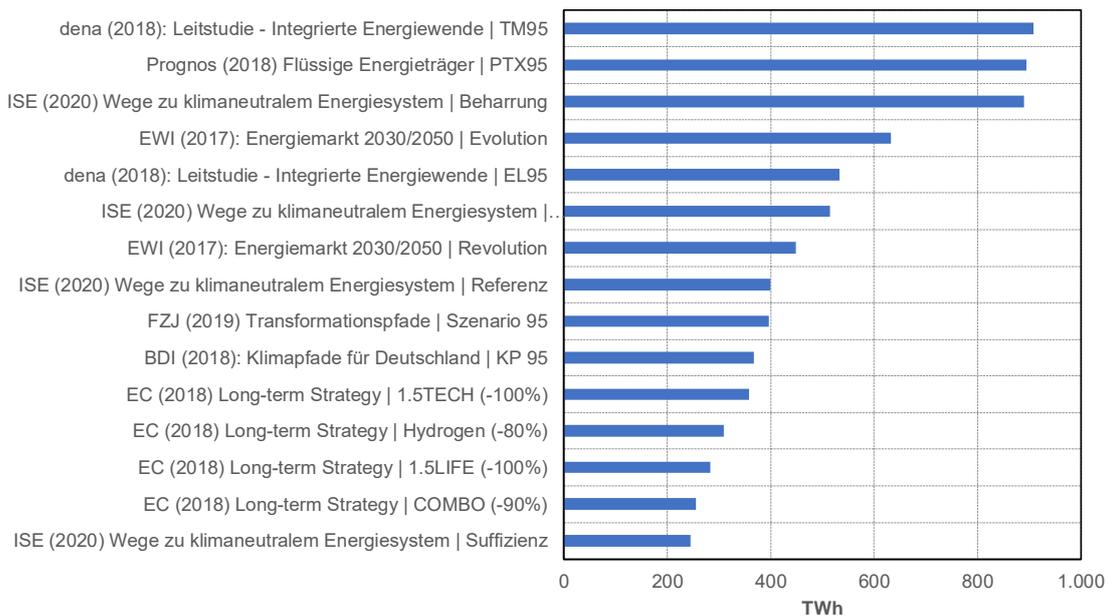
Studie	Szenarien und deren Ausprägung	
Fraunhofer ISE - Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (2020a): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen.		
Szenarienbeschreibung	Beharrung	Steigende Nachfrage Verkehr und Gebäudewärme; Verbleib von Verbrennungsmotoren und Gaskesseln
	Inakzeptanz	Ersatz von Windkapazitäten durch PV-Kapazitäten
	Suffizienz	Stark sinkender Verbrauch
	Referenz	Steigender Energieverbrauch
EC - European Commission (2018). Long-Term Strategy 2050, In-depth analysis in support of the Commission Communication COM (2018) 773.		
Szenarienbeschreibung	Hydrogen	Wasserstoff in Industrie, Verkehr und Gebäuden; 80% Emissionsminderung
	COMBO	Kosteneffiziente Technologien aus 80% Szenarien; 90% Emissionsminderung
	1.5 Tech	Wie COMBO mit BECCS und CCS; 100% Emissionsminderung
	1.5 Life	Kosteneffiziente Technologien & Kreislaufwirtschaft sowie Änderung der Lebensweise; 100% Emissionsminderung
dena - Deutsche Energie Agentur (2018). dena-Leitstudie Integrierte Energiewende, Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050.		
Szenarienbeschreibung	EL95	Elektrifizierung im Fokus; synthetische Stoffe nur wo notwendig; 95% Emissionsminderung
	TM95	Technologiemix auf Basis synthetischer Stoffe zugelassen; 95% Emissionsminderung
Prognos; Fraunhofer UMSICHT - Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik; DBFZ - Deutsches Biomasseforschungszentrum (2018): Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende.		
Szenarienbeschreibung	PTX95	Einsatz synthetischer Stoffe sowie CCS; 95% Emissionsminderung
EWI R&S - ewi Energy Research & Scenarios (2017): Energiemarkt 2030 und 2050 – Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO ₂ -Minderung.		
Szenarienbeschreibung	Revolution	Starke Elektrifizierung; 95% Emissionsminderung
	Evolution	Nutzung vorhandener Infrastrukturen durch synthetische Stoffe; 95% Emissionsminderung
BDI - Bundesverband der deutschen Industrie (2018): Klimapfade für Deutschland (The Boston Consulting Group; Prognos).		
Szenarienbeschreibung	KP 95%	Starke Elektrifizierung; CCS; 95% Emissionsminderung
Forschungszentrum Jülich (2019): Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050.		
Szenarienbeschreibung	Szenario 95	Starke Elektrifizierung; Effizienz; Einsatz von Wasserstoff insbesondere im Verkehr; 95% Emissionsminderung

Quelle: Öko-Institut

3.1. Gesamtnachfrage nach wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern und Rohstoffen im Jahr 2050 und deren Ausprägung

Auf einer aggregierten Ebene stellt sich zunächst die Frage, welcher Bedarf an wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern oder Rohstoffen in den verschiedenen Szenarioanalysen für eine Emissionsminderung von 95% im Zeitraum 1990 bis 2050 für den Zeithorizont 2050 insgesamt erwartet wird.

Abbildung 3-1: Gesamtnachfrage nach wasserstoffbasierten Sekundärträgern und Rohstoffen, 2050



Anmerkung: Die Szenarien der EU Long-term Strategy wurden mit einem Anteil Deutschlands von 20% an den Werten für die EU-28 umgerechnet.

Quelle: Studienauswertung Öko-Institut

Die in Abbildung 3-1 gezeigte Übersicht zeigt eine große Bandbreite der Nachfrage nach wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern und Rohstoffen in den analysierten Szenarien und reicht für Deutschland von 200 bis 900 TWh. Die Bandbreite ist insbesondere auf eine Reihe spezifischer Annahmen zurückzuführen:

1. die Allokation der zur Verfügung stehenden Biomasse
2. der Einsatz von *Carbon Capture and Storage* (CCS)
3. die angenommene Entwicklung der Energieeffizienz.

Insbesondere eine Allokation von wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern und Rohstoffen in den Individualverkehr (Prognos et al. 2018) führt zu hohen Nachfragen (siehe auch Szenario „Beharrung“ in Fraunhofer ISE 2020a). Geringe Nachfragen ergeben sich bei ambitionierten Effizienzannahmen (Fraunhofer ISE 2020a) oder dem

Einsatz von fossilen Rohstoffen in Kombination mit CCS und Biomasse jeweils im Industriesektor (BCG & Prognos 2018)¹⁶.

Zur Einordnung der prognostizierten deutschen Nachfragen nach wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern und Rohstoffen in den europäischen Rahmen wurden die Nachfragen in den drei ambitionierten Szenarien der „*Long-term Strategy*“ analysiert (EC 2018). Der Vergleich findet jedoch nicht auf derselben Ebene der THG-Emissionsminderungen statt, da im Szenario COMBO lediglich 90% der THG-Emissionen reduziert werden und die beiden Szenarien 1.5TECH und 1.5LIFE eine 100%ige Reduktion der CO₂-Emissionen anstreben. In den auf Deutschland bezogenen Szenarien wird ein aggregierter Anteil von 20% der europaweiten Nachfrage angenommen.¹⁷

Welche Art der wasserstoffbasierten Sekundärenergieträger und Rohstoffe (z.B. Wasserstoff, synthetisches Methan, synthetische Flüssigbrennstoffe) zu welchen Anteilen verwendet werden, wird in den analysierten Studien nur selten klar ausgewiesen. Eine klare Tendenz, welche wasserstoffbasierten Sekundärenergieträger und Rohstoffe verstärkt in den Szenarien eingesetzt werden, ist somit hier nicht herauszuarbeiten. Insbesondere Studien, die einen starken Einsatz wasserstoffbasierter Sekundärenergieträger im Verkehrssektor und dabei vor allem im Individualverkehr annehmen, weisen jedoch einen hohen Anteil an synthetischen Brennstoffen aus (vgl. Prognos et al. (2018) und das Szenario „Beharrung“ in Fraunhofer ISE (2020b)).

In den analysierten Studien wird zum Großteil von grünem Wasserstoff auf Basis der Elektrolyse gesprochen. Blauer oder „andersfarbiger“ Wasserstoff wird in den Studien nicht explizit ausgewiesen.

3.2. Sektorale Nachfrage im Jahr 2050

In einer nächsten Detaillierungsstufe stellen sich die Fragen, welche Mengen an wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern oder Rohstoffen durch die einzelnen Sektoren in 2050 nachgefragt werden und um welche Stoffe es sich dabei handeln kann.

In den untersuchten Szenarien wird der sektorale Einsatz unterschiedlich detailliert beschrieben und unterschiedliche Sektoren definiert. Die Datenlage ist insbesondere für den Industriesektor schlecht. Hier wird nur vereinzelt zwischen Einsatz von Wasserstoff als Grundstoff und Einsatz für die Prozesswärme unterschieden. Zum Teil ist die Prozesswärme auch Teil des „Wärmesektors“ inkl. der Gebäudewärme.

Die Abbildung 3-2 zeigt die Nachfrage von wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern und Rohstoffen in

- der Industrie (Prozesswärme und Grundstoffe, soweit ausgewiesen)
- dem Verkehr

¹⁶ Zudem wird in dieser Studie auch die Biomasse stark dem Industriesektor zur Erzeugung von Prozesswärme zugewiesen.

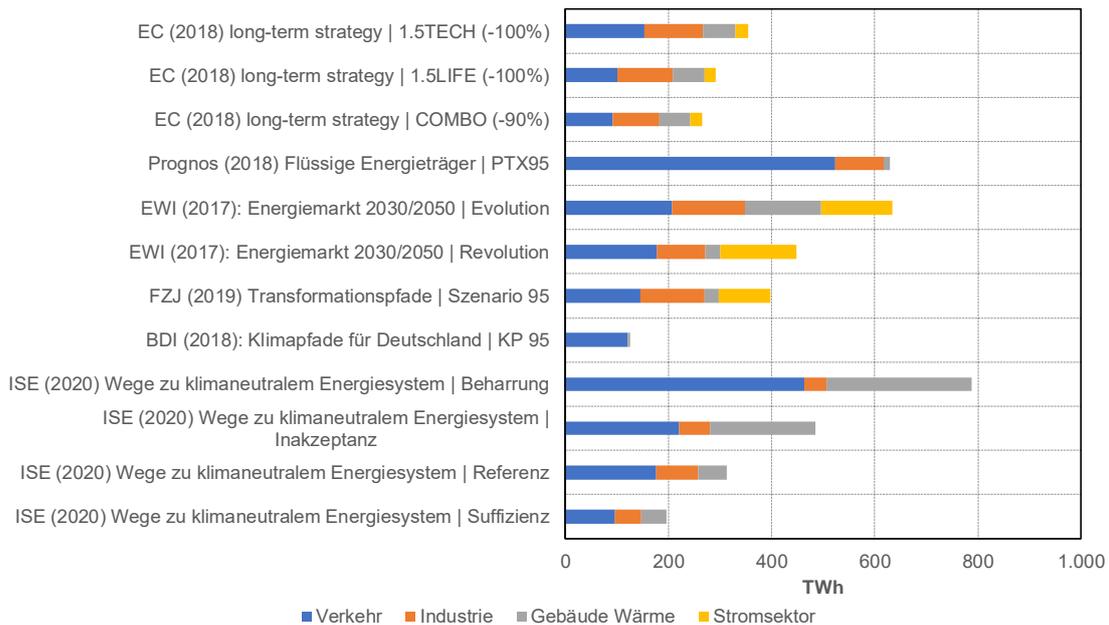
¹⁷ Diverse Langfristprojektionen für die Europäische Union weisen typischerweise einen Anteil Deutschlands an der Gesamtnachfrage der EU-28 von 15% für den Transportsektor, 19% für den Gebäudesektor, 22% für den Stromsektor sowie 25% für die energieintensiven Industriesektoren aus, so dass sich insgesamt ein Anteil von etwa 20% an der Gesamtnachfrage in der EU-28 ergibt.

- in den Gebäuden (Heizwärme und Warmwasser)
- im Stromsektor

Eine besondere Erläuterung benötigt der Einsatz von wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern und Rohstoffen im Stromsektor. In den untersuchten Szenarien werden wasserstoffbasierte Sekundärenergieträger und Rohstoffen eingesetzt, um als Langzeitspeicher die Stromerzeugung zu Zeiten von geringer Einspeisung erneuerbarer Energien (Wind und PV) sicherzustellen. Eine dezidierte Ausweisung des Einsatzes von strombasiertem Methan in KWK-Anlagen wird nicht vorgenommen.

Nicht in allen Studien sind für alle Sektoren Daten vorhanden. Zum Teil werden auch nicht-energetische Nachfragen in den Sektordaten nicht berücksichtigt, in der Gesamtsumme der Nachfrage nach wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern und Rohstoffen jedoch schon. Aus diesem Grund ergeben sich Diskrepanzen in der Gesamtnachfrage zwischen der Abbildung 3-2 und der Abbildung 3-1. Trotzdem sind diese Studien hier aufgeführt, um einen Vergleich auch einzelner Sektoren mit anderen Studien zu ermöglichen.

Abbildung 3-2: Sektorale Nachfrage nach wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern und Rohstoffen, 2050



Anmerkungen: In Fraunhofer ISE (2020b) wurden nur Werte für Verkehr, Industrie und Gebäude explizit ausgewiesen, obwohl auch im Bereich der Stromerzeugung Wasserstoff oder wasserstoffbasierte Sekundärenergieträger eingesetzt werden. Die Szenarien der *EU Long-term Strategy* wurden mit sektorspezifischen Anteilen Deutschlands an den Werten für die EU-28 umgerechnet (Industrie 25%, Verkehr 15%, Gebäude 19%, Stromsektor 22%).

Quelle: Studienauswertung Öko-Institut

Grundsätzlich zeigen sowohl die analysierten europäischen als auch deutschen Szenarien tendenziell, dass

- der Verkehrssektor in den meisten Studien der größte Nachfrager nach wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern und Rohstoffen ist.
- der Industriesektor die zweitgrößte Nachfrage nach wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern und Rohstoffen generiert. Dies ist zumindest für die auf Deutschland bezogenen Szenarien der Fall und aus europäischer Sicht davon abhängig, in welchen Mitgliedsstaaten eine relevante chemische Industrie existiert. Dabei ist der Bedarf an wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern im Hochtemperatursegment der Prozesswärmebereitstellung stark abhängig von der Allokation der nachhaltigen Biomassepotenziale in den analysierten Szenarien.
- der Gebäudesektor eine große Bandbreite der Bedarfe nach wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern und Rohstoffen aufweist. Die Bandbreite ist stark von der Sanierungsquote, also Effizienzmaßnahmen zur Senkung des Wärmebedarfs und der Elektrifizierungsquote, also dem Einsatz von Wärmepumpen, abhängig.

Diese Einordnung kann jedoch von Studie zu Studie unterschiedlich ausfallen und ist maßgeblich davon abhängig:

- wie die nachhaltig bereitstellbare Biomasse sektoral zugeordnet wird und
- inwieweit CCS berücksichtigt wird (insbesondere für Punkt-Emissionen großer Industrieanlagen)

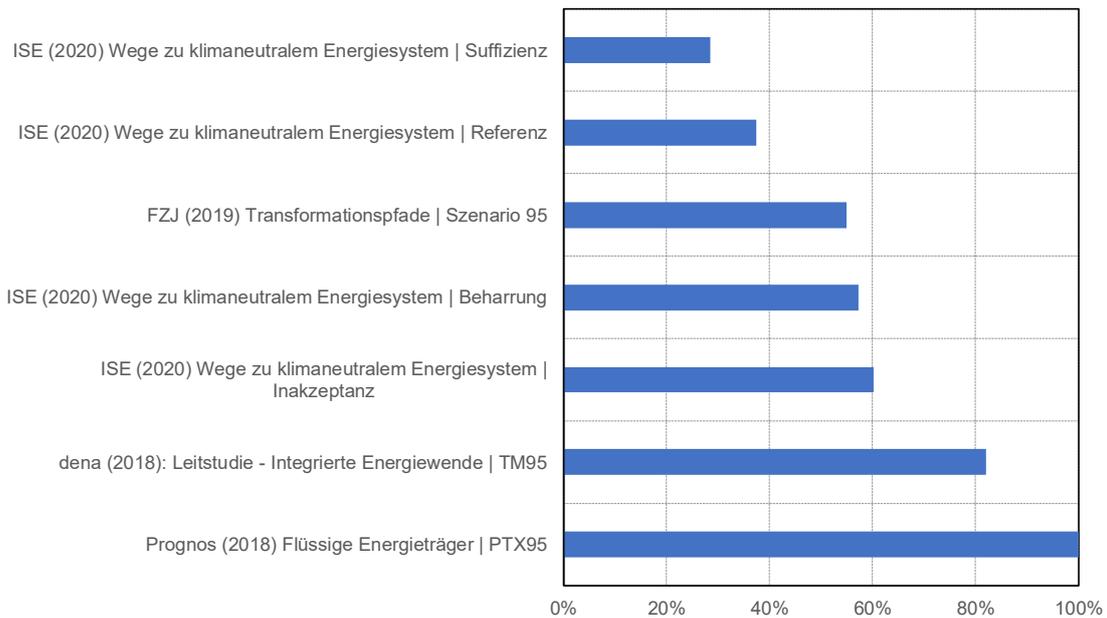
Diese Analyse zeigt, dass wasserstoffbasierte Sekundärenergieträger oder Rohstoffe in der Zukunft zum Großteil als Ersatz von fossilen Brennstoffen oder Grundstoffen produziert werden müssen. Das Thema der Flexibilitätsbereitstellung für den Stromsektor spielt mengenmäßig eine vergleichsweise untergeordnete Rolle.

Für den Industriesektor sind in den analysierten Studien nur vereinzelt Hinweise auf den Anteil von wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern und Rohstoffen zur Deckung von Bedarfen zur Erzeugung von Prozesswärme sowie für den nicht-energetischen Bedarf zu finden. Zum Teil wird zwar der nicht-energetische Verbrauch in TWh ausgewiesen, jedoch nicht beschrieben, welcher Anteil davon von wasserstoffbasierten Rohstoffen gedeckt wird (vgl. dena 2018). Lediglich in Prognos et al. (2018) und BCG & Prognos (2018) werden die nicht-energetischen Verbräuche detailliert dargestellt. Bei Prognos et al. (2018) und von BCG & Prognos (2018) werden fossile Energieträger weiterhin in den nicht-energetischen Bereichen eingesetzt und lediglich ca. 25 TWh Wasserstoff zur Deckung von nicht-energetischen Bedarfen angenommen. BCG & Prognos (2018) nehmen hingegen einen Einsatz von CCS bei Industrieprozessen an und weisen keinen Bedarf an wasserstoffbasierten Stoffen für den nicht-energetischen Bedarf aus. Eine Studie der Agora Energiewende aus dem Jahr 2014 kommt auf einen Rohstoffbedarf in der chemischen Industrie von 293 TWh (basierend auf UBA 2014), der je nach Marktentwicklung zu 30 bis 96 % (entsprechend 88 bis 282 TWh) mit strombasierten Rohstoffen gedeckt werden kann (Agora Energiewende 2014b).

3.3. Importquote von wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern und Rohstoffen

Neben den Niveaus des gesamten bzw. des sektoralen Bedarfs bildet die Frage nach der Herkunft der wasserstoffbasierten Sekundärenergieträger und Rohstoffe eine zentrale Einordnungsdimension. Die Abbildung 3-3 zeigt die wiederum relativ große Bandbreite der Modellierungsergebnisse für die entsprechenden Importquoten.

Abbildung 3-3: Importquoten für wasserstoffbasierte Sekundärenergieträger und Rohstoffe, 2050



Quelle: Studienauswertung Öko-Institut

Der Bedarf an wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern oder Rohstoffen in Deutschland wird in mehreren Studien über Importe dieser Stoffe aus dem Ausland gedeckt. Die Motivation dafür entsteht einerseits aus Abwägungen der Kosten zur Produktion dieser Stoffe, die in Regionen mit konstanten Windgeschwindigkeiten oder hohen Einstrahlungswerten auch langfristig 25% niedriger sind (Agora Verkehrswende et al. 2018). Andererseits stellt auch das Flächenpotenzial in Deutschland meist eine Restriktion für die Erzeugung von erneuerbarem Strom zur Produktion strombasierter Stoffe dar. So geht EWI R&S (2017) davon aus, dass zwar der Großteil der benötigten wasserstoffbasierten Sekundärenergieträger oder Rohstoffe importiert wird, jedoch ein Anteil von 10% aus Gründen der Versorgungssicherheit in Deutschland produziert wird. Andere Studien setzen auf geringere Importquoten zwischen 75 und 80% (BCG & Prognos 2018; dena 2018; FZJ & RWTH Aachen 2019). Die Studie von Prognos et al. (2018) mit einem vergleichsweise hohen Bedarf an strombasierten Stoffen, setzt auf den Import der gesamten Nachfrage nach wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern oder Rohstoffen. Gemeinsam ist den meisten bisher vorliegenden Studien, dass die Rolle der Transportkosten für den Import von Wasserstoff oft nicht hinreichend adressiert wird.

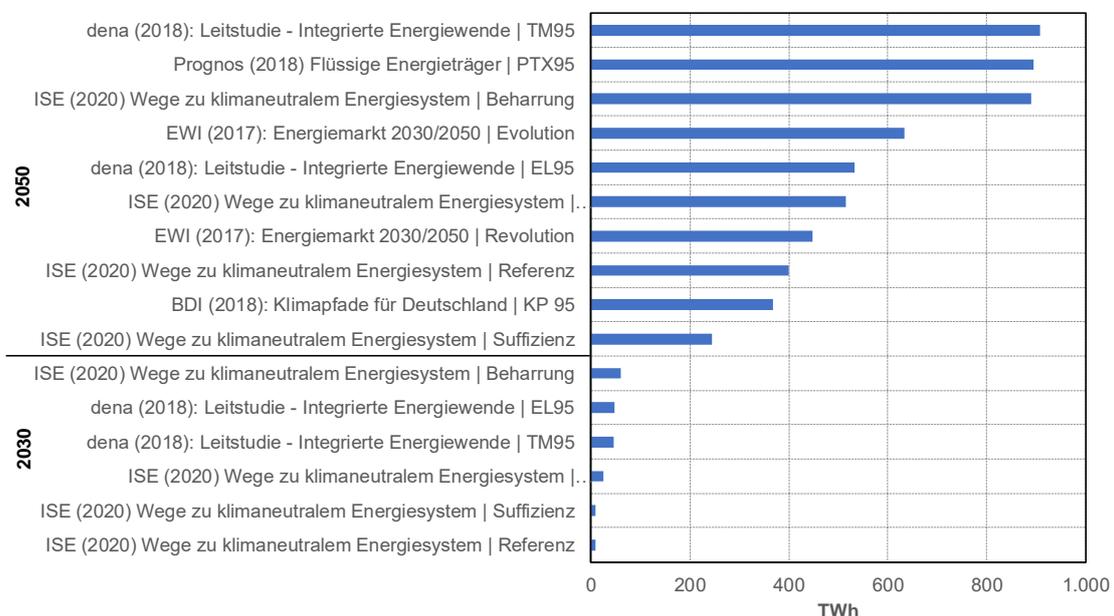
Der Netzentwicklungsplan der europäischen Netzbetreiber setzt in seinem „*TYNDP 2020 Scenario Report*“ (ENTSO-E & ENTSOG 2019) auf eine innereuropäische Produktion der strombasierten Gase und nimmt dafür *Off-grid*-Anlagen an. Es wird jedoch nicht klar, inwieweit diese Szenarien die erforderlichen THG-Minderungsziele einhalten und somit eventuell Freiheitsgrade bezüglich der verfügbaren Flächen für erneuerbare Energien in Abweichung zu anderen Studien bestehen. Zudem wird dort angenommen, dass auch „dekarbonisierte Gase“ (grüner bzw. blauer Wasserstoff etc.) importiert werden.

3.4. Zeitliches Profil der Nachfragen

Die in den vorstehenden Kapiteln dokumentierten Szenarienergebnisse bezogen sich zunächst auf den Zielhorizont 2050. Von erheblicher Bedeutung ist neben diesen langfristigen Perspektiven auch die Fragestellung, welche Situation sich für die entsprechenden Hochlauftrajektorien ergibt.

Daten zu wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern oder Rohstoffen für Stützjahre vor 2050 werden in den unterschiedlichen Szenarienanalysen jedoch nur teilweise ausgewiesen. Die in Abbildung 3-4 gezeigte Übersicht vermittelt einen Eindruck zur zeitlichen Entwicklung der Nachfrage mit Blick auf die Stützjahre 2030 und 2050.

