

Wie kann der neue Energieträger Wasserstoff wirtschaftlich werden?

Überlegungen am Beispiel von Raffinerien

von

Hans D. Hermes, Tim Grothey, Marlene Snoppek, und Frank Witte

Die Wasserstoffstrategien der Bundesregierung vom Juni 2020 und auch die der Europäischen Kommission für ein Klimaneutrales Europa vom Juli 2020 basieren beide auf großen Erwartungen an den Energieträger Wasserstoff. Wasserstoff soll Basis der Zukunftstechnologien werden, die zu einer deutlichen Minderung der Treibhausgasemissionen beitragen. Die Strategien betreffen einen Zeitraum von 30 Jahren und beziehen sich auf alle Wirtschaftssektoren. Dabei soll unter dem Stichwort „Sektorkopplung“ Wasserstoff ein Bindeglied für die Verknüpfung von Stromerzeugung, Industrie, Wärme und Mobilität werden und somit die Integration erneuerbarer Energien in diesen Sektoren ermöglichen. Hintergrund der Sektorkopplung ist, dass durch die gleichzeitige Betrachtung der CO₂-emittierenden Sektoren die Maßnahmen gefunden werden sollen, die überall zu einer CO₂ Reduktion beitragen.

Sogenannter grüner Wasserstoff wird mittels Elektrolyse erzeugt, wobei der benötigte Strom aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen¹ stammt. Diese Art der Wasserstoffproduktion ist somit annähernd CO₂-frei beziehungsweise weitgehend klimaneutral.

Die Strategien der Bundesregierung und die der Europäischen Kommission basieren auf Ausbauzielen für die Wasserstoffproduktion bis 2030. Bis dahin soll die Produktion in Deutschland von heute 4 MW_{el} auf 5.000 MW_{el}, und europaweit sogar auf 40.000 MW_{el} ansteigen. Dies bedeutet mehr als eine Vertausendfachung der heute verfügbaren Elektrolyseurkapazitäten innerhalb von zehn Jahren. Dies scheint unerreichbar, bedeutet aber gleichzeitig nichts anderes als eine stetige jährliche Verdopplung der Kapazitäten über einen Zeitraum von 10 Jahren. In dieser Betrachtung ein anspruchsvolles, aber vielleicht auch ein realisierbares Ziel.

Im Rahmen der Förderprogramme der letzten Jahre sind bereits einige technisch Fortschritte erzielt worden. So konnten die sogenannten Stacks, aus denen ein Elektrolyseur besteht und damit die Gesamtgröße in Demonstrationsanlagen zwischen 2010 und 2015 sowie zwischen 2015 und 2020 jeweils verzehnfacht werden. Heute sind die ersten 100 MW Elektrolyseure in Planung.

Gleichzeitig führt die staatliche Förderung und die ambitionierte Zielerreichung nur dann zur gewünschten CO₂-Neutralität, wenn es gelingt, die Optimierung der Wasserstofftechnologie dauerhaft fortzuführen. Das bedeutet, die neuen Technologien müssen sich auch nach einer anfänglichen staatlichen Förderung am Markt durchsetzen, also wirtschaftlich sein, und bestenfalls eine Vielzahl weiterer wirtschaftlich interessanter Investitionen nach sich ziehen.

¹ Diesen Strom nennen wir im Folgenden auch „grünen Strom“ bzw. „erneuerbaren Strom“. Die Begriffe dienen dazu die CO₂- bzw. Klimaneutralität deutlich zu machen.

Heute ist grüner Wasserstoff weder in der Industrie noch im Mobilitäts- oder Wärmesektor aufgrund hoher Erzeugungskosten, fehlender Infrastruktur, hemmender Rahmenbedingungen und/oder hohen Investitionskosten von bspw. wasserstoffbetriebenen PKW wirklich wettbewerbsfähig.²

Erzeugungskosten von grünem Wasserstoff in einem Anwendungsbeispiel

In einem Business Case³ wurde beispielhaft analysiert, welche wirtschaftlichen Hürden für den Ausbau zu beseitigen sind, um grauen Wasserstoff in Raffinerien zu ersetzen. Grauer Wasserstoff wird durch Dampfreformierung hergestellt. Dabei wird Wasserstoff aus Erdgas (Methan) und Wasserdampf hergestellt, wobei große Mengen an CO₂ entstehen. Die Kosten für grauen Wasserstoff liegen unter 1,5 Euro je kg. Bei der Substitution des grauen Wasserstoffs durch grünen Wasserstoff würden erhebliche CO₂-Emissionen wegfallen.

