

# Hydrogen — market.

Betrieb von Elektrolyseuren am  
Elektrizitätsmarkt im Zuge der  
Nationalen Wasserstoffstrategie

**MAON**





# Inhalt

Hintergrund und Zielsetzung	4
Strommarktmodell	6
Szenarien für 2030 und 2035	8
Erlöse und Kosten	10
Auslastung, Integration und grüner Anteil	12
Fazit	16
Literaturverzeichnis	18



# Hintergrund und Zielsetzung

## Maon und umlaut<sup>1</sup>

Die EU–Kommission wie auch die deutsche Bundesregierung haben bis zum Jahr 2050 das klimapolitische Ziel der Treibhausgasneutralität anvisiert. Gemäß der „Nationalen Wasserstoffstrategie“<sup>2</sup> soll Wasserstoff hierzu an Wettbewerbsfähigkeit gewinnen und vermehrt in der Energieversorgung, der Industrie und dem Verkehr eingesetzt werden. Hierdurch soll eine Transformation in allen relevanten Sektoren stattfinden. In einer vorangegangenen Studie<sup>3</sup> von umlaut wurde die Relevanz von Wasserstoff für die Energiewende aufgezeigt. Wesentliche Ergebnisse zeigen, dass auch zukünftig Energie importiert werden muss und Wasserstoff hierfür ein ideales Medium ist, welches zudem komplett CO<sup>2</sup>–neutral mit erneuerbarer Energie erzeugt

werden kann. Ergänzend ergeben sich durch die Nutzung von Wasserstoff die geringsten Transformationskosten für das Gesamtsystem, da Teile bereits existenter Infrastruktur genutzt werden können (z. B. Gastransport– und –verteilnetze) und große Bereiche der Logistik bereits eine gute Verfügbarkeit aufweisen. Der Import von Wasserstoff bietet den aktuell ölexportierenden Nationen zudem ein Anschlussgeschäft.

Die Nationale Wasserstoffstrategie der deutschen Bundesregierung sieht neben dem Export energetischer 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 und damit von den Anreizen am Strom– und Wasserstoffmarkt ab.

Die Leistungen der Elektrolyseure können spätestens im Jahr 2035 als signifikant für den Strommarkt erachtet werden. 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?
- Welche Amortisationszeiten können für Elektrolyseanlagen basierend auf den Einsatzstrategien und Konzepten erwartet werden?

Mit der vorliegenden Studie liefern Maon und umlaut Antworten in Bezug auf den Einsatz der Elektrolyseure im Rahmen des europäischen Strommarktes.



