

Betrieb von Elektrolyseuren am Elektrizitätsmarkt im Zuge der Nationalen Wasserstoffstrategie

Operation of electrolyzers on the electricity market as part of the national hydrogen strategy

Dr. Christian Hille, umlaut SE, Aachen, Deutschland, christian.hille@umlaut.com

M.Sc. Kim Taylor, umlaut SE, Aachen, Deutschland, kim.taylor@umlaut.com

Dr. Mihail Ketov, Maon GmbH, Berlin, Deutschland, mk@maon.eu

M.Sc. Huangluolun Zhou, Maon GmbH, Berlin, Deutschland, hz@maon.eu

Kurzfassung

Die Nationale Wasserstoffstrategie der deutschen Bundesregierung sieht neben dem Import von Wasserstoff und dem Export energietechnischer Anlagen auch den Aufbau eigener Erzeugungskapazitäten für sog. grünen Wasserstoff in Deutschland vor. Die aktuellen Planungen gehen von einer installierten elektrischen Leistung der Elektrolyseure in Deutschland von 5 GW im Jahr 2030 und 10 GW in Jahr 2035 aus. Der Einsatz am Strommarkt wurde in dieser Abhandlung im Detail untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass unter der Prämisse der Befreiung von EEG-Umlage, Netzentgelten und Steuern davon ausgegangen werden kann, dass ab einem Preis von ca. 2,7 €/kg für Wasserstoff ausreichende Volllaststundenzahlen für einen ökonomischen Betrieb der Elektrolyseure erreicht werden. Unter Einbezug der heutigen Abgabenlast für Endverbraucher erscheint dem gegenüber ein Wasserstoffpreis von unter 6 €/kg als betriebswirtschaftlich nicht darstellbar. Ergänzend wurde eine Rückverstromung des Wasserstoffs betrachtet. Die Ergebnisse zeigen, dass die Rückverstromung zukünftig maßgeblich aus Gründen der Systemstabilität als sinnvoll erachtet werden kann.

Abstract

The national hydrogen strategy of the German federal government includes - besides import of hydrogen and export of energy technology - the development of own generation capacities for so-called green hydrogen in Germany. The current plans envisage an installed electrical power of the electrolyzers in Germany of 5 GW in 2030 and 10 GW in 2035. The operation of these electrolyzers on the European electricity market was examined in detail in this paper. The results show that under the premise of exemption from the EEG surcharge, grid fees and taxes, it can be assumed that from a price of approx. 2.7 €/kg for hydrogen, sufficient full-load hours for economical operation of the electrolyzers can be achieved. Taking into account the current tax burden for end consumers, a hydrogen price of less than 6 €/kg does not appear to be economically feasible. In addition, a reconversion of the hydrogen to electricity was simulated. Results show that this can be considered useful in the future solely for reasons of system stability

1 Hintergrund und Zielsetzung

Die Nationale Wasserstoffstrategie [1] der deutschen Bundesregierung sieht neben dem Export energietechnischer Anlagen auch den Aufbau eigener Erzeugungskapazitäten für sog. grünen Wasserstoff in Deutschland vor. Unter grünem Wasserstoff wird hierbei die Nutzung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie zur Erzeugung von Wasserstoff in Elektrolyseuren verstanden.

Die aktuellen Planungen sehen hierzu eine installierte elektrische Leistung der Elektrolyseure in Deutschland von 5 GW im Jahr 2030 und 10 GW in 2035 vor. Dieser Markthochlauf hängt neben staatlichen Anreizen entscheidend von der Wirtschaftlichkeit des Betriebs dieser Anlagen und damit von den Anreizen am Strom- und dem zukünftigen Wasserstoffmarkt und den Absatzpotenzialen von Wasserstoff ab [2].

Vor dem Hintergrund stellen sich zukünftige Betreiber insbesondere folgende Fragen:

- Wie hoch werden Erlöse, Kosten und Deckungsbeiträge für den Betrieb der Elektrolyseure am Strommarkt sein?
- Mit welchen Einsatzdauern (Volllaststunden) pro Jahr ist je nach Einsatzszenario der Elektrolyseure zu rechnen?
- Gibt es denkbare Szenarien für den Einsatz von Anlagen zur Rückverstromung von grünem Wasserstoff aus nationaler Produktion bzw. aus Importen?

- Welche Amortisationszeiten können für Elektrolyseure basierend auf den Einsatzstrategien, Konzepten und Wasserstoffpreisen erwartet werden?