Abbildung 3-4: Zeitliches Profil der Nachfragen nach wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern oder Rohstoffen, 2030 und 2050

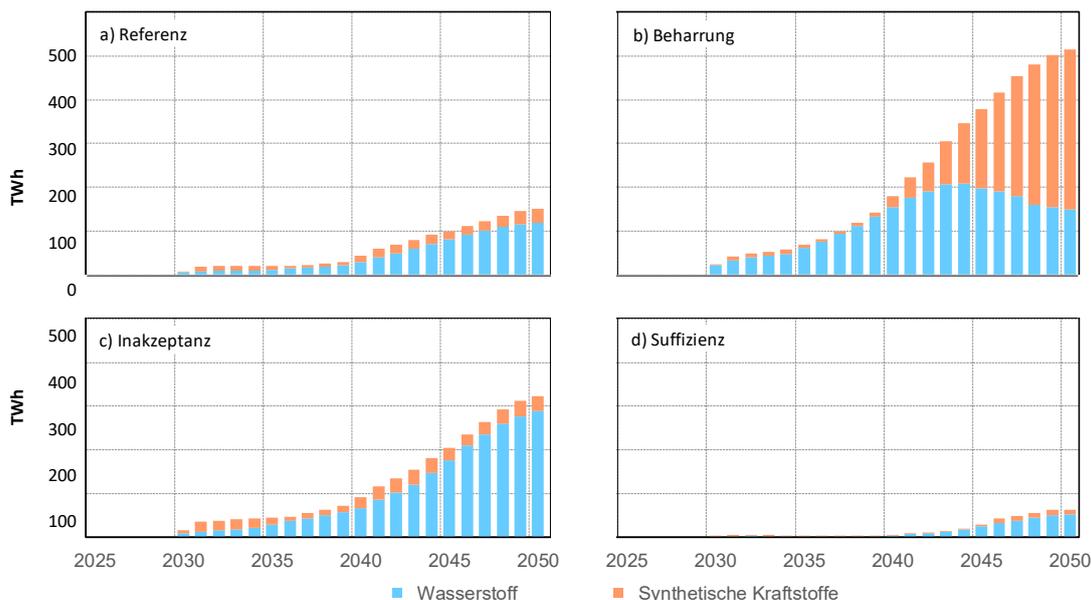


Quelle: Studienauswertung Öko-Institut

Der signifikante Einsatz von wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern oder Rohstoffen beginnt in den untersuchten Szenarien bereits im Umfeld des Jahres 2030. Ein starker Anstieg der entsprechenden Nachfragen ist jedoch erst für den

Szenarienhorizont nach 2030 zu beobachten. Lediglich in Fraunhofer ISE (2020a) lässt sich der zeitliche Verlauf der Nutzung jahresscharf nachvollziehen: ab 2030 beginnen die Importe mit langsam steigender Tendenz, die ca. ab 2040 stärker ansteigt und 2050 ihren Höhepunkt erreicht.

Abbildung 3-5: Zeitliches Profil der Importe nach wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern oder Rohstoffen in Fraunhofer ISE (2020a), 2020 - 2050



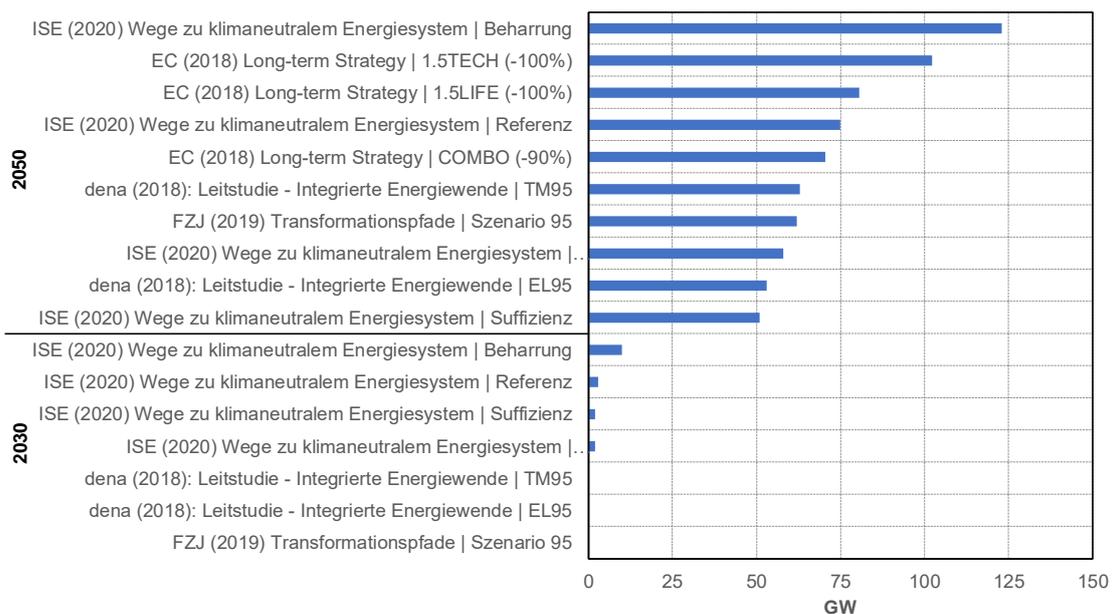
Quelle: Fraunhofer ISE (2020a, S. 33)

Der Anstieg des Einsatzes von wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern oder Rohstoffen in den Szenarien zwischen den Stützjahren 2040 und 2050 ist begründet durch die Annahme, dass die Technologiekosten und somit die Kosten für die Produktion von wasserstoffbasierten Sekundärenergieträger oder Rohstoffe in der Zukunft geringer sind. In den Szenarienanalysen kommen dabei zuerst die günstigeren Optionen zur Reduktion der THG-Emissionen zur Anwendung.

3.5. Installierte Kapazität von Elektrolyseanlagen in Deutschland

Mit Blick auf den Markthochlauf inländisch produzierter strombasierter Sekundärenergieträger und Rohstoffe ist weiterhin die Frage von Interesse, welche Gesamtleistung der Elektrolyseanlagen in den verschiedenen Szenarienanalysen für Deutschland angenommen wird.

Abbildung 3-6: Installierte Leistung der Elektrolyseanlagen in Deutschland, 2030 und 2050



Anmerkung: Die Szenarien der *EU Long-term Strategy* wurden mit einem Anteil Deutschlands von 20% an den Werten für die EU-28 umgerechnet.

Quelle: Studienauswertung Öko-Institut

Auch bezüglich der installierten Kapazität der Elektrolyseure ist der verstärkte Hochlauf zwischen den Stützjahren 2030 und 2050 zu erkennen. Im Jahr 2050 gehen die meisten analysierten Szenarien von einer Leistung zwischen 50 und 80 GW in Deutschland aus, im Einzelfall ergeben sich jedoch auch Werte von deutlich über 100 GW.

Die für Deutschland erwartbaren Elektrolysekapazitäten ergeben sich damit einerseits aus den unterstellten Gesamtnachfragen nach wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern bzw. Rohstoffen und andererseits den potenzielseitigen Grenzen (v.a. mit Blick auf die Flächenverfügbarkeit für die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien) sowie der wirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit der einheimischen Wasserstoffproduktion über den Elektrolysepfad ergibt, die vor allem aus den Stromkosten für die Elektrolyseanlagen sowie der Auslastung dieser Anlagen resultiert.

4. Infrastrukturelle Voraussetzungen für wasserstoffbasierte Sekundärenergieträger

4.1. Inländische Infrastrukturen

4.1.1. Vorbemerkungen

Das Gasnetz in Deutschland umfasst ca. 530.000 km Rohrleitungen, wobei davon 470.000 km dem Verteilnetz zugehören (AEE 2019; Frontier Economics et al. 2017). Im Jahr 2019 gab es 16 Fernleitungsnetzbetreiber und 708 Verteilnetzbetreiber. Für den Import von Erdgas bestehen derzeit acht Pipelines, über die das Erdgas aus Russland, Norwegen und den Niederlanden importiert wird (AEE 2019). Über diese Verbindungen nimmt das deutsche Gasfernleitungsnetz auch eine Transitrolle im europäischen Kontext ein.

Derzeit stehen LNG-Terminals für den Import von Gasen per Schiff in der Diskussion. In diesem Rahmen stehen das Gasnetz und die angeschlossenen Anwendungen vor einer notwendigen Transformation hin zu erneuerbaren oder treibhausgasneutralen Gasen.

Eingebettet in das europäische Gasnetz verfügt Deutschland auch indirekt über Verbindungen nach Marokko (über Frankreich und Spanien) sowie nach Tunesien (über Österreich und Italien)¹⁸.

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die Implikationen der Nutzung von wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern mit dem Fokus auf das bestehende Gasnetz und die Endanwendungen.

4.1.2. Implikationen der Nachfrageszenarien auf zukünftig notwendige Gasnetzkapazitäten

Im Jahr 2019 betrug der Primärenergieverbrauch von Erdgas in Deutschland knapp 890 TWh¹⁹, der Endenergieverbrauch lag im Jahr 2018 bei etwa 580 TWh²⁰. Biogase haben nur einen kleinen Anteil am Gesamtgasverbrauch (ca. 80 TWh, vergleiche AEE 2019).

Aktuell beträgt die Wasserstoffproduktion aus fossilen Energieträgern (überwiegend Erdgas) mit der Dampfreformierung in Deutschland etwa 50 TWh (bezogen auf den unteren Heizwert). Dieser Wasserstoff wird überwiegend stofflich z.B. für die Ammoniakproduktion, die Methanolherstellung und in Raffinerien eingesetzt (Öko-Institut 2014).

Die in Abbildung 3-1 gezeigte Bandbreite des Einsatzes wasserstoffbasierter Sekundärenergieträger und Rohstoffe für das Szenariojahr 2050 liegt in den meisten Arbeiten zwischen 200 und 600 TWh.²¹ In Studien, die einen signifikanten Einsatz

¹⁸ <https://transparency.entsog.eu/#/?loadBalancingZones=true>, aufgerufen am 23.03.2020

¹⁹ <https://ag-energiebilanzen.de/6-0-Primaerenergieverbrauch.html>, aufgerufen am 01.08.2020

²⁰ <https://ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2017.html>, Bilanz 2018 aufgerufen am 01.08.2020

²¹ Diese Nachfragen nach wasserstoffbasieren Sekundärenergieträgern und Stoffen sind statistisch nicht immer klar als Endenergie- oder Primärenergienachfrage spezifiziert. Die Gesamtbedarfe in den in Kapitel 4 analysieren Studien beinhalten zum Teil auch die stoffliche Nachfrage nach z.B. Wasserstoff.

wasserstoffbasierter Sekundärenergieträger im Individualverkehr sowie in der Gebäudewärme abbilden, entstehen Nachfragen von bis zu 900 TWh.

Teilweise wird in den analysierten Szenarien auch im Jahr 2050 noch Erdgas benötigt. Die Bandbreite des prognostizierten Verbrauchs von Erdgas im Jahr 2050 liegt zwischen 66 TWh (BCG & Prognos 2018, S. 66), 34 TWh (Prognos et al. 2018, S. 53) und 0 TWh (Fraunhofer ISE 2020a, S. 34).

Auf Basis dieser Daten ist in einer groben Abschätzung davon auszugehen, dass der Primärenergieverbrauch an Gasen bis zum Jahr 2050 zurückgehen wird, solange Effizienzsteigerungen erzielt und Elektrifizierungsmaßnahmen (insbesondere in Gebäuden und im Individualverkehr) umgesetzt werden.

Ein solcher Rückgang des Bedarfs an Gasen beeinflusst den Bedarf an der bestehenden Gasnetz-Infrastruktur. In der Studie der dena (2018) wird davon ausgegangen, dass die bestehenden Netz-Infrastrukturen mit geringerer Auslastung weiter betrieben werden. Grundsätzlich stellt sich jedoch die Frage, ob die geringere Auslastung insbesondere die Gasverteilnetze betrifft, weil durch die vermehrte Elektrifizierung der Raumwärme eine sehr dezentrale Verteilung des Gases langfristig nicht mehr notwendig bzw. wirtschaftlich ist. In diesem Fall wäre von einem Rückbau/Stilllegung des Gasnetzes auf Verteilnetzebene insbesondere in Netzteilen, die durch Gewerbe und Wohnen geprägt sind, auszugehen (vgl. auch Fraunhofer ISI & KIT 2019b, S. 177).

Mit Blick auf die Fernleitungsnetze muss bezüglich der zukünftigen Auslastung auch die Rolle des deutschen Gasnetzes im europäischen Kontext betrachtet werden. Das deutsche Fernleitungsnetz übernimmt hier eine Transitfunktion (Fraunhofer ISI & KIT 2019b). Diese Funktion hat Auswirkungen auf den Netzbedarf im Allgemeinen, jedoch auch auf mögliche Transformationspfade der Infrastruktur (z.B. in Richtung reiner Wasserstoffnetze) die somit auch von den europäischen Entwicklungen abhängig sind.

Aus regulatorischer Sicht ergeben sich hier vor allem die folgenden Herausforderungen bzw. Fragestellungen:

- Rückbau als regulatorische und ökonomische Herausforderung und Finanzierung bei sinkender Anschlusszahl,
- Sicherstellung der Daseinsvorsorge,
- Verteilung der Netzkosten bei stärkerer Transitzentrale des Gasnetzes,
- Neubewertung von *EU Projects of Common Interest*.

4.1.3. Technische Auswirkungen unterschiedlicher wasserstoffbasierter Sekundärenergieträger und Rohstoffe in der Gasnetz-Infrastruktur

Insbesondere bei der Nutzung von Wasserstoff ist bezüglich der Infrastruktur zwischen einer Beimischung in das bestehende Erdgasnetz sowie einer Umwidmung einzelner Netzstränge des Erdgasnetzes zu unterscheiden.

Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz

Nach DVGW Regelwerk (vgl. DVGW-AB G 260) ist in den deutschen Erdgasnetzen eine Beimischung von bis zu 10% Wasserstoff zulässig. Allerdings erfasst dieses Regelwerk

noch nicht alle Bereiche der Gas-Infrastruktur. So sind z.B. die Kavernen-Speicher bisher nicht erfasst. Zudem bestehen weitere Einschränkungen, die durch angeschlossene Verbraucher begründet sind: in Verteilnetzen mit Erdgas-Tankstellen sind nur 2% H₂-Beimischung erlaubt, da für die Tanks von CNG-Fahrzeugen (nach DIN 51624 und ECE Regelung 110) 2 Volumenprozent als Grenzwert festgelegt sind (vgl. DVGW (2014): 17). In Deutschland gibt es derzeit ca. 900 Erdgastankstellen (Fraunhofer ISI & KIT 2019b).

Für eine anfängliche und geringe Beimischung von Wasserstoff bestehen aus Infrastruktursicht nur geringe technische Hürden. Für eine größere Beimischungsquote sind teilweise die Netzinfrastruktur aber auch die angeschlossenen Anwendungen anzupassen. Derzeit gibt es diverse Reallabore, in denen eine Beimischung von 20% und mehr ausgetestet wird. Im Reallabor der NetzeBW in Öhringen werden sogar bis zu 30% Wasserstoff beigemischt. Der DVGW arbeitet zudem gemeinsam mit dem DWV an einem Regelwerk, welches langfristig die Beimischung von bis zu 100% ermöglichen soll (DVGW 09.04.2019).

Bei einer Beimischung von Wasserstoff sind Fluktuationen und lokale Konzentrationen im Gasnetz zu berücksichtigen. Wird Wasserstoff über Elektrolyseure eingespeist kann der lokale Anteil von Wasserstoff in einem Gasnetz höher sein als der Durchschnittswert im Netzstrang. Zudem speisen Elektrolyseure, die sich in ihrem Betrieb an der Einspeisung von erneuerbaren Stromquellen orientieren, fluktuierend Wasserstoff in das Erdgasnetz ein. Dadurch kann der Wasserstoffanteil im Netz auch über die Zeit variieren. Dieser Effekt führt sowohl zu Abrechnungsproblemen als auch zu Komplikationen bei sensiblen Endanwendungen insbesondere im GHD und Industriebereich.

Die Wasserstoffverträglichkeit der Gasnetz-Komponenten scheint technisch machbar, diverse Komponenten müssen allerdings ausgetauscht werden: alte Rohre, Verdichter, Messanlagen etc. (Fraunhofer ISI & KIT 2019b). Wasserstoff-Versprödung²² ist ggf. bei den Hausanschlüssen ein Thema, da die Rohre hier größtenteils nicht aus Kunststoff, sondern aus Kupfer oder Edelstahl gefertigt sind.

Ein Sonderfall der Beimischung ergibt sich über die Nutzung des Erdgasnetzes als Träger, also die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz und die andernorts erfolgende Trennung von reinem Wasserstoff (für hochwertige Anwendungen) und Erdgas (für gasqualitätssensitive Anwendungen) z.B. über Membrantechnologien.²³ Entsprechende Ansätze können zumindest für die Hochlaufphase eines Wasserstoffmarktes eine kostengünstige Übergangsoption bilden.

Aus regulatorischer Sicht ergeben sich hier vor allem die folgenden Herausforderungen bzw. Fragestellungen:

- Wie müssen Investitionen in die Gasnetzinfrastruktur in der Anreizregulierung behandelt werden, damit eine Wasserstoff-*Readiness* sichergestellt wird?
- Wie werden (für eine Übergangszeit) Erdgas-Wasserstoff-Trennungsanlagen regulatorisch behandelt?

²² <https://de.wikipedia.org/wiki/Wasserstoffverspr%C3%B6dung>, aufgerufen am 01.08.2020

²³ <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-h2-membran/>, aufgerufen am 01.08.2020

Umwidmung (von Teilen) des Erdgasnetzes zu einem Wasserstoffnetz

Für den Industriesektor werden bis zum Jahr 2050 in verschiedenen Klimaschutzszenarien signifikante Nachfragen nach reinem Wasserstoff angenommen. Wasserstoff wird dabei als Grundstoff für die chemische Industrie aber auch zukünftig für die Direktreduktion in der Stahlindustrie eingesetzt. Diese Nachfrage nach Wasserstoff aus der Industrie tritt räumlich sehr konzentriert auf. Derzeit gibt es schon zwei Wasserstoffnetze mit einer hohen Dichte an Chemie-, Raffinerie- und Hochofenstandorten im Ruhrgebiet und in Bitterfeld. In unterschiedlichen Studien wird der Aufbau von Wasserstoffnetzen analysiert bzw. diskutiert (Fraunhofer ISI & KIT 2019b). Unter der Annahme einer dezentraleren Nutzung von Wasserstoff auch für die Mobilität werden zum Teil Kombinationen aus Wasserstoffnetzen und Trailer-Verteilssystemen (also Anlieferung per LKW) untersucht (FZJ 2018).

Im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 der Gas-Fernnetzbetreiber wurde eine sogenannte „Grüingasvariante“ modelliert. Als Input diente eine Marktpartnerabfrage zu geplanten Quellen und Senken für Wasserstoff sowie synthetisches Methan bis zum Jahr 2030. Auf dieser Basis wurde geprüft, ob neue Wasserstoffleitungen bzw. eine Umwidmung bestehender Leitungen auf Wasserstoff möglich sind oder eine Beimischung ins Erdgasnetz durchgeführt werden kann. Hierfür wurde eine maximale Beimischungskonzentration von 2 % zu Grund gelegt. Insbesondere für West-Deutschland wurde in der Bilanz zwischen Nachfrage nach Wasserstoff und Erzeugung von Wasserstoff ein Defizit festgestellt. Aus diesem Grund wurde davon ausgegangen, dass 70% der zusätzlichen Wasserstoffnachfrage aus den Niederlanden importiert wird und durch klimaneutralen Wasserstoff gedeckt wird. Weitere 20 % werden durch Elektrolyseanlagen an Post-EEG Windparks und weitere 10 % durch Speicher gedeckt. Der Entwurf der Ferngasnetzbetreiber kommt zu dem Ergebnis, dass insbesondere mit räumlichem Fokus auf Westdeutschland bis zum Jahr 2030 1.142 km Leitungen auf Wasserstoff umgestellt werden können und 94 km reine Wasserstoffleitungen zugebaut werden können.

Vor dem Hintergrund des prognostizierten Rückgangs des Erdgasverbrauchs und der Bedarfe an reinem Wasserstoff in der Industrie, unternehmen die Fernleitungsgasnetzbetreiber zudem erste Schritte, um ein reines Wasserstoffnetz zu planen. In einer „Vision für ein H₂-Netz“²⁴ für Deutschland wird ein Wasserstoffnetz mit ca. 5.900km Länge vorgeschlagen, das zu 90% auf einer Umwidmung bestehender Leitungen beruht. Die Grundlage für dieses Wasserstoffnetz war eine durch die FNB-Gas in Auftrag gegebene Studie der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FfE 2019). In dieser Studie wurden zukünftige räumliche Erzeugungs- sowie Verbrauchsschwerpunkte für Wasserstoff herausgearbeitet. Als Erzeugungsgebiete wurden dabei insbesondere die nördlichen Bundesländer angenommen und Volllaststunden von 3.000 für die Elektrolyseanlagen angenommen. Importe von Wasserstoff wurden nicht berücksichtigt. Für die Nachfrageseite wurden die Annahmen der DENA Leitstudie (dena 2018) übernommen. Diese Studie nimmt schon für das Jahr 2030 eine signifikante Nachfrage nach Wasserstoff im Straßenverkehr (Pkw und Lkw) von insgesamt ca. 16,5 TWh an. Diese Annahme zum Verkehrssektor beeinflusst die Regionalisierung der Wasserstoffnachfrage und damit die Konzeption der Wasserstoff-Infrastrukturen maßgeblich.

Eine entsprechende Untersuchung im (west-) europäischen Rahmen liegt mit dem Konzept des *European Hydrogen Backbone*-Netzes (Guidehouse 2020). Hier wird

²⁴ <https://www.fnb-gas.de/fnb-gas/veroeffentlichungen/pressemitteilungen/fernleitungsnetzbetreiber-veroeffentlichen-karte-fuer-visionaeres-wasserstoffnetz-h2-netz/>, aufgerufen am 01.08.2020

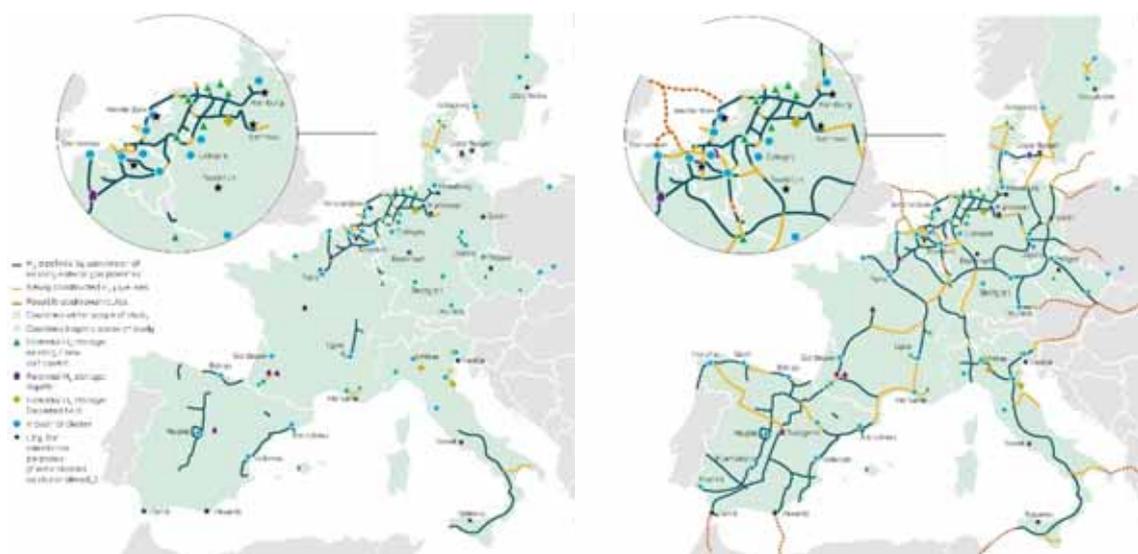
schrittweise ein Fernleitungsnetz für Wasserstoff entwickelt, das in einer ersten Ausbaustufe durch Umrüstung und Neubau von Pipelines bis 2030 eine Länge von 6.800 km erreichen soll und vor allem die industriellen Verbrauchsschwerpunkte mit günstigen Erzeugungsregionen für grünen Wasserstoff (Offshore-Wind, PV) verbinden soll. Für den Zeithorizont 2040 wird ein überregionales Wasserstoffnetz von etwa 23.000 km konzipiert, mit dem neben auch großvolumige Wasserstoffimporte bewältigt werden können (Abbildung 4-1).

Die gesamten Investitionskosten für diese zu 75% aus Umwidmung von Erdgas-Pipelines und zu 25% aus Neubauten bestehende Netzvision werden für den Ausbaustand 2040 mit ca. 27 bis 64 Mrd. € veranschlagt, für den Transport eines Kilogramms Wasserstoff über 1.000 km ergeben sich spezifische Kosten von 0,09 bis 0,17 € (Guidehouse 2020).

Abbildung 4-1: Konzept der westeuropäischen Fernleitungsgasnetzbetreiber für ein Wasserstoff-Backbone-Netz, 2030 und 2040

a) 2030

b) 2040



Quelle: Guidehouse (2020), mit freundlicher Genehmigung

Aus technischer Sicht müssen mehrere Punkte bei der Umwidmung des bestehenden Gasnetzes beachtet werden:

- Das Gasfernleitungsnetz besteht meistens aus mehreren parallel verlaufenden Leitungssträngen. Somit können einzelne Leitungen komplett auf Wasserstoff umgestellt werden.
- Die Umstellung eines Erdgasverteilnetzes auf Wasserstoff erfordert eine komplette Stilllegung über mehrere Wochen, in denen einerseits das Gasnetz vollständig entleert werden muss sowie zeitgleich die Verbraucher technisch umgestellt werden müssen (Fraunhofer ISI & KIT 2019b, S. 171).
- Verbleibende Erdgasverbraucher müssten anderweitig versorgt werden.

