

Wie konkurrenzfähig ist in ländlichen Regionen produzierter grüner Wasserstoff?

David Faber, Stefan Minderlein, Katharina Zeiser und Petra Denk

Grüner Wasserstoff soll zukünftig in Deutschland eine wesentliche Rolle spielen. Auf regionaler und kommunaler Ebene gilt es daher die Frage zu beantworten, unter welchen Rahmenbedingungen eine Wasserstoffherzeugung in einer ländlichen Region zielführend und wirtschaftlich konkurrenzfähig sein kann. Ein Vorreiter ist die ländliche Kommune Markt Reisbach in Niederbayern mit einem Projekt, das klären soll, wie eine sinnvolle lokale Nutzung der bestehenden Potenziale für erneuerbare Energien aussehen und ob die Erzeugung von grünem Wasserstoff eine Möglichkeit für die Verwertung des erneuerbaren Stroms sein kann. Im Folgenden werden erste Ergebnisse sowie auch für andere Kommunen anwendbare Erkenntnisse vorgestellt.

Unter „grünem“ Wasserstoff wird landläufig Wasserstoff verstanden, der mittels Elektrolyse unter Nutzung von erneuerbarer elektrischer Energie erzeugt wird. Rechtlich ist jedoch die Definition von grünem Wasserstoff enger gefasst: Gemäß dem delegierten Rechtsakt gibt es vier verschiedene Strombezugsoptionen, durch die „grüner“ Wasserstoff erzeugt werden kann. Im Rahmen des Teilenergienutzungsplans werden Option 1 (Direktbezug aus einer neuen EE-Anlage) und Option 2 (ein oder mehrere PPAs [1] mit nicht-geförderten, neuen EE-Anlagen) berücksichtigt.

Komplexes Simulationstool zur Beantwortung grundlegender Fragestellungen

Für die Produktion von „grünem“ Wasserstoff ergeben sich im Markt Reisbach, exemplarisch für eine typische ländliche Kommune, verschiedene grundlegende Fragestellungen, u.a.:

- Ist eine ausschließliche Direktanbindung erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen zielführend?
- Welches Verhältnis von Windenergie- und PV-Erzeugung ist optimal?
- Welche Dimensionierung des Elektrolyseurs ist sinnvoll?
- Ab wann ergeben sich konkurrenzfähige Wasserstoffgestehungskosten?

Um diese Fragen im Rahmen der Erarbeitung des Teilenergienutzungsplans beantworten zu können, ist ein komplexes Simulationstool erarbeitet worden. Dieses Tool ist als univariates Verfahren aufgebaut worden und ermöglicht somit nicht die gleichzeitige

Optimierung verschiedener Parameter. Das bedeutet, dass zur Beantwortung obiger Fragestellungen stets nur ein Parameter verändert wird, die Auswirkungen dieser Änderungen analysiert und Schlussfolgerungen gezogen werden. Zur Verifizierung der Ergebnisse sind die Simulationen zusätzlich mittels der Software Top Energy durchgeführt worden [2].

Auf Basis einer umfangreichen Literaturrecherche sowie mittels Interviews mit Herstellern von Elektrolysesystemen sowie entsprechender Datenblätter sind zunächst sinnvolle Annahmen in verschiedenen Bereichen für das Elektrolysesystem definiert worden. Um die Fragestellungen mit Hilfe des erarbeiteten Simulationstools beantworten zu können, ist zudem ein Referenzfall festgelegt worden. Des Weiteren wird davon ausgegangen, dass der „grüne“ Wasserstoff mittels PEM-Elektrolyse hergestellt wird. Ziel der Simulation ist nachfolgend, die zugrunde liegende erneuerbare Energieerzeugung bestmöglich zur Wasserstoffproduktion zu nutzen.

Ist eine ausschließliche Direktanbindung von EE-Anlagen zielführend?