# Strommarktmodell

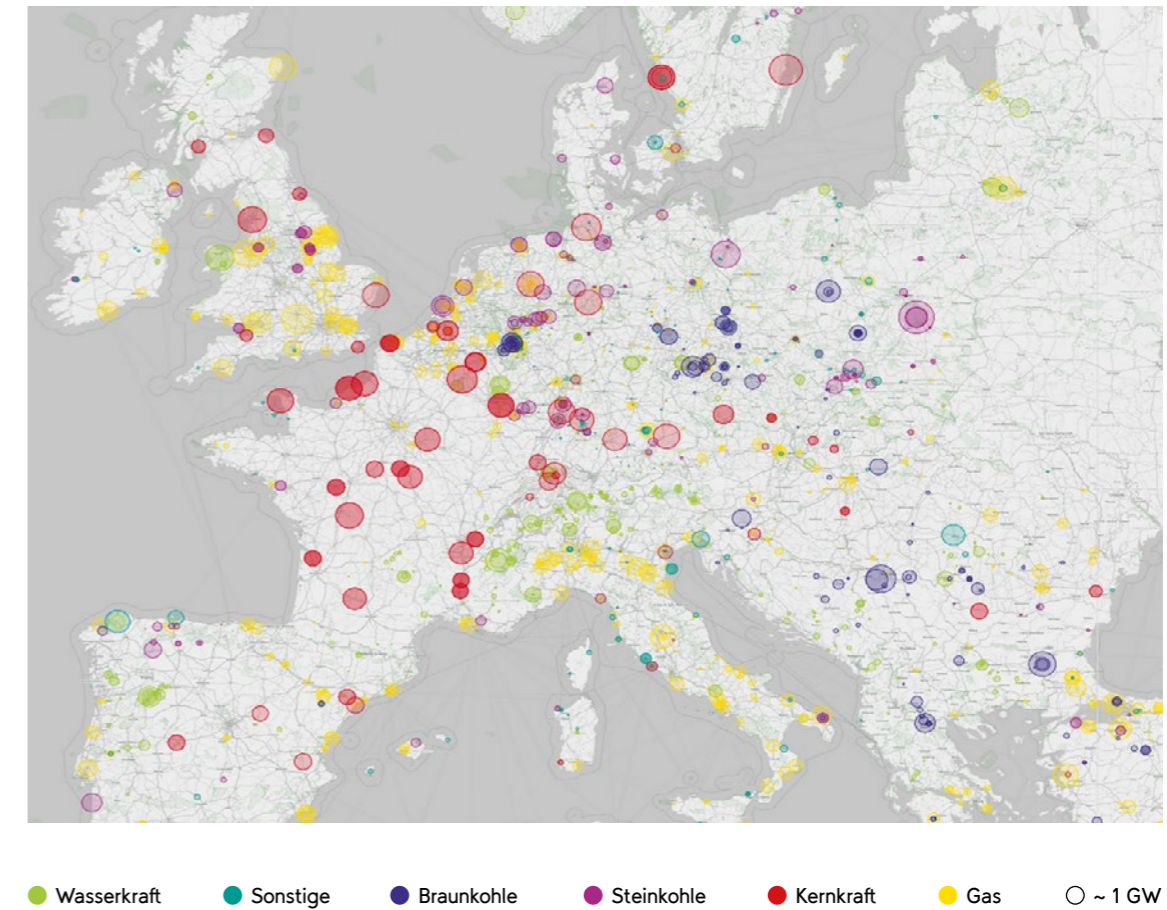
Für die Analyse von Strombezugskosten bzw. potentiellen Erträgen der Elektrolyseure wurde ein fundamentales Strommarktmodell<sup>4</sup> verwendet. Grundlage ist die Abbildung des zum Betrachtungszeitpunkt existenten Kraftwerksparks in Europa inkl. aller technischen und ökonomischen Randbedingungen. Auf Basis von Kraftwerkspark, Stromnachfrage sowie Möglichkeiten im Import und Export erfolgt eine fundamentale Simulation des Elektrizitätsmarktes inkl. des Merit-Order-Verfahrens.

Abbildung 1 zeigt den für den Status quo herangezogenen Kraftwerkspark. Alle zukünftigen Entwicklungen in Bezug auf das Abschalten von konventionellen Kraftwerken, den Ausbau von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien oder ein neuartiges Lastverhalten z. B. durch Elektromobilität oder Photovoltaik-Batteriesysteme sind im Modell berücksichtigt.



## Kraftwerksdatenbank für das Jahr 2020

Abb. 01





# Szenarien für 2030 und 2035

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 von Koppelungsanlagen und die Wasserstoffspeicherkapazität wieder.

