



Dokumentation

Kosten der Produktion von grünem Wasserstoff

Kosten der Produktion von grünem Wasserstoff

Aktenzeichen: WD 5 - 3000 - 029/20
Abschluss der Arbeit: 03. April 2020
Fachbereich: WD 5: Wirtschaft und Verkehr, Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz

Die Wissenschaftlichen Dienste des Deutschen Bundestages unterstützen die Mitglieder des Deutschen Bundestages bei ihrer mandatsbezogenen Tätigkeit. Ihre Arbeiten geben nicht die Auffassung des Deutschen Bundestages, eines seiner Organe oder der Bundestagsverwaltung wieder. Vielmehr liegen sie in der fachlichen Verantwortung der Verfasserinnen und Verfasser sowie der Fachbereichsleitung. Arbeiten der Wissenschaftlichen Dienste geben nur den zum Zeitpunkt der Erstellung des Textes aktuellen Stand wieder und stellen eine individuelle Auftragsarbeit für einen Abgeordneten des Bundestages dar. Die Arbeiten können der Geheimschutzordnung des Bundestages unterliegende, geschützte oder andere nicht zur Veröffentlichung geeignete Informationen enthalten. Eine beabsichtigte Weitergabe oder Veröffentlichung ist vorab dem jeweiligen Fachbereich anzuzeigen und nur mit Angabe der Quelle zulässig. Der Fachbereich berät über die dabei zu berücksichtigenden Fragen.

1.	Einleitung	4
2.	Begriffsabgrenzungen und Produktionsverfahren	4
3.	Wirtschaftliche Aspekte	5
3.1.	Gegenwärtige Situation	5
3.2.	Produktionskostenentwicklung	6
3.3.	Import von CO ₂ -frei produziertem Wasserstoff	10
4.	Ausgewählte Untersuchungen	13
4.1.	Publikationen internationaler Institutionen	13
4.2.	Publikationen inländischer Institutionen	13

1. Einleitung

Hintergrund dieser Arbeit sind Fragen zu den Kosten der Herstellung von Wasserstoff. Hierbei sollen die Produktionskosten von Wasserstoff, der im Inland mittels Strom auf der Grundlage von Wind- und Solarenergie erzeugt wurde, mit den Kosten von importiertem Wasserstoff, der im Ausland mit einem beliebigen Strommix hergestellt wurde, miteinander verglichen werden.

Im Ergebnis kann hier kein Kostenvergleich in der gewünschten Weise vorgenommen werden. Die aufgeworfenen Fragen werden vielmehr anhand der recherchierbaren Informationen summarisch beantwortet. Als Energiequelle wird hierbei Strom aus erneuerbaren Energien zugrunde gelegt. Eine vollständige Aufbereitung des Themenfeldes der Wasserstoffproduktion und seiner Kosten konnte im Rahmen dieser Arbeit nicht erfolgen.

Die im Text angegebenen Internet-Adressen wurden zuletzt am 03. April 2020 aufgerufen.

2. Begriffsabgrenzungen und Produktionsverfahren

Für aus erneuerbaren Energiequellen CO₂-frei gewonnenen Wasserstoff hat sich der Begriff „grüner Wasserstoff“ eingebürgert.¹ Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) definiert ihn in Abgrenzung von „grauem“ und „blauem“ Wasserstoff inhaltlich wie folgt:

„Grüner Wasserstoff wird durch Elektrolyse von Wasser hergestellt, wobei für die Elektrolyse ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien zum Einsatz kommt. Unabhängig von der gewählten Elektrolisetechnologie erfolgt die Produktion von Wasserstoff CO₂-frei, da der eingesetzte Strom zu 100 Prozent aus erneuerbaren Quellen stammt und damit CO₂-frei ist.“²

Auf der Grundlage grünen Wasserstoffs lassen sich weitere Produkte entwickeln. Die entsprechenden Verfahren werden unter dem Ausdruck „Power-to-X“ zusammengefasst. Hierzu teilt das BMWi mit: *„Aus Wasserstoff können weitere Folgeprodukte hergestellt werden. Diese Verfahren werden übergreifend und unter der Bedingung, dass es sich beim eingesetzten Wasserstoff um grünen Wasserstoff im vorstehenden Sinne handelt, als Power-to-X (PtX) bezeichnet. Hierbei wird elektrische Energie (Power) in einen stofflichen Energieträger „X“ (z.B. Methanol, Ammoniak)*

1 Zu den Begrifflichkeiten s. beispielsweise auch die Dokumentation „Wasserstoffstrategien National und International“ des Fachbereichs WD 8 der Wissenschaftlichen Dienste des Deutschen Bundestages vom 28. Oktober 2019, <https://www.bundestag.de/resource/blob/679420/8c47214bdf99af198a6d4dfb35d0c6dd/WD-8-134-19-pdf-data.pdf>.

2 BMWi (2019). Dialogprozess Gas 2030 – Erste Bilanz –. Berlin. Oktober 2019. S. 5. Link: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/C-D/dialogprozess-gas-2030-erste-bilanz.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
Den Begriff „grauer Wasserstoff“ grenzt das BMWi in dieser Veröffentlichung wie folgt ab: „Grauer Wasserstoff basiert auf dem Einsatz von fossilen Kohlenwasserstoffen. Maßgeblich für die Produktion von grauem Wasserstoff ist die Dampfreformierung von Erdgas. Seine Erzeugung ist mit erheblichen CO₂-Emissionen verbunden.“ (Ebenda)
Den Begriff „blauer Wasserstoff“ definiert es hierin wie folgt: „Als blauer Wasserstoff wird Wasserstoff bezeichnet, dessen Erzeugung mit einem CO₂-Abscheidungs- und -Speicherungsverfahren gekoppelt wird (engl. Carbon Capture and Storage, CCS). Das bei der Wasserstoffproduktion erzeugte CO₂ gelangt so nicht in die Atmosphäre und die Wasserstoffproduktion kann bilanziell als CO₂-neutral (...) betrachtet werden.“ (Ebenda)

umgewandelt. Je nachdem, ob die erzeugten Produkte in gasförmiger oder flüssiger Form anfallen, spricht man von Power-to-Gas (PtG) oder von Power-to-Liquid (PtL).³