Der Taktungsmechanismus des Elektrolyseurs wird im erarbeiteten Simulationstool über den sogenannten Smoothing-Faktor β gesteuert. β beschreibt dabei, ausgehend von der aktuellen, die Anzahl der Viertelstunden, bei denen mehr EE-Leistung als die untere Lastgrenze des Elektrolyseurs zur Verfügung stehen muss, damit der Elektrolyseur in Betrieb geht. Um die Fragestellung, ob eine Wasserstoffherzeugung ausschließlich aus Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen (EE) aus eigener Produktion (Direktanbindung) oder zusätzlich via EE-Anlagen aus PPAs (Stromnetzbezug) sinnvoll ist, beantworten zu können, werden zwei Taktungsmechanismen (Taktung 1: EE aus eigener Produktion, Taktung 2: zzgl. EE aus PPAs) definiert.

Abb. 1 zeigt das Ergebnis der Simulation und stellt die jährliche Wasserstoffmenge aus EE

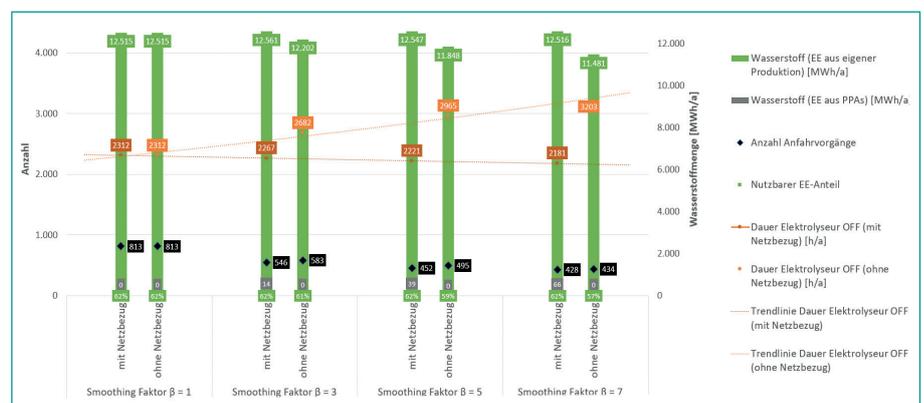


Abb. 1 Wasserstoffproduktion aus EE aus eigener Produktion sowie aus EE via PPAs in Abhängigkeit unterschiedlicher Smoothing-Faktoren

aus eigener Produktion, und im Fall der Taktung 2 zusätzlich auch die jährliche Wasserstoffmenge aus EE aus PPAs in Abhängigkeit unterschiedlicher Smoothing-Faktoren dar. Da es das Ziel ist, ein möglichst stabiles Betriebsverhalten (Anzahl der Anfahrvorgänge) des Elektrolyseurs bei gleichzeitiger hoher Wasserstoffmenge aus EE aus eigener Produktion zu erzielen, erscheint ein $\beta = 5$ sinnvoll. Ebenso zeigt sich, dass eine Stromnetz-anbindung und damit die Berücksichtigung von EE aus PPAs für die Wasserstoffproduktion zielführend sind.

Welches Verhältnis von Wind- und PV-Erzeugung ist optimal?

Das Erzeugungsprofil der Windenergie und das der Photovoltaik ergänzen sich über das Jahr hinweg betrachtet, da insbesondere auch im Winter Leistungen aus der Windenergie auftreten. In Summe führt die Kombination aus Windenergie- und Sonnenenergienutzung daher zu einem durchgängigeren Erzeugungsprofil, welches für eine konstante Wasserstoffherzeugung notwendig ist. Auf Grund dieses Zusammenhangs gilt es, das optimale Verhältnis zwischen Wind- und Photovoltaikerzeugung zu ermitteln und für die Dimensionierung des Elektrolyseurs zu berücksichtigen.

Zu diesem Zweck sind im Rahmen des Teilenergienutzungsplans fünf Energieversorgungs-fälle, bei denen stets 34 GWh elektrische Energie verfügbar sein sollen, definiert worden. Zur Beantwortung der Fragestellung wird dann im Simulationstool der Anteil der erbrachten Wind- bzw. Photovoltaikenergie-

menge variiert, wodurch sich unterschiedliche EE-Mixe ergeben.

