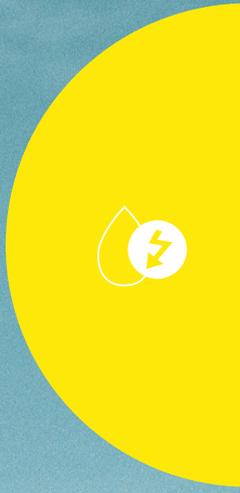


Kurzdarstellung

Fahrplan zur Realisierung einer Windwasserstoff-Wirtschaft in der Region Unterelbe

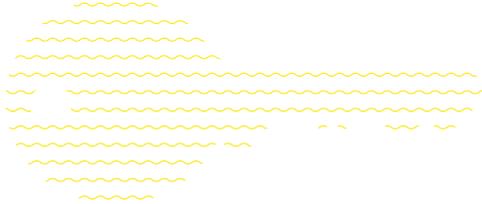


A large teal-colored circular graphic element is positioned on the left side of the page, partially cut off by the edge. It contains white text.

Wertschöpfungspfade
für die Windwasserstoff-
Produktion an der
Untereifel

Inhalt

Windwasserstoff: Ein Schlüssel für die Energiewende	4
Rahmenbedingung	8
Steigende Nachfrage	10
Der Fahrplan	13
Basisszenario	15
Gemeinsam investieren	18
Fördermaßnahmen	20
Markteinführung	25
Blick nach vorn	26
Partner	27



Windwasserstoff: Ein Schlüssel für die Energiewende

Gemeinsam mit einer Reihe von Unternehmen, Verbänden, Landkreisen und Kammern haben sich die norddeutschen Bundesländer Schleswig-Holstein, Hamburg und Niedersachsen im Rahmen ihrer Zusammenarbeit in der Metropolregion Hamburg mit dem Startschuss dieses Projektes entschieden, einen weiteren vorbereitenden Schritt für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende im Norden zu leisten. Am Modell der Unterelberegion wurde im Zeitraum Februar bis Juni 2013 unter Steuerung von ChemCoast e.V. und der Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Ernst & Young GmbH (EY) eine betriebswirtschaftliche Umsetzung der Erzeugung, der Lagerung, des Transports und der Verwendung von Windwasserstoff untersucht. EY arbeitete dabei mit dem unabhängigen Technologieberater Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST) und der führenden Energierechtskanzlei Becker Büttner Held (BBH) zusammen.

Die Wirtschaft der Unterelbe mit Hamburg als Wachstumskern und als Teil der zweitgrößten Metropolregion Deutschlands ist geprägt durch die Ansiedlung von Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes, die für ihre Güterimporte und -exporte den wassergebundenen Transport nutzen. 60% der Beschäftigungs- und fast 70 % der Bruttowertschöpfungseffekte des Hamburger Hafens werden innerhalb der Metropolregion Hamburg generiert. Zudem hat sich eine große Zahl von Unternehmen im Raum Hamburg angesiedelt, die sich mit der Entwicklung und Herstellung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien befassen.

Die Region Unterelbe ist nicht nur aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten ideal für die Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff aus Windenergie geeignet. Sie weist ein hohes Windpotenzial auf und verfügt über geologische Salzformationen, die notwendige Voraussetzung für die Errichtung von Kavernen zur günstigen großtechnischen Speicherung des Windwasserstoffs sind. Der Aufbau eines Windwasserstoff-Netzwerks kann durch die damit verbundene industrielle Bereitstellung von Rohstoffen aus erneuerbaren Energien, insbesondere für die chemische und die Grundstoffindustrie, aber auch als Kraftstoff für den Verkehr perspektivisch zu einer Stärkung des Industriestandortes im Hinblick auf nachhaltiges Wirtschaften führen.

In diesem Sinne kann die Unterelbe zu einer Vorzeigeregion werden, die Pilotcharakter für die Erprobung der Technologien rund um Windwasserstoff hat, die aber vor allem auch ein Leuchtturm für die Zusammenarbeit von Industrie und öffentlicher Hand bei der Schaffung der erforderlichen Infrastruktur ist.