Szenario	2030	2035	Sensitivität
Elektrolyseure	5GW	10GW	10GW
H <sub>2</sub> -Speicher	5GWh	10GWh	15GWh
H <sub>2</sub> -Turbinen	5GW	10GW	10GW

Tabelle 1: Szenarien für die Jahre 2030 und 2035 in Bezug auf die installierten Leistungen der neuen Anlagen in Deutschland

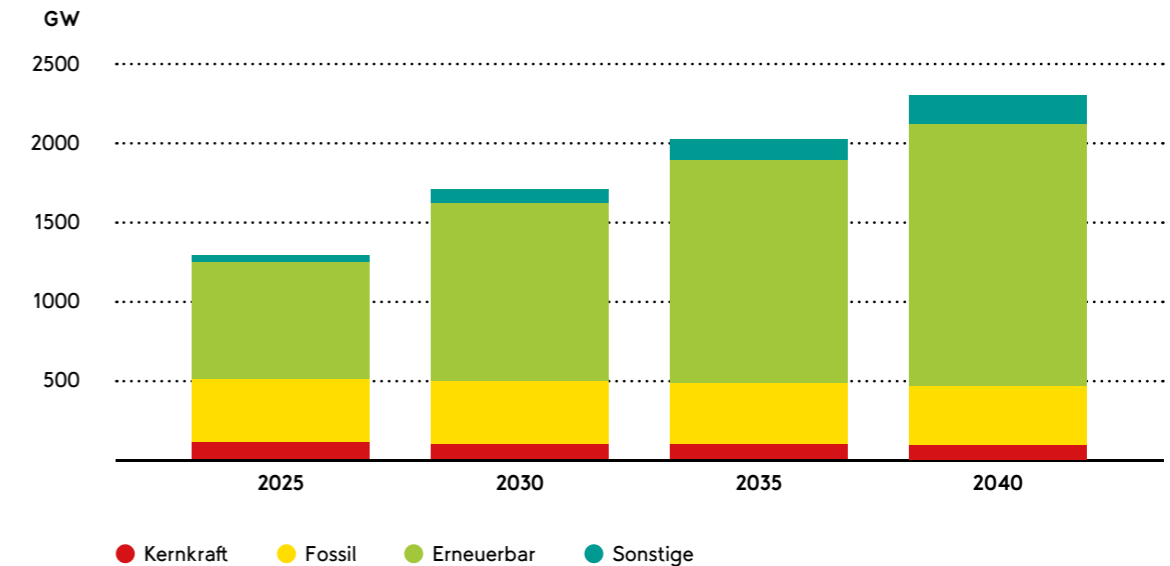
In allen Szenarien wurde die Einsatzentscheidung ohne Netzentgelte und ohne EEG-Umlage für den Betrieb der Elektrolyseure berücksichtigt. Dies soll zum einen den Fokus der Betrachtungen komplett auf den Strommarkt legen, zum anderen soll überprüft werden, ob ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlagen überhaupt in Deutschland erreicht werden kann. Die Stromkosten für den Betrieb der Elektrolyseure entsprechen somit stets den Großhandelspreisen und können somit als „Best-Case“ betrachtet werden.

Ergänzend zu den Elektrolyseuren werden zur Betrachtung von Wechselwirkungen auch Wasserstoffspeicher (H<sub>2</sub>-Speicher) sowie Gaskraftwerke mit Wasserstoffturbinen (H<sub>2</sub>-Turbinen) in den zukünftigen Szenarien berücksichtigt. Die installierten Leistungen in Deutschland und der Wirkungsgrad der Elektrolyseure von 70 % entsprechen den Angaben aus der Nationalen Wasserstoffstrategie.



## Entwicklung der Erzeugungsleistungen gemäß dem Pfad Distributed Energy im ENTSO-E-Gebiet<sup>6</sup>

Abb. 02



Strompreis, Stromverbrauch und Wasserstoff-erzeugung der Elektrolyseure stellen Simulationsergebnisse dar, wohingegen der Wasserstoffpreis 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 oder CO<sub>2</sub>-Preise basieren auf den Angaben zum Entwicklungspfad „Distributed Energy“ aus dem TYNDP 2020<sup>5</sup>. Abbildung 2 zeigt dazu die installierten Erzeugungsleistungen im betrachteten Gebiet.