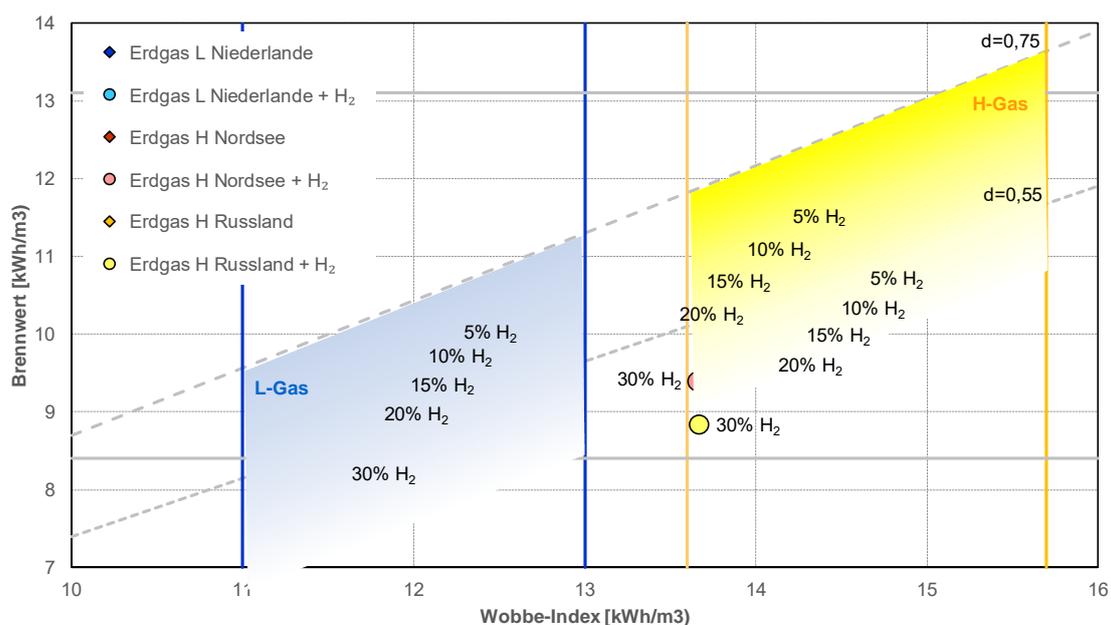
Aus regulatorischer Sicht ergeben sich hier vor allem die folgenden Herausforderungen bzw. Fragestellungen:

- Ergeben sich durch langfristige, robuste Anwendungsfelder regionale Nachfragezentren, die in der Infrastrukturplanung berücksichtigt werden müssen? Es ist zu klären, ob dezentrale Nachfragen im Wärme- und Verkehrssektor für die Wasserstoffinfrastruktur maßgeblich sein können.
- Wird es einen Anschlusszwang für die Verteilnetzbetreiber auch für reine Wasserstoffabnehmer geben? Dann gäbe es jedoch eine weitere parallele Infrastruktur.
- Der Gasnetzentwicklungsplan hat einen Horizont von 10 Jahren. Insbesondere in Anbetracht der Möglichkeiten auf andere Gase umzustellen (z.B. von Erdgas auf 100% Wasserstoff) erscheint dieser Planungs- und Szenarienhorizont als zu kurz gegriffen.

Implikationen der Nutzung von Wasserstoff für Endanwendungen

Der Blick auf die Anwendungen ist insbesondere bei einer sukzessiven Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz relevant. Eine vollständige Umstellung von Teilen des Erdgasnetzes auf Wasserstoff würde voraussichtlich nur Anwendungen betreffen, die Wasserstoff als Energieträger oder Grundstoff nachfragen. Bei einer Umstellung des Erdgasnetzes auf synthetisches Methan ist von keinen signifikanten Auswirkungen auf die Anwendungen auszugehen.

Abbildung 4-2: Brennwert und Wobbe-Index für unterschiedliche Wasserstoff-Beimischungsquoten und unterschiedliche Erdgasqualitäten



Quelle: Öko-Institut auf Basis von DVGW (2013, S. 40)

Niedertemperaturwärme: Für den Fall einer Beimischung von Wasserstoff im Erdgasnetz werden insbesondere Niedertemperaturanwendungen in der Literatur thematisiert. Hier sind die folgenden Punkte relevant:

- die Gaszähler sowie ggf. weitere gasführende Armaturen der Endanwender müssen ggf. erneuert werden (vgl. E.ON et al. 2014);
- je mehr Wasserstoff beigemischt wird, desto stärker ändern sich der Brennwert und der Wobbe-Index²⁵ des resultierenden Gasgemisches, dies kann dazu führen, dass die Brennerdüsen angepasst werden müssen; bei russischem Erdgas kommt es beispielsweise schon ab 5% Beimischung, bei Nordsee-Erdgas erst ab 20% Beimischung zu einer Unterschreitung der für H-Gas definierten Qualitätsstufe (vgl. Abbildung 4-2).

Hochtemperatur: Im Segment der Hochtemperaturprozesse in der Industrie kann eine Beimischung von Wasserstoff zu Problemen führen. Dies ist bei Prozessen der Fall, die technisch eine bestimmte Flammtemperatur, eine bestimmte Flammenform oder den Kohlenstoff stofflich benötigen (Fraunhofer ISI & KIT 2019b).

Gasverstromung: Derzeit betriebene Gasturbinen zur Verstromung von Erdgas sind nicht für eine Beimischung von Wasserstoff zum Erdgas ausgelegt. Insbesondere die Dichtelemente und das Problem des Flammenrückschlags werden als Problematik angeführt (DVGW 2013). Kleine gasmotorische BHKWs können laut DVGW (2013) bis zu 20% Wasserstoffbeimischung tolerieren. Die Hersteller von Gasturbinen haben sich jedoch selbst verpflichtet bis zum Jahr 2030 sukzessive die Toleranzen für eine Wasserstoffbeimischung zu erhöhen. Im Jahr 2030 sollen Turbinen angeboten werden, die bis zu 100% Wasserstoff tolerieren²⁶, für Blockheizkraftwerke werden bereits Pilotanlagen mit vollständiger Wasserstoffversorgung getestet.²⁷

Aus regulatorischer Sicht ergeben sich vor allem die folgenden Herausforderungen bzw. Fragestellungen:

- Ist es notwendig – insbesondere bei Investitionen in langlebige Kapitalstöcke – eine Umrüstung in wasserstofftolerante bzw. auf 100% Wasserstoff basierende Anwendungen anzureizen?

Lock-in Potenzial der Beimischungsoption: Elektrifizierung vs. Beimischungspfade

Eine sukzessive Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz würde die CO₂-Emissionen aus der Wärmebereitstellung reduzieren, soweit der Wasserstoff klimaneutral hergestellt ist. Dieses Vorgehen würde bei geringen Beimischungsmengen den Fortbestand der bisherigen Technologien (z.B. Gasbrennwertkessel in Haushalten und GHD) ermöglichen. In den meisten Szenarien zur Erreichung von 95% THG-Minderung ggü. 1990 wird jedoch insbesondere der Energiebedarf für Räumwärme und Warmwasser

²⁵ Der Wobbe-Index (W) ist ein Kennwert für die Austauschbarkeit von Gasen hinsichtlich der Wärmebelastung der Gasgeräte. Abhängig vom Brenn- oder Heizwert wird nach oberem (W_s) und unterem Wobbe-Index (W_i) unterschieden. Gase mit gleichem Wobbe-Index und gleichen Zustandsgrößen ergeben innerhalb einer Gasfamilie bei gleichen Düsen die gleiche Wärmebelastung des Brenners. In der Praxis dient der Wobbe-Index dazu, um über den Düsendruck die Wärmeleistung eines Brenners einzustellen.

²⁶ <https://www.euturbines.eu/publications/spotlight-on/spotlight-on-turbines-and-renewable-gases.html>, aufgerufen am 02.03.2020

²⁷ <https://www.stwhas.de/pressemitteilungen/hassfurt-nimmt-wasserstoff-blockheizkraftwerk-erfolgreich-in-betrieb/>, aufgerufen am 02.03.2020

durch Effizienzmaßnahmen massiv gesenkt und der verbleibende Wärmebedarf verstärkt durch den Einsatz von effizienten Wärmepumpen gedeckt (vergleiche Kapitel 3). Für den Transformationspfad in Richtung einer umfassenden Elektrifizierung des Wärmesektors ist jedoch die Frage zu stellen, ob der Wasserstoff-Beimischungspfad nicht zu einem Lock-in führt, welcher den rechtzeitigen Umstieg auf Wärmepumpen verhindert/verzögert. Dies gilt insbesondere dann, wenn auf Basis der Wasserstoffbeimischung neue Investitionen in Gasverbrennungssysteme erfolgen anstelle von Investitionen in Energieeffizienz und Wärmepumpen.

Aus regulatorischer Sicht ergeben sich hier vor allem die folgenden Herausforderungen bzw. Fragestellungen:

- Wie kann eine (ggf. auch räumlich differenzierte) Beimischungsquote in den Erdgasnetzen oder auch Umwidmung der Erdgasnetze reguliert werden?
- Welche Planungen und Szenarien wären für eine solche Regulierung die Basis?

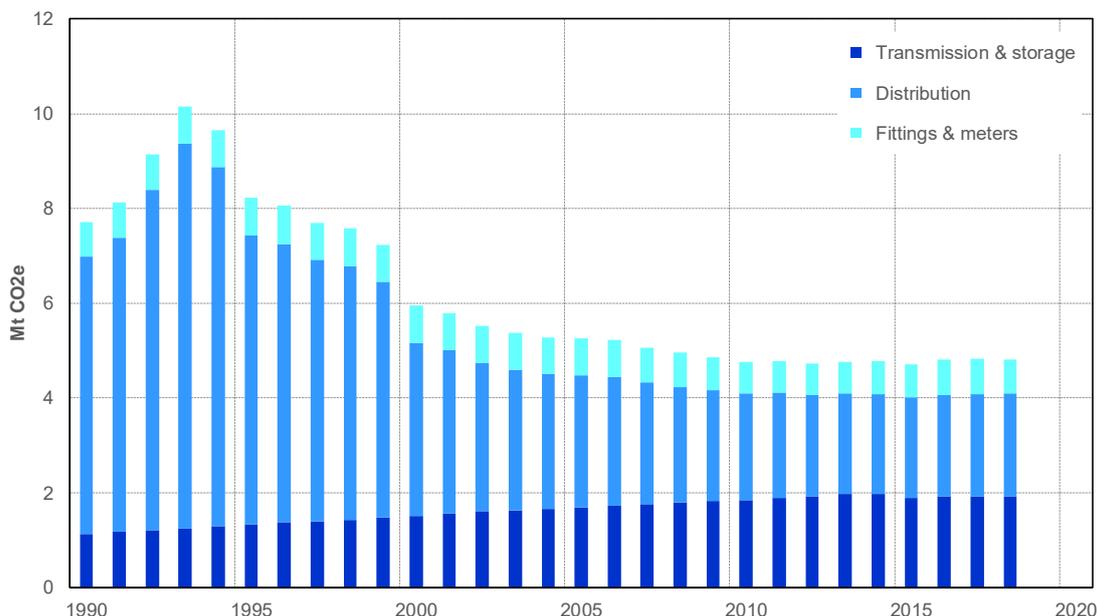
Flüchtige Treibhausgasemissionen aus methanbasierten Ferntransport- und Verteilungsnetzen und Anwendungen in Deutschland

Flüchtige Treibhausgasemissionen im Gassektor entstehen bei der Erdgasförderung, der Verteilung im Gasnetz sowie bei den Endanwendungen. Abbildung 4-3 zeigt für Deutschland die flüchtigen Methanemissionen („Methanschluß“) aus den Erdgas-Ferntransport- und verteilnetz sowie bei Armaturen und Zählern bei den Verbrauchern. Nicht enthalten ist die Methanfreisetzung, welches durch Ineffizienzen der Verbrennungsanlagen bzw. der Motoren in die Atmosphäre gelangt. Das Niveau des entsprechenden Methan-Ausstoßes in die Atmosphäre liegt derzeit bei knapp 5 Mio. Tonnen CO₂ Äquivalenten jährlich. Nachdem über viele Jahre die Emissionen aus den Verteilnetzen den ganz überwiegenden Teil der flüchtigen Emissionen aus den deutschen Gasnetzen bildeten, haben sich die Emissionsanteile der Transportnetze bzw. Speicher auf der einen Seite und die der Verteilnetze auf der anderen Seite nach der Jahrtausendwende deutlich angeglichen. Die Methanemissionen durch Armaturen und Messgeräte auf der Verbraucherseite bilden nach wie vor nur einen untergeordneten Anteil der gesamten Methanfreisetzung aus den Gasnetzen in Deutschland. Nicht einbezogen ist in die vorstehenden Betrachtung der Methanschluß bei den Endgeräten bzw. Endanwendungen.

Ohne eine weitere und massive Reduktion der flüchtigen Treibhausgasemissionen aus den Gasnetzen bis 2050 würden diese allein einen Anteil von ca. 8 % der verbleibenden THG-Emissionen repräsentieren (vgl. UBA 2014).

In einem Szenario in dem bestehende Erdgasnachfragen lediglich durch importiertes oder inländisch produziertes Methan auf Basis von Elektrolyse-Wasserstoff ersetzt werden, trägt die Gasinfrastruktur immer noch zu signifikanten THG-Emissionen bei. Die Größenordnungen der THG-Emissionen lassen den Schluss zu, dass dieser Transformationspfad für die Gasinfrastruktur nur dann zielkompatibel gestaltet werden kann, wenn der Methanschluß im Netz sowie bei den Anwendungen drastisch reduziert werden kann oder die Durchflussmengen im Netz und den Anwendungen stark reduziert werden.

Abbildung 4-3: Flüchtige Methanemissionen aus dem deutschen Gasnetz (ohne Methanschupf in Endgeräten), 1990-2018



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis des Nationalen Treibhausgasinventars 2020 für Deutschland

Aus regulatorischer Sicht ergeben sich hier vor allem die folgenden Herausforderungen bzw. Fragestellungen:

- Das Thema Methanschupf sollte auf Netz- wie auch auf der Anwendungsseite dringend weiter zu untersucht und besser zu bilanziert werden.
- Gasnetzbetreiber werden derzeit für Durchleitungsverluste entschädigt, so dass nur begrenzte wirtschaftliche Anreize bestehen, den Transportenergiebedarf sowie Methanverluste zu minimieren. Vor diesem Hintergrund sollte das Regulierungssystem (Benchmarks, Anerkennung von Investitionen etc.) so novelliert werden, dass angemessene Anreize für Investitionen in die Verringerung des Transportenergiebedarfs sowie der Methanverluste entstehen.
- Auf Basis der prognostizierten THG-Emissionen sollten zukünftige Investitionen in langlebige Kapitalstöcke (insbesondere in Netzinfrastrukturen der Methanversorgung) eigenordnet und regulatorisch bewertet werden.

4.2. Internationale Infrastrukturen

Insbesondere für den Import von Wasserstoff bildet der Langstreckentransport des Wasserstoffs eine wichtige technische und wirtschaftliche Nebenbedingung. Grundsätzlich werden hier unterschiedliche Optionen diskutiert (IEA 2019):

- Transport des Wasserstoffs in gasförmiger Form über Pipelines;
- Verflüssigung des Wasserstoffs und Verschiffung auf dem Seeweg mit speziell konstruierten Tankern;
- Umwandlung des Wasserstoffs in Ammoniak und Transport per Pipeline;
- Umwandlung des Wasserstoffs in Ammoniak und Verschiffung auf dem Seeweg mit speziell konstruierten Tankern;
- Umwandlung des Wasserstoffs in flüssige organische Wasserstoffträger (*Liquid Organic Hydrogen Carriers – LOHC*), Verschiffung auf dem Seeweg mit speziell konstruierten Tankern und Rückumwandlung in gasförmigen Wasserstoff (ohne CO₂-Freisetzung).

Während Wasserstoff- und Ammoniak-Pipelines sowie Ammoniak-Tanker eine breit erprobte Technologie darstellen, steht die Verschiffung von Flüssigwasserstoff oder LOHCs in der jeweiligen Prozesskette noch relativ am Anfang der technologischen Entwicklung bzw. Skalierung.

Die Eignung der unterschiedlichen Langstrecken-Transportoptionen ergibt sich aus der ökonomischen Perspektive vor allem in Abhängigkeit von den Transportdistanzen. Die Abbildung 4-4 zeigt Abschätzungen für die unterschiedlichen Transportoptionen²⁸:

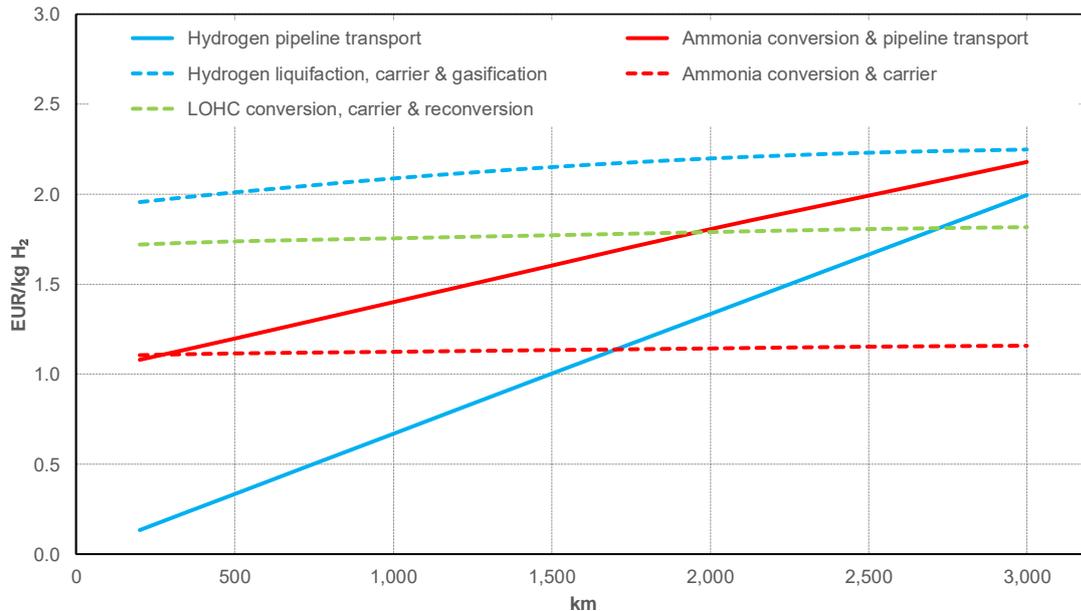
- als vergleichsweise gut gesichert kann angenommen werden, dass bis zu Transportentfernungen von 1.500 km der Pipeline-Transport von gasförmigem Wasserstoff allen anderen Optionen klar überlegen ist und sich bei 1 €/kg H₂ (das entspricht etwa 30 €/MWh, bezogen auf den unteren Heizwert) oder darunter bewegt;
- ab einer Transportdistanz von etwa 1.500 km ist die Umwandlung von Wasserstoff in Ammoniak und dessen Verschiffung attraktiver, wenn der Ammoniak direkt weiterverwendet wird und keine Rückumwandlungskosten anfallen (bezogen auf den Wasserstoff ergeben sich hier Transportkosten von ca. 1 €/kg H₂);
- bei Transportdistanzen von über 2.500 km nähern sich die Kosten von Wasserstoff- und Ammoniak-Pipelines stark an, erreichen jedoch auch Werte von etwa 2 €/kg H₂ (das entspricht etwa 60 €/MWh, bezogen auf den unteren Heizwert);
- in einer ähnlichen Größenordnung bewegen sich auch die Verflüssigung von Wasserstoff oder die Konversion in LOHCs sowie die entsprechende Rückumwandlung.

Für den Antransport von Wasserstoff aus der Nordsee mit Transportentfernungen von 500 bis 1.000 km werden also vor allem Pipelines eine Rolle spielen, für Wasserstofflieferungen aus Nordafrika werden jenseits von Ammoniaklieferungen, Pipelines sowie

²⁸ Die Angaben beinhalten jeweils die reinen Transportkosten, die notwendigen Speicher, die notwendige Umwandlung und für die Verschiffung LOHCs auch die Rückumwandlung nach IEA (2019), Niermann et al. (2019) sowie H2C (2020).

Tanker eine Rolle spielen, wobei die technologischen und wirtschaftlichen Entwicklungspotenziale bzw. Unsicherheiten noch keine klare Einordnungen erlauben, welche Transportvarianten sich hier letztlich als am attraktivsten erweisen werden.

Abbildung 4-4: Kosten unterschiedlicher Optionen des Langstreckentransports von Wasserstoff in Abhängigkeit der Transportdistanz



Quelle: Öko-Institut auf Grundlage von IEA (2019), Niermann et al. (2019) sowie H2C (2020)

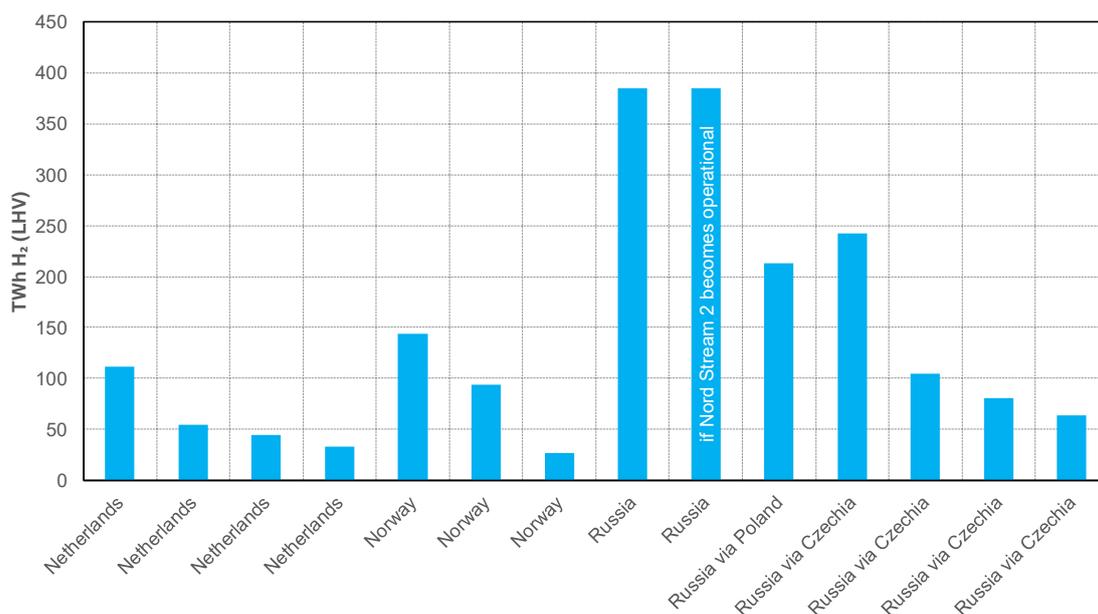
Angesichts der – auch unter Annahme erheblicher Kostensenkungseffekte – beträchtlichen Kosten für den Langstreckentransport bildet die Transportstufe für das Wasserstoffaufkommen aus Importen eine wesentliche Determinante für die Kosten der Wasserstoffversorgung Deutschlands.

Eine Besonderheit potenzieller Wasserstofflieferungen aus dem Ausland bildet die Nutzung bestehender Erdgaspipelines für die Wasserstoffversorgung als Alternative zu den in Abbildung 4-4 gezeigten Neubauoptionen. Einen Anhaltspunkt bezüglich der hier zu veranschlagenden Umbaukosten bilden die Analysen zu einem innereuropäischen Wasserstoff-Fernleitungsnetz. Die Kosten für ein solches Netz, das ganz überwiegend (75%) über den Umbau von bestehenden Erdgaspipelines inklusive der entsprechenden Peripherie (Verdichterstationen etc.) entwickelt werden soll, werden mit 0,09-0,17 €/kg H₂ veranschlagt. Vor dem Hintergrund dieser Angaben würden die Transportkosten für umgebaute Erdgas-Pipelinesysteme nur bei etwa einem Fünftel der in Abbildung 4-4 gezeigten Neubaukosten für Wasserstoff-Pipelines liegen.

Hinsichtlich der entsprechenden Kapazitäten ergibt sich die Situation, dass Deutschland mit vergleichsweise großen Kapazitäten an die Lieferländer Russland, Norwegen und die Niederlande angebunden ist. Für den Markthochlauf entstehen jedoch aus den überwiegend sehr großen Pipeline-Kapazitäten insbesondere die Herausforderung, dass der weitaus größte Teil der Kapazitäten der einzelnen Leitungen (vor allem aus Norwegen

und Russland) jeweils sehr groß und deshalb für den stufenweisen Markthochlauf der Wasserstoff-Versorgung aus dem Ausland nur sehr begrenzt geeignet ist. Dies gilt vor allem in der Übergangphase, wenn der Markthochlauf von Wasserstoff sich parallel zu einem angesichts der hohen Ausgangsniveaus nur schrittweisen Abbau des Erdgas-Importbedarfs vollzieht. In Abbildung 4-5 ist eine entsprechende Orientierungsschätzung gezeigt.

Abbildung 4-5: Maximale Kapazität wichtiger Erdgas-Versorgungspipelines bei Nutzung für Wasserstoff Importe nach Deutschland



Quelle: Öko-Institut auf Grundlage der *Gas Trade Flow*-Daten der Internationalen Energieagentur

Vor diesem Hintergrund entsteht vor allem mit Blick auf die Herstellung von Wasserstoff aus importierten Erdgas die Frage wie mit Blick auf Wasserstoffbedarf und Transportkapazitäten ein Optimum zwischen dem Bezug von Erdgas und inländischer Umwandlung in Wasserstoff einerseits oder der Wasserstofferzeugung in den Lieferregionen andererseits gefunden werden kann bzw. ob und inwieweit bzw. in welcher Stufenfolge hier Übergangsprozesse gefunden und gestaltet werden können.