Abb. 2 zeigt das Ergebnis der Simulation der sechs Energieversorgungsfälle in Form der jährlich produzierten Wasserstoffmenge, des nutzbaren erneuerbaren Energieanteils (EE aus eigener Produktion) sowie der Nennleistung des Elektrolyseurs. Es zeigt sich, dass bei einem Mix von 65 % Wind- und 35 % PV-Energiemenge einerseits der Elektrolyseur (Vorgabe mindestens 5.000 Volllaststunden) am größten dimensioniert und andererseits die jährlich produzierte Wasserstoffmenge am größten ist.

Dementsprechend erscheint eine Dimensionierung der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen in einem Verhältnis von ca. 1,01 installierte Windenergie- zu Photovoltaikanlagenleistung am sinnvollsten. Ein Ergebnis, das einerseits auch für andere bayerische Kommunen näherungsweise übertragbar sein, im Einzelfall aber erneut optimiert werden sollte und sich andererseits auch mit den Ergebnissen von Aurora Energy Research deckt [3].

Welche Dimensionierung des Elektrolyseurs ist sinnvoll?

In einem weiteren Schritt ist die optimale Dimensionierung des Elektrolyseurs im Verhältnis zur vorhandenen EE-Leistung ermittelt worden, die sich im Schritt zuvor noch aus der Vorgabe (mind. 5.000 Volllaststunden pro Jahr) ergeben hat. Für die Simulation sind hierfür die gewonnenen Erkenntnisse (zusätzliche Nutzung von EE aus PPAs,

Verhältnis der erneuerbaren Energieerzeugung) berücksichtigt worden.

Abb. 3 zeigt die Wasserstoffgestehungskosten in Abhängigkeit des Verhältnisses zwischen der Anschlussleistung des Elektrolyseurs und der installierten EE-Leistung [4]. Zudem werden der nutzbare EE-Anteil sowie die LCOH [5] und der Anteil der CAPEX- und OPEX-Kosten in Abhängigkeit der Dimensionierung des Elektrolyseurs aufgezeigt.

Der Elektrolyseur sollte im Verhältnis zur installierten erneuerbaren Energieleistung eher klein dimensioniert sein, um möglichst kosteneffizient „grünen“ Wasserstoff erzeugen zu können. Ein Optimum aus Nutzung der erneuerbaren Energien (EE aus eigener Produktion) sowie Höhe der LCOH ergibt sich bei einer Dimensionierung des Elektrolyseurs zwischen 15 % und 25 % der erneuerbaren Energieleistung. Eine Detaillierung hat in Abhängigkeit der im jeweiligen Fall vorliegenden Anforderungen (z.B. jährliche Wasserstoffmengen) und Rahmenbedingungen (z.B. Abnahmebedingungen) zu erfolgen. Unter den hier angenommenen Rahmenbedingungen ergeben sich Wasserstoffgestehungskosten in Höhe von 20,3-21,5 ct/kWh bzw. 6,8 bzw. 7,2 €/kg [6].

Angemerkt sei an dieser Stelle, dass das Verhältnis zwischen CAPEX- und OPEX-Kosten signifikant dadurch bestimmt wird, wie die Kosten der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen zugeordnet werden. In Abb. 3 werden diese als Beschaffungskosten für Strom aus Windenergie und Strom aus Photovoltaik [7] vollumfänglich in den OPEX-Kosten abgebildet.