Als Richtschnur der deutschen Energiepolitik hat die Bundesregierung eine **zuverlässige, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung** festgelegt. Vor diesem Hintergrund wurden im Rahmen von Energiekonzept und Energiewende eine Reihe anspruchsvoller Ziele für das Jahr 2050 konkretisiert:

- ▶ die Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80 % bis 95 % gegenüber dem Wert des Jahres 1990 (2020: 40 %),
- ▶ der Ausbau der erneuerbaren Energien auf einen Anteil von 60 % am Bruttoendenergieverbrauch bzw. 80% am Bruttostromverbrauch (2020: 18 % bzw. 35 %) sowie
- ▶ eine Verminderung des Primärenergieverbrauchs um 50 % gegenüber dem Jahr 2008 (2020: 20 %).

Angesichts der daraus zu erwartenden deutlich zunehmenden fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist für die künftige Energieversorgung Deutschlands der Zugriff auf **leistungsfähige, effiziente und wirtschaftlich zu betreibende Energiespeicher** von herausragender strategischer Bedeutung. Leider stehen den notwendigen Fortschritten auf dem Gebiet der Energiespeicher vielfältige und nach wie vor zum Teil grundlegende wirtschaftliche Hürden entgegen, die auch in dieser Untersuchung adressiert werden.

Um große Mengen Überschussstrom aufzunehmen und diese ggf. auch als langfristige Energiereserve vorzuhalten, werden neben **elektrischen und thermischen Speichern insbesondere auch chemische Speicher** eine Rolle spielen: In Zeiten hohen Stromangebots sollen mit flexiblen Elektrolyseuren große Mengen an Wasserstoff in Kavernen gespeichert werden. Diese chemische Energie kann dann im Verlauf der Transformation des Energiesystems zunächst insbesondere im Wärme- oder Verkehrsbereich oder auch als Industriegas verwendet werden. Ab einem bestimmten (hohen) Anteil von PhotoVoltaik- und Windstrom im System kann es mittelfristig auch sinnvoll werden, diese Energiereserven ergänzend zur Stromerzeugung in lastreichen Zeiten einzusetzen. All dies setzt aber die Verfügbarkeit günstiger und leistungsfähiger Elektrolyseure voraus.

In dieser Untersuchung ist erstmals eine realitätsnahe Nutzung des im Wasserstoff gespeicherten Überschussstroms wirtschaftlich für eine Region abgeleitet worden. Dies geschah unter Berücksichtigung der erwarteten erneuerbaren Energieerzeugung, den Ausbauplänen des norddeutschen Stromnetzes, der daraus resultierenden Überschussstrommengen und der mit dem Wasserstoff verbundenen Transport- und Speicherinfrastruktur. Im Vordergrund stand die stoffliche Nutzung des Wasserstoffs. Die Analysen berücksichtigen dabei das gesamte Wasserstoffangebot in der Region Unterelbe, nicht nur aus der Elektrolyse von Windstrom, sondern auch **aus anderen Produktionsprozessen** wie auch die gesamte Nachfrage, um so **mögliche Skaleneffekte** für Produktion und Infrastruktur zu betrachten. Auch die wirtschaftliche Verwertung des Nebenprodukts Sauerstoff wurde mit einbezogen. Als Grundlage wurde nahezu eine empirische Vollerhebung relevanter Erzeuger und Verbraucher von Wasserstoff in der Wertschöpfungskette der Region durchgeführt. Als Resultat ergab sich eine umfangreiche potenzielle Nachfrage nach Windwasserstoff in stofflicher Form für Industrie und Verkehr.

Die auf dieser Basis erstellte Businessplanung berücksichtigt konkrete Projekte und Maßnahmen zur Herstellung regenerativ erzeugten Wasserstoffs im Zeitraum 2015 bis 2025. Ausgehend von einem **Basisszenario** werden überdies unterschiedliche wirtschaftliche und politische Gestaltungsansätze identifiziert, welche die Inangsetzung einer wettbewerbsfähigen Windwasserstoff-Wirtschaft erleichtern und insofern als Anregungen für eine politische Willensbildung dienen können, mit der Absicht proaktiv deutliche Schritte in Richtung Verbesserung der Treibhausgasbilanz zu unternehmen.

Letztlich senkt jedes in Substitution verbrauchte Kilogramm Windwasserstoff die Treibhausgasemissionen um 11 kg CO₂-Äquivalente gegenüber Wasserstoff erstellt aus Erdgas.