Für eine Wirtschaftlichkeitsuntersuchung einer solchen Substitution wurden ein Anwendungsfall mit einem Wasserstoffbedarf einer Raffinerie in Höhe von 8.850 Tonnen pro Jahr zu Grunde gelegt. Dieser Wasserstoffbedarf soll durch einen Elektrolyseur von 90 MW_{el}, bereitgestellt werden, wobei die Elektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen, also CO₂-neutral, betrieben wird. Entsprechend wird erneuerbarer Strom für den Betrieb der Elektrolyse über 6.000 Volllaststunden pro Jahr benötigt.

Für verschiedene Szenarien wurden die Erzeugungskosten, die „Levelized Cost of Hydrogen“ (LCOH), berechnet. Die Investitionskosten (Capex) bestehen hauptsächlich aus den Anschaffungskosten für den Elektrolyseur, sowie für die Stack-Erneuerung nach 10 Jahren. Weitere Investitionskosten fallen für Netzanschluss, Baukosten und Pufferspeicher an. Allerdings machen alle Investitionskosten bei diesen hohen Volllaststunden und den aktuellen Rahmenbedingungen nur ca. 9 % der Gesamtkosten des Projekts aus.

Für den Fall „heutige Rahmenbedingungen“ basieren alle Annahmen auf dem Stand der Technik, den heute geltenden Strompreisregelungen und dem im öffentlichen Netz verfügbaren grünem Strom. Die Kostenbestandteile sind in Abbildung 1 als „Ausgangswerte“ dargestellt.

Den größten Anteil an den Gesamtkosten haben die Betriebskosten, hier mit 89 % die Stromkosten für grünen Strom aus dem Netz. Die hohen Strompreise sind wesentlich bedingt durch Umlagen und Abgaben in Deutschland wie EEG-Umlage, KWKG-Umlage, §19StromNEV-Umlage, Offshore Netzumlage, Konzessionsabgabe sowie Umlagen für abschaltbare Lasten.

Diese hohen Kosten von erneuerbarem Strom aus dem Netz führen zu Erzeugungskosten, den „Levelized Cost of Hydrogen“ (LCOH), von ca. 11 €/kg-H₂ für grünen Wasserstoff. Die Investitionskosten für den Elektrolyseur sind hierbei tatsächlich von untergeordneter Bedeutung.

² Vgl. Grothey, Tim; Wiechert, Sebastian. (2020). Die Auswirkungen des CO₂-Preises auf die Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff als Kraftstoff im Verkehr in Deutschland. In Witte, Frank (Hrsg.): 8. Sammelband Nachhaltigkeitsmanagement: Ökonomische Aspekte des nachhaltigen Wirtschaftens. Reihe Nachhaltigkeits-Management - Studien zur nachhaltigen Unternehmensführung, Hamburg: Kovac Verlag.

³ Vgl. Snoppek, Marlene (2020). Aktuelle Entwicklungen zur Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas-Projekten. Masterarbeit. Beuth Hochschule für Technik Berlin und Hochschule für Wirtschaft und Recht Berlin