Mit Blick auf die Vielzahl der Transportvarianten und die diversen Unsicherheiten wurden in die Kostenrechnungen (vgl. Kapitel 2.2.3, 2.3.3 und 2.4.3.2 sowie die Anhänge 1-3) insgesamt vier verschiedene Varianten berücksichtigt:

- eine Variante ohne relevante (Zusatz-) Kosten des Antransports (Lieferung von Wasserstoff über bestehende Pipelines oder Lieferung von Erdgas und Wasserstoffproduktion mittels Dampfreformierung oder Pyrolyse im Inland);
- eine Variante mit Transportkosten von 1,5 €/kg H₂, als Platzhalter für eine Mischung aus Pipeline- und Tankertransport bzw. die Erzielung erheblicher Kostensenkungspotenziale für die Anlieferung auf dem Seeweg;

- zwei weitere Varianten mit reduzierten Transportkosten von 0,5 bzw. 0,75 €/kg H₂ mit der kürzere Pipeline-Lieferungen bzw. nochmals erhebliche Kostensenkungen für die Prozesskette des Seetransports reflektiert werden.

Nicht zuletzt sei jedoch auch darauf hingewiesen, dass viele der Transportoptionen (v.a. Wasserstoff- und Ammoniakpipelines, Anlandung und Rückumwandlung von Ammoniak und LOHC) nicht nur vor technischen und ökonomischen Herausforderungen stehen, sondern auch akzeptanzseitig sorgfältig vorbereitet und eingebettet werden sollten.

5. Anwendungsbezogene Voraussetzungen für die Wasserstoffnutzung

Während für synthetische Brenn- bzw. Rohstoffe bzw. für den Ersatz von konventionellem durch klimaneutralen Wasserstoff keine wesentlichen Veränderungen im Bereich der Anwendungstechnologien notwendig werden, ergibt sich für die direkte Nutzung von Wasserstoff als Brenn- oder Rohstoff zumindest teilweise eine andere Situation. Gleichwohl sind hier Veränderungen auf der Anwendungsseite mit unterschiedlicher Intensität zu unterscheiden:

- (Perspektivischer) Ersatz von Erdgas durch Wasserstoff durch Anlagen, die Wasserstoff-*ready* errichtet werden. Einen wichtigen Bereich bilden hier die in den nächsten Jahren zu errichtenden Erdgas-Kraftwerke (auf Basis von Kraft-Wärme-Kopplung oder Spitzenlastanlagen mit offenen Gasturbinen), die auch perspektivisch nicht auf eine andere Energieträgerbasis umgestellt werden können.
- Einsatz von Wasserstoff mit neuen Technologien, die im Wesentlichen in anderweitig nur unwesentlich veränderte Anlagen oder Fahrzeuge integriert werden. In diesen Bereich fallen ggf. Fahrzeuge des Langstrecken-Güter- oder des nicht elektrifizierungsfähigen Nebenstrecken-Eisenbahnverkehrs.
- Einsatz von Wasserstoff in Technologiebereichen, die für den Einsatz von Wasserstoff grundlegend umstrukturiert werden müssen. Ein herausragendes Beispiel bildet hier die Eisen- und Stahlherstellung auf Wasserstoffbasis, die sich zumindest von der bisher dominierenden Oxygenstahl-Route unterscheidet. Hier wird das Eisenerz zunächst mit Wasserstoff zu sog. Eisenschwamm reduziert, der im nachfolgenden Prozessschritt in Elektrostahlwerken zu Stahl verarbeitet wird.

Entsprechend ergeben sich für diese Bereiche teilweise sehr unterschiedliche Herausforderungen:

- Für den Bereich der Wasserstoff-*Readiness* ergeben sich vor allem regulatorische Herausforderungen, muss doch hier umfassend abgesichert werden, dass einerseits mit neuen Investitionen in Erdgasanwendungen keine Lock-in-Effekte entstehen und die andererseits eine klare Strategie zur Voraussetzung haben, in welchen Bereichen Wasserstoff auch mit Blick auf die notwendigen Infrastrukturen zukünftig zur Verfügung stehen kann und muss.
- Für den Bereich der Integration von Wasserstoff-Anwendungstechnologien sind die notwendigen Innovationsvorläufe sowie die Rahmenbedingungen für den Markthochlauf von entscheidender Bedeutung.
- Für die grundlegende Umstrukturierung von Wertschöpfungsketten dürfte zugleich die Notwendigkeit für die Einpassung in die regulären Modernisierungszyklen mit meist nur kurzen Handlungsfenstern sein, die spezielle Flankierungsmaßnahmen erforderlich machen dürften, da im Regelfall die Zeithorizonte für die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit mit konventionellen Technologien (z.B. unter Maßgabe von CO₂-Bepreisungsstrategien) nicht deckungsgleich mit den o.g. Handlungsfenstern sein werden.

Neben der Bereitstellung von Wasserstoff und den Infrastrukturfragen bildet damit die Anwendungsseite mit ihren unterschiedlichen Facetten einen wichtigen Handlungsbe-
reich.

6. Regulativer Rahmen für Markthochlauf und Marktdurchdringung

6.1. Strategische Schlussfolgerungen der bisherigen Analysen

Aus den vorstehenden Analysen können zunächst eine Reihe strategischer Schlussfolgerungen gezogen werden. Diese beziehen sich auf längerfristig gültige Handlungsfelder, für die im Zeitverlauf möglicherweise (sehr) unterschiedliche Instrumentierungsansätze zur Anwendung kommen können oder müssen.

Für diese strategischen Aspekte ist es sinnvoll und notwendig, verschiedene Dimensionen abzuschichten.

1. Auf einer ersten Ebene sollten die Phasen der Entwicklung wasserstoffbasierter Segmente im Bereich der Energieträger bzw. des Rohstoffeinsatzes klar unterschieden werden:
 - Phase 1: Demonstration und Skalierung von Technologien (über die verschiedenen Stufen der Prozesskette) bzw. Anwendungsprojekten (z.B. bei Investitionen im Ausland); Ziel dieser Phase ist die Skalierung der Technologien und Prozesse auf eine industrielle Ebene
 - Phase 2: Markthochlauf für Technologien und Anwendungsprojekte (über die gesamte Prozesskette); Ziel dieser Phase ist die Reduktion der Investitionskosten
 - Phase 3: entwickelte Märkte für Technologien und Anwendungsprojekte (über die gesamte Prozesskette).
2. Auf einer zweiten Ebene sollten die Aktivitäten bezüglich der unterschiedlichen Stufen der Prozesskette klar differenziert werden:
 - Bereitstellung weitgehend klimaneutraler wasserstoffbasierter Energieträger und Rohstoffe (einheimische Erzeugung sowie ausländische Erzeugung und Transport nach Deutschland);
 - Infrastruktur für die Verteilung im Land;
 - Anwendungstechnologien in den verschiedenen Sektoren.

Mit Blick auf die **Bereitstellung** klimaneutraler bzw. weitgehend klimaneutraler Wasserstoffs sowie wasserstoffbasierter Energieträger bzw. Rohstoffe sind die folgenden strategischen Erwägungen hervorzuheben:

3. Für jegliche Bereitstellung klimaneutraler bzw. weitgehend klimaneutraler wasserstoffbasierter Energieträger bzw. Rohstoffe bedarf es eines robusten Zertifizierungssystems:
 - Für das inländische Aufkommen wasserstoffbasierter Energieträger bzw. Rohstoffe stehen hier die Zusätzlichkeit der Treibhausgasminde- rungseffekte, damit v.a. die Zusätzlichkeit der regenerativen Stromer- zeugung, der flexible, d.h. auf regenerative Stromerzeugung orientierte Betrieb der Anlagen (zur Vermeidung erhöhter Stromerzeugung aus fos- silen Energien) sowie die strikte und auch mittel- bis langfristige Ausrich- tung auf die Vermeidung neuer Netzengpässe im Vordergrund. Die ent- sprechenden Anforderungen können sich für die o.g. drei Phasen

- unterscheiden, sollten aber bereits frühzeitig etabliert werden, um Investitionssicherheit zu schaffen.
- Für das ausländische Aufkommen wasserstoffbasierter Energieträger bzw. Rohstoffe stehen auch hier die Zusätzlichkeit der Treibhausgas-minderungseffekte, daneben aber auch andere Nachhaltigkeitsdimensionen (keine negativen Effekte auf die Energie- und Wasserversorgung der Lieferregionen) im Vordergrund. Insbesondere für die Bereitstellung von weitgehend klimaneutralem Wasserstoff auf Erdgasbasis ist hier die Freisetzung aller klimawirksamen Gase über die Bereitstellungskette (Erdgas-Förderung, -Transport und Umwandlung in Wasserstoff) zu berücksichtigen. Die entsprechenden Anforderungen können sich für die o.g. drei Phasen unterscheiden, sollten aber bereits frühzeitig etabliert werden.
 - Für die Produktion von kohlenstoffhaltigen Brennstoffen muss eine CO₂-Bereitstellung garantiert werden, die die Entwicklung der CO₂-freisetzender Sektoren zu klimaneutralen Sektoren nicht verlangsamt und eine Transformation der Sektoren nicht behindert. Interaktionen mit bestehenden CO₂-Minderungsinstrumenten sind dabei zu berücksichtigen. Entsprechende Anforderungen sollten frühzeitig etabliert werden, können sich aber über die zuvor genannten Phasen unterscheiden.
 - Entsprechende Zertifizierungssysteme müssen im Endentwicklungszustand international angelegt sein, was die Möglichkeit nationaler bzw. europäischer Zertifizierungsansätze für die ersten beiden Phasen nicht ausschließt.
4. Für die inländische Bereitstellung klimaneutraler bzw. weitgehend klimaneutraler wasserstoffbasierter Energieträger und Rohstoffe bedarf es v.a. für die Phase von Demonstration und Technologieskalierung einer klaren industriepolitischen Einordnung:
- In welchem Ausmaß kann ein deutscher Leitmarkt (d.h. ein Markt mit einem hinreichenden Umfang und mit einer hinreichenden Nachfragedichte) signifikante Beiträge zur global wirksamen Technologieskalierung bzw. Kostensenkung leisten?
 - In welchem Ausmaß können deutsche Technologieanbieter durch Investitionen in Deutschland neue und nachhaltige Geschäftsfelder etablieren bzw. ausbauen?
 - In welchem Ausmaß ist der Leitmarkt-orientierte Ausbau des inländischen Aufkommens v.a. mit Blick auf die Restriktionen für die regenerative Stromerzeugung kompatibel mit den langfristig robust erwartbaren Aufkommensanteilen in Deutschland?
5. Für die Bereitstellung klimaneutraler bzw. weitgehend klimaneutraler wasserstoffbasierter Energieträger und Rohstoffe aus Importen bedarf es v.a. für die Phasen von Demonstration und Technologieskalierung sowie des Markthochlaufs einer ebensolchen strategischen Einordnung:
- In welchem Ausmaß können Beiträge zur Technologieskalierung auch über gezielte Projekte im Ausland erbracht werden?

- In welchem Ausmaß können deutsche Technologieanbieter auch über gezielte Projekte im Ausland neue und nachhaltige Geschäftsfelder etablieren bzw. ausbauen?
 - Im Bereich weitgehend klimaneutralen Wasserstoffs auf Erdgasbasis dürfte der Antransport von Erdgas bis nach Deutschland und die Erzeugung des Wasserstoffs im Inland (v.a. an den entsprechenden Netzknotenpunkten zwischen Strom- und Gasnetz) sowie die entsprechende Entsorgung des CO₂ bzw. Weiterverwertung des Kohlenstoffs mit Blick auf technische und infrastrukturelle Aspekte (v.a. hinsichtlich der stufenweisen Skalierung) zumindest in den ersten beiden Phasen der Marktentwicklung Vorteile haben, die jedoch den ökologischen Aspekten (Methanemissionen in der Prozesskette) gegenüberzustellen sind.
 - Neben Wasserstofferzeugungstechnologien sollte der Langstreckentransport von Wasserstoff (Pipelines, Tanker etc.) einen Entwicklungsschwerpunkt in den ersten beiden Phasen der Marktentwicklung bilden.
 - Angesichts der hohen Kapitalkosten vieler Herstellungs- und Transporttechnologien ist die Gewährleistung von Investitionssicherheit an ausländischen Erzeugungsstandorten sowie ggf. auch die Zusage von Abnahmegarantien von herausragender Bedeutung.
6. Für die Kombination der Phasen von Demonstration und Technologieskalierung und des Markthochlaufs erscheint ein stufenweiser Ansatz empfehlenswert:
- Konzentration der Demonstrations- und Skalierungsanstrengungen auf die Elektrolyseanlagen (ggf. im In- und Ausland), den internationalen Langstrecken-Transport für Wasserstoff, die Wasserstoffherstellung aus Erdgas mittels Pyrolyse, die Erzeugung von Flugtreibstoffen sowie die Kohlenstoffabtrennung aus der Luft zur Schaffung der mittel- bis langfristigen Perspektiven für die Bereitstellung größerer Energie- bzw. Rohstoffmengen über diese Technologierouten;
 - Begleitung dieser Demonstrations- und Skalierungsstrategie durch die Etablierung eines Segments der Bereitstellung von Wasserstoff aus Erdgas mittels Dampfreformierung zur bereits mittelfristigen Etablierung eines volumenmäßig signifikanten Wasserstoffsegments für die deutsche Volkswirtschaft;
 - Eine Strategie zur Sicherstellung des sukzessiven Phase-outs von erdgasbasiertem Wasserstoff, für den Falls, dass dieser Phase-out nicht auf Basis der erwarteten Preisvorteile von strombasiertem Wasserstoff rechtzeitig stattfindet;
 - ein separater strategischer Ansatz zur Etablierung eines Segments für synthetische Flugtreibstoffe;
 - eine sorgfältige Analysephase für die technische, ökonomische und ökologische Sinnfälligkeit der Etablierung über Flugtreibstoffe hinausgehender Segmente für gasförmige oder flüssige synthetische Energieträger oder Rohstoffe.

Hinsichtlich der (inländischen) **Infrastrukturentwicklung** für Wasserstoff sollten mit Blick auf die strategische Ausrichtung die folgenden Aspekte besondere Aufmerksamkeit erfahren:

7. In allen drei Marktentwicklungsphasen kommt der Infrastrukturentwicklung eine besondere Bedeutung mit Blick auf die Kanalisierung wasserstoffbasierter Energieträger oder Rohstoffe in bestimmte Sektoren zu. Hier müssen klare Entscheidungen getroffen werden,
 - ob bzw. wie weit es sinnvoll ist, auch im Bereich der Infrastrukturentwicklung bestimmte Sektoren (neben den nachfrageorientierten Strategien und Maßnahmen, s.u.) primär zu adressieren;
 - ob bzw. wie weit es wegen der Gefahr struktureller Lock-in-Effekte sinnvoll ist, auch im Bereich der Infrastrukturentwicklung die Sektorallokation des Wasserstoffs (neben den nachfrageorientierten Strategien und Maßnahmen, s.u.) primär und aktiv zu adressieren;
 - in welchen Bereichen (räumlich oder auch auf Netzebenen) der Infrastrukturentwicklung sich *No-regret*-Handlungsbereiche ergeben.
8. Für die Infrastrukturentwicklung sollten planungs-, investitions- bzw. regulierungsseitig strategische Entscheidungen vorbereitet und getroffen werden,
 - in welchen Bereichen bzw. Regionen jegliche Infrastrukturinvestitionen (v.a. für Gaspipelinesysteme) nur unter Maßgabe der Wasserstoff-*Readiness* (im Sinne einer Passfähigkeit zu einer reinen Wasserstoffversorgung) erfolgen dürfen;
 - in welchen Bereichen bzw. Regionen Umrüstungsprozesse (v.a. für Pipelinesysteme) geplant und in Gang gesetzt werden sollten;
 - in welchen Bereichen bzw. Regionen Neubauprozesse für reine Wasserstoffinfrastrukturen (v.a. für Pipelines und ggf. für Tankstellen) geplant werden sollten;
 - dass die Strategie der Wasserstoffbeimengung für den Endverbrauch infrastrukturseitig wegen der fehlenden sektoralen Ausrichtbarkeit ausgeschlossen wird und Wasserstoffbeimengungen nur als Übergangsoption für den Wasserstofftransport (mit Ausfilterung am Anwendungsort) zur Anwendung kommen sollte.

Mit Blick auf die **Anwendungsbereiche** weitgehend klimaneutralen Wasserstoffs und wasserstoffbasierter Energieträger bzw. Rohstoffe erscheinen die folgenden strategischen Linien als zentral:

9. Für folgende Sektoren erscheint die zielgerichtete Schaffung von Anwendungsanreizen als in jedem Fall geboten:
 - Industrieanwendungen (insbesondere Hochtemperatur, Stahlindustrie und Grundstoffe der Chemieindustrie);
 - Düngemittelversorgung (v.a. über den Ammoniakpfad der Wasserstoffbereitstellung);

- für den nicht oder nur teilweise für die direkte oder batterieelektrische Elektrifizierung geeigneten Langstrecken-Schwerlastverkehr (z.B. Seeverkehr, Flugverkehr);
 - ggf. für den nicht für die direkte oder batterieelektrische Elektrifizierung geeigneten Schienenverkehr.
10. Für folgende Sektoren erscheinen Anreize für die Vorbereitung der Wasserstoffanwendung mit relativ hoher Sicherheit als sinnvoll:
- Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung und/oder Fern- bzw. Nahwärme, die voraussichtlich nicht oder nicht vollständig auf andere emissionsfreie Wärmequellen umgestellt werden können.
11. Für folgende Sektoren müssen schnellstmöglich Richtungsentscheidungen getroffen werden, ob und inwieweit bzw. bis zu welchem Anwendungsumfang Anreize für die Markteinführung von Wasserstoffanwendung sinnvoll oder strategisch kontraproduktiv sein können:
- für die Niedertemperaturwärme im Gebäudebereich;
 - für den Pkw-Sektor.

Ohne die systematische Aufarbeitung dieser strategischen Dimensionen bzw. Fragen laufen alle politischen Instrumentierungsansätze Gefahr, Transformationspfade einzuschlagen,

- die langfristig zu einer hochpreisigen Energieversorgung führen oder
- mit denen ambitionierte Klimaschutzziele nicht erreicht werden können.

Alle genannten strategischen Fragen können sehr weitgehend unabhängig von der konkreten Instrumentierung behandelt und ggf. entschieden werden. Gerade mit Blick auf das langfristige Investitionsverhalten, die notwendigen Innovations-Roadmaps sowie die langfristigen Infrastrukturentscheidungen erscheint es als sinnvoll und geboten, diese Fragen mit einem in diesem Sinne verstandenen Strategieprozess zu behandeln und zu entscheiden.

6.2. Instrumentelle Ansätze

Die konkrete Instrumentierung einer Wasserstoff-Strategie vollzieht sich im Spannungsfeld einer Reihe von unterschiedlichen Dimensionen:

- Die Konsistenz zu den im vorstehenden Kapitel skizzierten strategischen Entscheidungen bzw. Entscheidungsfragen sollte stets gesichert werden. Ohne eine klare Bearbeitung der strategischen Dimension laufen alle Instrumentierungsansätze Gefahr, sich als nicht wirksam genug zu erweisen oder in problematische Richtungen zu tendieren.
- Mit Blick auf global wirkende Instrumente wie die CO₂-Bepreisung macht die Analyse der Kostensituation der Bereitstellung von Wasserstoff oder wasserstoffbasierten Energieträgern bzw. Rohstoffen deutlich, dass die erwartbaren CO₂-Preisniveaus bis auf Weiteres nicht ausreichen werden, um die

Erschließung selbst moderater Marktanteile für Wasserstoff oder wasserstoffbasierte Energieträger bzw. Rohstoffe zu ermöglichen.

- Der lange Innovations- und Investitionsvorlauf (letzterer v.a. für Wasserstoffaufkommen aus dem Ausland), der hohe Infrastruktur-Anpassungsaufwand, die begrenzten Handlungsfenster für die transformative Modernisierung langlebiger Kapitalstöcke (v.a. in der Industrie) sowie das schnell zunehmende Ambitionsniveau der Klimapolitik erfordern bereits kurzfristig maßgebliche technische und prozessuale Fortschritte in den drei Bereichen Aufkommen, Infrastruktur und Anwendungen.
- Das Aufkommen von Wasserstoff und wasserstoffbasierten Energieträgern bzw. Rohstoffen ist zu erheblichen Teilen mit dem aktiven Management begrenzter Ressourcen verbunden und bedarf diesbezüglich sorgfältiger Planungen, zielgerichteter Anreize und Regulierung (Flächen für die regenerative Stromerzeugung im Inland, verfügbare bzw. auch aus der längerfristigen Sicht nutzbare CO₂-Lagerstätten, Infrastrukturen für den internationalen Transport).
- Mit Blick auf die Bedarfsentwicklungen in den unterschiedlichen Anwendungsbereichen erfolgt die Bedarfsentwicklung unter erheblichen Unsicherheiten. Flexiblen Ansätzen wird eine große Bedeutung zukommen bei gleichzeitig signifikanter Problematik von Lock-in-Effekten.

Mit Blick auf die Sicherung der ökologischen und nachhaltigkeitsseitigen Integrität und der Investitionssicherheit für Hersteller des Aufkommens von Wasserstoff oder wasserstoffbasierten Energieträgern bzw. Rohstoffen (in den unterschiedlichen Farbvarianten) ist die frühzeitige Schaffung robuster Zertifizierungssysteme von entscheidender Bedeutung:

- Ein robustes Zertifizierungssystem kann zunächst national oder europäisch angewendet werden, sollte jedoch auch mittelfristig auf das internationale Aufkommen anwendbar sein. Hier ergibt sich zunächst die Chance, dass ambitionierte europäische Mitgliedstaaten die Standards setzen. Mit der Umsetzung der delegierten Rechtsakte zu Kriterien für die Anrechnung von aus dem Netz bezogenem Strom als erneuerbarer Strom für die Herstellung strombasierter Brennstoffe (Art. 27(3)) und zur verbindlichen Methode zur Bestimmung der THG-Emissionen strombasierter Brennstoffe (Art. 28(5)) für die Zielerfüllung im Verkehrssektor im Rahmen der 2018 novellierten Erneuerbaren-Energien-Richtlinie der EU (*Renewable Energy Directive – RED II*) werden spätestens Ende 2021 EU-weite Rahmenbedingungen für die Zertifizierung von Produkten auf Basis von grünem Wasserstoff erstmalig festgelegt sein. Diese könnten nachfolgend für alle Anwendungssektoren genutzt werden.
- Auf europäischer Ebene sollte darüber hinaus ein Zertifizierungs-Pilotprojekt entwickelt werden, welches unterschiedlich-farbigen Wasserstoff abdeckt. Hier gilt es zu unterscheiden zwischen Herkunftsnachweisen und einem Label.
 - Die Mitgliedstaaten müssen gemäß der Vorgaben des Art. 19 der RED II Systeme für Herkunftsnachweise für alle an Endkunden gelieferte Energiearten entwickeln und implementieren. Dies umfasst gemäß der RED II unter anderem auch Herkunftsnachweise für aus erneuerbaren Energien erzeugten gasförmigen Energieträgern (einschließlich Wasserstoff), während bisher entsprechend der Vorgaben der bisherigen

RED die bestehenden Systeme für Herkunftsnachweise fast ausschließlich für Strom aus erneuerbaren Energien anwendbar waren. Solche Herkunftsnachweise enthalten objektive Informationen u.a. über Ort und Zeitraum der Erzeugung und den hierzu eingesetzten erneuerbaren Energieträger. Optional können die Mitgliedstaaten Herkunftsnachweise auch u.a. für Gase aus nicht erneuerbaren Energien ausstellen, z.B. blauen oder türkisen Wasserstoff. Derzeit werden im EU-Projekt FaStGO notwendige technische und regulatorische Vorgaben zur Standardisierung und Umsetzung dieser Anforderungen auf europäischer Ebene im Rahmen des *European Energy Certificate Standard* (EECS) und des CEN/CENELEC Standards EN16325 erarbeitet.²⁹ Die anschließende Ausweitung eines solchen Systems für Herkunftsnachweise auf außereuropäische Länder ist technisch grundsätzlich möglich. Gemäß der Vorgaben von Artikel 19(11) der RED II können Herkunftsnachweise aus Drittländern allerdings nur innerhalb der EU anerkannt werden, wenn die Union mit diesem Drittland ein Abkommen über die gegenseitige Anerkennung von Herkunftsnachweisen abgeschlossen hat, und Energie direkt ein- oder ausgeführt wird.

- In einem Label können weitergehende Kriterien in Form von Mindestanforderungen hinsichtlich der Nachhaltigkeit und des Beitrags zum Ausbau der erneuerbaren Energien integriert und für die Nachfrager von gasförmigen Produkten im Energiemarkt operationalisiert werden. Die Europäische Kommission erarbeitet gemäß der Anforderung aus Art 19(13) der RED II derzeit Möglichkeiten zur Einführung eines unionsweiten Ökolabels, um die Nutzung von erneuerbarer Energie aus neuen Anlagen zu fördern. Ein solches Label könnte auch Gase umfassen.
- Gerade mit Blick auf Importe von Wasserstoff aus dem Bereich außerhalb der EU ist es weiterhin empfehlenswert, die o.g. nationalen bzw. europäischen Ansätze hier in Pilotprojekten auf ihre Tragfähigkeit auch im größeren Rahmen zu prüfen.
- Um eine Differenzierung zwischen Mengen an Wasserstoff zu ermöglichen, die mit verschiedenen Verfahren aus unterschiedlichen fossilen oder erneuerbaren Quellen erzeugt wurden, werden die Herkunftsnachweise eine zentrale Rolle spielen. Damit sowohl staatliche Politikinstrumente wie auch die Nachfrager von Gas im Energiemarkt gezielt auf Wasserstoff mit bestimmten vorteilhaften Eigenschaften fokussiert werden können, müssen die Herkunftsnachweise alle hierfür relevanten Informationen enthalten. Dies umfasst auch die Informationen, die zur Überprüfung angemessener Nachhaltigkeitskriterien erforderlich sind. Dabei sollten die folgenden Bereiche berücksichtigt werden:
 - Strombezug aus zusätzlichen erneuerbaren Energien: Art. 19 der RED II sieht vor, dass Herkunftsnachweise für erneuerbaren Strom u.a. das Datum der Inbetriebnahme der Erzeugungsanlage und Informationen über evtl. genutzte staatliche Förderungen enthalten müssen. Herkunftsnachweise für aus Strom erzeugten Wasserstoff sollten diese Informationen aus den Nachweisen für den eingesetzten Strom übernehmen;

²⁹ Siehe hierzu die Projektwebsite <https://www.aib-net.org/news-events/aib-projects-and-consultations/fastgo>.

