

PRODUKTIONSPOTENZIALE FÜR GRÜNEN WASSERSTOFF AN GEPLANTEN H₂-PIPELINES

**Mathias Heiker, Andreas Stroink, Anica Mertins, Prof. Dr. Tim Wawer,
Prof. Dr.-Ing. Sandra Rosenberger**

Hochschule Osnabrück, Albrechtstraße 30, 49076 Osnabrück, +49 541 969 2333,
mathias.heiker@hs-osnabrueck.de, <https://www.hs-osnabrueck.de/>

Kurzfassung: Dieser Artikel liefert einen Beitrag zur Ermittlung der optimalen zukünftigen grünen Wasserstoffinfrastruktur. Zur Ermittlung der optimalen Standorte für die elektrolytische Herstellung von grünem Wasserstoff wurden in einem ersten Schritt aus öffentlich verfügbaren und frei zugänglichen Daten ein sektorübergreifender Geodatensatz generiert. Der Datensatz enthält für jedes Postleitzahlen-Gebiet in Deutschland Informationen über die geografische Lage und die installierten Wind- und Photovoltaik-Leistungen sowie dem konkreten Verlauf der von der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. prognostizierten H₂-Leitungsverläufe. Im Folgeschritt wurde der erstellte Geodatensatz für eine modellgestützte Optimierung der installierten Leistungen der Elektrolyseure für jedes Postleitzahlengebiet in Deutschland verwendet. Das Modell minimiert in Abhängigkeit der volatilen Stromerzeugung aus Wind- und Photovoltaik-Anlagen die Kosten der grünen H₂-Produktion. Die Modellierung ergibt, dass in dem Modell der optimale Strommix für den Elektrolyseur aus 22,7% PV- und 77,3% Windstrom besteht. Die spezifischen H₂-Gestehungskosten betragen in diesem Fall 2,32 €/kg H₂. Die geografische Auswertung ergibt, dass sich die optimalen H₂-Produktionsstandorte überwiegend in Nord- und vereinzelt in Mitteldeutschland befinden. Dies liegt zum einen daran, dass das angenommene H₂-Netz im Norden Deutschlands engmaschiger aufgebaut ist als im Süden, zum anderen besitzt Norddeutschland eine höhere Anzahl an Windkraftanlagen, wodurch Synergien aus den Erzeugungsprofilen von PV- und Windstrom gehoben werden können.

Keywords: Wasserstoff, Gestehungskosten, Potenzial, Infrastruktur, Elektrolyse, Erneuerbare Energien

1 Einleitung und Zielsetzung

Die deutsche Klimaschutzpolitik sieht spätestens bis zum Jahr 2045 das Erreichen der Treibhausgasneutralität vor. [1] Verschiedene Studien weisen als wesentliche Bausteine für die Zielerreichung den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) und den Ausgleich von Produktionsschwankungen durch grünen Wasserstoff aus. [2, 3] In den vorliegenden Untersuchungen werden allerdings keine Aussagen zu der konkreten Positionierung der Elektrolyseure zur Wasserstoffherzeugung gemacht. Da für die Verteilung des Wasserstoffs die bestehende Erdgasinfrastruktur genutzt werden kann, ist der Verlauf möglicher zukünftiger H₂-Pipelines anhand der bestehenden Erdgasinfrastruktur heute prognostizierbar. Unter den aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist die Wasserstoffherstellung in vom zentralen Stromnetz entkoppelten Systemen mit Erneuerbaren-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) und Elektrolyseuren ein vielversprechender Ansatz. Der Wasserstoff kann lokal mittels Direktleitungen in ein Wasserstoffnetz eingespeist und verteilt

werden. Die Schaffung dezentraler Systeme und die Entkopplung von EE-Anlagen von den örtlichen Stromnetzen reduziert den Bedarf an zusätzlichem Netzausbau sowie der Abregelung von EE.

Ziel des vorliegenden Beitrags ist es, das Potential der bestehenden EE-Anlagen für die Produktion und Verteilung von grünem Wasserstoff in Deutschland entlang einer möglichen Wasserstoffinfrastruktur zu ermitteln. Untersucht werden die Standorte und Kapazitäten bestehender EE-Anlagen und welchen Beitrag diese zur dezentralen Wasserstoffproduktion leisten können. Basis ist dabei eine kostenoptimierte Elektrolyseurauslegung, die Aufschluss über regionale H₂-Gestehungskosten in Deutschland und entlang der geplanten Wasserstoffinfrastruktur gibt. Die dadurch auftretenden Nutzungskonkurrenzen im Bereich der Stromerzeugung werden nicht untersucht.