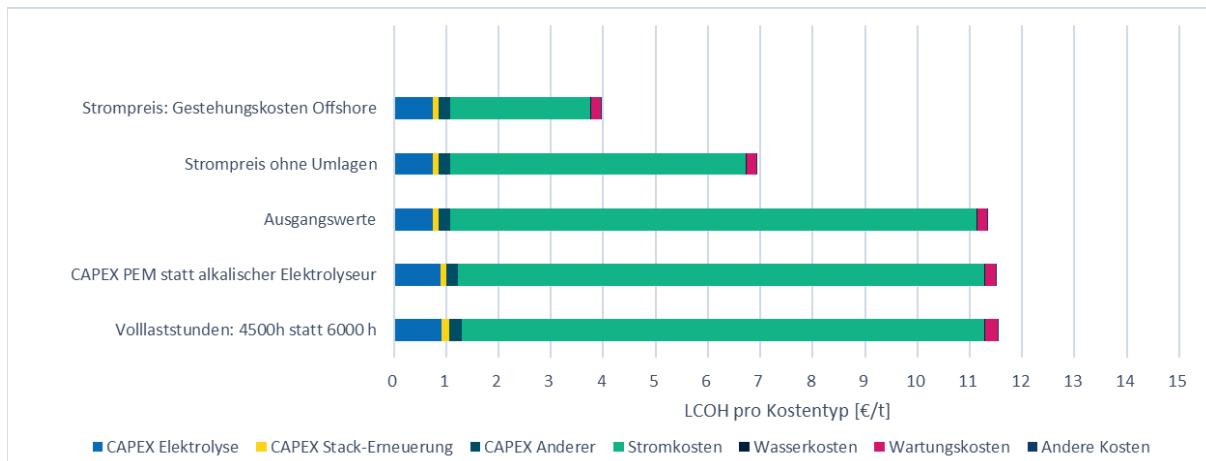


Abbildung 1: Bestandteile der Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) und Sensibilitäts-Analyse⁴

Wird der Strom für Elektrolyse-Anlagen nicht mit Umlagen und Steuern beaufschlagt (Abbildung 1, „Strompreis ohne Umlagen“), ergeben sich Erzeugungskosten von unter 7 €/kg-H₂. Noch günstiger ließe sich Wasserstoff „Offshore“ herstellen, wenn ausschließlich Offshore-Windstrom für die Elektrolyse eingesetzt wird, der nicht über das öffentliche Netz transportiert werden muss. Stromkosten von ca. 0,045 €/kWh und auch dabei niedriger anzusetzenden Jahres-Volllaststunden von 4.500 h - da der Wind auch im Meer nicht durchgehend weht - führen zu leicht, aber nicht wesentlich höheren Herstellungskosten, wie man in Abbildung 1 sieht. Auch die höheren Investitionskosten für einen PEM-Elektrolyseur (der für die Wechsel- und Teillast geeignet ist) statt einem alkalischen Elektrolyseur, erhöhen die Kosten nur wenig. Im günstigsten Fall können Wasserstoffherstellungskosten von unter 4 €/kg-H₂ erreicht werden. Dies ist ein Herstellungskostenniveau, das mit weiteren zukünftigen Ersparnissen bei Anschaffungs- und Betriebskosten, bereits den Herstellkosten von grauem Wasserstoff sehr nah kommt.

CO₂-Vermeidungskosten von grünem Wasserstoff

Das zentrale Ziel der Wasserstoffstrategien sollte die Emissionsminderung in den verschiedenen Wirtschaftssektoren sein. Da grüner Wasserstoff in der Herstellung teurer ist als grauer Wasserstoff, fallen durch die Substitution Kosten an, die der Vermeidung von CO₂-Emissionen zuzurechnen sind. Daher stellt sich aus Sicht einer möglichst kostengünstigen Dekarbonisierung die Frage nach den CO₂-Vermeidungskosten, den Kosten der jeweils vermiedenen Tonne CO₂ durch die Technologie-Anwendung.

Bereits heute werden zur Emissionsminderung einzelnen Raffinerie-Endprodukten bestimmte Anteile Biodiesel zugemischt, z. B. bei E10. Die CO₂-Vermeidungskosten für Biodiesel liegen heute bei ca. 100 €/tCO₂.

Im vorliegenden Beispiel „Heutige Rahmenbedingungen“ liegen die Vermeidungskosten mit grünem Wasserstoff in der Raffinerie im Vergleich bei 900-1.000 €/tCO₂ und somit weit über den CO₂-Vermeidungskosten, die durch Biodiesel entstehen. Im Fall „Gestehungskosten

⁴ Vgl. Snoppek, Marlene (2020). Aktuelle Entwicklungen zur Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas-Projekten. Masterarbeit. Beuth Hochschule für Technik Berlin und Hochschule für Wirtschaft und Recht Berlin

Offshore“, also mit Stromkosten aus Offshore Windparks ergeben sich immer noch höhere CO₂-Vermeidungskosten von 347 €/tCO₂, was aber bereits unter der heutigen RED Strafzahlung von 470 €/tCO₂ für nicht erreichte Vorgaben bei den Emissionsminderungen von Raffinerien liegt.