Unter Einbezug von Zukunftsszenarien der europäischen Übertragungsnetzbetreiber – Ten-Year Network Development Plan – bezüglich der installierten Leistungen u. a. von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien werden diese Fragen im Folgenden analysiert. Dabei werden Szenarien für die zukünftigen Jahre 2030 und 2035 sowie eine Sensitivität für das Jahr 2035 mit zusätzlichen Wasserstoffspeichern simuliert. Die Berechnung der Bewertungsgrößen basiert auf einem Strommarktmodell.

2 Strommarktmodell

Für die Herleitung von potenziellen Strombezugskosten und Erträgen der Elektrolyseure wird ein fundamentales Strommarktmodell verwendet. Das Simulationsverfahren kann **Abbildung 1** entnommen werden.

Grundlage ist die Nachbildung des zum Betrachtungszeitpunkt existierenden Kraftwerksparks in Europa inkl. technischer und ökonomischer Randbedingungen.



Abbildung 1: Strommarktsimulationsverfahren

Auf Basis von installiertem Kraftwerkspark, Stromnachfrage sowie Möglichkeiten im Import und Export erfolgt

eine Simulation des Elektrizitätsmarktes mittels des aktuellen Merit-Order-Verfahrens. Das dazu aufgestellte Optimierungsproblem wird mit einem dreistufigen Lösungsverfahren gelöst [3]. So werden die Einsätze von Elektrolyseuren, „Wasserstoffturbinen“ und Wasserstoffspeichern in Europa für ein Jahr inklusive Zeit- und Marktkopplungen hergeleitet.

Unter dem Wort „Wasserstoffturbinen“ werden Anlagen zur Rückverstromung von Wasserstoff technologisch zusammengefasst. Die Elektrolyseure können im angewandten Modell Wasserstoff unter Nutzung elektrischer Energie mit einem gewissen Wirkungsgrad erzeugen. Dieser Wasserstoff kann anschließend zu einem definierten Wasserstoffpreis am Markt abgesetzt, in einen Wasserstoffspeicher eingespeichert oder mittels einer Wasserstoffturbine rückverstromt werden. Der Einsatz der Anlagen stellt somit ein endogenes Ergebnis unter Berücksichtigung der sich ergebenden Anreize an den Strom- und Wasserstoffmärkten dar.

3 Szenarien

Zur Prognose wird der Strommarkt in Europa unter Berücksichtigung des Wasserstoffmarktes für die Jahresszenarien 2030 und 2035 in stündlicher Auflösung modelliert.

Die folgende **Tabelle 1** gibt die angenommenen Leistungen der Kopplungsanlagen von Strom- und Gasmarkt und die Wasserstoffspeicherkapazität in Deutschland insgesamt wieder. Im umgebenden europäischen Ausland sind zur Vereinfachung bis zu diesem Zeitpunkt keine signifikanten Leistungen und Kapazitäten angenommen, was den Angaben zum Entwicklungspfad „Distributed Energy“ aus dem Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2020 [4] entspricht.

Szenario	2030	2035	Sensitivität
Elektrolyseure	5 GW	10 GW	10 GW
H ₂ -Turbinen	5 GW	10 GW	10 GW
H ₂ -Speicher	5 GWh	10 GWh	15 GWh

Tabelle 1: Installierte Leistungen und Kapazitäten der neuen Anlagen in Deutschland

In allen Szenarien wird die Einsatzentscheidung der Elektrolyseure ohne Netzentgelte, EEG-Umlage und Steuern bestimmt. Dies soll zum einen den Fokus der Betrachtungen komplett auf den Strommarkt legen. Zum anderen soll überprüft werden, ob ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlagen überhaupt in Deutschland erreicht werden kann.

Die Strombezugskosten für den Betrieb der Elektrolyseure entsprechen somit stets den Großhandelspreisen und sind als „Best-Case“ anzusehen. Ergänzend zu den Elektrolyseuren werden zur Betrachtung von Wechselwirkungen auch Wasserstoffspeicher (H₂-Speicher) sowie Rückverstromungsanlagen (H₂-Turbinen) berücksichtigt. Die in-

stallierten Leistungen in Deutschland und der Wirkungsgrad der Elektrolyseure von etwa 70 % entsprechen zur Vereinfachung den Annahmen aus der Nationalen Wasserstoffstrategie [1].