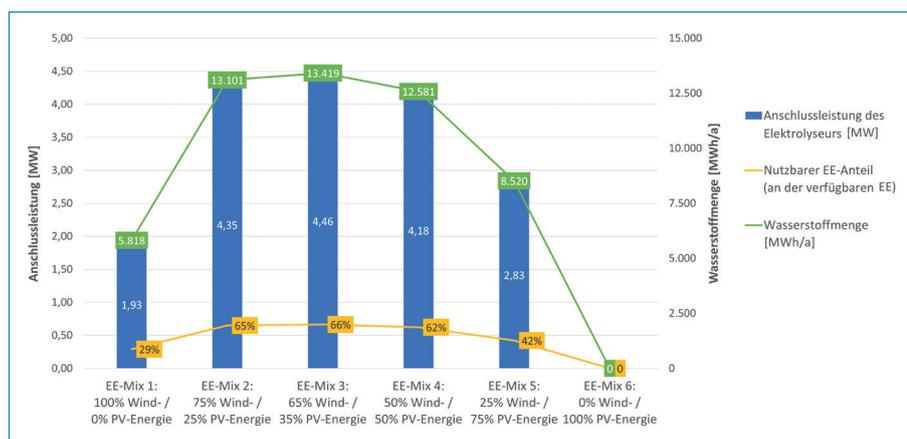


Abb. 2 Erzeugte Wasserstoffmenge [12] je Energieversorgungsvariante

Wann ergeben sich konkurrenzfähige Wasserstoffgestehungskosten?

Die Wasserstoffstrategie der Bundesregierung basiert auf einer hohen Wasserstoffimportquote, die im Wesentlichen durch günstigere H_2 -Produktionskosten sowie größere Erzeugungspotenziale für erneuerbare Energien in Ländern wie Marokko begründet wird. Verschiedene Studienergebnisse zeigen jedoch eine große Bandbreite zukünftiger Kosten zur Produktion von „grünem“ Wasserstoff beispielsweise in Nordafrika. Diese reichen in 2030 von ca. 8 ct/kWh H_2 bis ca. 19,6 ct/kWh H_2 [8, 9]. Derzeit besteht in Deutschland

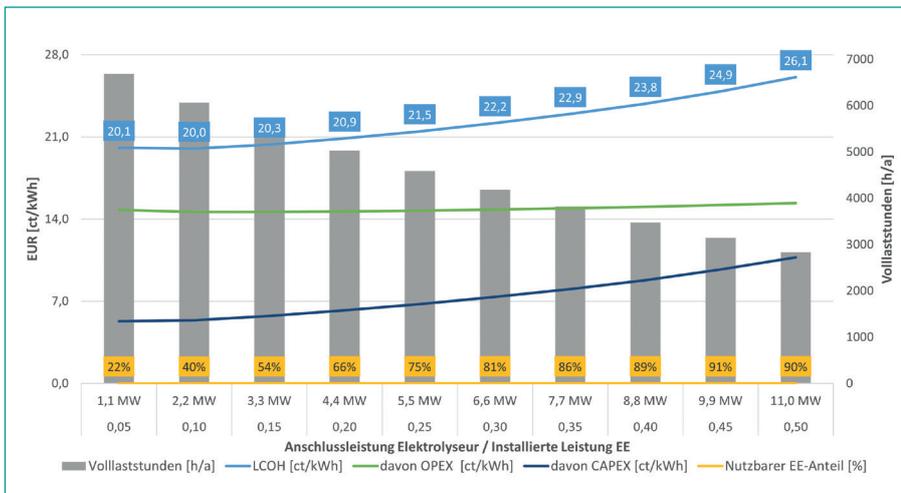


Abb. 3 Dimensionierung Elektrolyseur in Abhängigkeit der erneuerbaren Energieleistung

vor allem in der Chemieindustrie ein hoher Bedarf an Wasserstoff, der jedoch aktuell hauptsächlich durch „grauen“ Wasserstoff gedeckt wird [10]. Aus diesem Grund soll geklärt werden, wie sich die Wasserstoffgestehungskosten von „grauem“ [11] und „grünem“ Wasserstoff in Deutschland bis 2030 entwickeln könnten.

Abb. 4 zeigt das Ergebnis dieser Analyse. Es wird deutlich, dass in Szenario 1 bei niedrigen Stromgestehungskosten für Photovoltaik und Windenergie bei gleichzeitig hohen Gaspreisen „grüner“ Wasserstoff in 2026 günstiger als „grauer“ Wasserstoff bereitgestellt werden kann. Werden hingegen nur mittlere Stromgestehungskosten und Gaspreise (Sze-

nario 2) angenommen, so wird deutlich, dass die „grünen“ Wasserstoffgestehungskosten je nach Szenario in 2026 40 % (Szenario 2) bzw. doppelt so hoch (Szenario 3: Hohe EE-Stromgestehungskosten (hEE), niedrige Gaspreise (nG)) wie die des „grauen“ Wasserstoffs sein werden. In 2030 ergibt sich trotz steigender CO₂-Preise ein ähnliches Bild wie in 2026.