Für die Wasserelektrolyse gibt es drei Verfahrensansätze, die alkalische Elektrolyse (AEL) mit einer wässrigen Kali- oder Natronlauge als Elektrolyt, die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL) mit einer protonenleitenden Membran als Elektrolyt und die Feststoff-Oxid-Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEL) mit einer keramischen ionenleitenden Membran als Elektrolyt.⁴ Entsprechend unterschiedlich sind die Elektrolyse-Anlagen (Elektrolyseure) aufgebaut. Im Hinblick auf die technischen Einzelheiten dieser drei Ansätze wird auf die Fachliteratur verwiesen.⁵

3. Wirtschaftliche Aspekte

3.1. Gegenwärtige Situation

Laut BMWi hat Wasserstoff bisher keine Bedeutung für die Energieversorgung in Deutschland. *„Pro Jahr werden etwa 55 TWh (Heizwert) Wasserstoff fast ausschließlich aus Erdgas („grauer Wasserstoff“) erzeugt und überwiegend stofflich in der Industrie genutzt. CO₂-freier Wasserstoff („grüner Wasserstoff“) aus Power-to-Gas-Anlagen wird bisher nur in sehr geringen Mengen in bundesweit ca. 40 Pilot- und Demonstrationsanlagen erzeugt und anschließend entweder direkt genutzt oder in das Gasnetz eingespeist. An einzelnen Standorten wird der Wasserstoff zudem in Verbindung mit einer Kohlenstoffquelle zu verwertbaren Grundchemikalien oder Methan weiterverarbeitet. CO₂-neutraler Wasserstoff („blauer Wasserstoff“) ist bislang in Deutschland nicht verfügbar.“*⁶

Allerdings verfüge die Chemische Industrie über eine breite Erfahrung bei der Produktion von Wasserstoff durch Elektrolyseverfahren: *„Die deutsche Industrie stellt jährlich ca. 3 TWh Wasserstoff über Elektrolyseverfahren her. Somit verfügt die deutsche Chemiebranche bereits über ein breites Erfahrungsspektrum bei der Erzeugung, der sicheren Handhabung und der stofflichen*

3 BMWi (2019). Dialogprozess Gas 2030 – Erste Bilanz –. A.a.O. S. 5 f.

4 Vgl. Brinner, A.; Schmidt, M.; Schwarz, S.; Wagener, L.; Zuberbühler, U. (2018): Technologiebericht 4.1 Power-to-gas (Wasserstoff). In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken. S. 13. Link: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7058/file/7058_Power-to-gas.pdf. Die Abkürzung SOEL leitet sich vom englischsprachigen Ausdruck Solid Oxid Electrolysis ab. Die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse wird bisweilen auch durch die Abkürzung PEM, die Feststoff-Oxid-Hochtemperatur-Elektrolyse durch die Abkürzung SOEC gekennzeichnet; vgl. z. B. Greenpeace Energy e.G. (Hrsg.) (2020). Bukold, Steffen. Kurzstudie. Blauer Wasserstoff. Perspektiven und Grenzen eines neuen Technologiepfades. Hamburg, Januar 2020. S. 26 f. Link: <https://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/blauer-wasserstoff-studie-2020.pdf>. Ausweislich beider Quellen befinden sich SOEL- bzw. SOEC-Anlagen noch in der Erprobungsphase, werden also noch nicht kommerziell genutzt; vgl. Brinner, A.; Schmidt, M.; Schwarz, S.; Wagener, L.; Zuberbühler, U. (2018). A. a. O. S. 15; Greenpeace Energy e.G. (Hrsg.) (2020). Bukold, Steffen. A. a. O. S. 27.

5 Vgl. u. a. Brinner, A.; Schmidt, M.; Schwarz, S.; Wagener, L.; Zuberbühler, U. (2018). A. a. O. S. 13 – 16; Greenpeace Energy e.G. (Hrsg.) (2020). Bukold, Steffen. A. a. O. S. 26 f.

6 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019). Dialogprozess Gas 2030 – Erste Bilanz –. A.a.O. S. 6.

Verwendung von Wasserstoff. Diese Expertise ist für eine zukünftige Nutzung von Wasserstoff im internationalen Wettbewerb von großer Bedeutung.“⁷

Der bisher in Deutschland fehlende industrielle Durchbruch hinsichtlich der Produktion von grünem Wasserstoff kommt in den folgenden Aussagen des BMWi zum Ausdruck: *„Die deutsche Industrie verfügt bei der Erzeugung und Weiterverarbeitung von Wasserstoff bereits über ein breites Know-how. Allerdings ist die Erzeugung von CO₂-freiem Wasserstoff - das heißt aus erneuerbaren Energien - noch nicht wirtschaftlich. Um die Entwicklung voranzutreiben und eine Kostendegression zu erreichen, müssen Erzeugungsanlagen im industriellen Maßstab aufgebaut und eine entsprechende Größenordnung in der Herstellung von CO₂-freiem Wasserstoff mit einem deutlich wachsenden Absatzmarkt erreicht werden.“⁸*