2 Material und Methoden

Um das Potential von bereits bestehenden EEG-Anlagen entlang einer möglichen Wasserstoffinfrastruktur ermitteln zu können, ist die Entwicklung eines sektorübergreifenden Geodatensatzes erforderlich. Für die Erstellung dieses Datensatzes werden ausschließlich öffentlich verfügbare Daten verwendet.

Im zweiten Schritt wird der erstellte Geodatensatz dann für eine modellgestützte Optimierung der optimalen Kapazitäten der Elektrolyseure für jedes Postleitzahlen (PLZ)-Gebiet in Deutschland verwendet. Das Modell ist in der Programmiersprache Python implementiert und nutzt das Modellierungsframework oemof (Open Energy Modelling Framework) in Kombination mit dem CPLEX-Solver von IBM. Zur Berechnung werden mindestens 8 GB Arbeitsspeicher und 2 Prozessorkerne mit einer Leistung von je 3,1 GHz benötigt. Für die insgesamt 9.545 Modelldurchläufe wird unter den angegebenen Systemvoraussetzungen eine Zeit von ca. 24,5 h benötigt.

2.1 Verwendete Datensätze

Das deutsche Übertragungsnetz ist in vier Regelzonen unterteilt. Die jeweils verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber sind dazu verpflichtet, jährlich die EEG-Anlagenstammdaten zu veröffentlichen. Innerhalb des Datensatzes sind alle EEG-Anlagen zu finden, welche von den Verteilnetzbetreibern im Rahmen der Jahresabrechnung an die Übertragungsnetzbetreiber gemeldet worden sind. Zusätzlich werden hier auch diejenigen EEG-Anlagen aufgeführt, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Innerhalb des Datensatzes erhält jede Anlage einen EEG-Anlagenschlüssel, der eine eindeutige Identifikation der jeweiligen Anlagen ermöglicht. Für jede gemeldete Anlage werden dann unter anderem Informationen über die Art des Energieträgers, die installierte Leistung und das PLZ-Gebiet, in dem sich die Anlage befindet, bereitgestellt. Die verwendeten Datensätze sind abrufbar unter www.netztransparenz.de [4]. In einem ersten Schritt wurde aus diesen Daten ein kumulierter PLZ-Datensatz erstellt, welcher für jedes PLZ-Gebiet in Deutschland Informationen über die installierte Wind- und Photovoltaik (PV)-Leistung enthält.

Um pro PLZ-Gebiet die volatile Stromerzeugung aus Wind- und PV-Anlagen modellieren zu können, werden normierte Skalierungsprofile verwendet. Zur Berechnung stündlich erzeugten Strommengen im Modell, werden vereinfachend die Solar- und Windprofile von Deutschland

verwendet. Diese sind in dem unter [5] verfügbaren Datensatz enthalten. Mithilfe dieser normierten Skalierungsprofile können dann im späteren Modell für jede installierte PV- und Windkapazität die stündlich erzeugten Strommengen berechnet werden.

Für die Preisbewertung des Wind- und PV-Stroms im Modell werden die stündlichen Spotmarktpreise aus dem Jahr 2017 verwendet. Diese sind im SMARD-Marktdatenportal öffentlich abrufbar [6]. Die Spotmarktpreise sind ein geeigneter Indikator für die Preisbewertung, da grundlegend die Annahme getroffen wurde, dass für die elektrolytische Herstellung von grünem Wasserstoff ausschließlich volatil erzeugter Strom aus Post-EEG-Anlagen (Wind und PV) eingesetzt wird, welcher keine Förderung mehr erhält.

Ausgangspunkt der geobasierten Potentialanalyse bildet die von der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB) entwickelte Studie über eine zukünftige Wasserstoffinfrastruktur. [7] Die Studie nutzt Teile des aktuellen Erdgasnetzes, widmet dieses für eine H₂-Nutzung um und ergänzt es in Teilen um weitere H₂-Pipelines. Auf Basis des IGGIELGN-Datensatzes zu Gasnetzen [8] wurde zunächst ein Geodatensatz zur Abbildung des von der FNB vorgeschlagenen H₂-Netzes in Form von Shape-Daten erstellt. Entlang dieser prognostizierten H₂-Netzinfrastruktur wurden PLZ-Gebiete ermittelt, durch die die geplante H₂-Infrastruktur verläuft. Diese so ermittelten PLZ-Gebiete wurden dann mit den Informationen über installierte Wind- und PV-Kapazitäten aus den ÜNB-Datensätzen gekoppelt. Die räumliche Nähe zur H₂-Infrastruktur ist von zentraler Bedeutung, um die Anschlusskosten der EE-Anlagen an die Elektrolyseure, aber auch die Anschlusskosten der Elektrolyseure an das H₂-Netz gering zu halten.