Eine besonders herausragende Bedeutung hat Windwasserstoff beim Einsatz als Kraftstoff im Verkehr, für den nur wenige alternative Möglichkeiten der Treibhausgasreduktion zur Verfügung stehen. Die Region Unterelbe kann dabei von ihrer führenden Rolle als Pilotregion beim Einsatz von wasserstoffbetriebenen Brennstoffzellenfahrzeugen profitieren. In den zu Grunde gelegten Szenarien führt im Jahr 2025 der Einsatz von grünem Wasserstoff im Stadtgebiet Hamburg zu einer Reduktion der durch die Stadtbusse verursachten Treibhausgasemissionen und anderer Schadstoffe von gut 50% und für Brennstoffzellen-PKW bei noch relativ geringer Marktdurchdringung (44.000 PKW, die nur zum Teil mit grünem Wasserstoff betrieben werden) zu einer Treibhausgasminderung von bereits 3,3%.

Rahmenbedingung

Systemischer Speicherbedarf wegen Überschussstromerzeugung bis 2025 zunächst noch gering

Für die Analyse möglicher Überschussströme insbesondere aus der Windstromerzeugung, die in Elektrolyseuren eingesetzt werden könnten, haben wir eine Bilanzgrenze rund um die Bundesländer Schleswig-Holstein, Hamburg, Bremen und Niedersachsen gezogen und die bestehenden wie geplanten Stromübertragungskapazitäten in die benachbarten Länder (national, international) berücksichtigt. Dabei wurden im Rahmen dieser Studie zwei Szenarien definiert, welche die Leitplanken für einen plausiblen Entwicklungskorridor bilden, innerhalb dem mit hoher Wahrscheinlichkeit die reale Entwicklung erfolgen wird. Das Szenario „Niedriger EE-Ausbau“ zeichnet sich durch einen moderaten Zubau an erneuerbaren Energien aus (Annahmen gemäß Szenario B des Netzentwicklungsplans NEP), während das Szenario „Hoher EE-Ausbau“ insbesondere auf den Länderausbauplänen basiert (NEP Szenario C).

Die Auswirkung des Stromnetzausbaus auf die Überschussstrommengen wurde im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse untersucht, die jeweils für jedes Szenario und Stützjahr unterschiedliche Netzübertragungskapazitäten unterstellt:

- ▶ kein Stromexport: Aller Strom verbleibt im Untersuchungsraum,
- ▶ existierendes Stromnetz: Stromexport auf Basis des existierenden Netzes
- ▶ IST-Netz + Startnetzmaßnahmen: Stromexport auf Basis aktueller Netzausbaurealisierung und der Startnetzmaßnahmen des Netzentwicklungsplans
- ▶ IST-Netz + Startnetzmaßnahmen + vordringlicher Bedarf: Zusätzliche Einbeziehung des Bundesbedarfsplans

Die Berechnung der Überschussstrommengen erfolgte im Rahmen einer stundenscharfen Simulation in der Region für die jeweiligen Stützjahre 2015, 2020 und 2025. Für die Szenarien mit viel und wenig Zubau an erneuerbaren Energien ergeben sich bei unterschiedlichem Netzausbau die in der folgenden Abbildung für das Stützjahr 2025 dargestellten Bandbreiten der Überschussstrommengen sowie die Zahl an Stunden, in denen Überschussstrom auftritt.