Strompreis, Stromverbrauch und Wasserstoffherzeugung der Elektrolyseure stellen Simulationsergebnisse dar, wohingegen der Wasserstoffpreis im nationalen Markt mit 1 bis 4 €/kg vorgegeben wird, um einen Markt für Wasserstoff inkl. eines mittleren Preisniveaus zu simulieren.

Für das Jahr 2035 wird zusätzlich ein Sensitivitätsszenario (Sensi) mit um 5 GWh gesteigerten Wasserstoffspeichern in Deutschland betrachtet. Sonstige Eingangsdaten wie Anlagenleistungen, Stromverbräuche, Stromimportkapazitäten, Brennstoff- oder CO₂-Preise basieren auf den Angaben zum Entwicklungspfad Distributed Energy gemäß TYNDP 2020 [4].

Abbildung 2 gibt die installierten Gesamterzeugungsleistungen in der in **Abbildung 3** abgebildeten Region wieder.

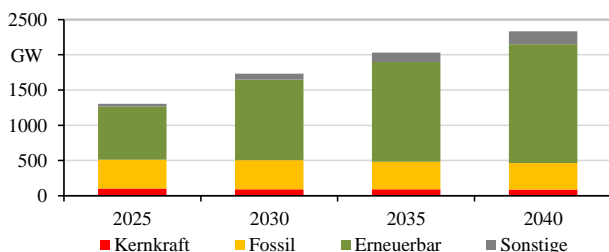


Abbildung 2: Entwicklung der Erzeugungsleistungen im ENTSO-E-Gebiet im Szenario Distributed Energy [4]

Ausgangslage der Parametrierung ist eine Anlagendatenbank, welche auf das jeweilige Zieljahr bezogen worden ist, sodass die installierten Summenleistungen denen aus dem TYNDP 2020 entsprechen (s. Abbildung 2).

Die Anlagendatenbank ist mittels öffentlich verfügbarer Quellen aufgestellt worden. Bei der Bezugnahme auf das Zieljahr fallen teils alte Anlagen aus der Betrachtung aufgrund von Stilllegungen heraus. Zudem werden neue Anlagen angenommen, welche bis zum Zieljahr zugebaut werden. **Abbildung 3** stellt den für den Status quo herangezogenen konventionellen Kraftwerkspark dar.

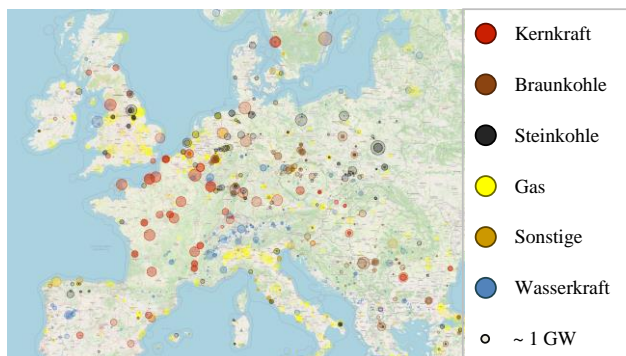


Abbildung 3: Standorte thermischer und hydraulischer Kraftwerke im historischen Jahr 2020

Alle zukünftigen Entwicklungen in Bezug auf den Zu- und Abbau von fossil befeuerten Kraftwerken und Kernkraftwerken, den Ausbau von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien oder ein neuartiges Lastverhalten z. B. durch Elektromobilität oder Photovoltaik-Batteriesysteme sind im Modell berücksichtigt.

4 Ergebnisse

Die sich in der Simulation ergebenden Kosten, Erlöse und Deckungsbeiträge deutscher Elektrolyseure je Szenario sind in **Abbildung 4** dargestellt.

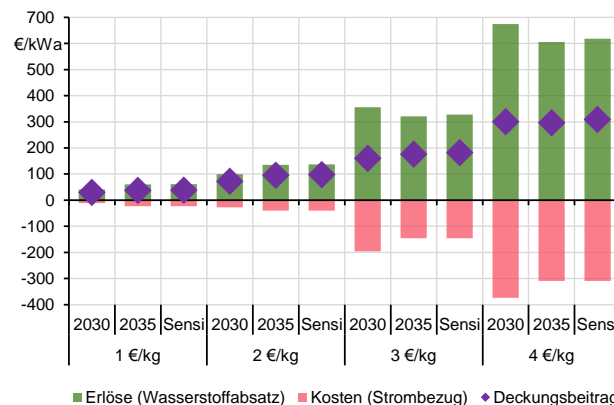


Abbildung 4: Erlöse, Kosten und Deckungsbeiträge

Es ist zu erkennen, dass die auf die installierte Leistung bezogenen Deckungsbeiträge mit steigendem Verkaufspreis des Wasserstoffs deutlich zunehmen. Dies liegt einerseits am proportionalen Einfluss des Wasserstoffpreises auf die Erlöse und andererseits am flachen Verlauf der Merit-Order bzw. der Mehrkosten durch einen gesteigerten Strombezug.