# Erlöse und Kosten

Die sich in der Simulation ergebenden Kosten, Erlöse und Deckungsbeiträge deutscher Elektrolyseure je Szenario sind in Abbildung 3 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die auf die installierte Leistung bezogenen Deckungsbeiträge mit steigendem Verkaufspreis des Wasserstoffes 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 höheren Strombezug. Ein Vergleich der Szenarien 2035 und Sensi ergibt, dass zusätzliche Speicherkapazitäten die Erlöse und damit die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseuren nur geringfügig steigern können. Für die Amortisationsdauer einer zinslosen Investition in einen Elektrolyseur ergeben sich beispielsweise etwa elf Jahre, falls das Preisniveau des Wasserstoffes bei 2 €/kg, der Deckungsbeitrag bei 72 €/kWh und die Investitionskosten<sup>7</sup> bei 800 €/kWh in 2030 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. Es würden sich höhere Kosten ergeben, wenn Elektrolyseure wie im heutigen Marktdesign als Endverbraucher definiert sind. Folglich zeigen die Ergebnisse ein theoretisches Erlöspotenzial an. Das Marktdesign oder auch Fördermaßnahmen wie Entlastungen bei Steuern und Abgaben sind Optionen, um sich diesem theoretischen Ergebnis zu nähern, sodass Investitionsanreize ausreichen und die Wasserstoffstrategie realisiert werden kann. Ein wirtschaftlicher Betrieb von Elektrolyseuren bei einer identischen Steuer- und Abgabenlast, wie sie die heutigen Endverbraucher zahlen, würde voraussichtlich erst ab einem Wasserstoffpreis von mehr als 7 €/kg erreicht werden können.

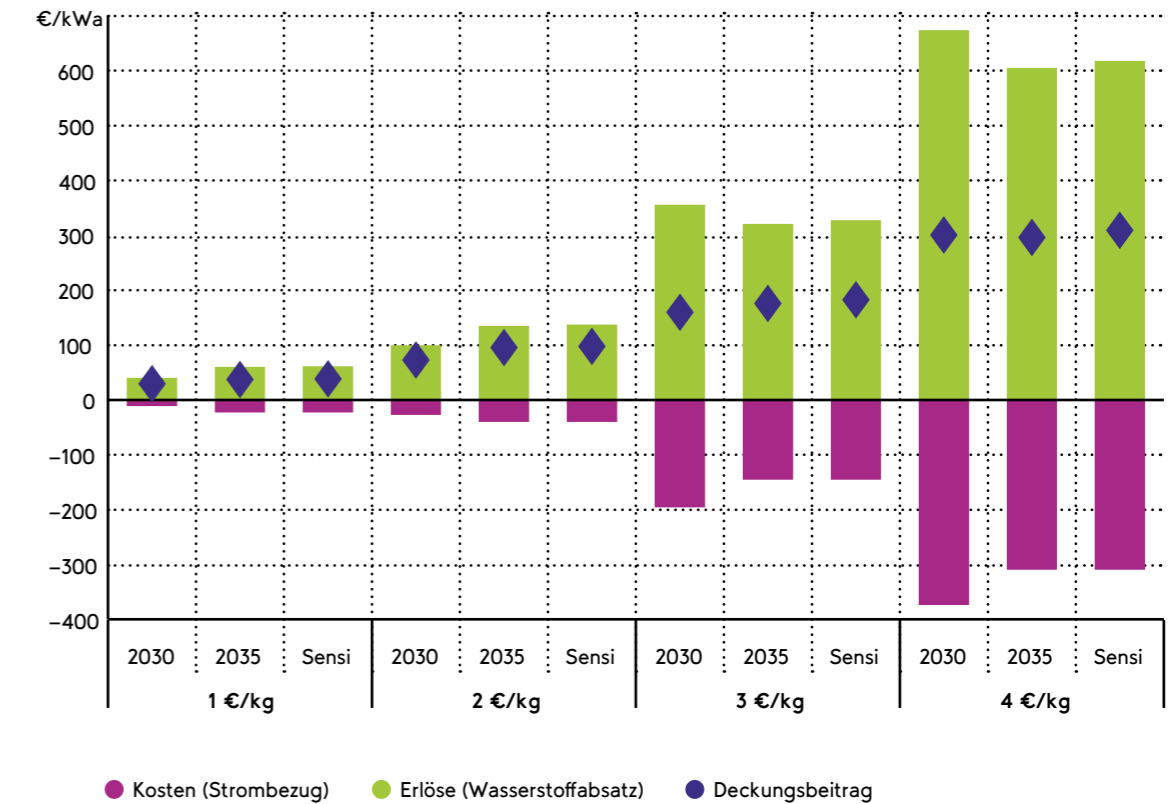
Elektrolyseure/Wasserstoffturbinen/Wasserstoffspeicher [GW]/[GW]/[GWh]	2030	2035	Sensi
Deutschland (DE)	5/5/5	10/10/10	10/10/15
ENTSO-E (ohne DE)	0/0/0	162/162/24	162/162/24