Auch eine CO₂-Bepreisung inklusive Zertifikatehandel soll diesen Substitutionseffekt und Investitionen in treibhausgasmindernde Technologien befördern. Die aktuellen CO₂-Preise aus dem ETS beziehungsweise die geplanten zukünftigen Preise aus dem neuen Brennstoffemissionshandelsgesetz in Deutschland liegen jedoch sehr viel niedriger als die CO₂-Vermeidungskosten von grünem Wasserstoff. Derzeit dürfte von keinem starken Impuls für grünen Wasserstoff in der Industrie durch den CO₂-Preis ausgegangen werden. Auch auf die Anwendung im PKW-Verkehrssektor wird die deutsche CO₂-Bepreisung keine erhöhten Marktchancen für Wasserstoff bieten.⁵

Die ideale Wasserstoffproduktion

Die beiden vorgestellten Fälle „Heutige Rahmenbedingungen“ und „Offshore Elektrolyse“ zeigen aber, dass sich wirtschaftlich machbare Projekte nur finden lassen werden, wenn Standortwahl, ausreichende und zeitlich ausreichend lange verfügbare erneuerbare Strommengen, regulative Rahmenbedingungen, Logistik und Gesamtkosten zusammenpassen.

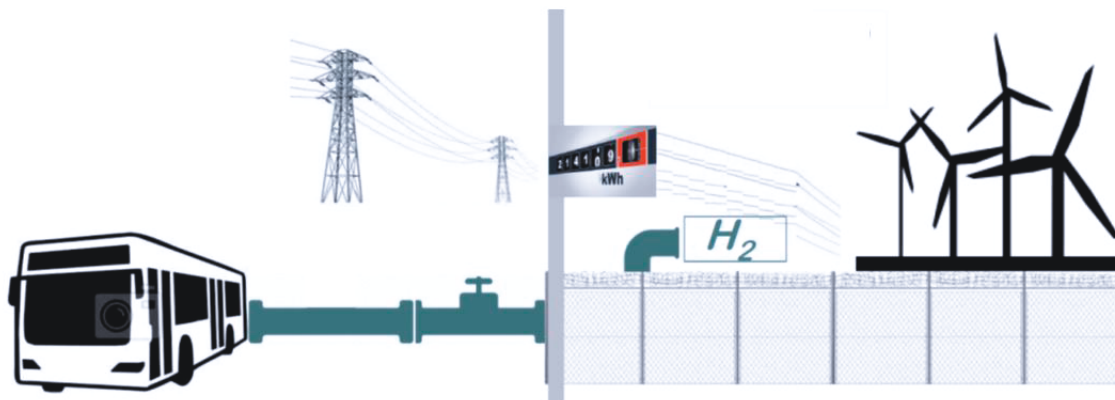


Abbildung 2: Das „ideale Projekt“ aus Sicht der Wasserstoffherstellkosten

Das „ideale Projekt“ aus Sicht der Wasserstoffkosten ist die Nutzung von Strom direkt von z. B. Windkraftanlagen ohne Netzeinspeisung. Allerdings müssen Cluster gefunden werden, in denen genügend Strommengen auch über längere Zeit anfallen, so dass ein nachgeschalteter Elektrolyseur ausreichend viele Stunden im Jahr Wasserstoff produzieren kann. Genügend geeignete Cluster für die Umsetzung einer heimischen Wasserstoffherzeugung in großem Maßstab gibt es heute noch nicht. In der Praxis wird es die Aufgabe sein, Standorte wie z. B. in Abbildung 2 dargestellt zu finden, an denen einerseits ausreichend Windstrom vorhanden ist

⁵ Vgl. Grothey, Tim; Wiechert, Sebastian. (2020). Die Auswirkungen des CO₂-Preises auf die Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff als Kraftstoff im Verkehr in Deutschland. In Witte, Frank (Hrsg.): 8. Sammelband Nachhaltigkeitsmanagement: Ökonomische Aspekte des nachhaltigen Wirtschaftens. Reihe Nachhaltigkeits-Management - Studien zur nachhaltigen Unternehmensführung, Hamburg: Kovac Verlag.

und wo eine gesicherte Abnahme technisch und logistisch möglich ist, so dass der Kostenvorteil nicht durch Transport und Speicherung aufgehoben wird.

Notwendige Änderungen der Rahmenbedingungen und Maßnahmen

Ein Aufbau der Wasserstoffherstellung mit erneuerbarem Strom aus dem Netz in Deutschland würde heute wirtschaftlich an den Regulatorischen Rahmenbedingungen für den Strombezug scheitern und ist zumindest in Deutschland momentan wegen der hohen Umlagen und Abgaben nicht wettbewerbsfähig. Für die Zielerreichung der Wasserstoffstrategien mit einer teilweise auch heimischen Erzeugung in Deutschland wird somit entscheidend sein, dass regulatorische Hemmnisse abgebaut und Anreize geschaffen werden. Dadurch könnten wettbewerbsfähige Betriebskosten erreicht werden, wodurch wiederum Investitionen in grünen Wasserstoff gefördert würden. Nur durch den Abbau der regulatorischen Hemmnisse werden sich genügend viele Investitionsvorhaben finden lassen, die auch später ohne Förderung und ggf. durch weitere Kostensenkungen aufgrund der Economies of Scale wirtschaftlich interessant sind.