2.2 Modellgestützte Optimierung

Der aufbereitete Geodatensatz wird nun in einem nächsten Schritt dazu verwendet, für jedes PLZ-Gebiet in Deutschland auf Basis der volatilen Stromerzeugung aus Wind und PV die wirtschaftlich optimale Elektrolyseurkapazität zu berechnen. Hierfür wird ein lineares Optimierungsmodell verwendet. Das Modell minimiert über den Zeitraum eines repräsentativen Jahres mit 8760 Stunden für jedes PLZ-Gebiet die Gesamtkosten z des Systems. Diese setzen sich wie folgt zusammen:

$$z = C_{elec}^{Inv} + \sum_{t=1}^{T=8760} \left(C_{elec}^{Var}(t) - R_{el}^{Feed}(t) - R_{hy}^{Green}(t) \right) \quad (1)$$

Hierbei sind C_{elec}^{Inv} die Annuität der Investitionskosten und $C_{elec}^{Var}(t)$ die variablen Kosten des Elektrolyseurs. $R_{el}^{Feed}(t)$ sind die Erlöse aus der Einspeisung von Strom, welcher nicht für die Wasserstoffproduktion im Elektrolyseur eingesetzt wird und $R_{hy}^{Green}(t)$ der Wert des produzierten Wasserstoffs. Der Modellansatz geht davon aus, dass in den PLZ-Gebieten die gesamte erzeugte Strommenge gekauft und entsprechend dem Elektrolyseur zugeführt oder wiederverkauft wird.

Die Investitionskosten des Elektrolyseurs werden mittels Annuitätenmethode berechnet. Hierfür wurde zunächst der Annuitätenfaktor ANF für einen kalkulatorischen Zinssatz von 6% und einer wirtschaftlichen Nutzungsdauer des Elektrolyseurs von 20 Jahren berechnet. Die annualisierten Kosten ergeben sich dann aus der Multiplikation der dem Modell exogen

vorgegebenen spezifischen Investitionskosten c_{elec}^{Inv} mit der vom Modell endogen ermittelten elektrischen Leistung des Elektrolyseurs $P_{elec,el}^{Inst}$ und dem berechneten Annuitätenfaktor ANF :

$$C_{elec}^{Inv} = c_{elec}^{Inv} \cdot P_{elec,el}^{Inst} \cdot ANF \quad (2)$$

Für die Berechnung der variablen Betriebskosten des Elektrolyseurs $C_{elec}^{Var}(t)$ im Modell wird vereinfachend davon ausgegangen, dass keine Kosten für die Wartung, die Instandhaltung und den Betrieb anfallen, sodass die variablen Kosten ausschließlich die Kosten für den zur Wasserstoffproduktion verwendeten Strom sind:

$$C_{elec}^{Var}(t) = p_{el}^{Spot}(t) \cdot f_{el}^{elec}(t) \quad (3)$$

Die Stromkosten ergeben sich aus der dem Elektrolyseur zugeführten Strommenge $f_{el}^{elec}(t)$ multipliziert mit dem Strompreis $p_{el}^{Spot}(t)$.

Die Berechnung der Erlöse $R_{el}^{Feed}(t)$ für Wind- und PV-Strom, der in das Netz eingespeist wird, erfolgt analog zur Berechnung der Stromkosten des Elektrolyseurs:

$$R_{el}^{Feed}(t) = p_{el}^{Spot}(t) \cdot f_{el}^{Grid}(t) \quad (4)$$

Eingespeiste Strommengen $f_{el}^{Grid}(t)$ werden dementsprechend mit dem Marktpreis $p_{el}^{Spot}(t)$ vergütet.

Die Erlöse aus der Wasserstoffproduktion ergeben sich aus der produzierten Menge an H_2 und dem Wasserstoffpreis p_{hy}^{Green} :

$$R_{hy}^{Green}(t) = p_{hy}^{Green} \cdot f_{hy}^{Green}(t) \quad (5)$$

Bei dem produzierten Wasserstoff handelt es sich ausschließlich um grünen Wasserstoff, da für die elektrolytische Herstellung im Modell ausschließlich PV- und Windstrom eingesetzt wurden. Als Referenzpreis wurde daher ein Wert von 6€/kg H_2 angenommen. Für die Produktion von 1 kg H_2 sind 55 kWh_{el} erforderlich.