Tabelle 2: Szenarien und Annahmen für das simulierte ENTSO-E-Gebiet



## Erlöse, Kosten und Deckungsbeiträge von Elektrolyseuren in Deutschland

Abb. 03





# Auslastung, Integration und grüner Anteil

Die Kosten und Erlöse sind das Ergebnis des Einsatzes der Elektrolyseure. Abbildung 4 stellt dazu die im Modell hergeleiteten Volllaststunden dar. Die in der Wasserstoffstrategie 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 (Anwendungsfall „Batteriespeicher“). Ihr Einsatz ergibt nur eine sehr geringfügige Verschiebung des Einsatzes in Zeiten höherer Deckungsbeiträge. Ab einem Wasserstoffpreis von 2 €/kg nehmen die Volllaststunden deutlich zu, weil in diesen Fällen vermehrt lukrative Preisdifferenzen zwischen Wasserstoff- und Strompreis vorliegen. Eine tiefergehende Analyse

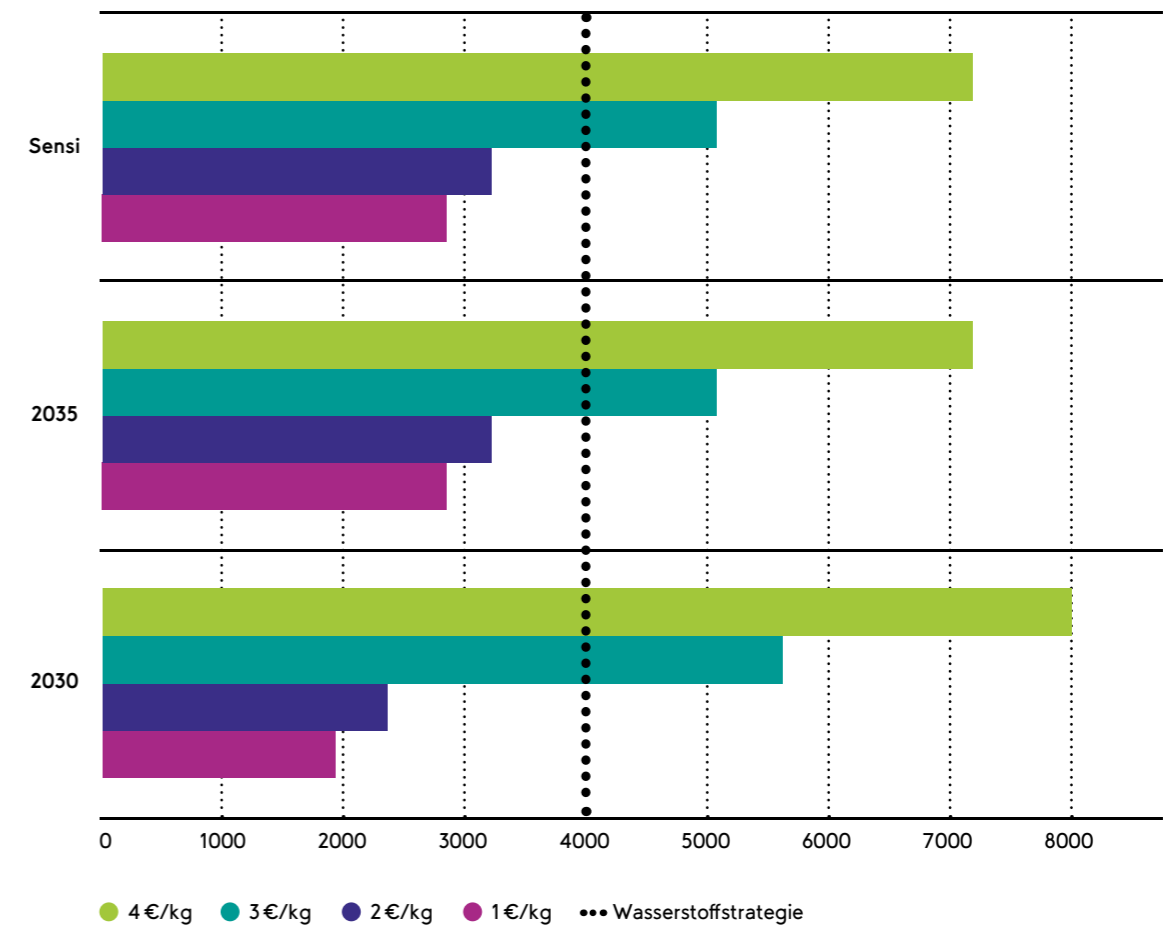
hat ergeben, dass Elektrolyseure im Jahr 2030 und in 2035 nur nachrangig zur Integration der Stromeinspeisung von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien beitragen, da zugleich andere flexible Anlagen wie Batteriespeichersysteme und hydraulische Kraftwerke zur Verfügung stehen. Ebenso wird durch eine Rückverstromung kein wesentlicher Deckungsbeitrag erwirtschaftet. Somit wird der Einsatz von Elektrolyseuren maßgeblich durch die Bereitstellung von Wasserstoff für den lokalen Markt bestimmt.

Es ist durchaus als positiv zu bewerten, dass unter Vernachlässigung der heutigen Abgabenlast für Endverbraucher, Volllaststundenzahlen von bis zu 8.000 Stunden pro Jahr erreicht werden können, sofern der lokale Preis für Wasserstoff auf 4 €/kg steigt. Auf der anderen Seite ist zu



Volllaststunden von Elektrolyseuren in Deutschland in Abhängigkeit vom Marktpreis für Wasserstoff