Dabei ist kurzfristig zuerst die Kostenreduktion beim Strombezug für die Elektrolyse für eine wirtschaftliche sinnvolle grüne Wasserstoffherstellung die zentrale Stellschraube. Im Kern zielt das auf eine weitgehende Befreiung des Elektrolysestroms von Strompreisumlagen. Bei einer Umlagebefreiung für eine dann hoffentlich prosperierende Wasserstoffherstellung wird allerdings die Umlage der verbleibenden Kosten für anderen Stromnutzer erhöht werden müssen oder im Bundeshaushalt anderweitig gegenfinanziert werden. Deshalb ist das gesamte System der heutigen Strompreisbildung mit Umlagen und Kostenverteilung zu überdenken.

In einer aktuellen dena-Studie wird mit der Forderung der kurzfristigen Absenkung der EEG-Umlage auf null ein konkreter Vorschlag gemacht, der Investitionen in Technologien wie die Elektrolyse deutlich fördern und die Energiewende kurzfristig beschleunigen würde. Auch werden dabei umfangreich Effekte auf Bürokratie oder den Bundeshaushalt dieser Maßnahme analysiert. Vor allem der Bereich der Sektorkopplung („Integrierte Energiewende“) wird von der deutlichen Absenkung der EEG-Umlage stark profitieren.⁶

Ein weiterer struktureller Nachteil, der für die Wasserstoffproduktion herausgearbeitet werden kann, ist, dass Elektrolyseure oder Power-to-Gas – Anlagen als elektrische Endverbraucher angesehen werden. Aus Sicht der Sektorkopplung ist dies jedoch nicht der Fall: erneuerbare elektrische Energie wird lediglich auf einen anderen Träger übertragen, um dann anderweitig als Endenergie genutzt zu werden. Würden die Anlagen nicht als Endverbraucher deklariert, könnten weitere Steuern und Umlagen entfallen. Ein viel umfangreicherer Einsatz erneuerbarer Energie auch in anderen Sektoren wird dadurch auch wirtschaftlich möglich.

Die Problematik der Weitergabe der „grünen Eigenschaft“ von erneuerbarem Strom an den damit produzierten grünen Wasserstoff stellt eine weitere Herausforderung dar. Denn derzeit ist es schwierig den grünen Teil des Netzstroms sicher als grün zu zertifizieren. Damit gelten die produzierten Gase nicht automatisch als erneuerbar und emissionsmindernde Anrechnungen

⁶ Vgl. dena (2020): Vorschlag für die Senkung der EEG-Umlage auf null. Berlin: Deutsche Energie Agentur, abgerufen am 09. August 2020 von https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/KURZSTUDIE_Vorschlag_fuer_die_Senkung_der_EEG-Umlage_auf_null.pdf

sind nicht möglich. Power-Purchase-Agreements (PPAs) stellen eine zusätzliche Möglichkeit dar, Wasserstoff für einen bestimmten Zeitraum wirtschaftlicher zu gestalten.

Fazit

Zusammenfassend stellen die deutschen und europäischen Wasserstoffstrategien hohe und ambitionierte Zielvorgaben, die grundsätzlich als erreichbar angesehen werden können. Die Realisierung der dafür notwendigen hohen Investitionen hängt jedoch stark von den rechtlichen Rahmenbedingungen sowie den Standortfaktoren der Anlage ab. Erfolgsversprechend für die Anlagenplanung ist ein Ansatz, bei dem der zeitliche und räumliche Strombezug sowie die Wasserstoffverwendung von Beginn mitgedacht werden. Die daraus möglichen Kostenersparnisse haben das Potential, Wasserstoff gegenüber derzeit sehr kostengünstigen grauem Wasserstoff für die Industrie wettbewerbsfähig zu machen. Aus Sicht der CO₂-Vermeidungskosten stellt Wasserstoff derzeit keine Konkurrenz zu beispielsweise Biodiesel dar – bietet perspektivisch jedoch umfangreichere Anwendungsmöglichkeiten und könnte sich somit in anderen Bereichen als kostengünstigste Klimaschutzmaßnahme durchsetzen.