Auf die gegenwärtig mangelnde Wirtschaftlichkeit der Produktion von CO₂-freiem Wasserstoff in Deutschland wird auch in einem Hintergrundpapier zu dem vom BMWi ins Leben gerufenen Dialogprozess Gas 2030 hingewiesen:

„Aktuell ist eine Substitution von fossilem Wasserstoff durch strombasierten Wasserstoff nicht wirtschaftlich, da dieser durch hohe Investitions- und Gestehungskosten gekennzeichnet ist. Zudem erschwert das aktuelle System von Abgaben und Umlagen die Konkurrenzfähigkeit von grünem Wasserstoff gegenüber fossilen Energieträgern. Eine deutliche Senkung der Produktionskosten kann einerseits durch niedrigere Stromgestehungskosten vor dem Hintergrund des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien und andererseits durch Kostensenkungspotenziale mit Blick auf Skalierung und Markthochlauf der Technologien erreicht werden.“⁹

3.2. Produktionskostenentwicklung

Die Produktions- bzw. Gestehungskosten (englischsprachig: Levelized Cost of Production, abgekürzt LCOP) setzen sich bei der Herstellung grünen Wasserstoffs aus folgenden Kostenblöcken zusammen: die Kosten für den Strombezug (einschließlich der anfallenden Entgelte, Abgaben und Umlagen), die Kosten für die eingesetzten Rohstoffe (Wasser) sowie die Kosten für den Elektrolyseur.¹⁰ Die Kosten für den Elektrolyseur unterteilen sich in die Kapital- und die Betriebskos-

7 BMWi (2019). Dialogprozess Gas 2030 – Erste Bilanz –. A.a.O. S. 6.

8 BMWi. Website. Artikel „Wasserstoff: Schlüsselement für die Energiewende“. Abschnitt „Welches Potenzial hat Wasserstoff? Mit großen Erzeugungsanlagen die Kosten senken“. Link: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/wasserstoff.html> .

9 Jugel, Christoph (Deutsche Energie-Agentur GmbH) et al. (2019). Dialogprozess Gas 2030. Hintergrundpapier. Berlin, 8.10.2019. Abschnitt 2.3.1 Status quo. S. 26. Link: https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/Hintergrundpapier_Dialogprozess_Gas_2030.pdf .

10 Vgl. u. a. Prognos AG (2019). Flexibilitäts-Optionen für die Energiewende - und ihr Einsatz. Impuls für die AG „Flexibilität“ beim Bayerischen Energiegipfel. München, 09. Mai 2019. Dr. Almut Kirchner. S. 16. Link: https://www.energie-innovativ.de/fileadmin/user_upload/energie_innovativ/Dokumente/Energiegipfel/AG_3/Impulsvortraege/Impulsvortrag_Fr._Dr._Kirchner_Prognos_AG_Sitzung_2_AG_3.pdf

ten. Einfluss auf die Kapitalkosten einer Anlage nehmen ihre Lebensdauer, die jeweils anfallenden Zinsen sowie die jeweilige Anzahl an Volllaststunden. Die Höhe der Betriebskosten einer Anlage wird durch ihren Wirkungsgrad beeinflusst.¹¹

Nach Angaben des oben zitierten Hintergrundpapiers zum Dialogprozess Gas 2030 erstrecken sich die in der Fachliteratur ermittelten Investitionskosten für Elektrolyseure und Produktionskosten für elektrolytisch hergestellten Wasserstoff über eine große Bandbreite:

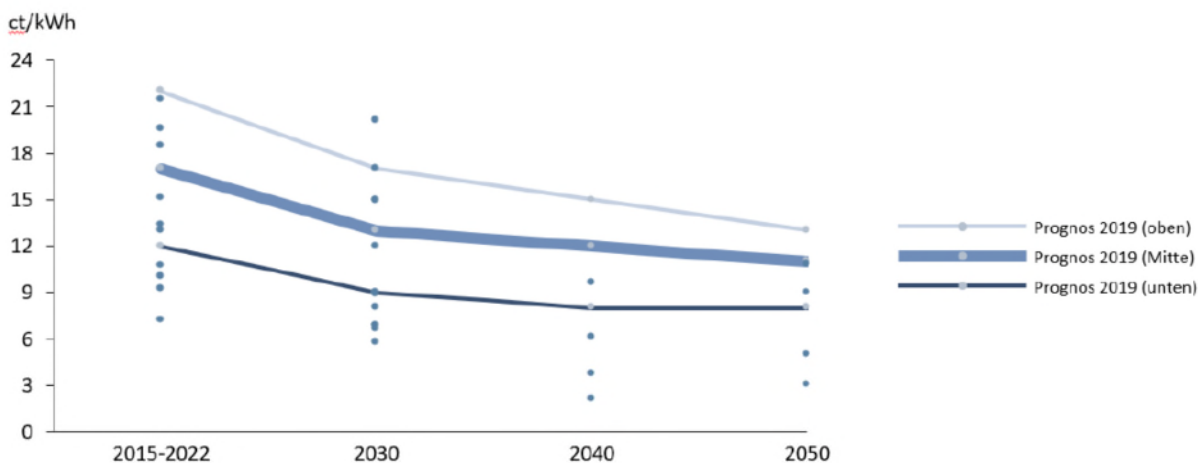
„Die in der Literatur angegebenen Investitionskosten der Elektrolyseure und der Anlagen zur Methanisierung weisen große Bandbreiten auf (...), was u. a. auf die unterschiedlichen Anlagengrößen und die verwendeten Technologien zurückzuführen ist. Auch die Produktionskosten für strombasierten Wasserstoff weisen eine erhebliche Bandbreite, zwischen 7,2 ct/ kWh und 21,5 ct / kWh auf (...). Die Schwankungen ergeben sich hauptsächlich aus den CAPEX der Elektrolyseure, den Stromkosten und den Volllaststunden. Es wird erwartet, dass diese Kosten bis 2050 nahezu halbiert werden können.“¹²