Für jedes PLZ-Gebiet werden die spezifischen H_2 -Gestehungskosten c_{Hy}^{prod} ermittelt:

$$c_{Hy}^{prod} = \frac{C_{elec}^{Inv} + \sum_{t=1}^{T=8760} C_{elec}^{Var}(t)}{\sum_{t=1}^{T=8760} f_{hy}^{Green}(t)} \quad (6)$$

Diese ergeben sich aus den jährlichen fixen und variablen Kosten des Elektrolyseurs dividiert durch die Jahreswasserstoffproduktion.

Tabelle 1: Eingabeparameter Modell.

Parameter	Einheit	Wert	Quelle
Spezifische Investitionskosten Elektrolyseur	€/kW _{el}	650	[9]
Kalkulatorischer Zinssatz	%	6	[9]
Nutzungsdauer	a	20	[9]
Preis grüner Wasserstoff	€/kg	6	*)

*) Eigene Annahme basierend auf [10].

3 Ergebnisse

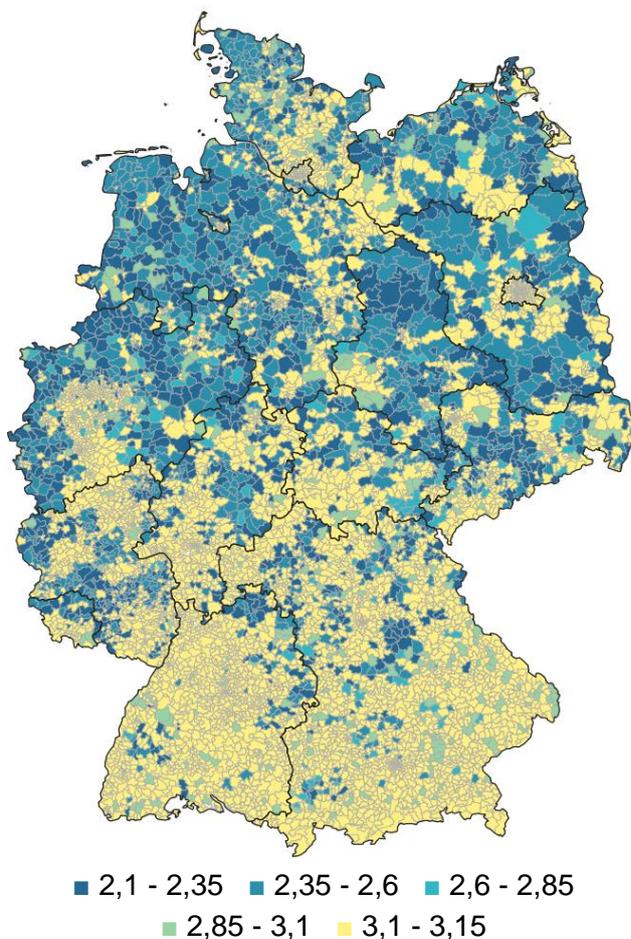


Abbildung 1: Regionale Verteilung der spezifischen H₂-Gestehungskosten in €/kg H₂

Mithilfe des Optimierungsmodells wird für jedes PLZ-Gebiet in Deutschland auf Basis der volatilen Stromerzeugung aus PV und Wind eine optimale Elektrolyseurkapazität ermittelt. In dem Optimierungsmodell ist es für die Anbieter von erneuerbarer Energien dann optimal Wasserstoff zu erzeugen, wenn die Einnahmen höher sind als aus dem direkten Verkauf der Elektrizität. Insgesamt werden somit 168,7 TWh PV- und Windstrom für die Herstellung von 3.037 Tsd. t H₂/a verwendet.

Basierend auf den Modellergebnissen können gemäß Gleichung (6) für jedes PLZ-Gebiet die Wasserstoffgestehungskosten c_{Hy}^{prod} berechnet werden. Die Ergebnisse der Berechnung und die räumliche Verteilung der Gestehungskosten sind in Abbildung 1 dargestellt.

Der insgesamt in Deutschland produzierte Wasserstoff aller PLZ-Gebiete hat einen gewichteten Herstellungspreis von 2,94 €/kg H₂. Die spezifischen Durchschnittskosten für Deutschland liegen im Mittel bei 2,45 €/kg H₂.

In den auf der Karte dunkelblau gekennzeichneten PLZ-Gebieten werden die geringsten H₂-Gestehungskosten erreicht, in den hellgelb eingefärbten PLZ-Gebieten erreichen die Kosten hingegen ihr Maximum.