- Systemintegration: in Bezug auf das Netz sollten Netzengpässe nicht verschärft werden und die effiziente Integration der Elektrolyse in das zukünftig hochflexible Stromsystem durch eine an die Einspeisung aus Anlagen der regenerativen Stromerzeugung angepasste Fahrweise ermöglicht werden);
- Integrität mit Dekarbonisierungspfaden in den Lieferländern.
- Für den Einsatz von Wasserstoff im Verkehrssektor werden zudem die sogenannten „Nachhaltigkeitszertifikate“ gemäß Art. 30 der RED II relevant sein. In diesen Zertifikaten müssen u.a. Informationen zu den Treibhausgasemissionen enthalten sein, die der Herstellung (und ggf. dem Transport) des betreffenden Energieträgers zuzuordnen sind, damit auf dieser Basis die Anforderung des Art. 25 (2) einer Treibhausgasminderung durch erneuerbare Kraftstoffe von mindestens 70 % verifiziert werden kann. Die „Nachhaltigkeitszertifikate“ sollen gleichermaßen für innerhalb der EU hergestellte und importierte Kraftstoffe verwendet werden. Bisher ist noch offen, ob diese „Nachhaltigkeitszertifikate“ an die Herkunftsnachweise für gasförmige Kraftstoffe gekoppelt werden sollen oder ob beide Arten von Nachweisen zwischen den Marktakteuren unabhängig voneinander übertragen werden können. Auch viele weitere Ausgestaltungsfragen sind noch ungeklärt:
 - Anforderungen an den Strombezug sowie die Betriebsweise und Lokalisierung von Produktionsanlagen von grünem Wasserstoff und sonstigen Folgeprodukten (siehe Art. 27(3) und Erwägungsgrund 90 der RED II);
 - Integrität mit bestehenden CO₂-Minderungsinstrumenten für CO₂-Abscheidung und -Nutzung (*Carbon Capture and Use - CCU*);
 - Anforderungen an die Nutzung von CO₂ in der Produktion synthetischer Kohlenwasserstoffe über eine „Nachhaltigkeitszertifizierung“, Art. 28(5) der RED II bietet mit dem bis zu Ende des Jahres 2021 zu erfolgendem Rechtsakt für Definition einer Berechnungsmethodik der THG-Emissionen für strombasierte Kraftstoffe (inkl. Wasserstoff) im Verkehrssektor die Möglichkeit, Kriterien für eine nachhaltige Nutzung von CO₂ zu etablieren.

Mit Blick auf Demonstrations- und Technologieskalierungsvorhaben im Bereich des Aufkommens von Wasserstoff und wasserstoffbasierter Energieträger bzw. Rohstoffe erscheinen folgende Instrumentierungsansätze als sinnvoll:

- Die rein technische Erprobung und ökonomische Analyse unterschiedlicher Optionen für das Aufkommen an Wasserstoff oder wasserstoffbasierten Energieträgern bzw. Rohstoffen sollte mit Blick auf die Vielfalt der Optionen in möglichst großer Breite erfolgen.
- Auf ambitionierte Technologieskalierung ausgerichtete Projekte der inländischen Wasserstoffbereitstellung sollten entlang folgender Grundprinzipien angereizt werden:
 - Soweit die Senkung der Stromkosten notwendig ist, sollte sich diese auf die Strompreiselemente beziehen, die längerfristig entfallen könnten (also alle Steuern, Abgaben und Umlagen, die über die perspektivische

Selbstfinanzierung des Systems hinausgehen). Dies bedeutet auch, dass z.B. die Vollkosten der zusätzlichen erneuerbaren Stromerzeugung für den Strombedarf der Wasserstoff-Produktionsanlagen weiterhin von deren Betreibern getragen werden sollten. Ebenso ist eine pauschale Befreiung von Netznutzungsentgelten für Anlagen, die Strom über das Netz beziehen bzw. nicht unmittelbar an Wasserstoff-Erzeugungsstandorten lokalisiert werden und/oder das Netz nicht in Anspruch nehmen, kein wirklich zielführender Ansatz. Zugleich sollte diese verursachergerechte Kostenzuordnung bei der Ausgestaltung der Fördermaßnahmen für die Herstellung von Wasserstoff oder wasserstoffbasierten Energieträgern bzw. Rohstoffen berücksichtigt werden.

- Um möglichst große Kostensenkungen/Technologieentwicklung im Bereich der Elektrolyse und der CO₂-Abtrennung aus der Luft (DAC) zu erzielen, sollten Elektrolyse- und DAC-Kapazitäten grundsätzlich ausgeschrieben und damit allen potenziellen Marktteilnehmern verfügbar gemacht werden. Die Errichtung von Elektrolyseanlagen durch Infrastrukturbetreiber und die Umlage der Investitionskosten auf die Strom- oder Gas-Netznutzungsentgelte (und damit die Sozialisierung der Investitionskosten über den regulierten Monopolbereich des Energiesystems) ist nicht zukunftsfähig, da ein solcher, letztlich extrem selektiver Sozialisierungsansatz einerseits ordnungspolitisch fragwürdig ist und andererseits die Kostensenkungspotenziale durch stärker wettbewerblich ausgerichtete Ansätze besser ausgeschöpft werden könnten.
- Auf Demonstration und Skalierung von Technologien ausgerichtete Projekte der ausländischen Wasserstoffbereitstellung sollten folgendermaßen entwickelt werden:
 - Schaffung von Pilotprojekten für Erzeugungspartnerschaften im Bereich Wasserstoff oder wasserstoffbasierter Energieträger bzw. Rohstoffe, um einerseits die Technologieskalierung und andererseits Erfahrungen mit internationalen Projekten voranzutreiben (unter Maßgabe zielführender Zertifizierungsverfahren);
 - Etablierung eines klaren deutschen und/oder europäischen Ziels für den Import von Wasserstoff für 2030 und 2040, um ein gewisses Maß an Investorenvertrauen zu schaffen;
 - Schaffung eines multilateralen regulativen Rahmens, in dem Investitionssicherheit für Projekte der Herstellung von Wasserstoff oder wasserstoffbasierter Energieträger oder Rohstoffe hergestellt werden kann (evtl. nach dem Vorbild oder den Grundprinzipien der Energiecharta);
 - Schaffung eines Innovations-Anreizprogramms für die Schaffung neuer oder Anpassung bestehender Infrastrukturen zum internationalen Langstreckentransport von Wasserstoff;
 - Schaffung eines regulativen Rahmens, der den Abtransport und die Ablagerung von CO₂ aus der Wasserstoffproduktion mittels Dampfreformierung (blauer Wasserstoff) ermöglicht;

- umfassende Untersuchung des Vermarktungspotenzials bzw. der Entsorgungsoptionen für festen Kohlenstoff (aus der Wasserstoffproduktion mittels Pyrolyse).

Im Bereich der inländischen Infrastrukturen für Wasserstoff erscheinen folgende Instrumentierungsansätze als sinnvoll:

- Erstellung eines langfristig ausgerichteten Netzentwicklungsplans Wasserstoff in Zusammenhang mit den Netzentwicklungsplänen Gas und Strom;
- Ausweisung von Wasserstoffnetz-Entwicklungsregionen, in denen jegliche Investitionen in Erdgastransport und Hochdruck-Verteilnetze nur unter Maßgabe der umfassend nachgewiesenen *Hydrogen-Readiness* (im Sinne einer Passfähigkeit zu einer reinen Wasserstoffversorgung) genehmigungsfähig sind;
- Beschränkung des Aufbaus von aus öffentlichen Mitteln geförderten Wasserstoff-Tankstellen auf das Autobahnnetz mit der Zielgruppe des Langstrecken-Güterverkehrs.

Mit Blick auf die verschiedenen Anwendungssektoren erscheinen – ungeachtet der noch auszuarbeitenden Ansätze für mögliche Vorzugssektoren im Bereich der Anwendung von Wasserstoff – zunächst die folgenden Ansätze als zielführend:

- Investitionskostenzuschüsse für die Errichtung von Anlagen zur Wasserstoffnutzung im Bereich der Industrie;
- Produktionsprämien (*Carbon Contracts for Difference – CCfDs*) für die Herstellung von weitgehend emissionsfreiem Wasserstoff für die Produktion von Grundstoffen sowie ggf. auch direkt für die Herstellung von Grundstoffen auf Basis von weitgehend emissionsfreiem Wasserstoff;
- Finanzierung der Errichtung von neuen Erdgas-KWK-Anlagen im Rahmen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) nur unter der Maßgabe von *Hydrogen-Readiness* (im Sinne einer Passfähigkeit zu einer reinen Wasserstoffversorgung);
- Implementierung eines Anreizes für den Einsatz synthetischer Flugtreibstoffe über oder analog zur Umsetzung der RED II.

7. Referenzen

- Abánades, A.; Rathnam, R. K.; Geißler, T.; Heinzl, A.; Mehravaran, K.; Müller, G.; Plevan, M.; Rubbia, C.; Salmieri, D.; Stoppel, L.; Stückrad, S.; Weisenburger, A.; Wenninger, H. et al. (2016): Development of methane decarbonisation based on liquid metal technology for CO₂-free production of hydrogen. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 41, S. 8159–8167.
- AEE - Agentur für Erneuerbare Energien (2019): Die neue Gaswelt, Perspektiven für eine effiziente und grüne Gasversorgung. Berlin, 2019. Online verfügbar unter https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/3611.AEE_Gruene_Metastudie_Gas-Nov19_web.pdf, zuletzt geprüft am 01.08.2020.
- Agora Verkehrswende; Agora Energiewende; FE - Frontier Economics (Hg.) (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Berlin, 19.03.2018. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 15.03.2020.
- Ashik, U.P.M.; Wan Daud, W.M.A.; Abbas, H. F. (2015): Production of greenhouse gas free hydrogen by thermocatalytic decomposition of methane - A review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 44, S. 221–256.
- Bareiß, K.; La Rua, C. de; Möckl, M.; Hamacher, T. (2019): Life cycle assessment of hydrogen from proton exchange membrane water electrolysis in future energy systems. In: *Applied Energy* 237, S. 862–872. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.01.001.
- BCG - The Boston Consulting Group; Prognos (2018): Klimapfade für Deutschland. Bundesverband der deutschen Industrie (Hg.). Berlin, Basel, Hamburg, München, 2018. Online verfügbar unter <http://s3.amazonaws.com/document.issuu.com/180118132114-efe9264c3e456f322798fa434eadeb8f/original.file?AWSAccessKeyId=AKIATDDRE5J7VSSWIOPE&Expires=1599320543&Signature=B5%2BRN8fIPPTGHwATjLnY7AH1Sol%3D>, zuletzt geprüft am 01.08.2020.
- BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019): Gewinner des Ideenwettbewerbs „Reallabore der Energiewende“, Steckbriefe. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hg.). Berlin, 2019. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/reallabore-der-energiewende-gewinner-ideenwettbewerb-steckbriefe.pdf?__blob=publicationFile&v=9, zuletzt geprüft am 15.03.2020.
- BNEF - Bloomberg New Energy Finance (2019): Hydrogen's Plunging Price Boosts Role as Climate Solution, 21.08.2019. Online verfügbar unter <https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-08-21/cost-of-hydrogen-from-renewables-to-plummet-next-decade-bnef>, zuletzt geprüft am 15.03.2020.
- Brynolf, S.; Taljegard, M.; Grahn, M.; Hansson, J. (2018): Electrofuels for the transport sector: A review of production costs. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81, S. 1887–1905. Online verfügbar unter <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.288>, zuletzt geprüft am 01.08.2020.
- Collodi, G.; Azzaro, G.; Ferrari, N.; Santos, S. (2017): Techno-economic Evaluation of Deploying CCS in SMR Based Merchant H₂ Production with NG as Feedstock and Fuel. In: *Energy Procededia* 114, S. 2690–2712.
- DEHEMA - Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie (2019): Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X Technologien, 2. Roadmap des Kopernikus-Projektes „Power-to-X“: Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X). Ausfelder, F. und Dura, H. (Hg.). Frankfurt am Main, 31.08.2019. Online verfügbar unter https://dechema.de/dechema_media/Downloads/Positionspapiere/2019_DEC_P2X_Kopernikus_RZ_Webversion02-p-20005425.pdf, zuletzt geprüft am 01.08.2020.

- dena - Deutsche Energie Agentur (Hg.) (2018): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende, Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Berlin, 2018. Online verfügbar unter https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf, zuletzt geprüft am 06.08.2018.
- DIW Berlin - Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung; TUB - Technische Universität Berlin; RLI - Reiner Lemoine Institut (2013): Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050 (Data Documentation, 68). Berlin, July 2013. Online verfügbar unter https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf, zuletzt geprüft am 15.03.2020.
- DNV GL (2019): Assessment of selected alternative fuels and technologies. Høvik, June 2019. Online verfügbar unter <https://www.dnvgl.com/maritime/publications/alternative-fuel-assessment-download.html>, zuletzt geprüft am 01.08.2020.
- DVGW - Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (09.04.2019): Pressemitteilung: Mehr Wasserstoff technisch sicher verankern, DVGW-Regeln für klimafreundliche Energieinfrastruktur. Berlin. Online verfügbar unter https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/aktuelles/presse/2019-04-09_-_Wasserstoff_technisch_verankern.pdf, zuletzt geprüft am 05.03.2020.
- DVGW - Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (2013): Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz, DVGW-Projekt G1-07-10. Leipzig, 19.02.2013. Online verfügbar unter https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g1_07_10.pdf, zuletzt geprüft am 01.08.2020.
- DVGW - Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (2014): Abschlussbericht Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen. Abschlussbericht. Bonn, Februar 2014. Online verfügbar unter https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g1_02_12.pdf, zuletzt geprüft am 01.08.2020.
- DVGW - Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (2019): Wo aus Wind und Sonne grünes Gas wird..., Eine Übersicht der Power-to-Gas-Projekte in Deutschland, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches. Online verfügbar unter <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/bilder/karte-power-to-gas-anlagen.pdf>, zuletzt geprüft am 15.03.2020.
- E.ON - E.ON Technologies GmbH; DBI - DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH; RUB - Ruhr-Universität Bochum (2014): Einfluss von Wasserstoff auf die Energiemessung und Abrechnung. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (Hg.), April 2014. Online verfügbar unter https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g3_02_12.pdf, zuletzt geprüft am 01.08.2020.
- E4Tech; Element Energy (2014): Development of Water Electrolysis in the European Union. Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (Hg.). Lausanne, Cambridge, February 2014. Online verfügbar unter https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/study%20electrolyser_0-Logos_0_0.pdf, zuletzt geprüft am 01.08.2020.
- EC - European Commission (2014): Report on Critical Raw Materials for the EU., Report of the Ad hoc Working Group on defining critical raw materials. Brussels, May 2014. Online verfügbar unter <https://ec.europa.eu/docsroom/documents/10010/attachments/1/translations/en/renditions/pdf>, zuletzt geprüft am 15.03.2020.
- EC - European Commission (Hg.) (2018): Long-Term Strategy 2050, In-depth analysis in support of the Commission Communication COM (2018) 773. Brussels, 28.11.2018. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com_2018_733_analysis_in_support_en_0.pdf, zuletzt geprüft am 17.05.2019.
- ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity; ENTSOG - European Network of Transmission System Operators for Gas (Hg.) (2019):

- TYNDP 2020 Scenario Report. Brussels, 2019. Online verfügbar unter https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/wp-content/uploads/2019/10/TYNDP_2020_Scenario_Report_entsog-entso-e.pdf, zuletzt geprüft am 20.11.2019.
- Equinor; OGE - Open Grid Europe (2019): H2morrow, Potenziale von Wasserstoff für eine dekarbonisierte Industrie. Berlin, Essen, 2019. Online verfügbar unter https://www.equinor.de/content/dam/statoil/image/germany/assets/aktuelles/H2morrow_Potenziale%20von%20Wasserstoff%20f%C3%BCr%20eine%20dekarbonisierte%20Industrie_Kurzbericht.pdf, zuletzt geprüft am 15.03.2020.
- EWI R&S - ewi Energy Research & Scenarios (2017): Energiemarkt 2030 und 2050 – Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO₂-Minderung. Studie für Gelsenwasser AG, Open Grid Europe GmbH und RheinEnergie AG. Köln, November 2017. Online verfügbar unter https://www.ewi.research-scenarios.de/cms/wp-content/uploads/2017/11/ewi_ERS_Energiemarkt_2030_2050.pdf, zuletzt geprüft am 15.03.2020.
- Fasihi, M.; Bogdanov, D.; Breyer, C. (2016): Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants. In: *Energy Procedia* 99, S. 243–268. DOI: 10.1016/j.egypro.2016.10.115.
- Fasihi, M.; Efimova, O.; Breyer, C. (2019): Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants. In: *Journal of Cleaner Production* 224, S. 957–980. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.03.086.
- FfE - Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (2019): Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020-2030. München, 17.06.2019. Online verfügbar unter <https://www.ffegmbh.de/attachments/article/870/Studie%20zur%20Regionalisierung%20von%20PtG%20Leistungen.pdf>, zuletzt geprüft am 01.08.2020.
- Fraunhofer ISE - Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (2020a): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem, Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Anhang zur Studie. Freiburg, Februar 2020. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Anhang-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem.pdf>, zuletzt geprüft am 15.03.2020.
- Fraunhofer ISE - Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (2020b): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem, Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Freiburg, Februar 2020. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem.pdf>, zuletzt geprüft am 15.03.2020.
- Fraunhofer ISE - Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme; E4Tech; Fraunhofer IPA - Fraunhofer Institut für Produktionstechnologie und Automatisierung (2018): Studie IndWEDe, Industrialisierung der Wasser-elektrolyse in Deutschland: -Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (Hg.). Berlin, 2018. Online verfügbar unter https://www.now-gmbh.de/content/service/3-publikationen/1-nip-wasserstoff-und-brennstoffzellentechnologie/indwede-studie_v04.1.pdf, zuletzt geprüft am 15.03.2020.
- Fraunhofer ISI - Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung; KIT - DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (2019a): Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen (Climate Change, 03/2019). Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau, März 2019. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-03-12_cc_03-2019_sektrokopplung.pdf, zuletzt geprüft am 01.08.2020.

- Fraunhofer ISI - Fraunhofer Institut für System- und Innovationstechnik; KIT - DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (2019b): Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors (Climate Change, 12/2019). Umweltbundesamt (Hg.), April 2019. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-04-15_cc_12-2019_roadmap-gas_2.pdf, zuletzt geprüft am 01.08.2020.
- Fraunhofer IWES - Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (2017): Mittel- und Langfristige Potenziale von PtL und H₂-Importen aus internationalen EE-Vorzugsregionen, Teilbericht im Rahmen des Projektes: KLIMAWIRKSAMKEIT ELEKTROMOBILITÄT - Entwicklungsoptionen des Straßenverkehrs unter Berücksichtigung der Rückkopplung des Energieversorgungssystems in Hinblick auf mittel- und langfristige Klimaziele. Kassel, August 2017. Online verfügbar unter http://www.energieversorgung-elektromobilitaet.de/includes/reports/Teilbericht_Potenziale_PtL_H2_Importe_FraunhoferIWES.pdf, zuletzt geprüft am 01.08.2020.
- Frontier Economics; IAEW - Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen; 4Management; EMCEL (2017): Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland, Eine modellbasierte Analyse. Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber (Hg.). Köln, September 2017. Online verfügbar unter <https://www.frontier-economics.com/media/2260/der-wert-der-gasinfrastruktur.pdf>, zuletzt geprüft am 01.08.2020.
- Furre, A.-K.; Eiken, O.; Alnesa, Håvard, Nesland Vevatne, Jonas; Kiær, A. F. (2017): 20 years of monitoring CO₂-injection at Sleipner. In: *Energy Procedia* 114, S. 3916–3926. Online verfügbar unter <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1523>, zuletzt geprüft am 01.07.2020.
- FZJ - Forschungszentrum Jülich (2018): Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles (Energie & Umwelt / Energy & Environment, 408). Jülich, 2018. Online verfügbar unter http://juser.fz-juelich.de/record/842477/files/Energie_Umwelt_408_NEU.pdf, zuletzt geprüft am 02.03.2020.
- FZJ - Forschungszentrum Jülich; RWTH Aachen (2019): Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050, Kurzfassung. Jülich, 2019. Online verfügbar unter https://www.fz-juelich.de/iek/iek-3/DE/_Documents/Downloads/transformationStrategies2050_studySummary_2019-10-31.pdf.pdf;jsessionid=211007DD09FB8FF00817F75EB75E20F6?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 01.08.2020.
- Giglio, E.; Deorsola, F. A.; Gruber, M.; Harth, S. R.; Morosanu, E. A.; Trimis, D.; Bensaid, S.; Pirone, R. (2018): Power-to-Gas through High Temperature Electrolysis and Carbon Dioxide Methanation: Reactor Design and Process Modeling. In: *Industrial & Engineering Chemistry Research* (57), S. 4007–4018.
- Grey, D.; Tomlinson, G. (2002): Hydrogen from Coal (Mitretek Technical Paper, MTR 2002-31), July 2002. Online verfügbar unter <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.143.5431&rep=rep1&type=pdf>, zuletzt geprüft am 15.03.2020.
- Guidehouse (2020): European Hydrogen Backbone, How a dedicated hydrogen infrastructure can be created. Study for Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, and Teréga. Utrecht, July 2020. Online verfügbar unter https://gasforclimate2050.eu/?smd_process_download=1&download_id=471, zuletzt geprüft am 01.08.2020.
- H2C - Hydrogen Council (2020): Path to hydrogen competitiveness, A cost perspective. Brussels, 20.01.2020. Online verfügbar unter https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf, zuletzt geprüft am 15.03.2020.

- Holen, G.; Bruknapp, R. (2019): 100% Carbon Neutral, Disrupt or be disrupted. Kraftstoffe der Zukunft - 16. Internationaler Fachkongress für erneuerbare Mobilität. Nordic Blue Crude. Berlin, 22.01.2019.
- HTR IET - Institut für Energietechnik an der Hochschule für Technik Rapperswil (2014): Energieaufwand für Gaskomprimierung. Rapperswil, 11.11.2014. Online verfügbar unter https://www.iet.hsr.ch/fileadmin/user_upload/iet.hsr.ch/Power-to-Gas/Kurzberichte/06_Energie_fuer_Gaskomprimierung.pdf, zuletzt geprüft am 01.08.2020.
- IEA - International Energy Agency (2019): The Future of Hydrogen, Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. Paris, June 2019.
- ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung (2019): CO₂-Quellen für die PtX-Herstellung in Deutschland - Technologien, Umweltwirkung, Verfügbarkeit (ifeu paper, 03/2019), September 2019. Online verfügbar unter https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/ifeu_paper_03_2019_CO2-Quellen-f%C3%BCr-PtX.pdf, zuletzt geprüft am 15.03.2020.
- ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung; ZSW - Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (2018): Beitrag strombasierter Kraftstoffe zum Erreichen ambitionierter verkehrlicher Klimaschutzziele in Baden-Württemberg. Kurzgutachten im Auftrag des Ministeriums für Verkehr Baden-Württemberg. Heidelberg, Stuttgart, November 2018. Online verfügbar unter https://vm.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mvi/intern/Dateien/PDF/181126_Klimaschutz_Kurgutachten_Strombasierte_Kraftstoffe_ifeu_ZSW.pdf, zuletzt geprüft am 15.03.2020.
- IRENA - International Renewable Energy Agency (2018): Hydrogen from renewable power, Technology outlook for the energy transition. Abu Dhabi, September 2018. Online verfügbar unter https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Sep/IRENA_Hydrogen_from_renewable_power_2018.pdf, zuletzt geprüft am 15.03.2020.
- IRENA - International Renewable Energy Agency (2019): Hydrogen: A Renewable Energy Perspective. Report prepared for the 2nd Hydrogen Energy Ministerial Meeting in Tokyo, Japan. Abu Dhabi, September 2019. Online verfügbar unter https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf, zuletzt geprüft am 15.03.2020.
- JM - Johnson Matthey (2020): JM PGM Market Report. Royston, Wayne, Hong Kong, February 2020. Online verfügbar unter http://www.platinum.matthey.com/documents/new-item/pgm%20market%20reports/pgm_market_report_february_2020.pdf, zuletzt geprüft am 15.03.2020.
- LBST - Ludwig Bölkow Systemtechnik (2016): Power-to-Liquids. Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel (UBA Background). Dessau-Roßlau, September 2016. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/161005_uba_hintergrund_ptl_barrierefrei.pdf, zuletzt geprüft am 15.03.2020.
- LBST - Ludwig-Bölkow-Systemtechnik; Bauhaus Luftfahrt (2016): Power-to-Liquids, Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel (Background). Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau, September 2016. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/161005_uba_hintergrund_ptl_barrierefrei.pdf, zuletzt geprüft am 01.08.2020.
- LBST - Ludwig-Bölkow-Systemtechnik; dena - Deutsche Energie-Agentur GmbH (2017): The potential of electricity-based fuels for low-emission transport in the EU. Berlin, November 2017. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9219_E-FUELS-STUDY_The_potential_of_electricity_based_fuels_for_low_emission_transport_in_the_EU.pdf, zuletzt geprüft am 15.03.2020.