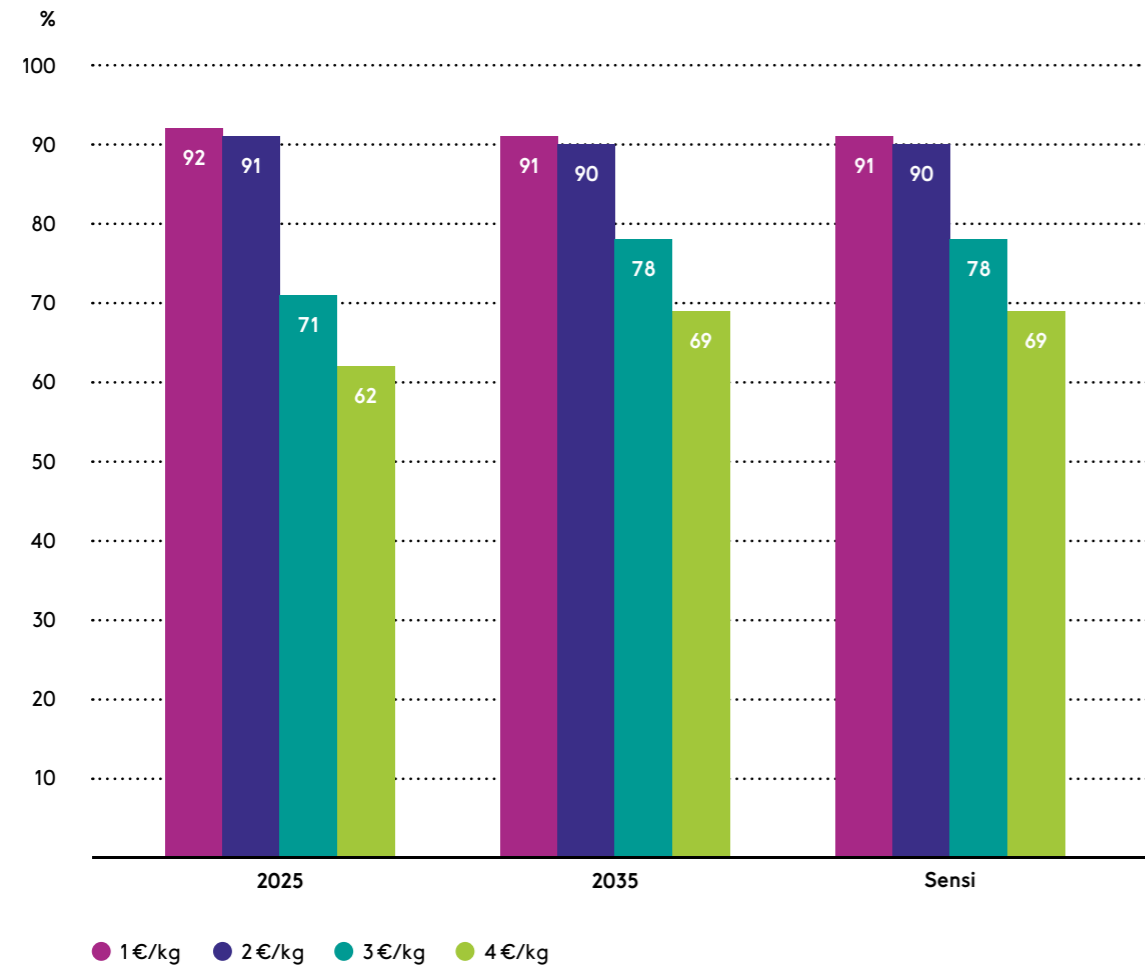
Abb. 04





## Anteil des mit komplettem „Grünstrom“ erzeugten Wasserstoffs in Deutschland

Abb. 05



beachten, dass eine Erhöhung der Volllaststundenzahl 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 werden. In Abbildung 5 ist der Anteil des „Grünstroms“ am Strommix zu den Betriebszeiten der Elektrolyseure im Jahresvergleich dargestellt.

Ebenso zeigte die Analyse, dass ein Betrieb des Elektrolyseurs mit reinem „Überschussstrom“, also einem Einsatz nur in Zeiten negativer Strompreise an der Börse, nur zu einer Volllaststundenzahl von 300–700 Stunden pro Jahr führt. Im eingesetzten Modell bringt der verstärkte Ausbau der Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien bei gleichzeitiger Reduktion der installierten Leistung von konventionellen Kraftwerken noch keine längerfristigen Zeiten negativer Strompreise mit sich.