Werden die „grünen“ Wasserstoffgestehungskosten zusätzlich mit den potenziellen Wasserstoffgestehungskosten in Marokko – eines möglichen Wasserstofflieferlandes für Deutschland – im Jahr 2030 gemäß [8] verglichen, so zeigt sich durchaus eine Konkurrenzfähigkeit der heimischen Wasserstoffproduktion. Die Gestehungskosten für in Marokko erzeugtem

Wasserstoff sollen in 2030 zwischen 8 bis 16 ct/kWh_{H₂} liegen. Der sog. Reboundeffekt, der dazu führt, dass ein Wasserstoffexport in Ländern wie Marokko die Energiewende vor Ort verzögert oder verschleppt, ist an dieser Stelle nicht berücksichtigt. Gegebenenfalls führt ein hoher Wasserstoffexport mit lukrativen Margen nämlich dazu, dass in den Exportländern die fossilen Strukturen weiter bestehen bleiben [8].

Ergebnisse

Die aufgeführten Simulationen und Analysen im Rahmen des Teilenergienutzungsplans für den Markt Reisbach unter den dargestellten Annahmen zeigen, dass

- es sinnvoll ist, den Elektrolyseur an das Stromnetz anzubinden und damit auch den Bezug von EE aus PPAs zu ermöglichen.
- für einen „stabilen“ Betrieb des Elektrolyseurs ein Smoothing-Faktor berücksichtigt werden muss; ein Optimum scheint bei $\beta = 5$ zu liegen.
- die Einbindung eines Batteriespeichers weder eine technische noch eine wirtschaftliche Optimierung darstellt.
- der optimale EE-Mix bei 65 % Windenergiemenge und 35 % PV-Energiemenge liegt und dies einem Verhältnis von 1,01 von installierter WKA-Leistung zu PV-Leistung entspricht.
- die optimale Dimensionierung des Elektrolyseurs bei ca. 15-25 % der installierten EE-Leistung liegt.
- die individuell vorliegenden Rahmenbedingungen (wie Potenzialflächen erneuerbare Energien, aktuelle Netzauslastung, mögliche Verwertungsmöglichkeiten vor Ort) für eine sinnvolle Ausgestaltung des Gesamtsystems entscheidend sind.
- die „grünen“ Wasserstoffgestehungskosten nur bei geringen EE-Stromgestehungskosten einerseits und hohen Gaspreisen andererseits unter den „grauen“ Wasserstoffgestehungskosten liegen.
- zusätzlich zur aktuellen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung die heimische Wasserstoffproduktion vor allem im aktuellen Stadium durchaus unterstützenswert ist, vor allem, wenn sinnvolle Gesamtkonzepte vor Ort vorliegen.