- Matthes, F. C. (2018): Neue Schwerpunktsetzungen für die Klimapolitik in Deutschland. In: *ifo Schnelldienst* 71 (1), S. 18–22, zuletzt geprüft am 15.03.2020.
- Mignard, D. (2014): Correlating the chemical engineering plant cost index with macro-economic indicators. In: *Chemical Engineering Research and Design* 92, S. 285–294.
- NGN - Northern Gas Networks; W&WU - Wales & West Utilities; Kiwa - Kiwa Gastec; AFW - Amec Foster Wheeler (2016): H21 Leeds City Gate. Leeds, July 2016. Online verfügbar unter <https://www.northerngasnetworks.co.uk/wp-content/uploads/2017/04/H21-Report-Interactive-PDF-July-2016.compressed.pdf>, zuletzt geprüft am 15.03.2020.
- Niermann, M.; Drünert, S.; Kaltschmitt, M.; Bonhoff, K. (2019): Liquid organic hydrogen carriers (LOHCs) - techno-economic analysis of LOHCs in a defined process chain. In: *Energy & Environmental Science* 12, S. 290–307.
- Öko-Institut (2014): Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien. Berlin, März 2014. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/oekodoc/2005/2014-021-de.pdf>, zuletzt geprüft am 01.08.2020.
- Öko-Institut (2019): Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland, Zusammenfassung und Einordnung des Wissenstands zur Herstellung und Nutzung strombasierter Energieträger und Grundstoffe. Freiburg, 07.11.2019. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/PtX-Hintergrundpapier.pdf>, zuletzt geprüft am 01.08.2020.
- Parkinson, B.; Matthews, J. W.; McConaughy, T. B.; Upham, D. C.; McFarland, E. W. (2017): Techno-Economic Analysis of Methane Pyrolysis in Molten Metals: Decarbonizing Natural Gas. In: *Chemical Engineering & Technology* 40 (6), S. 1022–1030.
- Parkinson, B.; Tabatabaei, M.; Upham, D. C.; Ballinger, B.; Greig, C.; Smart, S.; McFarland, E. (2018): Hydrogen production using methane: Techno-economics of decarbonizing fuels and chemicals. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 43, S. 2540–2555.
- Prognos; Fraunhofer UMSICHT - Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik; DBFZ - Deutsches Biomasseforschungszentrum (2018): Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende. Studie im Auftrag von Mineralölwirtschaftsverband e.V. (MWW), Institut für Wärme und Oeltechnik e.V. (IWO), MEW Mittelständische Energiewirtschaft Deutschland e.V. und UNITI Bundesverband mittel-ständischer Mineralölunternehmen e. V. Berlin, Mai 2018. Online verfügbar unter https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/Prognos-Endbericht_Fluessige_Energietraeger_Web-final.pdf, zuletzt geprüft am 11.06.2018.
- Rostrup-Nielsen, J. R.; Rostrup-Nielsen, T. (2007): Large-scale Hydrogen Production, 2007. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/profile/Rick_Manner/post/I_have_some_issue_with_the_mechanical_design_of_top_fired_methane_steam_reformer_Is_there_an_exact_procedure/attachment/59fd0eb34cde26d68ce6da09/AS%3A556773670756352%401509756595078/download/topsoe_large_scale_hydrogen_produc.pdf, zuletzt geprüft am 15.03.2020.
- Schmidt, P. (2019): Hydrogen from electrolysis as a key element in PtX pathways – Scenarios for a massive scale-up. *Fuels of the Future*. 16th International Conference on Renewable Mobility. Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. Berlin, 22.01.2019.
- Sönmez, E.; Kekre, S.; Scheller-Wolf, A.; Secomandi, N. (2013): Strategic analysis of technology and capacity investments in the liquefied natural gas industry. In: *European Journal of Operational Research* 226 (1), S. 100–114. DOI: 10.1016/j.ejor.2012.10.042.

- Sunfire - Sunfire GmbH (2017): Erste kommerzielle Blue Crude-Produktion entsteht in Norwegen, Sunfire GmbH. Online verfügbar unter <https://www.sunfire.de/de/unternehmen/news/detail/erste-kommerzielle-blue-crude-produktion-entsteht-in-norwegen>, zuletzt geprüft am 15.03.2020.
- Sunfire - Sunfire GmbH; KIT - Karlsruher Institut für Technologie (2018): Integrated High-Temperature Electrolysis and Methanation for Effective Power to Gas Conversion (HELMETH), Deliverable 4.2: Report on the overall system design and operational tests of the combined system, 2018. Online verfügbar unter http://www.helmeth.eu/images/joomlplates/documents/HELMETH_DELIVERABLE_4.2_R1.0_2.pdf, zuletzt geprüft am 15.03.2020.
- Thema, M.; Bauer, F.; Sterner, M. (2019): Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 112, S. 775–787. DOI: 10.1016/j.rser.2019.06.030.
- Timmerberg, S.; Kaltschmitt, M. (2019): Untersuchung zum PtX-Hochlauf, Wie schnell kann PtX produziert werden? VDI Expertenforum Schifftechnik - Antriebe der Zukunft. Technische Universität Hamburg. Hamburg, 29.03.2019.
- TU Berlin (Hg.) (2018): Technischer Stand und Flexibilität des Power-to-Gas-Verfahrens. Berlin, 29.08.2018. Online verfügbar unter https://www.er.tu-berlin.de/fileadmin/a38331300/Dateien/Technischer_Stand_und_Flexibilit%C3%A4t_des_Power-to-Gas-Verfahrens.pdf, zuletzt geprüft am 01.08.2020.
- UBA - Umweltbundesamt (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050 (Climate Change, 07/2014). Dessau-Roßlau, April 2014. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/07_2014_climate_change_dt.pdf, zuletzt geprüft am 01.08.2020.
- Wang, Y.; Liu, T.; Lei, L.; Chen, F. (2017): High temperature solid oxide H₂O/CO₂ co-electrolysis for syngas production. In: *Fuel Processing Technology* 161, S. 248–258. DOI: 10.1016/j.fuproc.2016.08.009.
- Wuppertal Institut - Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie; IZES - Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme; Fraunhofer ISI - Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (2018): Technologien für die Energiewende. Politikbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (Wuppertal Report, 14). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken, April 2018. Online verfügbar unter <https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7080/file/WR14.pdf>, zuletzt geprüft am 15.03.2020.

8. Anhänge

8.1. Anhang 1: Ergebnisse der Kostenanalysen für grünen Wasserstoff

Abbildung A1- 1: H₂-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, ohne Transportkosten, 2020

		Electrolyzer full load hours [h/a]															
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		
Electricity costs [EUR/MWh(e)]	0	217	109	72	54	43	36	31	27	24	22	20	18	17	16	0	
	5	225	116	80	62	51	44	39	35	32	29	27	26	24	23	5	
	10	233	124	88	70	59	52	46	43	40	37	35	34	32	31	10	
	15	241	132	96	77	67	59	54	50	47	45	43	41	40	39	15	
	20	248	139	103	85	74	67	62	58	55	53	51	49	47	46	20	
	25	256	147	111	93	82	75	70	66	63	60	58	57	55	54	25	
	30	264	155	119	101	90	82	77	73	70	68	66	64	63	62	30	
	35	271	163	126	108	97	90	85	81	78	76	74	72	71	69	35	
	40	279	170	134	116	105	98	93	89	86	83	81	80	78	77	40	
	45	287	178	142	124	113	105	100	96	93	91	89	87	86	85	45	
	50	294	186	149	131	120	113	108	104	101	99	97	95	94	92	50	
55	302	193	157	139	128	121	116	112	109	106	104	103	101	100	55		
60	310	201	165	147	136	129	123	119	116	114	112	110	109	108	60		
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		

#1	10	EUR/MWh (NCV)
#2	20	
#3	30	
#4	40	= 100 EURt CO ₂
#5	50	
#6	60	= 200 EURt CO ₂
#7	70	
#8	80	= 300 EURt CO ₂
#9	90	
#10	> 90	> 350 EURt CO ₂

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A1- 2: H₂-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Kontinuität“, WACC 5%, ohne Transportkosten, 2030

		Electrolyzer full load hours [h/a]															
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		
Electricity costs [EUR/MWh(€)]	0	127	63	42	32	25	21	18	16	14	13	12	11	10	9	0	
	5	134	71	49	39	33	28	25	23	21	20	19	18	17	16	5	
	10	141	78	57	46	40	35	32	30	28	27	26	25	24	23	10	
	15	148	85	64	53	47	43	40	37	36	34	33	32	31	30	15	
	20	155	92	71	60	54	50	47	44	43	41	40	39	38	38	20	
	25	163	99	78	67	61	57	54	52	50	48	47	46	45	45	25	
	30	170	106	85	75	68	64	61	59	57	56	54	53	53	52	30	
	35	177	113	92	82	75	71	68	66	64	63	62	61	60	59	35	
	40	184	121	99	89	83	78	75	73	71	70	69	68	67	66	40	
	45	191	128	107	96	90	85	82	80	78	77	76	75	74	73	45	
	50	198	135	114	103	97	93	90	87	86	84	83	82	81	80	50	
55	205	142	121	110	104	100	97	94	93	91	90	89	88	88	55		
60	213	149	128	117	111	107	104	102	100	98	97	96	95	95	60		
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A1- 3: H₂-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Durchbruch“, WACC 5%, ohne Transportkosten, 2030

		Electrolyzer full load hours [h/a]															
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		
Electricity costs [EUR/MWh(€)]	0	31	15	10	8	6	5	4	4	3	3	3	3	2	2	0	
	5	38	23	17	15	13	12	12	11	11	10	10	10	10	9	5	
	10	45	30	25	22	20	19	19	18	18	17	17	17	17	16	10	
	15	52	37	32	29	28	27	26	25	25	25	24	24	24	24	15	
	20	59	44	39	36	35	34	33	32	32	32	31	31	31	31	20	
	25	67	51	46	43	42	41	40	40	39	39	39	38	38	38	25	
	30	74	58	53	51	49	48	47	47	46	46	46	45	45	45	30	
	35	81	65	60	58	56	55	54	54	53	53	53	53	52	52	35	
	40	88	73	67	65	63	62	62	61	61	60	60	60	60	59	40	
	45	95	80	75	72	70	69	69	68	68	67	67	67	67	66	45	
	50	102	87	82	79	78	77	76	75	75	75	74	74	74	74	50	
55	109	94	89	86	85	84	83	82	82	82	81	81	81	81	55		
60	117	101	96	93	92	91	90	90	89	89	89	88	88	88	60		
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A1- 4: H2-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Kontinuität“, WACC 15%, ohne Transportkosten, 2030

		Electrolyzer full load hours [h/a]															
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		
Electricity costs [EUR/MWh(e)]	0	232	116	77	58	46	39	33	29	26	23	21	19	18	17	0	
	5	239	123	85	65	54	46	40	36	33	30	28	26	25	24	5	
	10	246	130	92	72	61	53	47	43	40	38	35	34	32	31	10	
	15	254	138	99	79	68	60	55	50	47	45	43	41	39	38	15	
	20	261	145	106	87	75	67	62	58	54	52	50	48	46	45	20	
	25	268	152	113	94	82	74	69	65	62	59	57	55	54	52	25	
	30	275	159	120	101	89	82	76	72	69	66	64	62	61	59	30	
	35	282	166	127	108	96	89	83	79	76	73	71	69	68	67	35	
	40	289	173	135	115	104	96	90	86	83	80	78	76	75	74	40	
	45	296	180	142	122	111	103	97	93	90	88	85	84	82	81	45	
	50	304	188	149	129	118	110	105	100	97	95	93	91	89	88	50	
55	311	195	156	137	125	117	112	108	104	102	100	98	96	95	55		
60	318	202	163	144	132	124	119	115	112	109	107	105	104	102	60		
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A1- 5: H2-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Durchbruch“, WACC 15%, ohne Transportkosten, 2030

		Electrolyzer full load hours [h/a]															
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		
Electricity costs [EUR/MWh(e)]	0	56	28	19	14	11	9	8	7	6	6	5	5	4	4	0	
	5	64	35	26	21	18	17	15	14	13	13	12	12	11	11	5	
	10	71	43	33	28	26	24	22	21	21	20	19	19	19	18	10	
	15	78	50	40	36	33	31	29	28	28	27	27	26	26	25	15	
	20	85	57	47	43	40	38	37	36	35	34	34	33	33	33	20	
	25	92	64	55	50	47	45	44	43	42	41	41	40	40	40	25	
	30	99	71	62	57	54	52	51	50	49	49	48	48	47	47	30	
	35	106	78	69	64	61	59	58	57	56	56	55	55	54	54	35	
	40	114	85	76	71	68	67	65	64	63	63	62	62	61	61	40	
	45	121	93	83	78	76	74	72	71	71	70	69	69	69	68	45	
	50	128	100	90	86	83	81	79	78	78	77	77	76	76	75	50	
55	135	107	97	93	90	88	87	86	85	84	84	83	83	83	55		
60	142	114	105	100	97	95	94	93	92	91	91	90	90	90	60		
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A1- 6: H2-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Kontinuität“, WACC 5%, Transportkosten 0,75 €/kg, 2030

		Electrolyzer full load hours [h/a]															
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		
Electricity costs [EUR/MWh(€)]	0	149	86	65	54	48	44	41	38	37	35	34	33	32	32	0	
	5	157	93	72	61	55	51	48	46	44	42	41	40	39	39	5	
	10	164	100	79	69	62	58	55	53	51	49	48	47	47	46	10	
	15	171	107	86	76	69	65	62	60	58	57	55	55	54	53	15	
	20	178	115	93	83	76	72	69	67	65	64	63	62	61	60	20	
	25	185	122	101	90	84	79	76	74	72	71	70	69	68	67	25	
	30	192	129	108	97	91	87	83	81	79	78	77	76	75	74	30	
	35	199	136	115	104	98	94	91	88	87	85	84	83	82	82	35	
	40	207	143	122	111	105	101	98	96	94	92	91	90	89	89	40	
	45	214	150	129	119	112	108	105	103	101	99	98	97	97	96	45	
	50	221	157	136	126	119	115	112	110	108	107	105	105	104	103	50	
55	228	165	143	133	126	122	119	117	115	114	113	112	111	110	55		
60	235	172	151	140	134	129	126	124	122	121	120	119	118	117	60		
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A1- 7: H2-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Kontinuität“, WACC 5%, Transportkosten 1,50 €/kg, 2030

		Electrolyzer full load hours [h/a]															
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		
Electricity costs [EUR/MWh(€)]	0	172	108	87	77	70	66	63	61	59	58	57	56	55	54	0	
	5	179	116	94	84	78	73	70	68	66	65	64	63	62	61	5	
	10	186	123	102	91	85	80	77	75	73	72	71	70	69	68	10	
	15	193	130	109	98	92	88	85	82	81	79	78	77	76	76	15	
	20	200	137	116	105	99	95	92	89	88	86	85	84	83	83	20	
	25	208	144	123	112	106	102	99	97	95	93	92	91	90	90	25	
	30	215	151	130	120	113	109	106	104	102	101	99	98	98	97	30	
	35	222	158	137	127	120	116	113	111	109	108	107	106	105	104	35	
	40	229	166	144	134	128	123	120	118	116	115	114	113	112	111	40	
	45	236	173	152	141	135	130	127	125	123	122	121	120	119	118	45	
	50	243	180	159	148	142	138	135	132	131	129	128	127	126	126	50	
55	250	187	166	155	149	145	142	139	138	136	135	134	133	133	55		
60	258	194	173	162	156	152	149	147	145	143	142	141	140	140	60		
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A1- 8: H2-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Kontinuität“, WACC 5%, ohne Transportkosten, 2050

		Electrolyzer full load hours [h/a]															
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		
Electricity costs [EUR/MWh(e)]	0	54	27	18	13	11	9	8	7	6	5	5	4	4	4	Electricity costs [EUR/MWh(e)]	0
	5	61	34	25	20	17	16	14	13	13	12	12	11	11	11		5
	10	67	40	31	27	24	22	21	20	19	19	18	18	17	17		10
	15	74	47	38	33	31	29	28	27	26	25	25	24	24	24		15
	20	81	54	45	40	37	36	34	33	33	32	32	31	31	31		20
	25	87	60	51	47	44	42	41	40	39	39	38	38	37	37		25
	30	94	67	58	53	51	49	48	47	46	45	45	44	44	44		30
	35	101	74	65	60	57	56	54	53	53	52	52	51	51	51		35
	40	107	80	71	67	64	62	61	60	59	59	58	58	57	57		40
	45	114	87	78	73	71	69	68	67	66	65	65	64	64	64		45
	50	121	94	85	80	77	76	74	73	73	72	72	71	71	71		50
55	127	100	91	87	84	82	81	80	79	79	78	78	77	77	55		
60	134	107	98	93	91	89	88	87	86	85	85	84	84	84	60		
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A1- 9: H2-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Durchbruch“, WACC 5%, ohne Transportkosten, 2050

		Electrolyzer full load hours [h/a]															
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		
Electricity costs [EUR/MWh(e)]	0	20	10	7	5	4	3	3	2	2	2	2	2	2	1	Electricity costs [EUR/MWh(e)]	0
	5	27	17	13	12	11	10	10	9	9	9	8	8	8	8		5
	10	33	23	20	18	17	17	16	16	16	15	15	15	15	15		10
	15	40	30	27	25	24	23	23	22	22	22	22	22	22	21		15
	20	47	37	33	32	31	30	30	29	29	29	28	28	28	28		20
	25	53	43	40	38	37	37	36	36	36	35	35	35	35	35		25
	30	60	50	47	45	44	43	43	42	42	42	42	42	42	41		30
	35	67	57	53	52	51	50	50	49	49	49	48	48	48	48		35
	40	73	63	60	58	57	57	56	56	56	55	55	55	55	55		40
	45	80	70	67	65	64	63	63	62	62	62	62	62	62	61		45
	50	87	77	73	72	71	70	70	69	69	69	68	68	68	68		50
55	93	83	80	78	77	77	76	76	76	75	75	75	75	75	55		
60	100	90	87	85	84	83	83	82	82	82	82	82	82	81	60		
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A1- 10: H2-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Kontinuität“, WACC 15%, ohne Transportkosten, 2050

		Electrolyzer full load hours [h/a]															
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		
Electricity costs [EUR/MWh(€)]	0	99	49	33	25	20	16	14	12	11	10	9	8	8	7	0	
	5	105	56	40	31	26	23	21	19	18	17	16	15	14	14	5	
	10	112	63	46	38	33	30	27	26	24	23	22	22	21	20	10	
	15	119	69	53	45	40	36	34	32	31	30	29	28	28	27	15	
	20	125	76	60	51	46	43	41	39	38	37	36	35	34	34	20	
	25	132	83	66	58	53	50	47	46	44	43	42	42	41	40	25	
	30	139	89	73	65	60	56	54	52	51	50	49	48	48	47	30	
	35	145	96	80	71	66	63	61	59	58	57	56	55	54	54	35	
	40	152	103	86	78	73	70	67	66	64	63	62	62	61	60	40	
	45	159	109	93	85	80	76	74	72	71	70	69	68	68	67	45	
	50	165	116	100	91	86	83	81	79	78	77	76	75	74	74	50	
55	172	123	106	98	93	90	87	86	84	83	82	82	81	80	55		
60	179	129	113	105	100	96	94	92	91	90	89	88	88	87	60		
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A1- 11: H2-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Durchbruch“, WACC 15%, ohne Transportkosten, 2050

		Electrolyzer full load hours [h/a]															
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		
Electricity costs [EUR/MWh(€)]	0	36	18	12	9	7	6	5	5	4	4	3	3	3	3	0	
	5	43	25	19	16	14	13	12	11	11	10	10	10	9	9	5	
	10	50	32	25	22	21	19	19	18	17	17	17	16	16	16	10	
	15	56	38	32	29	27	26	25	25	24	24	23	23	23	23	15	
	20	63	45	39	36	34	33	32	31	31	30	30	30	29	29	20	
	25	70	52	45	42	41	39	39	38	37	37	37	36	36	36	25	
	30	76	58	52	49	47	46	45	45	44	44	43	43	43	43	30	
	35	83	65	59	56	54	53	52	51	51	50	50	50	49	49	35	
	40	90	72	65	62	61	59	59	58	57	57	57	56	56	56	40	
	45	96	78	72	69	67	66	65	65	64	64	63	63	63	63	45	
	50	103	85	79	76	74	73	72	71	71	70	70	70	69	69	50	
55	110	92	85	82	81	79	79	78	77	77	77	76	76	76	55		
60	116	98	92	89	87	86	85	85	84	84	83	83	83	83	60		
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A1- 12: H2-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Kontinuität“, WACC 5%, Transportkosten 0,50 €/kg, 2050

		Electrolyzer full load hours [h/a]															
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		
Electricity costs [EUR/MWh(e)]	0	69	42	33	28	26	24	23	22	21	20	20	19	19	19	Electricity costs [EUR/MWh(e)]	0
	5	76	49	40	35	32	31	29	28	28	27	27	26	26	26		5
	10	82	55	46	42	39	37	36	35	34	34	33	33	32	32		10
	15	89	62	53	48	46	44	43	42	41	40	40	39	39	39		15
	20	96	69	60	55	52	51	49	48	48	47	47	46	46	46		20
	25	102	75	66	62	59	57	56	55	54	54	53	53	52	52		25
	30	109	82	73	68	66	64	63	62	61	60	60	59	59	59		30
	35	116	89	80	75	72	71	69	68	68	67	67	66	66	66		35
	40	122	95	86	82	79	77	76	75	74	74	73	73	72	72		40
	45	129	102	93	88	86	84	83	82	81	80	80	79	79	79		45
	50	136	109	100	95	92	91	89	88	88	87	87	86	86	86		50
55	142	115	106	102	99	97	96	95	94	94	93	93	92	92	55		
60	149	122	113	108	106	104	103	102	101	100	100	99	99	99	60		
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A1- 13: H2-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Stromkosten und Anlagenauslastung, Investkostenvariante „Kontinuität“, WACC 5%, Transportkosten 1,00 €/kg, 2050

		Electrolyzer full load hours [h/a]															
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		
Electricity costs [EUR/MWh(e)]	0	84	57	48	43	41	39	38	37	36	35	35	34	34	34	Electricity costs [EUR/MWh(e)]	0
	5	91	64	55	50	47	46	44	43	43	42	42	41	41	41		5
	10	97	70	61	57	54	52	51	50	49	49	48	48	47	47		10
	15	104	77	68	63	61	59	58	57	56	55	55	54	54	54		15
	20	111	84	75	70	67	66	64	63	63	62	62	61	61	61		20
	25	117	90	81	77	74	72	71	70	69	69	68	68	67	67		25
	30	124	97	88	83	81	79	78	77	76	75	75	74	74	74		30
	35	131	104	95	90	87	86	84	83	83	82	82	81	81	81		35
	40	137	110	101	97	94	92	91	90	89	89	88	88	87	87		40
	45	144	117	108	103	101	99	98	97	96	95	95	94	94	94		45
	50	151	124	115	110	107	106	104	103	103	102	102	101	101	101		50
55	157	130	121	117	114	112	111	110	109	109	108	108	107	107	55		
60	164	137	128	123	121	119	118	117	116	115	115	114	114	114	60		
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000		

Quelle: Öko-Institut

8.2. Anhang 2: Ergebnisse der Kostenanalysen für blauen Wasserstoff

Abbildung A2- 1: H₂-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Erdgas- und CO₂-Kosten, Investitionskosten- und CO₂-Ablagerungsvariante „Referenz“, WACC 5%, ohne Transportkosten

		CO ₂ price [€/t]															
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
Natural gas costs [EUR/MWh(NCV)]	6	31	32	32	33	34	35	35	36	37	38	38	39	40	41	6	Natural gas costs [EUR/MWh(NCV)]
	8	34	35	35	36	37	38	38	39	40	41	41	42	43	44	8	
	10	37	38	38	39	40	40	41	42	43	43	44	45	46	46	10	
	12	40	40	41	42	43	43	44	45	46	46	47	48	49	49	12	
	14	43	43	44	45	46	46	47	48	49	49	50	51	51	52	14	
	16	45	46	47	48	48	49	50	51	51	52	53	54	54	55	16	
	18	48	49	50	51	51	52	53	54	54	55	56	57	57	58	18	
	20	51	52	53	54	54	55	56	56	57	58	59	59	60	61	20	
	22	54	55	56	56	57	58	59	59	60	61	62	62	63	64	22	
	24	57	58	59	59	60	61	62	62	63	64	64	65	66	67	24	
	26	60	61	61	62	63	64	64	65	66	67	67	68	69	70	26	
28	63	64	64	65	66	67	67	68	69	70	70	71	72	73	28		
30	66	67	67	68	69	69	70	71	72	72	73	74	75	75	30		
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
		CO ₂ price [€/t]															

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A2- 2: H₂-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Erdgas- und CO₂-Kosten, Investkostenvariante „Hoch“, CO₂-Entsorgungsvariante „Referenz“, WACC 5%, ohne Transportkosten