Es ist festzustellen, dass die Produktion von grünem H₂ in den nördlichen PLZ-Gebieten von Deutschland kostengünstiger ist als in den südlich gelegenen Regionen. Die Kostenunterschiede sind auf die unterschiedlichen Anteile von Wind und PV an der Stromerzeugung in den PLZ-Gebieten zurückzuführen. Im Süden von Deutschland erfolgt ein Großteil der erneuerbaren Stromproduktion aus PV. Aufgrund der Einspeiseprofile sind die durchschnittlichen Kosten für die H₂-Produktion hier höher. Außerdem können keine Synergien in den zeitlichen Erzeugungsprofilen von PV und Wind gehoben werden. Im Norden hingegen gibt es eine große Stromproduktion aus Windenergie (On- und Offshore). Hier sind die spezifischen Herstellungskosten geringer. Die höchsten spezifischen H₂-Gestehungskosten hat die Region Strausberg in Brandenburg mit der PLZ 15337. Die spezifischen Kosten belaufen sich hier auf 3,10 €/kg H₂. In dieser Region gibt es ausschließlich PV-Anlagen und keine Windenergie. Zudem ist hier die installierte PV-Leistung mit 3 kW sehr

gering. Die niedrigsten Gestehungskosten mit 2,31 €/kg H₂ werden hingegen in Lubmin in Mecklenburg-Vorpommern mit der PLZ 17509 erreicht. In diesem PLZ-Gebiet sind neben PV-Anlagen (11,17 MW) hohe installierte Leistungen in Form von Windkraftanlagen an Land (34,95 MW) und Offshore-Windkraftanlagen (744 MW) vorhanden. In einem weiteren Schritt werden mögliche Synergien bei der Stromerzeugung aus Wind und PV und deren Einfluss auf den optimalen Betrieb eines Elektrolyseurs untersucht.

In Abbildung 2 sind die spezifischen H₂-Gestehungskosten über dem Anteil des PV-Stroms an der gesamten EE-Erzeugung pro PLZ-Gebiet aufgetragen. Abbildung 3 zeigt analog die H₂-Gestehungskosten in Abhängigkeit der Volllaststunden der Elektrolyseure.

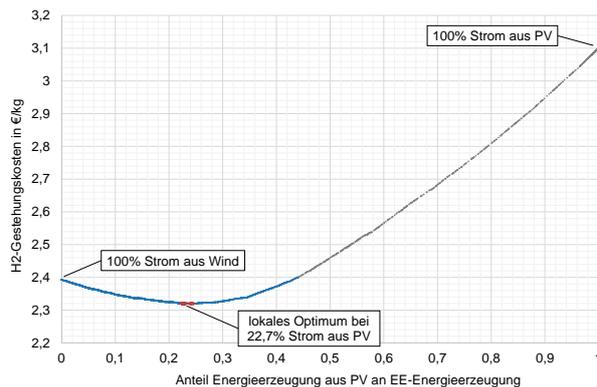


Abbildung 2: H₂-Gestehungskosten in Abhängigkeit des Anteils PV am erzeugten Strom aus PV und Wind in allen betrachteten PLZ-Gebieten