Ein Vergleich der Szenarien 2035 und Sensi ergibt, dass zusätzliche Speicherkapazitäten die Erlöse und damit die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseuren nur geringfügig steigern. Die Erhöhung der Erlöse ergibt sich in diesem Fall durch eine flexiblere Nutzung der H₂-Turbinen zur Deckung der Nachfrage nach elektrischer Energie.

Der Einsatz der H₂-Turbinen erfolgt jedoch eher selten, da selbstverständlich der direkte Einsatz von erneuerbar erzeugtem Strom kostengünstiger am Strommarkt erfolgt und die „Konkurrenz“ eher bei fossilen Kraftwerken liegt. Sollte der konventionelle Kraftwerkspark jedoch weiter reduziert werden, ergibt sich ein weiterhin stabil funktionierendes Gesamtsystem nur aus dem Einsatz von Wasserstoffspeichern und Wasserstoffturbinen bzw. Rückverstromungsanlagen. Das gesamte Preisniveau hängt hierbei entscheidend vom Verhältnis der Erzeugungsanlagen zur Last und damit auch mit der verbundenen Dimensionierung von Speichern und H₂-Turbinen ab.

Ein rein marktbasierter Einsatz von H₂-Turbinen erscheint mindestens in der Übergangszeit der Energiesysteme nicht

immer möglich. Für die Funktion solcher Anlagen im Sinne der Systemstabilität sind ggf. ergänzende Erlösoptionen politisch zu diskutieren.

Für die Amortisationsdauer einer zinslosen Investition in einen Elektrolyseur ergeben sich etwa elf Jahre, falls das Preisniveau des Wasserstoffs bei ca. 2 €/kg, der Deckungsbeitrag bei 72 €/kWh und die Investitionskosten in 2030 bei 800 €/kW [5] liegen.

Die sich in der Simulation ergebenden Kosten für den Strombezug entsprechen dem Großhandelspreis am Strommarkt, sodass Steuern und Abgaben nicht in den Kosten enthalten sind. Ein wirtschaftlicher Betrieb von Elektrolyseuren bei einer identischen Steuer- und Abgabenlast, wie sie die heutigen Endverbraucher zahlen, würde erst ab einem Wasserstoffpreis von etwa 6 bis 7 €/kg erreicht werden können.

Die Kosten und Erlöse sind das Ergebnis des Einsatzes der Elektrolyseure am Strommarkt unter den Rahmenbedingungen des Wasserstoffmarktes. **Abbildung 5** stellt dazu die ermittelten Volllaststunden von Elektrolyseuren in Deutschland dar.

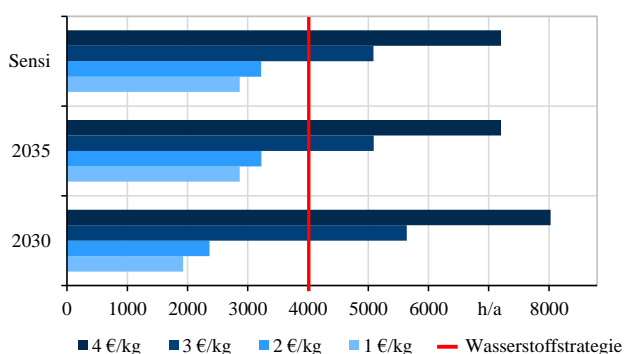


Abbildung 5: Volllaststunden von Elektrolyseuren

Die in der Nationalen Wasserstoffstrategie [1] angenommenen 4.000 h/a werden bei einem Wasserstoffpreis zwischen 2 und 3 €/kg erreicht, wenn die heutige Abgabenlast für Endverbraucher weiterhin nicht angesetzt wird.