Darüber hinaus macht das Hintergrundpapier darauf aufmerksam, dass auch die für die Zukunft in der Fachliteratur prognostizierten Produktionskosten für strombasierten Wasserstoff je nach den zugrunde gelegten Annahmen einer großen Bandbreite unterliegen. Insgesamt werden jedoch längerfristig deutlich sinkende Produktionskosten erwartet. Hinsichtlich der Einzelheiten wird auf die Ausführungen im Unterabschnitt „strombasierte Gase“ des Abschnitts 2.3.2 („Ausblick – Nutzungsperspektiven erneuerbarer Gase“) hingewiesen.¹³

Einen Überblick über die längerfristig erwarteten Produktionskostenminderungen bei elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff vermittelt das folgende Schaubild; es beruht auf einer Auswertung von Fachstudien und ist einer Vortragspräsentation der Prognos AG entnommen, auf die im Hintergrundpapier Bezug genommen wird¹⁴ und die dem Bearbeiter dieses Sachstands vorliegt.¹⁵

-
- 11 Vgl. u. a. Prognos AG (2019). Flexibilitäts-Optionen für die Energiewende - und ihr Einsatz. Impuls für die AG „Flexibilität“ beim Bayerischen Energiegipfel. A.a.O. S. 16.
- 12 Jugel, Christoph (Deutsche Energie-Agentur GmbH) et al. (2019). Dialogprozess Gas 2030. Hintergrundpapier. Berlin, 8.10.2019. Abschnitt 2.3.1 Status quo. S. 26. Link: https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/Hintergrundpapier_Dialogprozess_Gas_2030.pdf. Die Begriffe Investitionskosten und Produktionskosten sind im Originaltext gefettet. Mit der Abkürzung CAPEX, abgeleitet vom englischsprachigen Ausdruck capital expenditures, werden Investitionsausgaben bezeichnet; vgl. Gabler Wirtschaftslexikon, Online-Lexikon, Link: <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/capex-52700>.
- 13 Vgl. Jugel, Christoph (Deutsche Energie-Agentur GmbH) et al. (2019). A.a.O. S. 28 – 31.
- 14 Vgl. Jugel, Christoph (Deutsche Energie-Agentur GmbH) et al. (2019). A.a.O. S. 108.
- 15 Prognos AG (2019). Kosten für strombasierte Energieträger. Vortragspräsentation. 25.04.2019. S. 15. Vgl. auch die Angaben zur Entwicklung der Bereitstellungskosten grünen Wasserstoffs (Gestehungskosten sowie Kosten für Transport und Verteilung) auf Seite 8 dieser Präsentation.

Studienvergleich Erzeugungskosten strombasierter Wasserstoff (in ct./kWh) **prognos**
Wir geben Orientierung.