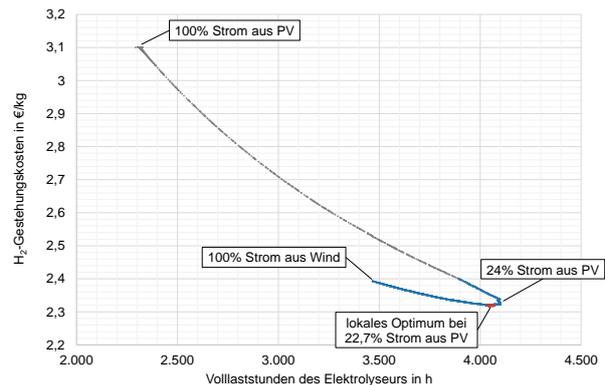


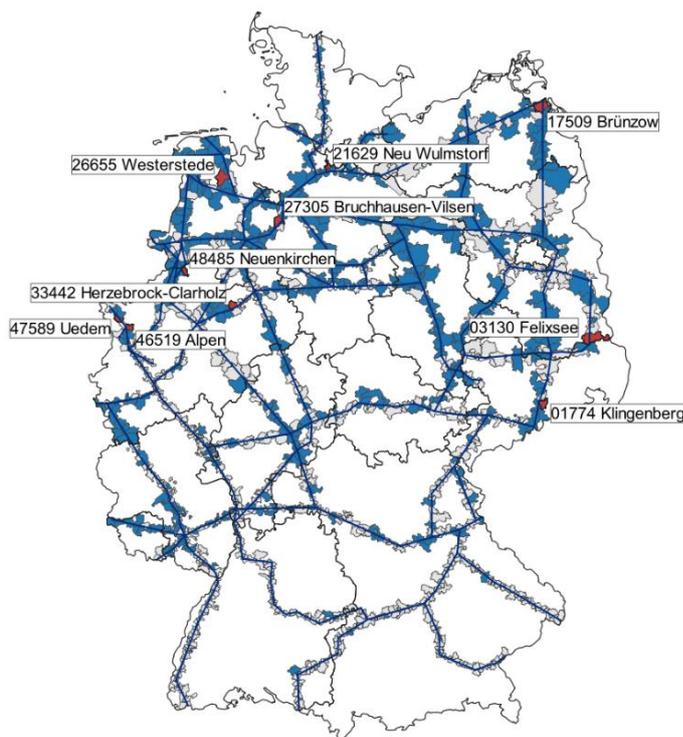
Abbildung 3: H₂-Gestehungskosten in Abhängigkeit der Volllaststunden der Elektrolyseure

Abbildung 2 zeigt für den Anteil der Energieerzeugung aus PV am Strommix im Bereich von 0% bis 22,7% PV-Anteil an EE-Energieerzeugung einen leicht degressiven Verlauf der H₂-Gestehungskosten. Bei 22,7% zeigen die Gestehungskosten ein lokales Minimum und in Richtung eines größeren PV-Anteils einen progressiven Verlauf. Die maximalen H₂-Gestehungskosten von 3,10 €/kg H₂ werden bei einem PV-Anteil von 100% erreicht. Dies bedeutet, dass die Gestehungskosten in PLZ-Gebieten, in denen nur PV-Strom und kein Windstrom zur Verfügung steht, am höchsten sind.

Abbildung 3 zeigt insgesamt einen degressiven Kostenverlauf in Abhängigkeit zunehmender Volllaststunden der Elektrolyseure. Im Bereich von etwa 3.470 h bis 4.100 h verlaufen zwei Abschnitte der Kurve parallel zueinander. Dies bedeutet, dass bei gleicher Volllaststundenanzahl des Elektrolyseurs in verschiedenen PLZ-Gebieten in Deutschland unterschiedliche H₂-Gestehungskosten anfallen. Hier sind jeweils die PLZ-Gebiete mit den geringeren spezifischen Kosten für eine mögliche Wasserstoffproduktion und den Bau eines Elektrolyseurs zu bevorzugen. Der Graph der Gestehungskosten in Abhängigkeit von der Anzahl an Volllaststunden lässt sich sinnvoll in drei Abschnitte untergliedern (grau, blau und rot). Diese resultieren aus dem Strommix, mit dem der Elektrolyseur in den jeweiligen Modellberechnungen gespeist wurde. So sind aus Kostensicht Elektrolyseure mit geringen H₂-Gestehungskosten (blauer Bereich in Abbildungen 2 und 3: unter 2,40 €/kg H₂) zu bevorzugen. Diese Elektrolyseure zeigen einen hohen Anteil an Stromerzeugung aus Wind. Bei ca. 3.470 Volllaststunden wird ausschließlich Windstrom zur Wasserstoffproduktion eingesetzt. Anschließend erhöht sich der PV-Anteil an der EE-Stromerzeugung sukzessive bis zu einem Anteil von 24%. Hier wird mit ca. 4.100 h die maximale Anzahl an Volllaststunden erreicht.

Eine weitere Erhöhung des PV-Anteils an der EE-Erzeugung führt zu progressiv steigenden H₂-Gestehungskosten und einer abnehmenden Anzahl an Volllaststunden, bis schließlich das Maximum von 3,10 €/kg H₂ erreicht wird. Hier beläuft sich die Volllaststundenanzahl auf 2.300 h, was gleichzeitig auch der Minimalwert ist.

Ein lokales Optimum (roter Bereich in Abbildungen 2 und 3) ist bei einem Strommix aus 22,7% PV und 77,3% Wind ausgeprägt und führt zu H₂-Gestehungskosten von ca. 2,32 €/kg H₂ bei ca. 4.050 Volllaststunden der Elektrolyseure.