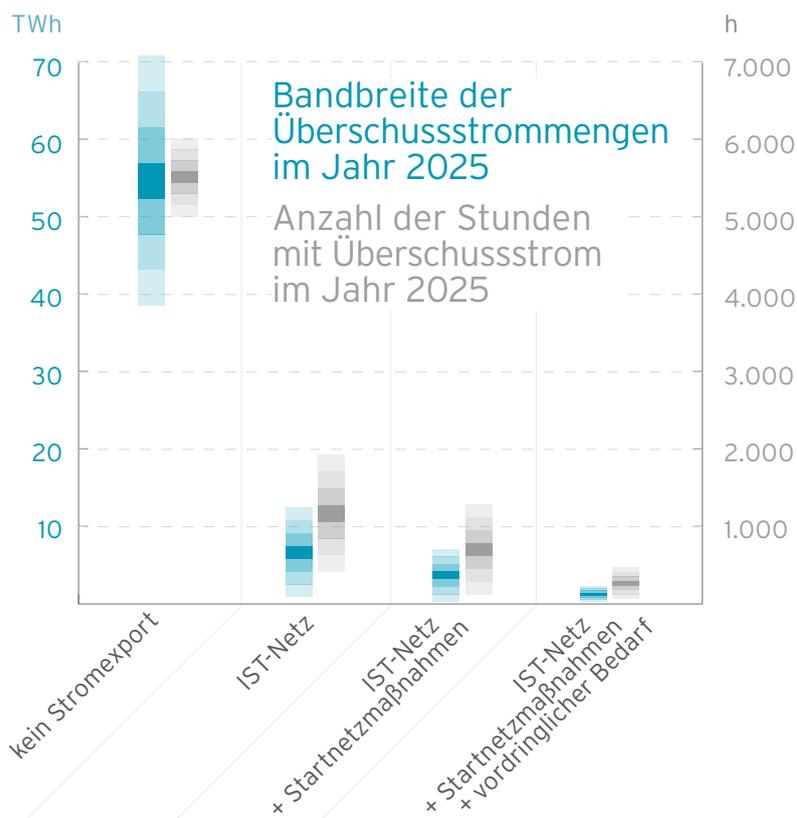


Abbildung 1

Bandbreiten der Überschussstrommengen und Anzahl der Stunden mit Überschussstrom im Jahr 2025

oberes Ende:

Szenario mit viel erneuerbaren Energien

unteres Ende:

Szenario mit wenig erneuerbaren Energien

Die Ergebnisse in Abbildung 1 zeigen sehr deutlich die Sensitivität der anfallenden Überschüsse, die insbesondere vom Umfang des angenommenen Netzausbaus bzw. des zulässigen Stromexports abhängen. Anhand der Variante „kein Stromexport“ wird deutlich, dass in der Untersuchungsregion bereits im Jahr 2025 über weite Zeiten mehr Strom erzeugt als verbraucht wird.

Die geringen Überschussstrommengen im Fall von starkem Netzausbau verwundern nicht. Die aktuelle Prämisse für die Netzausbauplanung in Deutschland lautet quasi, allen erneuerbaren Strom direkt im Netz aufnehmen zu können („Kupferplatte Deutschland“).

Die wahrscheinliche Entwicklung wird sich dabei im Bereich der beiden mittleren Szenarien bewegen. Demnach werden im Jahr 2025 Überschussströme nur während etwa tausend Stunden des Jahres anfallen. Für einen wirtschaftlichen Betrieb der Elektrolyseure ist aber eine höhere Auslastung wünschenswert, so dass es im Zuge der Gesamtoptimierung sinnvoll sein kann, auch einen gewissen Stromanteil in Wasserstoff umzuwandeln, der nicht zwingend Überschussstrom ist.

Steigende Nachfrage nach grünem Wasserstoff absehbar

Wasserstoff wird heute weltweit vorrangig als Industriegas am Verwendungsort, d.h. insbesondere in Raffinerien und in der chemischen Industrie, erzeugt und verbraucht. Nur ein Bruchteil von ca. 5 % des weltweit erzeugten Wasserstoffs wird transportiert und gehandelt. Dies gilt grundsätzlich in sehr ähnlicher Weise für die Region Unterelbe.

Die Wasserstoffnachfrage wurde auf Basis umfangreicher Interviews ermittelt, die alle relevanten Erzeuger und Verbraucher von Wasserstoff aus der Chemieindustrie, der petrochemischen Industrie, der Stahlindustrie und dem Verkehr in der Region Unterelbe abdecken. Für die drei Zeithorizonte ergab sich auf dieser Basis eine dedizierte Wasserstoffnachfragemenge aus der Industrie von 52.700 t/a (2015), 77.500 t/a (2020) und 92.700 t/a (2025) (siehe **Abbildung 2**). Dabei handelt es sich um Mengen, die aufgrund der Einschätzung der betroffenen Akteure an einem regionalen Wasserstoffmarkt über eine gemeinsame Infrastruktur teilnehmen können. Mengen, die am Ort der Herstellung gleich wieder verbraucht und daher als „Industrie captive“ bezeichnet werden und für einen zukünftigen Markt nach Aussage der betroffenen Akteure nicht berücksichtigt werden sollen, sind in obigen Nachfragemengen nicht enthalten. Es ist jedoch nicht auszuschließen, dass diese z.T. beträchtlichen Mengen in der Zukunft ebenfalls am gemeinsamen Markt partizipieren können.