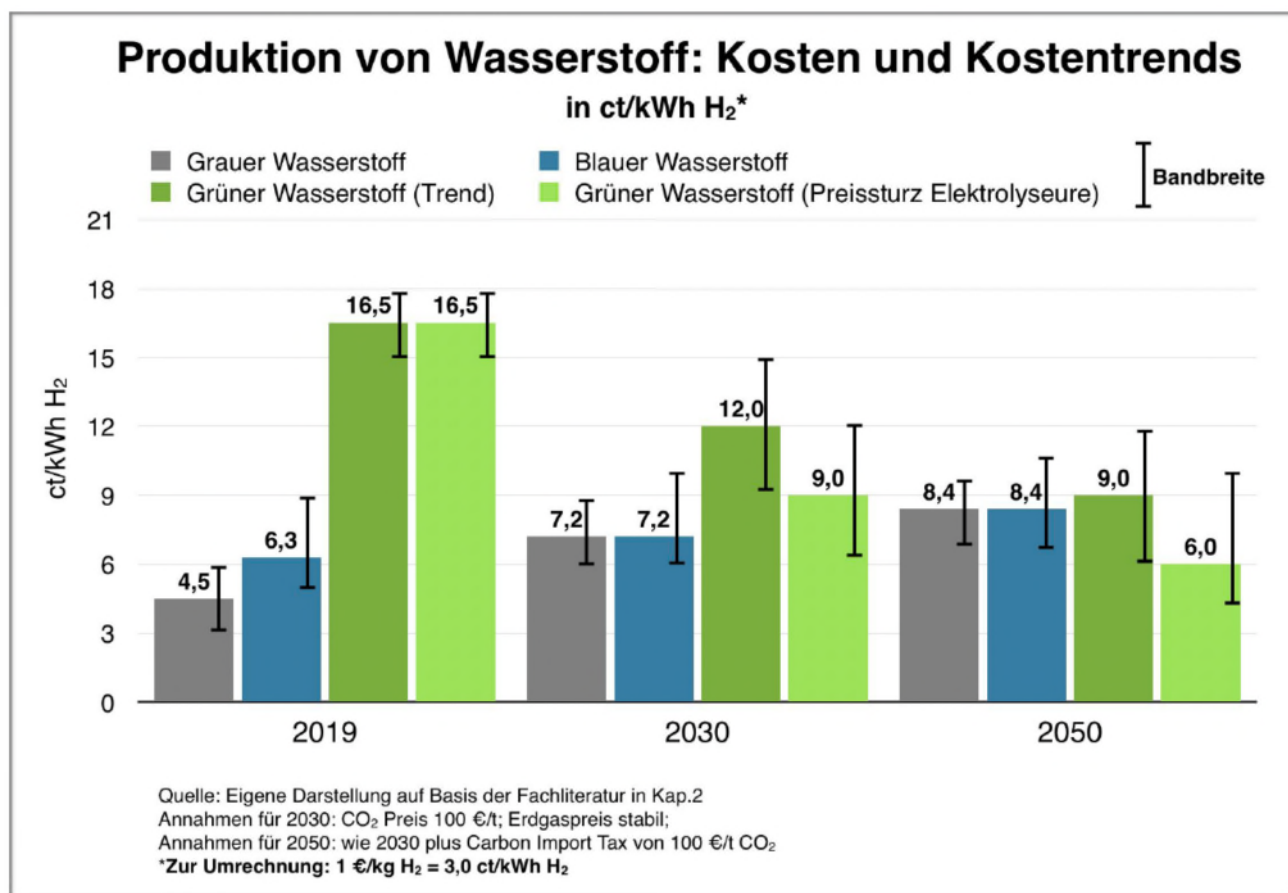


Quellen:
I.) Prognos 2019 (laufendes Projekt),
II.) Navigant 2019 (Metastudie), basierend auf: 9 Studien und 17 Szenarien. Für 2050 geben nur 4 Studien Erzeugungskosten an. (Agora 2018, Asset 2018, CE Delft 2018, Dena 2016, Energy Brainpool 2018, Hincio 2017, Innovation Board 2017, Navigant 2017, Navigant 2019)

Quelle: Prognos AG (siehe Fn 15)

Das folgende Schaubild entstammt der Kurzstudie der Greenpeace Energy e.G. zum blauen Wasserstoff.¹⁶ Es beruht ebenfalls auf einer Auswertung von Fachstudien und stellt die für Produktionsstandorte in Deutschland bei der Herstellung von grünem Wasserstoff erwartete Kostenentwicklung den entsprechenden Kostenentwicklungen bei der Produktion von grauem und blauem Wasserstoff gegenüber. Hierbei wird auch der erwartete starke Rückgang der Investitionskosten für Elektrolyseure in den Blick genommen.

16 Greenpeace Energy e.G. (Hrsg.) (2020). Bukold, Steffen. Kurzstudie. Blauer Wasserstoff. A.a.O. S. 8.



Quelle: Greenpeace Energy e.G. (siehe Fn 16)

Zusammenfassend gelangt die Kurzstudie hinsichtlich der Kostentrends zu folgendem Ergebnis:

„Grüner Wasserstoff ist im Moment in Westeuropa mit 15-18 ct/kWh (5-6 €/kgH₂) doppelt so teuer wie Blauer Wasserstoff und etwa dreimal teurer als Grauer Wasserstoff (also ohne CCS). Das sind allerdings nur Durchschnittswerte, die im Einzelfall deutlich abweichen können. Nur in China kann Grüner Wasserstoff schon heute in manchen Provinzen zu vergleichbaren Kosten wie Blauer Wasserstoff produziert werden. Die Kostentrends verbessern die Marktposition des Grünen Wasserstoffs allerdings auch in Europa. Praktisch alle Marktexperten rechnen damit, dass die Investitionskosten für Elektrolyseure in den kommenden Jahrzehnten auf einen Bruchteil des heutigen Aufwands fallen werden. In China sind laut BNEF bereits heute Anlagenpreise von 200 \$/kW möglich. Bis 2030 könnten die Preise dort noch weiter bis auf 115 \$/kW fallen. Sollten in Europa die Preise für Elektrolyseure bis 2030 von derzeit 500-1500 €/kW auf 200 \$/kW sinken, wären konkurrenzfähige Preise für Grünen Wasserstoff ab 2030 möglich. Niedrige Anlagenpreise ermöglichen den kostendeckenden Betrieb selbst bei geringer Auslastung. Die Betreiber könnten die Produktion dann auf die Zeiten mit hohem Stromdargebot, also geringen Stromkosten, beschränken. Das (...) Schaubild zeigt die in der aktuellen Fachliteratur (...) erwarteten Preistrends für Standorte in Deutschland. Grauer und Blauer Wasserstoff bleiben im Durchschnitt bis in das nächste Jahrzehnt hinein kostengünstiger als Grüner Wasserstoff. Sollte der erwartete Preissturz bei Elektrolyseuren eintreten, sinken die Kosten für Grünen Wasserstoff im Laufe der 2030er auf

ein vergleichbares Preisniveau.

In den Jahrzehnten danach wäre Grüner Wasserstoff dann auf breiter Front wettbewerbsfähig. Grauer und Blauer Wasserstoff können aufgrund der CO₂-Abgaben ihr Kostenniveau nicht senken. Erwartbare verfahrenstechnische Fortschritte bei der Produktion werden durch die steigenden CCS-Preise kompensiert, da zuerst die kostengünstigsten Lagerstätten genutzt werden. Für den gesamten Zeitraum werden im Schaubild stabile Erdgaspreise angenommen.“¹⁷

3.3. Import von CO₂-frei produziertem Wasserstoff

Was einen Import von grünem Wasserstoff aus anderen Ländern anbelangt, so gelangt die Kurzstudie von Greenpeace Energy zu folgendem Ergebnis:

„Grüner Wasserstoff könnte in Ländern mit sehr niedrigen Gestehungskosten für Solar- oder Windstrom produziert werden, also z.B. in Nordafrika. Die Transportkosten von Wasserstoff sind allerdings hoch. Im Durchschnitt erhöht allein der Schiffstransport die Gesamtkosten um 50-150%. Die technisch sehr aufwendige Verflüssigung von Wasserstoff kostet im Durchschnitt 3 ct/kWh Wasserstoff (1 \$/kgH₂). Bei Importen über Seehäfen wären hohe inländische Distributionskosten in Deutschland in vielen Fällen unvermeidlich. Die Distribution per Tanklaster über 500 Kilometer kostet weitere 3- 6 ct/kWh Wasserstoff.