Aus den oben genannten Punkten ergibt sich zum einen die Notwendigkeit, die zukünftig deutlich stärkere Kopplung von Strom- und Gas- (hier: Wasserstoff-) Markt zu beachten und bei strategischen Entscheidungen zu berücksichtigen. Zum anderen verdeutlicht dieser Sachverhalt das Erfordernis einer konsequenten CO<sup>2</sup>-Bepreisung als regelndes Systemelement, sowie die Verwendung von Herkunftsnachweisen für erneuerbar erzeugte Produkte. Letzteres ist insbesondere im Zusammenhang mit einem Hochlauf des Wasserstoffmarktes zu sehen, da hier aus Sicht der Verbraucher auch über den Einsatz von blauem oder türkischem Wasserstoff nachgedacht werden muss, um kurzfristigen Nachfrageschüben ohne hohe Preisdifferenzen gerecht werden zu können. Blauer Wasserstoff ist nicht erneuerbar hergestellter Wasserstoff, wobei CO<sup>2</sup> 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).





# Fazit

Mit den in der Nationalen Wasserstoffstrategie beschriebenen Zielen zur Erzeugung von grünem Wasserstoff geht die Installation von 5–10 elektrischen GW an Elektrolyseleistung einher. Diese elektrischen Lasten können auch in Bezug auf den Strommarkt als relevant erachtet werden, weshalb deren Einsatz am Strommarkt im vorliegenden Papier untersucht wurde.

Unter der Prämisse der Befreiung von EEG-Umlage und Netzentgelten kann davon ausgegangen werden, dass ab einem Preis von ca. 2,7 €/kg für Wasserstoff ausreichende Volllaststundenzahlen für einen ökonomischen Betrieb der Elek-

trolyseure erreicht werden. Unter Einbezug der heutigen Abgabenlast für Endverbraucher lässt sich dem gegenüber ein wirtschaftlicher Betrieb von Elektrolyseuren bei einem Wasserstoffpreis mit weniger als 6 €/kg nicht erreichen.

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 bessere Alternative.



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 Erneuerbaren-Energien-Anlagen bedeutet dieser Sachverhalt auch, dass auf den kompletten Strommix zurückgegriffen wird und somit auch Strom konventioneller Kraftwerke für die Erzeugung von Wasserstoff genutzt wird.

Die nationale Erzeugung von grünem Wasserstoff muss daher mit einem verstärkten Ausbau von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien sowie

einer erhöhten CO<sup>2</sup>-Bepreisung einhergehen. Ebenso verlangt der sich bildende Wasserstoffmarkt nach einer Einführung von Herkunftsnachweisen. Dies ermöglicht zum einen den Einsatz von blauem oder türkischem Wasserstoff während der Hochlaufphasen, um Nachfrageschwankungen ausgleichen zu können. Zum anderen müssen marktbildende Elemente bei einer zukünftig stärkeren Kopplung und Abhängigkeit von Strom- und Gasmarkt zur Wahrung der Systemstabilität und der CO<sup>2</sup>-Bilanz zur Verfügung stehen.



# Literaturverzeichnis

- [1] M.Sc. H. Zhou (Maon), M.Sc. K. Taylor (umlaut), Dr. M. Ketov (Maon) und Dr. C. Hille (umlaut)
- [2] „Die Nationale Wasserstoffstrategie“ (BMWi), 2020: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html>
- [3] „Wasserstoff – Chancen, Potenziale und Herausforderungen“ (umlaut), 2020: <https://www.umlaut.com/de/stories/wasserstoff-studie-2020>
- [4] “Electricity market model handbook” (Maon), 2020: <https://cloud.maon.eu/handbook>
- [5] „Ten-Year Network Development Plan” (ENTSO-E), 2020: <https://www.entsoe.eu/tyndp2020-scenarios/>
- [6] „Interconnected Europe” (ENTSO-E), 2020: <https://www.entsoe.eu/regions/>
- [7] „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](https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/3991.Metaanalyse_Erneuerbare_Gase_Kurzfassung_mrz18.pdf)



umlaut energy GmbH  
Glockengießerwall 26  
20095 Hamburg  
Germany

[www.umlaut.com](http://www.umlaut.com)  
18.09.2020

in Zusammenarbeit mit

**MAON**