Der überaus größte Anteil der Nachfrage kommt dabei im Betrachtungszeitraum aus der Industrie. Hinsichtlich der Nachfrage aus dem Verkehrssektor wurde für Hamburg ab dem Jahr 2020 angenommen, dass von den Verkehrsunternehmen gemäß der Vorgabe des Hamburger Senats im Luftreinhalteplan für Hamburg ausschließlich emissionsfreie Busse beschafft werden. Bis 2030 wird davon ausgegangen, dass 1.000 bis 1.200 Brennstoffzellenbusse in Betrieb sein werden. Zusätzlich rechnen wir damit, dass im Jahr 2020 rund 10.000 Brennstoffzellen-PKW im Einsatz sind und ca. 44.000 im Jahr 2025. Unter Fortschreibung dieser Annahmen wäre im Jahr 2030 ein H₂-Kraftstoffbedarf über 25.000 t/a erreicht. Der Verbrauch aus dem Verkehr läge dann ungefähr bei einem Viertel der industriellen Nachfrage.

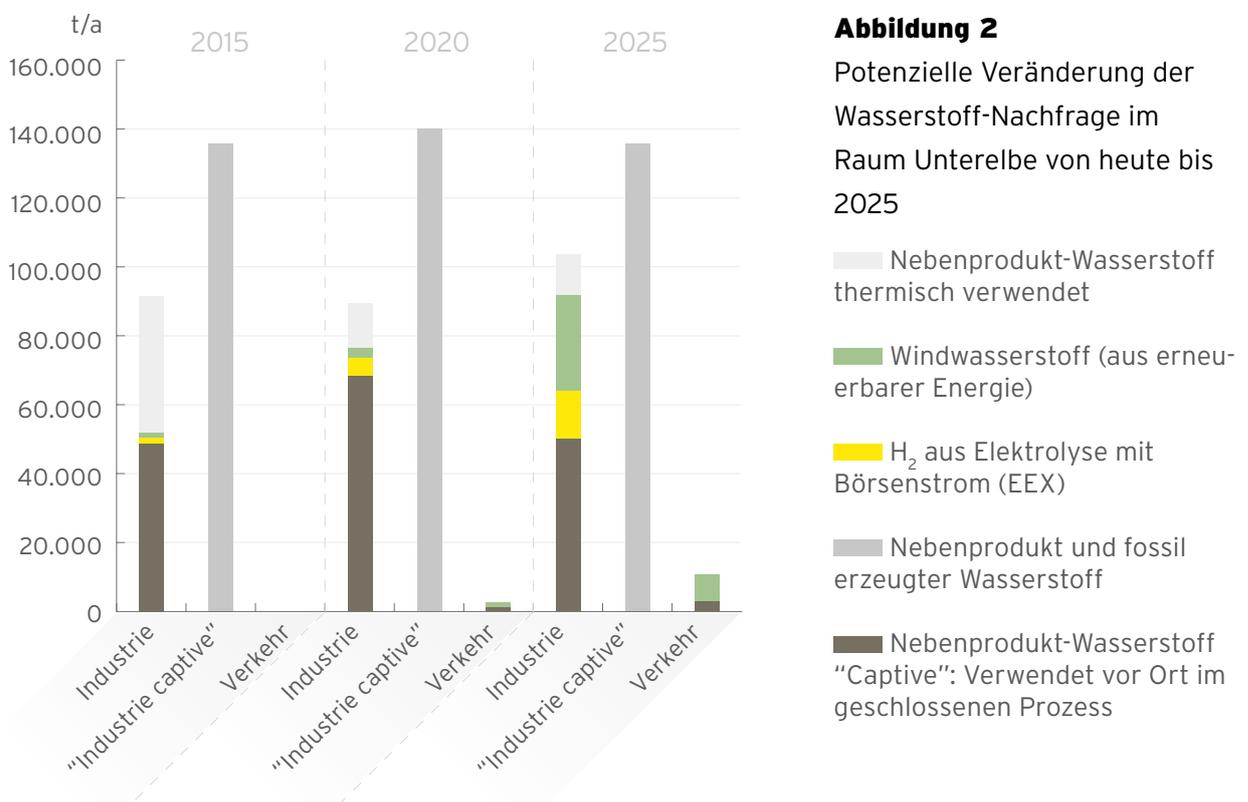
Der für die Herstellung des Wasserstoffs angewendete Produktionsprozess hat signifikante Auswirkungen auf die resultierenden Kosten, ebenso aber auf seine Verwendbarkeit. Es erscheint nicht sinnvoll, Wasserstoff, der nicht in einer emissionsfreien Produktion hergestellt worden ist, in „grünen“ Anwendungen wie zum Beispiel Brennstoffzellenbussen oder nachhaltiger Lebensmittelproduktion einzusetzen.