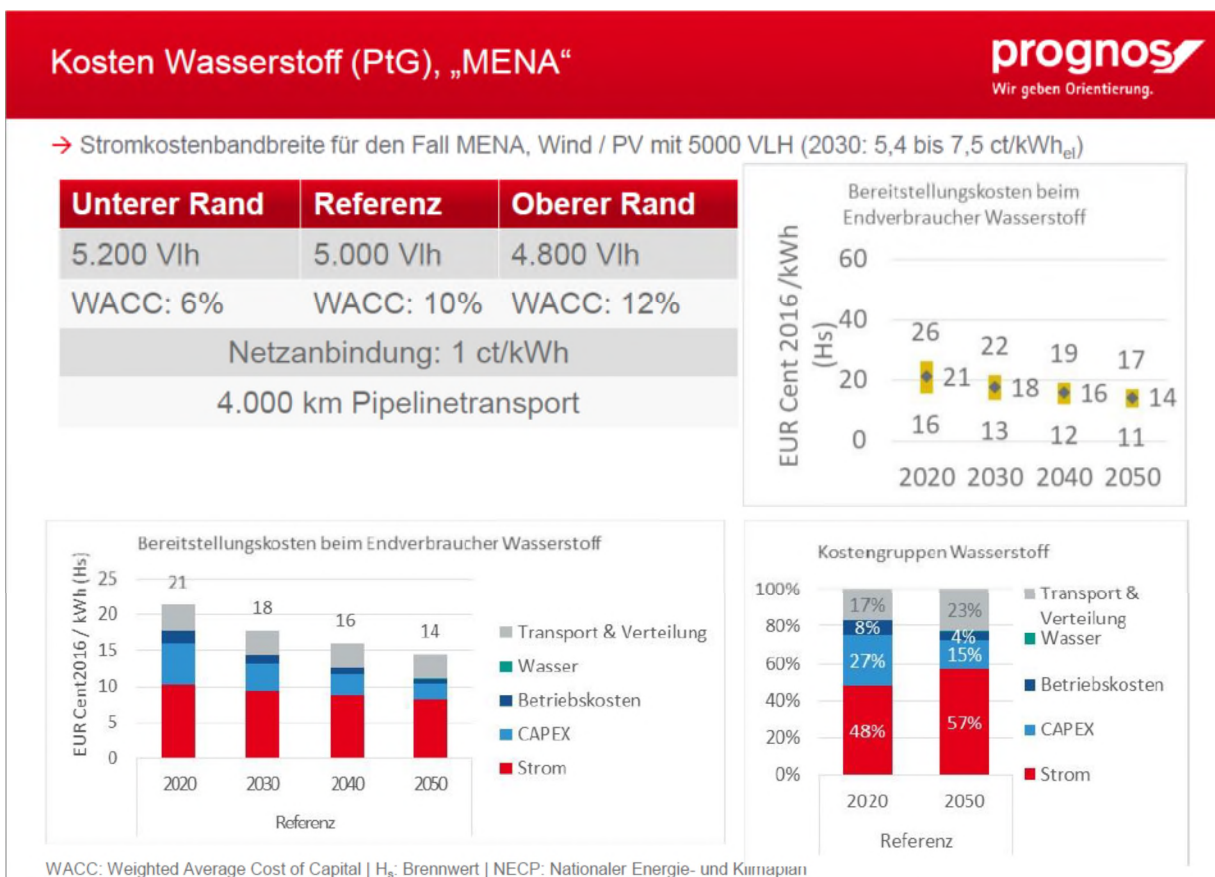
Die Produktion von Grünem Wasserstoff in Nordafrika und der Transport zu einem deutschen Seehafen wäre bis 2030 für 9-15 ct/kWh Wasserstoff darstellbar. Diese Kosten steigen allerdings auf 15-21 ct/kWh Wasserstoff, wenn dadurch der Distributionsaufwand ins deutsche Hinterland steigt. Insgesamt liegt das Preisniveau also voraussichtlich in der Nähe oder sogar über den erwarteten Kosten einer Produktion im Inland. Addiert man weitere Risiken (innenpolitische Stabilität, Rechtssicherheit etc.) erscheint daher die heimische Produktion von Grünem Wasserstoff in den meisten Fällen attraktiver als der Import aus Übersee. (...)

Noch wichtiger ist es jedoch, bei Importoptionen die Differenz zwischen Kosten und Preisen ins Kalkül zu ziehen. Es ist unwahrscheinlich, dass Wasserstoff-Exporteure ihre Tankerladungen deutlich unter dem Marktpreis für (potenziell) inländisch erzeugten Wasserstoff anbieten werden. Sollte es sich zudem nur um eine kleine Gruppe von Exportstaaten handeln, wäre eine Kartellbildung leicht vorstellbar. Das Argument, dass importierter Wasserstoff kostengünstiger produziert werden kann als heimischer Wasserstoff (Blau oder Grün), wäre also ohne Bedeutung. Ähnlich wie schon heute im Erdgasmarkt bildet sich dann ein internationaler Wasserstoffpreis.“¹⁸

Die Prognos AG stellt in ihrer Vortragspräsentation Berechnungen zur längerfristigen Entwicklung der Kosten für die Bereitstellung von grünem Wasserstoff beim Endverbraucher und deren

-
- 17 Greenpeace Energy e.G. (Hrsg.) (2020). Bukold, Steffen. Kurzstudie. Blauer Wasserstoff. A.a.O. S. 7 f. BNEF steht für Bloomberg New Energy Finance. Zur Einschätzung in Satz 1 des Zitats vgl. auch eine Grafik aus der Studie der Internationale Energieagentur (Hrsg.) (2019). The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. Paris Cedex, S. 49; siehe dazu den Quellennachweis in Kapitel 4.1 der vorliegenden Arbeit.
- 18 Greenpeace Energy e.G. (Hrsg.) (2020). Bukold, Steffen. Kurzstudie. Blauer Wasserstoff. A.a.O. S. 12. Ausführlicher wird die Frage eines Imports von Wasserstoff in Kapitel 5 der Studie („Die Variante: Importierter Wasserstoff“) behandelt; vgl. ebenda, S. 55 – 57.