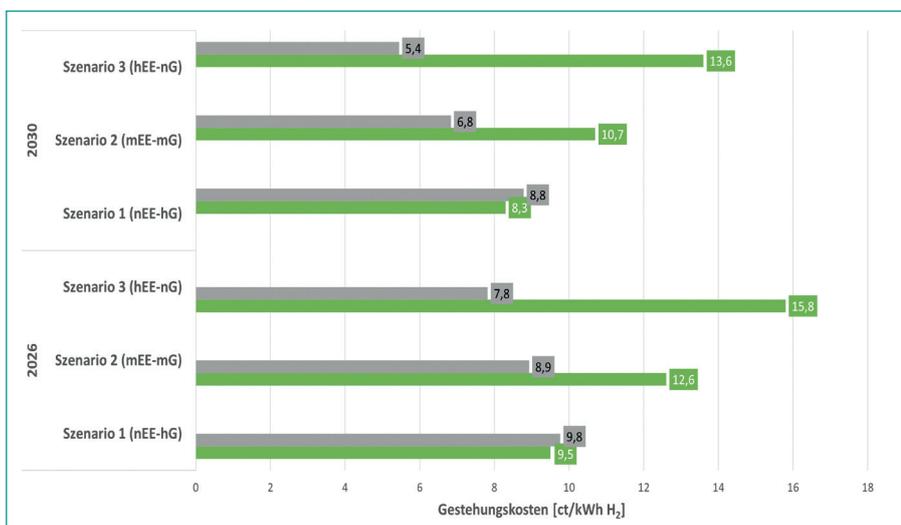


Abb. 4 Mögliche Wasserstoffgestehungskosten von „grünem“ und „grauem“ Wasserstoff in 2026 bzw. 2030

Anmerkungen/Literatur

- [1] PPA = Power Purchase Agreement (Strombezugsvertrag).
- [2] Top Energy ermöglicht die Abbildung komplexer Energiesysteme mit unterschiedlichen Komponenten. Ökologische, ökonomische und primärenergetische Optimierungen zeigen die perfekte Betriebsweise des Systems auf. Mit Variantenvergleichen, Strukturoptimierungen und Sensitivitätsanalysen kann die optimale Anlagengröße der jeweiligen Technologie ermittelt werden.
- [3] Aurora Energy Research: Scaling up the hydrogen economy: Opportunities for renewables, aufgerufen am 09.12.2022.
- [4] Bei einer tatsächlichen Realisierung erfolgt die Dimensionierung des Elektrolyseurs anhand vorliegender Leistungsklassen der Elektrolyseure.
- [5] Diese beziehen sich sowohl auf die gesamte jährliche Wasserstoffmenge (EE aus eigener Produktion und EE aus PPAs) sowie die gesamten jährlichen Kosten.
- [6] Bezogen auf den Heizwert.
- [7] In Anlehnung an die Ausschreibungsergebnisse (01.05.2022) werden die Strombezugskosten Windenergie mit 5,85 ct/kWh und die für Photovoltaik mit 5,51 ct/kWh angesetzt.
- [8] Merten F.; Scholz, A.: Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten versus heimische Erzeugung – Teil 1 – Kostenunterschiede, Realisierungsunsicherheiten und Rebound-Effekte in Lieferländern, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 71. Jg. (2021), Heft 1/ 2.
- [9] Ob und in welchem Umfang dabei die Wasserstofftransportkosten Berücksichtigung finden ist nicht immer klar nachvollziehbar.
- [10] Bundesministerium für Bildung und Forschung: Wasserstoffstrategie, https://www.bmbf.de/bmbf/de/forschung/energiewende-und-nachhaltiges-wirtschaften/nationale-wasserstoffstrategie/nationale-wasserstoffstrategie_node.html, aufgerufen am 29.11.2022.
- [11] Erzeugung durch Dampfreformierung von Erdgas.
- [12] Die gesamte jährliche produzierte Wasserstoffmenge sowohl aus EE aus eigener Produktion als auch aus EE aus PPAs.

Weitere Literatur

Graf, F.; Schoof, R.; Zdrallek, M. (Hrsg.). (2020): *Power-to-Gas: Grundlagen – Konzepte – Lösungen* Edition gwf Gas + Energie (1. Auflage.). Essen: Vulkan Verlag.

Kost, C. (2018, März 20): Studie: Stromgestehungskosten erneuerbare Energien – Fraunhofer ISE, <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen-studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>, aufgerufen am 06.08.2022.

D. Faber, S. Minderlein, K. Zeiser, Institut für Systemische Energieberatung GmbH an der Hochschule Landshut; Prof. Dr. P. Denk, Hochschule Landshut
www.ise-landshut.de

Das Projekt (Erstellung eines Teilenergienutzungsplans für den Markt Reisbach zur modellhaften Untersuchung mit Schwerpunkt Wasserstoff) wird vom Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie im Rahmen eines Teilenergienutzungsplans gefördert (83-9507/542/2).