		#1 10 EUR/MWh (NCV)					#4 40 = 100 EUR/t CO ₂					#6 60 = 200 EUR/t CO ₂					#8 80 = 300 EUR/t CO ₂					#10 > 90 > 350 EUR/t CO ₂									
		CO ₂ price [€/t]																													
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325																
Natural gas costs [EUR/MWh(NCV)]	6	35	36	36	37	38	39	39	40	41	42	42	43	44	45	6	35	36	36	37	38	39	39	40	41	42	42	43	44	45	6
	8	38	39	39	40	41	42	42	43	44	45	45	46	47	48	8	38	39	39	40	41	42	42	43	44	45	45	46	47	48	8
	10	41	42	42	43	44	44	45	46	47	47	48	49	50	50	10	41	42	42	43	44	44	45	46	47	47	48	49	50	50	10
	12	44	44	45	46	47	47	48	49	50	50	51	52	53	53	12	44	44	45	46	47	47	48	49	50	50	51	52	53	53	12
	14	47	47	48	49	50	50	51	52	53	53	54	55	55	56	14	47	47	48	49	50	50	51	52	53	53	54	55	55	56	14
	16	49	50	51	52	52	53	54	55	55	56	57	58	58	59	16	49	50	51	52	52	53	54	55	55	56	57	58	58	59	16
	18	52	53	54	55	55	56	57	58	58	59	60	61	61	62	18	52	53	54	55	55	56	57	58	58	59	60	61	61	62	18
	20	55	56	57	58	58	59	60	60	61	62	63	63	64	65	20	55	56	57	58	58	59	60	60	61	62	63	63	64	65	20
	22	58	59	60	60	61	62	63	63	64	65	66	66	67	68	22	58	59	60	60	61	62	63	63	64	65	66	66	67	68	22
	24	61	62	63	63	64	65	66	66	67	68	69	69	70	71	24	61	62	63	63	64	65	66	66	67	68	69	69	70	71	24
	26	64	65	65	66	67	68	68	69	70	71	71	72	73	74	26	64	65	65	66	67	68	68	69	70	71	71	72	73	74	26
28	67	68	68	69	70	71	71	72	73	74	74	75	76	77	28	67	68	68	69	70	71	71	72	73	74	74	75	76	77	28	
30	70	71	71	72	73	74	74	75	76	76	77	78	79	79	30	70	71	71	72	73	74	74	75	76	76	77	78	79	79	30	
		CO ₂ price [€/t]																													

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A2- 3: H₂-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Erdgas- und CO₂-Kosten, Investkostenvariante „Referenz“, CO₂-Entsorgungsvariante „Hoch“, WACC 5%, ohne Transportkosten

		#1 10 EUR/MWh (NCV)					#4 40 = 100 EUR/t CO ₂					#6 60 = 200 EUR/t CO ₂					#8 80 = 300 EUR/t CO ₂					#10 > 90 > 350 EUR/t CO ₂									
		CO ₂ price [€/t]																													
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325																
Natural gas costs [EUR/MWh(NCV)]	6	36	37	38	39	39	40	41	41	42	43	44	44	45	46	6	36	37	38	39	39	40	41	41	42	43	44	44	45	46	6
	8	39	40	41	41	42	43	44	44	45	46	47	47	48	49	8	39	40	41	41	42	43	44	44	45	46	47	47	48	49	8
	10	42	43	44	44	45	46	47	47	48	49	50	50	51	52	10	42	43	44	44	45	46	47	47	48	49	50	50	51	52	10
	12	45	46	46	47	48	49	49	50	51	52	52	53	54	55	12	45	46	46	47	48	49	49	50	51	52	52	53	54	55	12
	14	48	49	49	50	51	52	52	53	54	55	55	56	57	58	14	48	49	49	50	51	52	52	53	54	55	55	56	57	58	14
	16	51	52	52	53	54	55	55	56	57	57	58	59	60	60	16	51	52	52	53	54	55	55	56	57	57	58	59	60	60	16
	18	54	54	55	56	57	57	58	59	60	60	61	62	63	63	18	54	54	55	56	57	57	58	59	60	60	61	62	63	63	18
	20	57	57	58	59	60	60	61	62	63	63	64	65	66	66	20	57	57	58	59	60	60	61	62	63	63	64	65	66	66	20
	22	60	60	61	62	62	63	64	65	65	66	67	68	68	69	22	60	60	61	62	62	63	64	65	65	66	67	68	68	69	22
	24	62	63	64	65	65	66	67	68	68	69	70	71	71	72	24	62	63	64	65	65	66	67	68	68	69	70	71	71	72	24
	26	65	66	67	68	68	69	70	71	71	72	73	73	74	75	26	65	66	67	68	68	69	70	71	71	72	73	73	74	75	26
28	68	69	70	70	71	72	73	73	74	75	76	76	77	78	28	68	69	70	70	71	72	73	73	74	75	76	76	77	78	28	
30	71	72	73	73	74	75	76	76	77	78	79	79	80	81	30	71	72	73	73	74	75	76	76	77	78	79	79	80	81	30	
		CO ₂ price [€/t]																													

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A2- 4: H₂-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Erdgas- und CO₂-Kosten, Investitionskosten- und CO₂-Entsorgungsvariante „Hoch“, WACC 5%, ohne Transportkosten

		CO ₂ price [€/t]																
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325			
Natural gas costs [EUR/MWh(NCV)]	#1	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	#6	60	= 200 EUR/t CO ₂
	#2	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	#7	70	
	#3	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	#8	80	= 300 EUR/t CO ₂
	#4	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	#9	90	
	#5	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	#10	> 90	> 350 EUR/t CO ₂
	6	40	41	42	43	43	44	45	46	46	47	48	48	49	50	6		
	8	43	44	45	45	46	47	48	48	49	50	51	51	52	53	8		
	10	46	47	48	48	49	50	51	51	52	53	54	54	55	56	10		
	12	49	50	51	51	52	53	53	54	55	56	56	57	58	59	12		
	14	52	53	53	54	55	56	56	57	58	59	59	60	61	62	14		
	16	55	56	56	57	58	59	59	60	61	61	62	63	64	64	16		
18	58	58	59	60	61	61	62	63	64	64	65	66	67	67	18			
20	61	61	62	63	64	64	65	66	67	67	68	69	70	70	20			
22	64	64	65	66	66	67	68	69	69	70	71	72	72	73	22			
24	66	67	68	69	69	70	71	72	72	73	74	75	75	76	24			
26	69	70	71	72	72	73	74	75	75	76	77	77	78	79	26			
28	72	73	74	74	75	76	77	77	78	79	80	80	81	82	28			
30	75	76	77	77	78	79	80	80	81	82	83	83	84	85	30			

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A2- 5: H₂-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Erdgas- und CO₂-Kosten, Investitionskosten- und CO₂-Entsorgungsvariante „Referenz“, WACC 15%, ohne Transportkosten

		CO ₂ price [€/t]																
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325			
Natural gas costs [EUR/MWh(NCV)]	#1	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	#6	60	= 200 EUR/t CO ₂
	#2	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	#7	70	
	#3	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	#8	80	= 300 EUR/t CO ₂
	#4	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	#9	90	
	#5	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	#10	> 90	> 350 EUR/t CO ₂
	6	45	46	47	47	48	49	50	50	51	52	53	53	54	55	6		
	8	48	49	50	50	51	52	52	53	54	55	55	56	57	58	8		
	10	51	52	52	53	54	55	55	56	57	58	58	59	60	61	10		
	12	54	55	55	56	57	58	58	59	60	60	61	62	63	63	12		
	14	57	57	58	59	60	60	61	62	63	63	64	65	66	66	14		
	16	60	60	61	62	63	63	64	65	66	66	67	68	69	69	16		
18	63	63	64	65	65	66	67	68	68	69	70	71	71	72	18			
20	65	66	67	68	68	69	70	71	71	72	73	74	74	75	20			
22	68	69	70	71	71	72	73	74	74	75	76	76	77	78	22			
24	71	72	73	73	74	75	76	76	77	78	79	79	80	81	24			
26	74	75	76	76	77	78	79	79	80	81	82	82	83	84	26			
28	77	78	79	79	80	81	81	82	83	84	84	85	86	87	28			
30	80	81	81	82	83	84	84	85	86	87	87	88	89	90	30			

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A2- 6: H₂-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Erdgas- und CO₂-Kosten, Investitionskosten- und CO₂-Entsorgungsvariante „Referenz“, WACC 5%, Transportkosten 0,75 €/kg

		#1 10 EUR/MWh (NCV)					#6 60									
		#2 20	#3 30	#4 40	#5 50	#6 60	#7 70	#8 80	#9 90	#10 > 90						
		CO ₂ price [€/t]														
		0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	
Natural gas costs [EUR/MWh(NCV)]	6	53	54	54	54	55	55	55	56	56	56	56	57	57	57	6
	8	56	57	57	57	58	58	58	58	59	59	59	60	60	60	8
	10	59	60	60	60	60	61	61	61	62	62	62	63	63	63	10
	12	62	62	63	63	63	64	64	64	65	65	65	65	66	66	12
	14	65	65	66	66	66	67	67	67	67	68	68	68	69	69	14
	16	68	68	69	69	69	69	70	70	70	71	71	71	72	72	16
	18	71	71	71	72	72	72	73	73	73	74	74	74	74	75	18
	20	74	74	74	75	75	75	76	76	76	76	77	77	77	78	20
	22	77	77	77	78	78	78	78	79	79	79	80	80	80	81	22
	24	80	80	80	80	81	81	81	82	82	82	83	83	83	83	24
	26	82	83	83	83	84	84	84	85	85	85	85	86	86	86	26
28	85	86	86	86	87	87	87	87	88	88	88	89	89	89	28	
30	88	89	89	89	89	90	90	90	91	91	91	92	92	92	30	
		CO ₂ price [€/t]														

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A2- 7: H₂-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Erdgas- und CO₂-Kosten, Investitionskosten- und CO₂-Entsorgungsvariante „Referenz“, WACC 5%, Transportkosten 1,50 €/kg

		#1 10 EUR/MWh (NCV)					#6 60									
		#2 20	#3 30	#4 40	#5 50	#6 60	#7 70	#8 80	#9 90	#10 > 90						
		CO ₂ price [€/t]														
		0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	
Natural gas costs [EUR/MWh(NCV)]	6	76	76	77	77	77	77	78	78	78	79	79	79	80	80	6
	8	79	79	79	80	80	80	81	81	81	82	82	82	82	83	8
	10	82	82	82	83	83	83	84	84	84	84	85	85	85	86	10
	12	85	85	85	86	86	86	86	87	87	87	88	88	88	89	12
	14	88	88	88	88	89	89	89	90	90	90	91	91	91	91	14
	16	90	91	91	91	92	92	92	93	93	93	93	94	94	94	16
	18	93	94	94	94	95	95	95	95	96	96	96	97	97	97	18
	20	96	97	97	97	97	98	98	98	99	99	99	100	100	100	20
	22	99	99	100	100	100	101	101	101	102	102	102	102	103	103	22
	24	102	102	103	103	103	104	104	104	104	105	105	105	106	106	24
	26	105	105	106	106	106	106	107	107	107	108	108	108	109	109	26
28	108	108	108	109	109	109	110	110	110	111	111	111	111	112	28	
30	111	111	111	112	112	112	113	113	113	113	114	114	114	115	30	
		CO ₂ price [€/t]														

Quelle: Öko-Institut

8.3. Anhang 3: Ergebnisse der Kostenanalysen für synthetische Flüssigbrennstoffe sowie synthetisches Methan

Abbildung A3- 1: PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2020

		CO ₂ supply costs [€/t]															
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	30	55	62	68	75	81	88	95	101	108	115	121	128	135	141	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	
	40	68	74	81	88	94	101	108	114	121	128	134	141	148	154		
	50	80	87	94	100	107	114	120	127	134	140	147	154	160	167		
	60	93	100	107	113	120	127	133	140	147	153	160	167	173	180		
	70	106	113	119	126	133	139	146	153	159	166	173	179	186	193		
	80	119	126	132	139	146	152	159	166	172	179	186	192	199	206		
	90	132	138	145	152	158	165	172	178	185	192	198	205	212	218		
	100	145	151	158	165	171	178	185	191	198	205	211	218	225	231		
	110	157	164	171	177	184	191	197	204	211	217	224	231	237	244		
	120	170	177	184	190	197	204	210	217	224	230	237	243	250	257		
130	183	190	196	203	210	216	223	230	236	243	250	256	263	270			
140	196	203	209	216	223	229	236	242	249	256	262	269	276	282			
150	209	215	222	229	235	242	249	255	262	269	275	282	289	295			
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
		CO ₂ supply costs [€/t]															

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A3- 2: PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2030

		#1	#2	#3	#4	#5	CO ₂ supply costs [€/t]															
		60	70	80	90	100	0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	30	53	60	67	73	80	87	93	100	107	113	120	127	133	140	146	153	160	166	172	178	30
	40	66	73	80	86	93	100	106	113	120	126	133	140	146	153	159	166	172	178	185	191	40
	50	79	86	92	99	106	112	119	126	132	139	145	152	158	165	172	178	185	191	197	204	50
	60	92	99	105	112	119	125	132	139	145	152	158	165	171	178	185	191	197	204	210	217	60
	70	105	111	118	125	131	138	145	151	158	165	171	177	184	191	197	204	210	216	223	230	70
	80	118	124	131	138	144	151	157	164	171	177	184	191	197	204	210	216	223	229	236	243	80
	90	130	137	144	150	157	164	170	177	184	190	197	204	210	216	223	229	236	243	249	255	90
	100	143	150	156	163	170	176	183	190	196	203	209	216	223	229	236	243	249	255	262	268	100
	110	156	163	169	176	183	189	196	203	209	216	223	229	235	242	249	255	262	268	274	281	110
	120	169	175	182	189	195	202	209	215	222	228	235	242	248	255	262	268	274	281	287	294	120
130	182	188	195	202	208	215	222	228	234	241	248	254	261	268	274	281	287	294	300	307	130	
140	194	201	208	214	221	228	234	241	248	254	261	268	274	281	287	294	300	307	314	320	140	
150	207	214	221	227	234	241	247	254	261	267	274	281	287	294	300	307	314	320	327	334	150	
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325							

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A3- 3: PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, Investkostenvariante „Durchbruch“, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2030

		#1	#2	#3	#4	#5	CO ₂ supply costs [€/t]															
		60	70	80	90	100	0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	30	52	58	65	72	78	85	92	98	105	112	118	125	132	138	145	151	157	164	170	177	30
	40	65	71	78	85	91	98	105	111	118	125	131	138	145	151	157	164	170	177	183	190	40
	50	77	84	91	97	104	111	117	124	131	137	144	151	157	163	170	177	183	190	197	204	50
	60	90	97	104	110	117	124	130	137	144	150	157	163	170	176	183	190	197	204	210	217	60
	70	103	110	116	123	130	136	143	150	156	163	170	176	183	190	197	204	210	217	224	230	70
	80	116	123	129	136	143	149	156	162	169	176	182	189	196	202	209	215	222	229	235	242	80
	90	129	135	142	149	155	162	169	175	182	189	195	202	209	215	222	229	235	242	249	255	90
	100	142	148	155	161	168	175	181	188	195	201	208	215	221	228	234	241	247	254	260	267	100
	110	154	161	168	174	181	188	194	201	208	214	221	228	234	240	247	254	260	267	273	280	110
	120	167	174	180	187	194	200	207	214	220	227	234	240	247	253	260	267	273	280	287	293	120
130	180	187	193	200	207	213	220	227	233	240	247	253	260	267	273	280	287	293	300	307	130	
140	193	199	206	213	219	226	233	239	246	253	259	266	273	279	286	292	299	306	312	319	140	
150	206	212	219	226	232	239	246	252	259	266	272	279	286	292	299	306	312	319	325	332	150	
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325							

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A3- 4: PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, Transportkosten 2 €/MWh, WACC 5%, 2030

		CO ₂ supply costs [€/t]															
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	30	55	62	69	75	82	89	95	102	109	115	122	129	135	142	30	
	40	68	75	82	88	95	102	108	115	122	128	135	142	148	155	40	
	50	81	88	94	101	108	114	121	128	134	141	148	154	161	168	50	
	60	94	101	107	114	121	127	134	141	147	154	160	167	174	180	60	
	70	107	113	120	127	133	140	147	153	160	167	173	180	187	193	70	
	80	120	126	133	140	146	153	159	166	173	179	186	193	199	206	80	
	90	132	139	146	152	159	166	172	179	186	192	199	206	212	219	90	
	100	145	152	158	165	172	178	185	192	198	205	212	218	225	232	100	
	110	158	165	171	178	185	191	198	205	211	218	225	231	238	245	110	
	120	171	177	184	191	197	204	211	217	224	231	237	244	251	257	120	
130	184	190	197	204	210	217	224	230	237	244	250	257	264	270	130		
140	196	203	210	216	223	230	236	243	250	256	263	270	276	283	140		
150	209	216	223	229	236	243	249	256	263	269	276	283	289	296	150		
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A3- 5: PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, Transportkosten 2 €/MWh, WACC 15%, 2030

		CO ₂ supply costs [€/t]															
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	30	63	70	77	83	90	97	103	110	117	123	130	137	143	150	30	
	40	76	83	89	96	103	109	116	123	129	136	143	149	156	163	40	
	50	89	96	102	109	116	122	129	136	142	149	156	162	169	175	50	
	60	102	108	115	122	128	135	142	148	155	162	168	175	182	188	60	
	70	115	121	128	135	141	148	155	161	168	175	181	188	194	201	70	
	80	127	134	141	147	154	161	167	174	181	187	194	201	207	214	80	
	90	140	147	154	160	167	174	180	187	193	200	207	213	220	227	90	
	100	153	160	166	173	180	186	193	200	206	213	220	226	233	240	100	
	110	166	173	179	186	192	199	206	212	219	226	232	239	246	252	110	
	120	179	185	192	199	205	212	219	225	232	239	245	252	259	265	120	
130	191	198	205	211	218	225	231	238	245	251	258	265	271	278	130		
140	204	211	218	224	231	238	244	251	258	264	271	278	284	291	140		
150	217	224	230	237	244	250	257	264	270	277	284	290	297	304	150		
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A3- 6: PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, Investkostenvariante „Durchbruch“, Transportkosten 2 €/MWh, WACC 15%, 2030

		CO ₂ supply costs [€/t]															
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	30	60	67	73	80	87	93	100	107	113	120	127	133	140	147	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	
	40	73	80	86	93	100	106	113	120	126	133	140	146	153	159		
	50	86	92	99	106	112	119	126	132	139	146	152	159	166	172		
	60	99	105	112	119	125	132	139	145	152	158	165	172	178	185		
	70	111	118	125	131	138	145	151	158	165	171	178	185	191	198		
	80	124	131	138	144	151	157	164	171	177	184	191	197	204	211		
	90	137	144	150	157	164	170	177	184	190	197	204	210	217	224		
	100	150	156	163	170	176	183	190	196	203	210	216	223	230	236		
	110	163	169	176	183	189	196	203	209	216	223	229	236	243	249		
	120	175	182	189	195	202	209	215	222	229	235	242	249	255	262		
	130	188	195	202	208	215	222	228	235	242	248	255	262	268	275		
140	201	208	214	221	228	234	241	248	254	261	268	274	281	288			
150	214	221	227	234	241	247	254	261	267	274	281	287	294	301			
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
		CO ₂ supply costs [€/t]															

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A3- 7: PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2050

		CO ₂ supply costs [€/t]															
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	30	50	57	63	70	77	83	90	97	103	110	117	123	130	137	30	
	40	63	69	76	83	89	96	103	109	116	122	129	136	142	149	40	
	50	75	82	88	95	102	108	115	122	128	135	142	148	155	162	50	
	60	88	94	101	108	114	121	128	134	141	147	154	161	167	174	60	
	70	100	107	113	120	127	133	140	147	153	160	167	173	180	187	70	
	80	113	119	126	133	139	146	153	159	166	172	179	186	192	199	80	
	90	125	132	138	145	152	158	165	172	178	185	192	198	205	212	90	
	100	138	144	151	158	164	171	178	184	191	197	204	211	217	224	100	
	110	150	157	163	170	177	183	190	197	203	210	217	223	230	237	110	
	120	163	169	176	183	189	196	203	209	216	222	229	236	242	249	120	
	130	175	182	188	195	202	208	215	222	228	235	242	248	255	262	130	
140	188	194	201	208	214	221	228	234	241	247	254	261	267	274	140		
150	200	207	213	220	227	233	240	247	253	260	267	273	280	287	150		
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A3- 8: PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, Investkostenvariante „Durchbruch“, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2050

		CO ₂ supply costs [€/t]															
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	30	48	54	61	68	74	81	88	94	101	107	114	121	127	134	30	
	40	60	67	73	80	87	93	100	107	113	120	127	133	140	147	40	
	50	73	79	86	93	99	106	113	119	126	132	139	146	152	159	50	
	60	85	92	98	105	112	118	125	132	138	145	152	158	165	172	60	
	70	98	104	111	118	124	131	138	144	151	157	164	171	177	184	70	
	80	110	117	123	130	137	143	150	157	163	170	177	183	190	197	80	
	90	123	129	136	143	149	156	163	169	176	182	189	196	202	209	90	
	100	135	142	148	155	162	168	175	182	188	195	202	208	215	222	100	
	110	148	154	161	168	174	181	188	194	201	207	214	221	227	234	110	
	120	160	167	173	180	187	193	200	207	213	220	227	233	240	247	120	
	130	173	179	186	193	199	206	213	219	226	232	239	246	252	259	130	
140	185	192	198	205	212	218	225	232	238	245	252	258	265	272	140		
150	198	204	211	218	224	231	238	244	251	257	264	271	277	284	150		
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A3- 9: PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, Transportkosten 2 €/MWh, WACC 5%, 2050

		CO ₂ supply costs [€/t]															
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	30	52	59	65	72	79	85	92	99	105	112	119	125	132	139	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	
	40	65	71	78	85	91	98	105	111	118	124	131	138	144	151		
	50	77	84	90	97	104	110	117	124	130	137	144	150	157	164		
	60	90	96	103	110	116	123	130	136	143	149	156	163	169	176		
	70	102	109	115	122	129	135	142	149	155	162	169	175	182	189		
	80	115	121	128	135	141	148	155	161	168	174	181	188	194	201		
	90	127	134	140	147	154	160	167	174	180	187	194	200	207	214		
	100	140	146	153	160	166	173	180	186	193	199	206	213	219	226		
	110	152	159	165	172	179	185	192	199	205	212	219	225	232	239		
	120	165	171	178	185	191	198	205	211	218	224	231	238	244	251		
	130	177	184	190	197	204	210	217	224	230	237	244	250	257	264		
140	190	196	203	210	216	223	230	236	243	249	256	263	269	276			
150	202	209	215	222	229	235	242	249	255	262	269	275	282	289			
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A3- 10: PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, Transportkosten 2 €/MWh, WACC 15%, 2050

		CO ₂ supply costs [€/t]															
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	30	58	64	71	78	84	91	98	104	111	118	124	131	138	144	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	
	40	70	77	84	90	97	104	110	117	124	130	137	144	150	157		
	50	83	89	96	103	109	116	123	129	136	143	149	156	163	169		
	60	95	102	109	115	122	129	135	142	149	155	162	169	175	182		
	70	108	114	121	128	134	141	148	154	161	168	174	181	188	194		
	80	120	127	134	140	147	154	160	167	174	180	187	194	200	207		
	90	133	139	146	153	159	166	173	179	186	193	199	206	213	219		
	100	145	152	159	165	172	179	185	192	199	205	212	219	225	232		
	110	158	164	171	178	184	191	198	204	211	218	224	231	238	244		
	120	170	177	184	190	197	204	210	217	224	230	237	244	250	257		
	130	183	189	196	203	209	216	223	229	236	243	249	256	263	269		
140	195	202	209	215	222	229	235	242	249	255	262	269	275	282			
150	208	214	221	228	234	241	248	254	261	268	274	281	288	294			
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A3- 11: PtL-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, Investkostenvariante „Durchbruch“, Transportkosten 2 €/MWh, WACC 15%, 2050

		CO ₂ supply costs [€/t]															
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	30	53	60	66	73	80	86	93	100	106	113	120	126	133	140	30	
	40	66	72	79	86	92	99	106	112	119	125	132	139	145	152	40	
	50	78	85	91	98	105	111	118	125	131	138	145	151	158	165	50	
	60	91	97	104	111	117	124	131	137	144	150	157	164	170	177	60	
	70	103	110	116	123	130	136	143	150	156	163	170	176	183	190	70	
	80	116	122	129	136	142	149	156	162	169	175	182	189	195	202	80	
	90	128	135	141	148	155	161	168	175	181	188	195	201	208	215	90	
	100	141	147	154	161	167	174	181	187	194	200	207	214	220	227	100	
	110	153	160	166	173	180	186	193	200	206	213	220	226	233	240	110	
	120	166	172	179	186	192	199	206	212	219	225	232	239	245	252	120	
130	178	185	191	198	205	211	218	225	231	238	245	251	258	265	130		
140	191	197	204	211	217	224	231	237	244	250	257	264	270	277	140		
150	203	210	216	223	230	236	243	250	256	263	270	276	283	290	150		
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
		CO ₂ supply costs [€/t]															

#1	60	EUR/MWh (NCV)
#2	70	
#3	80	= 100 EUR/t CO ₂
#4	90	
#5	100	
#6	110	= 200 EUR/t CO ₂
#7	120	
#8	130	
#9	140	= 300 EUR/t CO ₂
#10	> 140	> 300 EUR/t CO ₂

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A3- 12: SynCH₄-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2020

		CO ₂ supply costs [€/t]															
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	20	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	89	94	99	104	20	
	30	52	57	62	67	72	77	82	87	92	97	102	106	111	116	30	
	40	64	69	74	79	84	89	94	99	104	109	114	119	123	128	40	
	50	76	81	86	91	96	101	106	111	116	121	126	131	136	140	50	
	60	88	93	98	103	108	113	118	123	128	133	138	143	148	153	60	
	70	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	70	
	80	112	117	122	127	132	137	142	147	152	157	162	167	172	177	80	
	90	124	129	134	139	144	149	154	159	164	169	174	179	184	189	90	
	100	136	141	146	151	156	161	166	171	176	181	186	191	196	201	100	
	110	148	153	158	163	168	173	178	183	188	193	198	203	208	213	110	
	120	160	165	170	175	180	185	190	195	200	205	210	215	220	225	120	
130	173	177	182	187	192	197	202	207	212	217	222	227	232	237	130		
140	185	190	194	199	204	209	214	219	224	229	234	239	244	249	140		
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
		CO ₂ supply costs [€/t]															