Darüber hinaus sind für das Erreichen dieser Ziele die in diesem Beitrag genannten Hemmnisse durch rechtliche Rahmenbedingungen zwingend abzubauen. Vor allem eine grundlegende Reform der Stromnebenkosten ist dringend nötig. Dies eröffnet umfangreiche Potentiale für eine wettbewerbsfähige Produktion von Wasserstoff. Für eine wirkliche integrierte Energiewende muss darüber hinaus Power-to-Gas grundsätzlich als Verbindungstechnologie definiert werden und nicht als Letztverbraucher. Weitere Stellschrauben sind Nutzung von Green PPAs und die Anerkennung des Emissionsminderungseffekts von grünem Wasserstoff im Rahmen der Treibhausgasquotenverpflichtung.

Wasserstoffimporte, beispielsweise aus sonnen- und windreichen Regionen außerhalb Europas, wo erneuerbare Stromerzeugungskosten von bereits 2 €/ct/kWh möglich sind, werden trotz Transports wirtschaftlich attraktiv sein und langfristig einen bedeutenden Anteil der Wasserstofflieferung und damit einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft darstellen. Für eine langfristig gesicherte und nachhaltige internationale Versorgung wird bereits am Anfang von Wasserstoff-Partnerschaften erstens die Energiesituation eines Lieferlandes und die Vermeidung von Konkurrenzsituationen zwischen Wasserstoffelektrolyse und lokaler Stromversorgung zu berücksichtigen sein. Zweitens sind zu große Abhängigkeiten von einzelnen Ländern und deren politischen Risiken, wie bei der heutigen Erdölbeschaffung, zu vermeiden.

Die aktuelle Förderung der heimischen Herstellung von Wasserstoff ist trotzdem richtig und wichtig, denn sie dient der technischen Weiterentwicklung und der Verringerung von internationalen Lieferrisiken- und Abhängigkeiten.

Kontakt Daten

Dr. Hans Dieter Hermes
EnC Energy & Comfort GmbH
Mobil: +49 176 4044 2012
<https://consulting.energycomfort.info>

B. Eng. Tim Grothey
tim.grothey@gmail.com

M. Sc. Marlene Snoppek
marlene.snoppek@gmail.com

Prof. Dr. Frank Witte
Hochschule für Wirtschaft und Recht Berlin
Badensche Str. 50-51
10825 Berlin
mail@frank-witte.de

Metadatenblatt für Open-Access-Veröffentlichungen auf dem OPUS-Publikationsserver der Hochschule für Wirtschaft und Recht Berlin

Hermes, Hans D.; Grothey, Tim; Snoppek, Marlene; Witte, Frank:

Name(n), Vorname(n) der Autorin(nen) und / oder Autor(en)

ORCID-Kennung (falls vorhanden)

Bericht / Working Paper / Discussion Paper

Art der Publikation

Preprint / Manuskript

Version

Wie kann der neue Energieträger Wasserstoff wirtschaftlich werden? Überlegungen am Beispiel von Raffinerien.

Titel der Publikation

Energiewende, Raffinerie, CO₂, grüner Wasserstoff, Wasserstoff, Kohlendioxid, Vermeidungskosten, Sektorenkopplung, Treibhausgasemissionen, Power-to-Gas, Elektrolyse, Wasserstoffstrategie, LCOH, Levelised Cost of Hydrogen, Erzeugungskosten

Schlagwörter / Tags (optional, frei von Autorin(nen) und / oder Autor(en) zu vergeben)

2020

Publikationsjahr

Originalquellenangabe (bei Zweitveröffentlichungen)

Persistenter Identifikator der Erstveröffentlichung (z. B. vom Verlag vergebene DOI)

<https://doi.org/10.4393/3934.6>

Die vorliegende Version ist unter dem folgenden persistenten Identifikator verfügbar (von der Bibliothek auszufüllen - Feld ist schreibgeschützt): [DOI, URN, o. Ä.]

Lizenzangabe:

[Auswahl CC-Lizenz]

CC-BY 4.0

Muster-Zitationsempfehlung: Nachname, Name (Publikationsjahr). Titel: Untertitel. In: Quellenangabe der Erstveröffentlichung, ISSN/ISBN, Verlag, Ort, Vol., Iss., xx-xx [Seitenzahlen], <http://dx.doi.org/xxx> (vom Verlag vergebene DOI)

[Stand: 18.05.2020]