Zusätzliche Wasserstoffspeicher in Kombination mit einer späteren Rückverstromung beeinflussen die Auslastung vergleichsweise gering. Dieser Anwendungsfall ist vergleichbar mit dem eines Batteriespeichers mit deutlich geringerem Gesamtwirkungsgrad, aber längerer Speicherdauer bzw. größerer Kapazität. Der Einsatz der in der Kapazität gesteigerten Wasserstoffspeicher ergibt lediglich eine geringfügige Verschiebung des Einsatzes der Elektrolyseure in Zeiträume höherer Deckungsbeiträge. Dies unterstreicht die Relevanz von H₂-Turbinen für die Systemstabilität, aber weniger für den nationalen Strom- bzw. Wasserstoffmarkt. Bei kostengünstigen und großvolumigen Importen von Wasserstoff kann die Relevanz der H₂-Turbinen zunehmen. Eine stoffliche Nutzung von Wasser-

stoff in Industrie sowie ergänzend in der Mobilität ist jedoch als sinnvoller zu erachten, mindestens in der Transformationsphase des Energiesystems.

Ab einem Wasserstoffpreis von 2 €/kg nehmen die Volllaststunden der Elektrolyseure in allen Szenarien deutlich zu, weil in diesen Fällen vermehrt lukrative Preisdifferenzen zwischen dem Wasserstoff- und dem Strompreis vorliegen.

Zudem hat eine tiefergehende Analyse des Anlageneinsatzes ergeben, dass Elektrolyseure in den betrachteten Größenordnungen nur nachrangig zur Integration der regenerativ geprägten Stromerzeugung beitragen, da zugleich weitere andere flexible Anlagen wie Batteriespeichersysteme, hydraulische Kraftwerke und grenzüberschreitende Transportleitungen installiert sind.

Es ist zu beachten, dass eine Erhöhung der Volllaststundenanzahl auf über 4.000 Stunden pro Jahr den Strommix während der Betriebszeiten der Elektrolyseure immer stärker auf den in dem betrachteten Jahr vorhandenen „Durchschnittstrommix“ bringt. Hierdurch wird zumindest „real“ und nicht „bilanziell“ zum Betrieb der Elektrolyseure auch Strom aus konventionellen Kraftwerken eingesetzt. Auf diese Weise wird zum Einsatz der Elektrolyseure teils eine mit entsprechenden Emissionen behaftete Stromerzeugung im In- und Ausland genutzt. In **Abbildung 6** ist der Anteil des reinen „Grünstroms“ am Strommix zu den Betriebszeiten der Elektrolyseure in Deutschland im Jahresvergleich dargestellt.

Dieser Sachverhalt unterstreicht die Notwendigkeit einer differenzierten Betrachtung des Einsatzes von Elektrolyseuren mit einem klaren Fokus auf die Erzeugung von grünem Wasserstoff und einem maßgeblich erlösoptimierten Betrieb am Strommarkt. Für die Erzeugung von rein grünem Wasserstoff muss zur Balancierung dieser Optionen zum einen über Herkunftsnachweise und Zertifikate diskutiert werden, aber ergänzend auch über die gewünschten Volllaststundenanzahlen und die bereits erreichte Quote rein erneuerbar erzeugten Stroms.

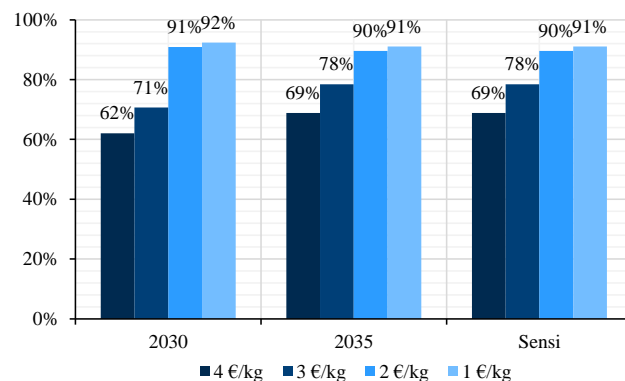


Abbildung 6: Anteil des mit komplettem „Grünstrom“ erzeugten Wasserstoffs in Deutschland

Ebenso zeigt die Analyse der Einsätze, dass ein reiner Betrieb des Elektrolyseurs mit „Überschussstrom“, also einem Einsatz nur in Zeiten negativer Strompreise an der Börse, nur zu einer Volllaststundenzahl von 300 bis 700 Stunden pro Jahr führt. Die ergibt keinen für den Betreiber wirtschaftlichen Betriebspunkt, sofern hierfür nicht ergänzende Erlösoptionen durch die Relevanz für die Systemstabilität verbunden sind.