Zusammensetzung vor, der aus der Region MENA (Middle East and North Africa) importiert wird. Das entsprechende Schaubild wird nachfolgend wiedergegeben.¹⁹



Quelle: Prognos AG

Im Hintergrundpapier zum Dialogprozess Gas 2030 wird zum Import erneuerbarer Gase generell wie folgt Stellung genommen:

„Als weitere Quelle kommen Importe von erneuerbaren Gasen in Frage. Dabei ist zu erwarten, dass der Import aus sonnen- oder windreichen Regionen zu Preisvorteilen führen wird, obwohl vergleichsweise höhere Transportkosten anfallen würden. Zusätzlich kann der Import erneuerba-

19 Prognos AG (2019). Kosten für strombasierte Energieträger. Vortragspräsentation. 25.04.2019. S. 12. Die Abkürzung Vlh steht für Volllaststunden. Zu den zugrunde liegenden Annahmen sowie den verwendeten Abkürzungen vgl. auch das Schaubild auf Seite 11 dieser Vortragspräsentation (Parametervariation für PtX-Kosten, „MENA“). Die Bereitstellungskosten umfassen die Gesteuerungskosten sowie die Kosten für den Transport und die Verteilung des Wasserstoffs.

*rer Gase zur Diversifizierung und damit erhöhter Versorgungssicherheit beitragen. In Überlegungen zu Importen müssen ökonomische, ökologische und politische Abwägungen einfließen. (...)*²⁰

Das BMWi betont in seiner Ersten Bilanz zum Dialogprozess Gas 2030, dass Deutschland auch in einer dekarbonisierten Welt in großem Umfang werde Energieträger importieren müssen. Vor diesem Hintergrund müssten Energiepartnerschaften mit Partnerländern weiterentwickelt werden, um Importpotenziale für CO₂-freie bzw. -neutrale Energieträger gemeinsam mit Partnerländern erschließen zu können. Es stellt fest:

„Mit Blick auf die Verfügbarkeit CO₂-freier bzw. -neutraler Gase werden europäische und globale Märkte für die Sicherheit der Energieversorgung in Deutschland auch langfristig eine entscheidende Rolle spielen: Denn Deutschland wird auch in einer dekarbonisierten Welt in großem Umfang Energieträger importieren müssen. Ausschlaggebend dafür wird sein, dass wind- und sonnenreiche Regionen Produktionskostenvorteile bei der Erzeugung von CO₂-freiem bzw. -neutralem Wasserstoff bzw. entsprechender Folgeprodukte haben werden. Wichtig ist es daher aus industriepolitischer Sicht einerseits, dass auch deutsche Technologien (Anlagenbau, Chemie, Grundstoffe) bei der Produktion im Ausland zum Einsatz kommen. Andererseits sollte ein Zugang für die Abnehmer CO₂-freier bzw. -neutraler Gase zu den relevanten Märkten frühzeitig ermöglicht werden.

Diese Entwicklungen haben umfangreiche geopolitische Implikationen, die rechtzeitig in die Politikentwicklung einbezogen werden müssen.

(...)

*Energiepartnerschaften mit Partnerländern müssen weiterentwickelt werden, um Importpotenziale für CO₂-freie bzw. -neutrale Energieträger gemeinsam mit Partnerländern erschließen zu können. Insbesondere ist im Rahmen der Nordsee-Kooperation das Potenzial einer übergreifenden Zusammenarbeit mit Blick auf die Offshore-Herstellung von Wasserstoff zu untersuchen.“*²¹

Hinsichtlich eines Imports von grünem Wasserstoff wird des Weiteren auf eine Studie der Deutschen Energie-Agentur (dena) und anderer Institutionen zum internationalen Kooperationspotenzial für Deutschland im Hinblick auf den grünen Wasserstoff aufmerksam gemacht; hierin werden sowohl potenzielle Herkunftsländer für den Import grünen Wasserstoffs als auch potenzielle Exportmärkte für Produkte auf der Grundlage grünen Wasserstoffs analysiert.

Deutsche Energieagentur (dena)/Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH/NAVIGANT/adelphi (Hrsg.) (2019). Grüner Wasserstoff: Internationale Kooperationspotenziale für Deutschland. Kurzanalyse zu ausgewählten Aspekten potenzieller Nicht-EU-Partnerländer. Stand: 4. Oktober 2019. Link: <https://www.dena.de/filead->

20 Jugel, Christoph (Deutsche Energie-Agentur GmbH) et al. (2019). A.a.O. S. 29.

21 BMWi (2019). Dialogprozess Gas 2030 – Erste Bilanz –. A.a.O. S. 8 f.

min/dena/Publikationen/PDFs/2019/Gruener_Wasserstoff_Internationale_Kooperationspotenziale.pdf .

4. Ausgewählte Untersuchungen

4.1. Publikationen internationaler Institutionen

- Internationale Energieagentur (Hrsg.) (2019). The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. Paris Cedex 16. Links: <https://doi.org/10.1787/1e0514c4-en> bzw. https://www.oecd-ilibrary.org/energy/the-future-of-hydrogen_1e0514c4-en (Vorblatt mit Verlinkung zur Studie).