Von ursprünglich 9.545 untersuchten PLZ-Gebieten sind in Deutschland 1.782 PLZ-Gebiete vorhanden, in denen die H₂-Gestehungskosten unter 2,40 €/kg H₂ liegen, 657 PLZ-Gebiete liegen dabei entlang der geplanten Wasserstoffinfrastruktur (Abbildung 4). Von diesen 657 PLZ-Gebiete zeigen zehn PLZ-Gebiete H₂-Gestehungskosten von unter 2,32 €/kg H₂ und liegen damit auf dem in den Abbildungen 2 und 3 gezeigten lokalem Optimum.

Abbildung 4: regionale Auflösung der H₂-Gestehungskosten entlang einer geplanten Wasserstoffinfrastruktur (blau: <2,40 €/kg H₂; rot: <2,32 €/kg H₂)

Bei der regionalen Verteilung dieser PLZ-Gebiete ist festzustellen, dass sich die für die elektrolytische Herstellung von Wasserstoff geeigneten Standorte primär in Nord- und Mitteldeutschland befinden. Im Süden finden sich nur vereinzelt PLZ-Gebiete, durch die die geplanten H₂-Pipelines verlaufen und in denen dann zusätzlich noch eine geeignete Kombination aus PV und Windenergie zu finden ist. Dies ist einerseits auf die Unterschiede in der Stromerzeugung in Deutschland zurückzuführen - hohe Anteile an Windenergie im Norden und im Süden hohe Anteile an PV - andererseits ist das Wasserstoffnetz im Norden Deutschlands engmaschiger aufgebaut als im Süden.

Tabelle 2: genutzte Strommengen und H₂-Erzeugungspotenzial entlang geplanter H₂-Infrastruktur

	Elektrolyse entlang geplanter H ₂ -Infrastruktur		
		Gestehungskosten	
		< 2,40 €/kg H ₂	< 2,32 €/kg H ₂
genutzte Strommenge in TWh	71,8	64,8	4,5
Anteil DE-Stromerzeugung (PV und Wind) in %	41,8	37,8	2,6
H ₂ -Erzeugungspotenzial in Tsd.t/a	1.292	1.166	80

Tabelle 2 zeigt für die zehn PLZ-Gebiete entlang der geplanten H₂-Infrastruktur nur einen geringen Strombedarf von 2,6% der Stromerzeugung aus PV und Wind. In diesen Regionen ist die Errichtung möglicher Pilotanlagen sinnvoll, ohne dass große Strommengen aus der erneuerbaren Energieerzeugung gebunden werden.

4 Diskussion

Der vorliegende Forschungsbeitrag untersucht die regionalen Potenziale von Windkraft- und PV-Anlagen zur Herstellung von grünem Wasserstoff am Standort Deutschland. Die Analyse erlaubt die Bestimmung der aus Kostensicht optimalen Produktionsstandorte für zukünftige Elektrolyseure in Abhängigkeit von der regionalen Wind- und PV-Erzeugung. Dieser Ansatz geht davon aus, dass der jeweils lokal produzierte Wind- und PV-Strom vollständig für die Wasserstoffherstellung verwendet werden kann. In der Realität kommt es hier jedoch zu Nutzungskonkurrenzen, da der erneuerbare Strom auch lokal zur Lastdeckung benötigt wird. Die Ausprägung dieser Nutzungskonkurrenzen variiert zudem stark in Abhängigkeit von den Strombedarfen der Regionen. Das tatsächliche Produktionspotenzial für die einzelnen PLZ-Gebiete ist daher also nur schwer prognostizierbar und hängt zusätzlich auch vom weiteren EE-Ausbau ab. Um das Gelingen der Energiewende regional sicherstellen zu können, sind ausreichend große Flächen für Windkraftanlagen und PV-Freiflächenanlagen erforderlich. Die pro PLZ-Gebiet tatsächlich für die Stromerzeugung nutzbaren Flächen variieren jedoch stark in Abhängigkeit von den spezifischen räumlichen Gegebenheiten wie z.B. der Bodenbeschaffenheit (Flora und Fauna) aber auch der Bevölkerungsdichte und dem Grad der Urbanisierung.

In der vorliegenden Analyse wird ausschließlich die Erzeugerseite betrachtet. Die tatsächlich zu erwartenden regionalen H₂-Bedarfe werden nicht analysiert. Der gewählte methodische Ansatz ermöglicht somit also weniger die Identifikation geeigneter Pipelines für die H₂-Verteilung, sondern vielmehr die Analyse geeigneter Produktionsstandorte für die kostenminimale H₂-Produktion. Daher bleibt auch die Frage nach der regionalen Auslastung der geplanten H₂-Infrastruktur und damit auch die Auslegung und Dimensionierung der geplanten H₂-Pipelines zunächst unbeantwortet.