Im eingesetzten Modell bringt der geplante Ausbau der Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien bei gleichzeitiger Reduktion der installierten Leistung von konventionellen Kraftwerken noch keine signifikant längeren Zeiträume negativer Strompreise mit sich. Dies zeigt ergänzend aber auch die Relevanz flexibler Lasten im Gesamtsystem, zu denen auch Elektrolyseure zählen.

5 Fazit

Mit den in der Nationalen Wasserstoffstrategie beschriebenen Zielen zur Erzeugung von grünem Wasserstoff geht die Installation von 5 und 10 elektrischen GW an Elektrolyseleistung in den Jahren 2030 und 2035 in Deutschland einher.

Unter der Prämisse der Befreiung von EEG-Umlage, Steuern und Netzentgelten kann davon ausgegangen werden, dass ab einem Preis von ca. 2,7 €/kg für Wasserstoff ausreichende Volllaststundenzahlen für einen ökonomischen Betrieb der Elektrolyseure erreicht werden. Unter Einbezug der heutigen Abgabenlast für Endverbraucher erscheint dem gegenüber ein Wasserstoffpreis von unter 6 €/kg als betriebswirtschaftlich nicht darstellbar.

Eine Rückverstromung von Wasserstoff bringt in den betrachteten Szenarien keinen signifikanten Einfluss auf die Erlöse der Betreiber solcher potenzieller Anlagen, wenn der dafür genutzte Wasserstoff zuvor national und grün erzeugt wurde. Der Absatz am sich zukünftig bildenden Wasserstoffmarkt ist hier stets die profitablere Alternative. Anlagen zur Rückverstromung können somit nur wirtschaftlich sein, wenn die Anzahl fossiler Kraftwerke weiter deutlich abnimmt oder die Relevanz für die Systemstabilität abseits des hier betrachteten Marktes vergütet wird.

Es ist zu beachten, dass eine höhere Volllaststundenzahl der Elektrolyseure auch immer einen Einsatz mit sich bringt, welcher den Strombezug im Rahmen der Merit-Order zu höheren Preisen verschiebt. Im Rahmen des noch stattfindenden Ausbaus der Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbaren Energien bedeutet dieser Sachverhalt auch, dass auf den kompletten Strommix zurückgegriffen wird und so auch elektrische Energie aus konventionellen Kraftwerken maßgeblich in die Wasserstoffherzeugung eingeht.

Die nationale Erzeugung von grünem Wasserstoff muss mit einem verstärkten Ausbau von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien und einer erhöhten CO₂-Bepreisung einhergehen. Ebenso verlangt der sich bildende Markt mit

grünem, blauem oder türkischem Wasserstoff nach einer Einführung von Herkunftsnachweisen. Blauer Wasserstoff ist nicht erneuerbar hergestellter Wasserstoff, wobei CO₂ bei der zugehörigen Stromerzeugung abgeschieden und gespeichert wird (Carbon Capture and Storage). Türkischer Wasserstoff ist hingegen Wasserstoff, der über die Spaltung von Methan hergestellt wurde (Methanpyrolyse) [6].

Dies ermöglicht zum einen den Einsatz von blauem oder türkischem Wasserstoff während der Hochlaufphasen, um Nachfrageschwankungen ausgleichen zu können. Zum anderen muss ein geeignetes Wasserstoffmarktdesign bei einer zukünftigen stärkeren Kopplung und Abhängigkeit von Strom- und Gasmarkt zur Wahrung der CO₂-Bilanz und der Versorgungssicherheit zur Verfügung stehen. Hierzu bedarf es der zuvor beschriebenen Stellhebel in Richtung einer CO₂-Neutralität.

6 Literatur

- [1] „Die Nationale Wasserstoffstrategie“ (BMWi), 2020: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html>
- [2] „Wasserstoff – Chancen Potenziale und Herausforderungen“ (umlaut), 2020: <https://www.umlaut.com/de/stories/wasserstoff-studie-2020>
- [3] „Electricity market model handbook“ (Maon), 2020: <https://cloud.maon.eu/handbook>
- [4] „Ten-Year Network Development Plan“ (ENTSO-E), 2020: <https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu>
- [5] „Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende“ (AEE), 2020: https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/3991.Metaanalyse_Erneuerbare_Gase_Kurzfassung_mrz18.pdf
- [6] „Strom- und Gasmarktdesign zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff“ (Robinius), 2015: <https://publications.rwth-aachen.de/record/565873/files/565873.pdf>