Die Studie kann über den Katalog der Bibliothek des Deutschen Bundestages elektronisch aufgerufen werden. Sie befasst sich im Rahmen des zweiten Kapitels („Producing hydrogen and hydrogen-based products“, S. 37 ff.) unter der Überschrift „Costs of hydrogen production from water and electricity“ (S. 46 – 49) mit den Kosten der Produktion von Wasserstoff durch Elektrolyse. Hierbei ist insbesondere auf das Schaubild 14 („Hydrogen costs from hybrid solar PV and onshore wind systems in the long term“) auf S. 49 hinzuweisen, das einen Überblick über die Spannweite der Produktionskosten auf der Grundlagen von Solar- und Onshore-Windenergie in den einzelnen Regionen der Erde wiedergibt.

- International Renewable Energy Agency (IRENA) (Hrsg.) (2019). Gielen, Dolf/Taibi, Emanuele/Miranda, Raul. Hydrogen: A renewable energy perspective. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. September 2019. Link: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf .

Siehe insbesondere Kapitel 5 („Competitiveness of renewable hydrogen“, S. 26 ff.) mit Abschnitt 5.1 („Current hydrogen production cost“, S. 28 f.) und Abschnitt 5.3 („Future hydrogen supply cost“, S. 34).

- Hydrogen Council (2020). Path to hydrogen competitiveness. A cost perspective. 20 January 2020. Link: https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf . Die Studie nimmt u. a. Stellung zur Kostenentwicklung und den Perspektiven für die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserstoffwirtschaft.

4.2. Publikationen inländischer Institutionen

- Agora Energiewende und Wuppertal Institut (2019). Joas, Fabian et al. Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement. Berlin. November 2019. Link: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/De-karbonisierung_Industrie/164_A-EW_Klimaneutrale-Industrie_Studie_WEB.pdf .

-
- Schneider, C. et al. (2019): Klimaneutrale Industrie: Ausführliche Darstellung der Schlüsseltechnologien für die Branchen Stahl, Chemie und Zement. Analyse im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin. November 2019. Link: https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/166_A-EW_Klimaneutrale_Industrie_Ausfuhrliche-Darstellung_WEB.pdf .
 - Energy Brainpool (Hrsg.) (2018). Huneke, F. Auf dem Weg in die Wettbewerbsfähigkeit: Elektrolysegase erneuerbaren Ursprungs. Studie im Auftrag von Greepeace Energy eG. Berlin, 22.03.2018. Link: https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Kurzanalyse_2018-03-19_GPE_Kurzanalyse_Kostenentwicklung-von-Elektrolysegas-erneuerbaren-Ursprungs.pdf .

Siehe insbesondere Abschnitte „Was kostet Elektrolysewasserstoff aus einer heutigen Anlage (S. 1 – 3) und „Was ist die Entwicklung dieser Kosten bis 2040? “ (S. 3 – 5).

- adelphi consult GmbH (Hrsg.) (2019). The role of clean hydrogen in the future energy systems of Japan and Germany. Berlin: adelphi. Stand: September 2019. Link: <https://www.adelphi.de/de/system/files/mediathek/bilder/The%20role%20of%20clean%20hydrogen%20in%20the%20future%20energy%20systems%20of%20Japan%20and%20Germany%20-%20Study.pdf> .

Siehe insbesondere Unterabschnitt 1.1.1 („Hydrogen production“, S. 2 f.), Abschnitt 1.4 („Overview of policy - Germany“, S. 12 – 17), hierunter Unterabschnitt 1.4.4 („Demonstration and pilot projects“, S. 15 – 17), sowie Abbildung 22 („Levelised cost of on-site green hydrogen production“, S. 87) und Abbildung 23 „Countries with lowest levelised cost of green hydrogen production“, S. 88).

- Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie – NOW GmbH (Hrsg.) (2018). Studie IndWEDe. Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur. Berlin. September 2018. Link: https://www.now-gmbh.de/content/service/3-publikationen/1-nip-wasserstoff-und-brennstoffzellentechnologie/indwede-studie_v04.1.pdf . Kapitel 2: Stand und Entwicklung der Wasserelektrolyse (S. 2 – 17).

Siehe insbesondere Kapitel 4 („Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserstoffherzeugung mittels Wasserelektrolyse“, S. 30 ff.) mit Abschnitt 4.3 („Ökonomische Parameter“, S. 42 – 47), hierunter Unterabschnitte 4.3.1 („Herstell- und Betriebskosten“, S.42 – 44), 4.3.2 („Aufteilung Systemkosten“, S. 45 – 47) und 4.3.3 („Stackkosten“, S. 47).

- IPP ESN Power Engineering GmbH Ingenieurunternehmen für Energie- und Umwelttechnik (2019). Bericht über Ingenieur- und Beratungsleistungen. Potenzialstudie Wasserstoffwirtschaft. Auftraggeber: EE.SH NETZWERKAGENTUR ERNEUERBARE ENERGIEN (IM AUFTRAG DES KREISES NORDFRIESLAND). Kiel, den 6. September 2019. Link:

https://ee-sh.de/de/dokumente/content/Berichte_Studien/2019-09-06-Potentialstudie-H2-NF-Endfassung-L-Web.pdf .

Die Studie befasst sich u. a. mit der Produktion von Wasserstoff auf der Grundlage unterschiedlicher Strombezugsszenarien und Elektrolyseverfahren. Siehe Kapitel 3 („Wasserstoffherzeugung“, S. 14 - 29), u. a. mit Abschnitt 3.8 („Resultierende Wasserstoffkosten“, S. 26 – 29).

* * *