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A3- 13: SynCH₄-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2030

		#1	#2	#3	#4	#5	CO ₂ supply costs [€/t]															
		10	20	30	40	50	0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	20	39	44	49	54	59	63	68	73	78	83	88	93	98	103	20						
	30	51	56	61	66	71	76	80	85	90	95	100	105	110	115	30						
	40	63	68	73	78	83	88	93	97	102	107	112	117	122	127	40						
	50	75	80	85	90	95	100	105	110	114	119	124	129	134	139	50						
	60	87	92	97	102	107	112	117	122	127	131	136	141	146	151	60						
	70	99	104	109	114	119	124	129	134	139	144	148	153	158	163	70						
	80	111	116	121	126	131	136	141	146	151	156	161	165	170	175	80						
	90	123	128	133	138	143	148	153	158	163	168	173	178	182	187	90						
	100	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	199	100						
	110	147	152	157	162	167	172	177	182	187	192	197	202	207	212	110						
	120	159	164	169	174	179	184	189	194	199	204	209	214	219	224	120						
	130	171	176	181	186	191	196	201	206	211	216	221	226	231	236	130						
	140	183	188	193	198	203	208	213	218	223	228	233	238	243	248	140						
			0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325						

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A3- 14: SynCH₄-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, Investkostenvariante „Durchbruch“, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2030

		#1	#2	#3	#4	#5	CO ₂ supply costs [€/t]															
		10	20	30	40	50	0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	20	36	41	46	51	56	61	66	70	75	80	85	90	95	100	20						
	30	48	53	58	63	68	73	78	83	87	92	97	102	107	112	30						
	40	60	65	70	75	80	85	90	95	100	104	109	114	119	124	40						
	50	72	77	82	87	92	97	102	107	112	117	121	126	131	136	50						
	60	84	89	94	99	104	109	114	119	124	129	134	138	143	148	60						
	70	96	101	106	111	116	121	126	131	136	141	146	151	155	160	70						
	80	108	113	118	123	128	133	138	143	148	153	158	163	168	172	80						
	90	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	90						
	100	132	137	142	147	152	157	162	167	172	177	182	187	192	197	100						
	110	144	149	154	159	164	169	174	179	184	189	194	199	204	209	110						
	120	156	161	166	171	176	181	186	191	196	201	206	211	216	221	120						
	130	168	173	178	183	188	193	198	203	208	213	218	223	228	233	130						
	140	180	185	190	195	200	205	210	215	220	225	230	235	240	245	140						
			0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325						

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A3- 15: SynCH₄--Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, Transportkosten 4 €/MWh, WACC 5%, 2030

		#1	#2	#3	#4	#5	CO ₂ supply costs [€/t]										#6	#7	#8	#9	#10																								
		10	20	30	40	50	0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325	60	70	80	90	> 90																				
		EUR/MWh (NCV)			= 100 EUR/t CO ₂												= 200 EUR/t CO ₂		= 300 EUR/t CO ₂		> 350 EUR/t CO ₂																								
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	20	43	48	53	58	63	67	72	77	82	87	92	97	101	106	111	116	121	126	131	135	140	145	150	155	160	165	169	174	179	184	189	194	199	203	208	213	218	223	228	232	237	242	247	252
	30	55	60	65	70	75	80	84	89	94	99	104	109	114	118	123	128	133	138	143	148	152	157	162	167	172	177	182	186	191	196	201	206	211	216	221	226	231	236	241	246	251			
	40	67	72	77	82	87	92	97	101	106	111	116	121	126	131	135	140	145	150	155	160	165	169	174	179	184	189	194	199	203	208	213	218	223	228	233	238	243	248	253					
	50	79	84	89	94	99	104	109	114	118	123	128	133	138	143	148	152	157	162	167	172	177	182	186	191	196	201	206	211	216	221	226	231	236	241	246	251								
	60	91	96	101	106	111	116	121	126	131	135	140	145	150	155	160	165	169	174	179	184	189	194	199	203	208	213	218	223	228	233	238	243	248	253										
	70	103	108	113	118	123	128	133	138	143	148	152	157	162	167	172	177	182	186	191	196	201	206	211	216	221	226	231	236	241	246	251													
	80	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	169	174	179	184	189	194	199	203	208	213	218	223	228	233	238	243	248	253															
	90	127	132	137	142	147	152	157	162	167	172	177	182	186	191	196	201	206	211	216	221	226	231	236	241	246	251																		
	100	139	144	149	154	159	164	169	174	179	184	189	194	199	203	208	213	218	223	228	233	238	243	248	253																				
	110	151	156	161	166	171	176	181	186	191	196	201	206	211	216	221	226	231	236	241	246	251																							
	120	163	168	173	178	183	188	193	198	203	208	213	218	223	228	233	238	243	248	253																									
130	175	180	185	190	195	200	205	210	215	220	225	230	235	240	245	250																													
140	187	192	197	202	207	212	217	222	227	232	237	242	247	252																															
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325																														

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A3- 16: SynCH₄--Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, Transportkosten 12 €/MWh, WACC 5%, 2030

		#1	#2	#3	#4	#5	CO ₂ supply costs [€/t]										#6	#7	#8	#9	#10																							
		10	20	30	40	50	0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325	60	70	80	90	> 90																			
		EUR/MWh (NCV)			= 100 EUR/t CO ₂												= 200 EUR/t CO ₂		= 300 EUR/t CO ₂		> 350 EUR/t CO ₂																							
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	20	51	56	61	66	71	75	80	85	90	95	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200	205	210	215	220	225	230	235	240	245	250	255	260
	30	63	68	73	78	83	88	92	97	102	107	112	117	122	127	132	137	142	147	152	157	162	167	172	177	182	187	192	197	202	207	212	217	222	227	232	237	242	247	252				
	40	75	80	85	90	95	100	105	109	114	119	124	129	134	139	144	149	154	159	164	169	174	179	184	189	194	199	204	209	214	219	224	229	234	239	244	249	254						
	50	87	92	97	102	107	112	117	122	126	131	136	141	146	151	156	161	166	171	176	181	186	191	196	201	206	211	216	221	226	231	236	241	246	251									
	60	99	104	109	114	119	124	129	134	139	143	148	153	158	163	168	173	178	183	188	193	198	203	208	213	218	223	228	233	238	243	248	253											
	70	111	116	121	126	131	136	141	146	151	156	160	165	170	175	180	185	190	195	200	205	210	215	220	225	230	235	240	245	250														
	80	123	128	133	138	143	148	153	158	163	168	173	177	182	187	192	197	202	207	212	217	222	227	232	237	242	247	252																
	90	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	194	199	204	209	214	219	224	229	234	239	244	249																			
	100	147	152	157	162	167	172	177	182	187	192	197	202	207	211	216	221	226	231	236	241	246	251																					
	110	159	164	169	174	179	184	189	194	199	204	209	214	219	224	229	234	239	244	249																								
	120	171	176	181	186	191	196	201	206	211	216	221	226	231	236	241	246	251																										
130	183	188	193	198	203	208	213	218	223	228	233	238	243	248																														
140	195	200	205	210	215	220	225	230	235	240	245	250																																
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325																													

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A3- 17: SynCH₄--Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, Transportkosten 4 €/MWh, WACC 15%, 2030

		#1	#2	#3	#4	#5	CO ₂ supply costs [€/t]															
		10	20	30	40	50	0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	20	51	56	61	65	70	75	80	85	90	95	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	
	30	63	68	73	78	82	87	92	97	102	107	112	117	122	127	132	137	142	147	152	157	
	40	75	80	85	90	95	99	104	109	114	119	124	129	134	139	144	149	154	159	164	169	
	50	87	92	97	102	107	112	116	121	126	131	136	141	146	151	156	161	166	171	176	181	
	60	99	104	109	114	119	124	129	133	138	143	148	153	158	163	167	172	177	182	187	192	
	70	111	116	121	126	131	136	141	146	150	155	160	165	170	175	180	184	189	194	199	204	
	80	123	128	133	138	143	148	153	158	163	167	172	177	182	187	192	197	201	206	211	216	
	90	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	184	189	194	199	204	209	214	218	223	228	
	100	147	152	157	162	167	172	177	182	187	192	197	201	206	211	216	221	226	231	235	240	
	110	159	164	169	174	179	184	189	194	199	204	209	214	218	223	228	233	238	243	248	253	
	120	171	176	181	186	191	196	201	206	211	216	221	226	231	235	240	245	250	255	260	265	
130	183	188	193	198	203	208	213	218	223	228	233	238	243	248	253	258	263	268	273	278		
140	195	200	205	210	215	220	225	230	235	240	245	250	255	260	265	270	275	280	285	290		
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325							

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A3- 18: SynCH₄--Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, Transportkosten 12 €/MWh, WACC 15%, 2030

		#1	#2	#3	#4	#5	CO ₂ supply costs [€/t]															
		10	20	30	40	50	0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325		
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	20	59	64	69	73	78	83	88	93	98	103	108	113	118	123	128	133	138	143	148		
	30	71	76	81	86	90	95	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160		
	40	83	88	93	98	103	107	112	117	122	127	132	137	142	147	152	157	162	167	172		
	50	95	100	105	110	115	120	124	129	134	139	144	149	154	159	164	169	174	179	184		
	60	107	112	117	122	127	132	137	141	146	151	156	161	166	171	176	181	186	191	196		
	70	119	124	129	134	139	144	149	154	158	163	168	173	178	183	188	193	198	203	208		
	80	131	136	141	146	151	156	161	166	171	175	180	185	190	195	200	205	210	215	220		
	90	143	148	153	158	163	168	173	178	183	188	192	197	202	207	212	217	222	227	232		
	100	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200	205	209	214	219	224	229	234	239	244		
	110	167	172	177	182	187	192	197	202	207	212	217	222	226	231	236	241	246	251	256		
	120	179	184	189	194	199	204	209	214	219	224	229	234	239	243	248	253	258	263	268		
130	191	196	201	206	211	216	221	226	231	236	241	246	251	256	261	266	271	276	281			
140	203	208	213	218	223	228	233	238	243	248	253	258	263	268	273	278	283	288	293			
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325							

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A3- 19: SynCH₄--Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, Investkostenvariante „Durchbruch“, Transportkosten 4 €/MWh, WACC 15%, 2030

		#1	#2	#3	#4	#5	CO ₂ supply costs [€/t]																								
		10	20	30	40	50	0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325											
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	20	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100	104	109	114	119	124	129	134	140	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]									
	30	57	62	67	72	77	82	87	92	97	102	107	112	117	121	126	131	136	141	146	151		Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]								
	40	69	74	79	84	89	94	99	104	109	114	119	124	129	134	139	144	149	154	159	164			Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]							
	50	81	86	91	96	101	106	111	116	121	126	131	136	141	146	151	156	161	166	171	176				Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]						
	60	93	98	103	108	113	118	123	128	133	138	143	148	153	158	163	168	173	178	183	188					Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]					
	70	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200						Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]				
	80	117	122	127	132	137	142	147	152	157	162	167	172	177	182	187	192	197	202	207	212							Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]			
	90	129	134	139	144	149	154	159	164	169	174	179	184	189	194	199	204	209	214	219	224								Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]		
	100	141	146	151	156	161	166	171	176	181	186	191	196	201	206	211	216	221	226	231	236									Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	
	110	153	158	163	168	173	178	183	188	193	198	203	208	213	218	223	228	233	238	243	248										Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]
	120	166	170	175	180	185	190	195	200	205	210	215	220	225	230	235	240	245	250	255	260										
130	178	183	187	192	197	202	207	212	217	222	227	232	237	242	247	252	257	262	267	272	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]										
140	190	195	200	204	209	214	219	224	229	234	239	244	249	254	259	264	269	274	279	284		Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]									
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325																
		CO ₂ supply costs [€/t]																													

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A3- 20: SynCH₄--Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, Investkostenvariante „Durchbruch“, Transportkosten 12 €/MWh, WACC 15%, 2030

		#1	#2	#3	#4	#5	CO ₂ supply costs [€/t]																								
		10	20	30	40	50	0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325											
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	20	53	58	63	68	73	78	83	88	93	98	103	108	112	117	122	127	132	137	142	147	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]									
	30	65	70	75	80	85	90	95	100	105	110	115	120	125	129	134	139	144	149	154	159		Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]								
	40	77	82	87	92	97	102	107	112	117	122	127	132	137	142	147	152	157	162	167	172			Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]							
	50	89	94	99	104	109	114	119	124	129	134	139	144	149	154	159	164	169	174	179	184				Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]						
	60	101	106	111	116	121	126	131	136	141	146	151	156	161	166	171	176	181	186	191	196					Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]					
	70	113	118	123	128	133	138	143	148	153	158	163	168	173	178	183	188	193	198	203	208						Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]				
	80	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200	205	210	215	220							Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]			
	90	137	142	147	152	157	162	167	172	177	182	187	192	197	202	207	212	217	222	227	232								Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]		
	100	149	154	159	164	169	174	179	184	189	194	199	204	209	214	219	224	229	234	239	244									Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	
	110	161	166	171	176	181	186	191	196	201	206	211	216	221	226	231	236	241	246	251	256										Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]
	120	174	178	183	188	193	198	203	208	213	218	223	228	233	238	243	248	253	258	263	268										
130	186	191	195	200	205	210	215	220	225	230	235	240	245	250	255	260	265	270	275	280	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]										
140	198	203	208	212	217	222	227	232	237	242	247	252	257	262	267	272	277	282	287	292		Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]									
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325																
		CO ₂ supply costs [€/t]																													

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A3- 21: SynCH₄-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2050

		#1	#2	#3	#4	#5	CO ₂ supply costs [€/t]																
		10	20	30	40	50	0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325			
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	20	36	41	46	51	56	61	66	71	76	81	86	90	95	100	105	110	114	119	124	129	133	
	30	48	53	58	63	68	73	77	82	87	92	97	102	107	112	117	122	127	132	137	142	147	
	40	60	64	69	74	79	84	89	94	99	104	109	114	119	124	129	134	139	144	149	154	159	164
	50	71	76	81	86	91	96	101	106	111	116	121	126	131	136	141	146	151	156	161	166	171	176
	60	83	88	93	98	103	108	113	118	123	128	133	138	142	147	152	157	162	167	172	177	182	187
	70	95	100	105	110	115	120	125	129	134	139	144	149	154	159	164	169	174	179	184	189	194	199
	80	107	112	116	121	126	131	136	141	146	151	156	161	166	171	176	181	186	191	196	201	206	211
	90	118	123	128	133	138	143	148	153	158	163	168	173	178	183	188	193	198	203	208	213	218	223
	100	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	194	199	204	209	214	219	224	229	234
	110	142	147	152	157	162	167	172	177	181	186	191	196	201	206	211	216	221	226	231	236	241	246
	120	154	159	164	169	173	178	183	188	193	198	203	208	213	218	223	228	233	238	243	248	253	258
130	165	170	175	180	185	190	195	200	205	210	215	220	225	230	235	240	245	250	255	260	265	270	
140	177	182	187	192	197	202	207	212	217	222	227	232	237	242	247	252	257	262	267	272	277	282	
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325								

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A3- 22: SynCH₄-Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, Investkostenvariante „Durchbruch“, ohne Transportkosten, WACC 5%, 2050

		#1	#2	#3	#4	#5	CO ₂ supply costs [€/t]																
		10	20	30	40	50	0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325			
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	20	32	37	42	47	52	57	62	67	72	76	81	86	91	96	101	106	110	115	120	125	130	
	30	44	49	54	59	63	68	73	78	83	88	93	98	103	108	113	118	123	128	133	138	143	
	40	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160
	50	67	72	77	82	87	92	97	102	107	112	117	122	127	132	137	142	147	152	157	162	167	172
	60	79	84	89	94	99	104	109	114	119	124	128	133	138	143	148	153	158	163	168	173	178	183
	70	91	96	101	106	111	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195
	80	102	107	112	117	122	127	132	137	142	147	152	157	162	167	172	177	182	187	192	197	202	207
	90	114	119	124	129	134	139	144	149	154	159	164	169	174	179	184	189	194	199	204	209	214	219
	100	126	131	136	141	146	151	156	161	166	171	176	180	185	190	195	200	205	210	215	220	225	230
	110	138	143	148	153	158	163	167	172	177	182	187	192	197	202	207	212	217	222	227	232	237	242
	120	150	155	159	164	169	174	179	184	189	194	199	204	209	214	219	224	229	234	239	244	249	254
130	161	166	171	176	181	186	191	196	201	206	211	216	221	226	231	236	241	246	251	256	261	266	
140	173	178	183	188	193	198	203	208	213	218	223	228	233	238	243	248	253	258	263	268	273	278	
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325								

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A3- 23: SynCH₄--Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, Transportkosten 4 €/MWh, WACC 5%, 2050

		#1	#2	#3	#4	#5	CO ₂ supply costs [€/t]																
		10	20	30	40	50	0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325			
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	20	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	94	99	104	108	113	118	123	128	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]		
	30	52	57	62	67	72	77	81	86	91	96	101	106	111	116	121	126	131	136	141	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]		
	40	64	68	73	78	83	88	93	98	103	108	113	118	123	128	133	138	143	148	153	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]		
	50	75	80	85	90	95	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	
	60	87	92	97	102	107	112	117	122	127	132	137	142	147	152	157	162	167	172	177	182	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	
	70	99	104	109	114	119	124	129	133	138	143	148	153	158	163	168	173	178	183	188	193	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	
	80	111	116	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200	205	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	
	90	122	127	132	137	142	147	152	157	162	167	172	177	182	187	192	197	202	207	212	217	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	
	100	134	139	144	149	154	159	164	169	174	179	184	189	194	199	204	209	214	219	224	229	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	
	110	146	151	156	161	166	171	176	181	185	190	195	200	205	210	215	220	225	230	235	240	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	
	120	158	163	168	173	177	182	187	192	197	202	207	212	217	222	227	232	237	242	247	252	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	
	130	169	174	179	184	189	194	199	204	209	214	219	224	229	234	239	244	249	254	259	264	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	
	140	181	186	191	196	201	206	211	216	221	226	231	236	241	246	251	256	261	266	271	276	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	
			0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325							

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A3- 24: SynCH₄--Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, Transportkosten 12 €/MWh, WACC 5%, 2050

		#1	#2	#3	#4	#5	CO ₂ supply costs [€/t]																
		10	20	30	40	50	0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325			
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	20	48	53	58	63	68	73	78	83	88	93	98	102	107	112	117	122	127	132	137	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]		
	30	60	65	70	75	80	85	89	94	99	104	109	114	119	124	129	134	139	144	149	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]		
	40	72	76	81	86	91	96	101	106	111	116	121	126	131	136	141	146	151	156	161	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]		
	50	83	88	93	98	103	108	113	118	123	128	133	138	143	148	153	158	163	168	173	178	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	
	60	95	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	154	159	164	169	174	179	184	189	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	
	70	107	112	117	122	127	132	137	141	146	151	156	161	166	171	176	181	186	191	196	201	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	
	80	119	124	128	133	138	143	148	153	158	163	168	173	178	183	188	193	198	203	208	213	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	
	90	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200	205	210	215	220	225	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	
	100	142	147	152	157	162	167	172	177	182	187	192	197	202	206	211	216	221	226	231	236	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	
	110	154	159	164	169	174	179	184	189	193	198	203	208	213	218	223	228	233	238	243	248	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	
	120	166	171	176	181	185	190	195	200	205	210	215	220	225	230	235	240	245	250	255	260	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	
	130	177	182	187	192	197	202	207	212	217	222	227	232	237	242	247	252	257	262	267	272	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	
	140	189	194	199	204	209	214	219	224	229	234	239	244	249	254	259	264	269	274	279	284	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	
			0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325							

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A3- 25: SynCH₄--Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, Transportkosten 4 €/MWh, WACC 15%, 2050

		#1	10	EUR/MWh (NCV)		#6	60	= 200 EUR/t CO ₂								
		#2	20			#7	70									
		#3	30			#8	80	= 300 EUR/t CO ₂								
		#4	40	= 100 EUR/t CO ₂		#9	90									
		#5	50			#10	> 90	> 350 EUR/t CO ₂								
		CO ₂ supply costs [€/t]														
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325	
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	20	46	51	56	61	66	71	76	81	86	91	96	101	105	110	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]
	30	58	63	68	73	78	83	88	92	97	102	107	112	117	122	
	40	70	75	79	84	89	94	99	104	109	114	119	124	129	134	
	50	81	86	91	96	101	106	111	116	121	126	131	136	141	146	
	60	93	98	103	108	113	118	123	128	133	138	143	148	153	157	
	70	105	110	115	120	125	130	135	140	144	149	154	159	164	169	
	80	117	122	127	131	136	141	146	151	156	161	166	171	176	181	
	90	128	133	138	143	148	153	158	163	168	173	178	183	188	193	
	100	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200	205	
	110	152	157	162	167	172	177	182	187	192	196	201	206	211	216	
	120	164	169	174	179	184	188	193	198	203	208	213	218	223	228	
130	175	180	185	190	195	200	205	210	215	220	225	230	235	240		
140	187	192	197	202	207	212	217	222	227	232	237	242	247	252		
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325	
		CO ₂ supply costs [€/t]														

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A3- 26: SynCH₄--Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, Investkostenvariante „Kontinuität“, Transportkosten 12 €/MWh, WACC 15%, 2050

		#1	10	EUR/MWh (NCV)		#6	60	= 200 EUR/t CO ₂								
		#2	20			#7	70									
		#3	30			#8	80	= 300 EUR/t CO ₂								
		#4	40	= 100 EUR/t CO ₂		#9	90									
		#5	50			#10	> 90	> 350 EUR/t CO ₂								
		CO ₂ supply costs [€/t]														
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325	
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	20	54	59	64	69	74	79	84	89	94	99	104	109	113	118	Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]
	30	66	71	76	81	86	91	96	100	105	110	115	120	125	130	
	40	78	83	87	92	97	102	107	112	117	122	127	132	137	142	
	50	89	94	99	104	109	114	119	124	129	134	139	144	149	154	
	60	101	106	111	116	121	126	131	136	141	146	151	156	161	165	
	70	113	118	123	128	133	138	143	148	152	157	162	167	172	177	
	80	125	130	135	139	144	149	154	159	164	169	174	179	184	189	
	90	136	141	146	151	156	161	166	171	176	181	186	191	196	201	
	100	148	153	158	163	168	173	178	183	188	193	198	203	208	213	
	110	160	165	170	175	180	185	190	195	200	204	209	214	219	224	
	120	172	177	182	187	192	196	201	206	211	216	221	226	231	236	
130	183	188	193	198	203	208	213	218	223	228	233	238	243	248		
140	195	200	205	210	215	220	225	230	235	240	245	250	255	260		
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325	
		CO ₂ supply costs [€/t]														

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A3- 27: SynCH₄--Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, Investkostenvariante „Durchbruch“, Transportkosten 4 €/MWh, WACC 15%, 2050

		#1	10	EUR/MWh (NCV)		#6	60	= 200 EUR/t CO ₂							
		#2	20			#7	70								
		#3	30			#8	80	= 300 EUR/t CO ₂							
		#4	40	= 100 EUR/t CO ₂		#9	90								
		#5	50			#10	> 90	> 350 EUR/t CO ₂							
		CO ₂ supply costs [€/t]													
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	20	38	43	48	53	58	63	68	73	78	83	88	93	98	103
	30	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	99	104	109	114
	40	62	67	72	77	82	86	91	96	101	106	111	116	121	126
	50	73	78	83	88	93	98	103	108	113	118	123	128	133	138
	60	85	90	95	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150
	70	97	102	107	112	117	122	127	132	137	142	147	151	156	161
	80	109	114	119	124	129	134	138	143	148	153	158	163	168	173
	90	121	126	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185
	100	132	137	142	147	152	157	162	167	172	177	182	187	192	197
	110	144	149	154	159	164	169	174	179	184	189	194	199	203	208
120	156	161	166	171	176	181	186	190	195	200	205	210	215	220	
130	168	173	178	182	187	192	197	202	207	212	217	222	227	232	
140	179	184	189	194	199	204	209	214	219	224	229	234	239	244	
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325
		CO ₂ supply costs [€/t]													

Quelle: Öko-Institut

Abbildung A3- 28: SynCH₄--Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von Kosten für Wasserstoff und CO₂-Bereitstellung, Investkostenvariante „Durchbruch“, Transportkosten 12 €/MWh, WACC 15%, 2050

		#1	10	EUR/MWh (NCV)		#6	60	= 200 EUR/t CO ₂							
		#2	20			#7	70								
		#3	30			#8	80	= 300 EUR/t CO ₂							
		#4	40	= 100 EUR/t CO ₂		#9	90								
		#5	50			#10	> 90	> 350 EUR/t CO ₂							
		CO ₂ supply costs [€/t]													
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325
Hydrogen costs [EUR/MWh(NCV)]	20	46	51	56	61	66	71	76	81	86	91	96	101	106	111
	30	58	63	68	73	78	83	88	93	98	103	107	112	117	122
	40	70	75	80	85	90	94	99	104	109	114	119	124	129	134
	50	81	86	91	96	101	106	111	116	121	126	131	136	141	146
	60	93	98	103	108	113	118	123	128	133	138	143	148	153	158
	70	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	159	164	169
	80	117	122	127	132	137	142	146	151	156	161	166	171	176	181
	90	129	134	138	143	148	153	158	163	168	173	178	183	188	193
	100	140	145	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195	200	205
	110	152	157	162	167	172	177	182	187	192	197	202	207	211	216
120	164	169	174	179	184	189	194	198	203	208	213	218	223	228	
130	176	181	186	190	195	200	205	210	215	220	225	230	235	240	
140	187	192	197	202	207	212	217	222	227	232	237	242	247	252	
		0	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300	325
		CO ₂ supply costs [€/t]													

Quelle: Öko-Institut