5 Fazit und Ausblick

Einerseits zeigt dieser Forschungsbeitrag eine Möglichkeit auf, wie aus einer Kombination verschiedener, öffentlich verfügbarer Datensätze ein Geodatensatz erstellt werden kann, der für die Modellierung und Optimierung einer Wasserstoffinfrastruktur verwendet werden kann, andererseits wird dieser Datensatz in einem Folgeschritt dazu verwendet, diejenigen PLZ-Gebiete in Deutschland zu identifizieren, in denen zukünftig perspektivisch gesehen grüner Wasserstoff am kostengünstigsten elektrolytisch hergestellt werden kann. Hierbei findet auch der Aspekt der räumlichen Nähe zu einer möglichen Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland Berücksichtigung, um die Anschlusskosten für die Elektrolyseure an die H₂-Pipelines und die Anschlusskosten der EE-Anlagen an die Elektrolyseure möglichst gering zu halten. Die Modellergebnisse sind für einen grünen Wasserstoffpreis von 6 €/kg H₂ gültig.

Die Untersuchung hat ergeben, dass die spezifischen H₂-Gestehungskosten in Gebieten, in denen ausschließlich PV-Strom zur Verfügung steht, am höchsten sind. Der optimale Strommix für den Elektrolyseur besteht aus 22,7% PV- und 77,3% Windstrom. Die H₂-Gestehungskosten belaufen sich für diesen Fall auf 2,13 €/kg H₂. Hier werden die Komplementaritäten in den Erzeugungsprofilen von Wind und Strom optimal genutzt. Wird nur Windstrom zur elektrolytischen H₂-Produktion eingesetzt, belaufen sich die Gestehungskosten auf 2,39 €/kg H₂. Es lässt sich generell schlussfolgern, dass mit steigendem PV-Anteil am Strommix nach Überschreiten des Optimums von 22,7% die spezifischen H₂-Gestehungskosten sukzessive ansteigen und bei 100% PV-Strom etwa 3,10 €/kg H₂ betragen.

Zur Bestimmung der optimalen H₂-Produktionsstandorte in Deutschland entlang der geplanten H₂-Pipelines werden aufbauend auf den Modellergebnissen diejenigen PLZ-Gebiete identifiziert, in denen der PV-Anteil an der EE-Stromerzeugung 22,5% bis 24% beträgt und die sich zusätzlich in direkter räumlicher Nähe zur prognostizierten H₂-Infrastruktur befinden. Hierbei wurde festgestellt, dass sich die optimalen Produktionsstandorte primär in Nord- und Mitteldeutschland befinden. Dies ist auf den hohen Anteil an Windenergie im Norden Deutschlands und den engmaschigeren Verlauf des H₂-Netzes in Nord- und Mitteldeutschland zurückzuführen.

6 Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, *Deutsche Klimaschutzpolitik*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutz-deutsche-klimaschutzpolitik.html>.
- [2] Deutsche Energie-Agentur GmbH, „dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität“.
- [3] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, „Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann.: Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende“, 2021.
- [4] 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH, *Netztransparenz.de: Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/> (Zugriff am: 28. November 2021).

- [5] Neon Neue Energieökonomik, TU Berlin und ETH Zürich, *Open Power System Data: A free and open data platform for power system modelling*. [Online]. Verfügbar unter: <https://open-power-system-data.org/> (Zugriff am: 28. November 2021).
- [6] Bundesagentur, *SMARD Strommarktdaten*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.smard.de/> (Zugriff am: 28. November 2021).
- [7] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V., *Wasserstoffnetz - FNB Gas*. [Online]. Verfügbar unter: <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/>.
- [8] DLR Institute for Networked Energy Systems, *SciGRID_gas General information*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gas.scigrid.de/>.
- [9] Deutsche Energie-Agentur GmbH, „Systemlösung Power to Gas: Chancen, Herausforderungen und Stellschrauben auf dem Weg zur Marktreife“, Berlin, 2015.
- [10] M. Schleupen, „Grüner Wasserstoff aus Biogas“, Niederrhein, 15. Dez. 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.agrobusiness-niederrhein.de/uploads/NEU-Agrobusiness-Niederrhein/Agropole/Sonstige%20Downloads/Pr%C3%A4sentation%20Wasserstoff_Schleupen.pdf. Zugriff am: 28. November 2021.