Im Folgenden nehmen wir daher eine entsprechende Differenzierung in vier von uns „farblich“ gekennzeichnete Kategorien vor:

- ▶ „Brauner Wasserstoff“: Wasserstoff, der mit Hilfe fossiler Einsatzstoffe gewonnen wird, beispielsweise durch Erdgas-Dampfreformer oder ähnliche Verfahren oder als Nebenprodukt in der fossil versorgten Koppelproduktion (z.B. in der Chlor-Alkali-Elektrolyse).
- ▶ „Weißer Wasserstoff“: Nebenprodukt-Wasserstoff, der nicht stofflich genutzt, sondern nahe dem Entstehungsort thermisch verwertet wird. Dieser weiße Wasserstoff ist grundsätzlich für andere stoffliche Anwendungen verfügbar; die thermische Nutzung vor Ort lässt sich beispielsweise durch Erdgas substituieren.
- ▶ „Grüner Wasserstoff“: Direkt aus erneuerbarem Strom durch Elektrolyse gewonnener Wasserstoff, insbesondere aus Windstrom.
- ▶ „Gelber Wasserstoff“: Aus über die Strombörse bezogener elektrischer Energie gemischter Herkunft durch Elektrolyse gewonnener Wasserstoff.

Schwerpunktmäßig stand in dieser Studie die Herstellung von Wasserstoff aus elektrischer Energie im Fokus. Gleichwohl gibt heute der fossil erzeugte braune Wasserstoff die entscheidende Preismarke in der industriellen Verwendung vor. Ergänzend betrachten wir die Möglichkeit, den Produktionsprozess der Chlor-Alkali-Elektrolyse durch Einsatz von Windstrom unter Umständen in einem bestimmten Umfang ebenfalls ‚grün‘ zu gestalten.

H₂-Bedarf Unterelbe



Im Raum Unterelbe werden derzeit zusammen jährlich gut 50.000 t/a Wasserstoff als Nebenprodukt hergestellt. Der größte Teil davon ist heute in internen Prozessen zur thermischen Nutzung in Gasturbinen bzw. Industriefeuerungen gebunden. Nur ein Teil dieser Menge wird über eine Gasefirma in den freien Handel gebracht. Darüber hinaus bestehen bei der Industrie der Region noch freie Kapazitäten für die Produktion von Wasserstoff aus fossilen Energien. Insgesamt gibt es im Raum Unterelbe freie Wasserstoff-Produktionskapazitäten in Höhe von jährlich mindestens 50.000 t, die anderen Verbrauchern über geeignete Verteilinfrastrukturen zugänglich gemacht werden können. Dennoch werden Verwendungsmöglichkeiten für Windwasserstoff gesehen: Wir gehen davon aus, dass konventioneller Wasserstoff zukünftig durch Windwasserstoff substituiert wird. Wie sich der Markt für diesen grünen Wasserstoff entwickelt, wird maßgeblich von den Preismechanismen und der Zahlungsbereitschaft der Verwender abhängen.

Eine wesentliche Voraussetzung dafür, diesen Wasserstoff einem gemeinsamen Markt zugänglich zu machen, ist jedoch die Schaffung der erforderlichen Verteil- und Speicherinfrastruktur. Erst diese ermöglicht eine Nutzung im industriellen Maßstab mit entsprechenden Marktmechanismen.

Der Aufbau dieser Infrastruktur ist zentrales Element der im Rahmen dieser Studie vorgeschlagenen Maßnahmen.

Der Fahrplan

Auf Basis sowohl der bestehenden Erzeuger und Verbraucher als auch bestehender Planungen und der resultierenden steigenden Wasserstoffnachfrage in der Region Unterelbe schlagen wir das nachfolgend beschriebene Vorgehen zur Schaffung einer Windwasserstoffwirtschaft an der Unterelbe vor. Dabei schaffen wir in sogenannten „Wertschöpfungspfaden“ an drei anfangs getrennten Marktplätzen Infrastruktur für die Erzeugung und Verteilung von Wasserstoff, die im Laufe des fortschreitenden Infrastrukturaufbaus zusammenwachsen (**Abbildung 3**).

- ▶ Wertschöpfungspfad I: Hamburg
- ▶ Wertschöpfungspfad II: Cluster Brunsbüttel - Heide
- ▶ Wertschöpfungspfad III: Region Stade

Dabei hat der kleinste Wertschöpfungspfad I in Hamburg einen gewissen Projektcharakter und geht im Jahr 2025 mit Anschluss an die Infrastruktur der Region Stade im Wertschöpfungspfad III auf.

Bis 2015: Grundsteinlegung für eine nachhaltige Windwasserstoffnutzung der Industrie

Im Stützjahr 2015 wird der Grundstein der Windwasserstoffwirtschaft in Hamburg gelegt (Wertschöpfungspfad I). Die Investitionskosten in Höhe von MEUR 16,3 entfallen auf eine industrielle Elektrolyseanlage mit 20 MW elektrischer Eingangsleistung. Dort wird in einem ersten Schritt ausschließlich gelber Wasserstoff produziert und als industrieller Eigenbedarf nachgefragt.

Im Wertschöpfungspfad II wird Elektrolysekapazität mit 20 MW elektrischer Eingangsleistung am Standort Brunsbüttel aufgebaut. Der dort erzeugte gelbe und grüne Wasserstoff kann Verbraucher an einer bestehenden Rohrleitung zwischen Brunsbüttel und Heide erreichen.

2015 bis 2020: Markthochlauf durch Produktreife im Verkehrssektor

Im Stützjahr 2020 erfolgt der weitere Ausbau des Wertschöpfungspfades I. Die industrielle Nachfrage nach gelbem Wasserstoff steigt dort durch einen weiteren Abnehmer. Zur Bedienung der zusätzlichen Nachfrage wird eine drei Kilometer lange Rohrleitung gebaut. Im Stützjahr 2020 werden aus der Industrie im Wertschöpfungspfad I insgesamt 2.228 t an gelbem Wasserstoff nachgefragt. Dazu werden die Wasserelektrolyseanlagen am Standort Hamburg auf eine elektrische Eingangsleistung von 34 MW erweitert.

Im Cluster Brunsbüttel - Heide steigt die industrielle Wasserstoffnachfrage auf ca. 6.000 t pro Jahr. Grüner und gelber Wasserstoff werden zu fast gleichen Teilen nachgefragt. Dazu wird in neue Elektrolyseanlagen investiert, so dass insgesamt 82 MW elektrische Eingangsleistung installiert sind. Zusätzlich wird die bestehende Rohrleitung um eine parallele Verbindung ergänzt, um weitere Transportkapazität zu schaffen.

Ausgehend vom Raum Stade (Wertschöpfungspfad III) wird eine Rohrleitungsinfrastruktur errichtet, die nicht nur die einzelnen Abnehmer innerhalb dieses Wertschöpfungspfades miteinander verbindet, sondern auch die Infrastrukturen der ersten beiden Wertschöpfungspfade integriert. Zusätzlich entsteht dort weitere Elektrolysekapazität und ein Kavernenspeicher. Mit den Elektrolyseanlagen von 20 MW elektrischer Eingangsleistung wird die beginnende Nachfrage aus dem Hamburger Verkehrssektor nach Wasserstoff bedient. Dabei wird der Hamburger Verkehrsverbund mittels einer Pipeline versorgt, während die Wasserstofftankstellen mit LKW beliefert werden.



Abbildung 3 Wasserstoffwirtschaft der Region Unterelbe im Stützjahr 2020

2020 bis 2025: Wandel zum Anbietermarkt durch fallende Herstellungskosten

Die wesentlichen Aktivitäten bis 2025 werden sich in den beiden Clustern „Hamburg - Stade“ und „Brunsbüttel - Heide“ entfalten. Im Stützjahr 2025 sind Wertschöpfungspfad I und Wertschöpfungspfad III integriert. Der Verkehr ist maßgeblicher Nachfrager für grünen Wasserstoff mit einer erwarteten jährlichen Nachfragemenge von über 7.000 t aufgrund von 44.000 brennstoffzellengetriebenen PKW und 540 Bussen im Großraum Hamburg. Für den Bedarf in Industrie und Verkehr entsteht bis dahin in der Region Stade Elektrolysekapazität von 156 MW elektrischer Eingangsleistung.

In Wertschöpfungspfad II steigt die Nachfrage nach Wasserstoff auf ca. 31.000 t, der größte Teil davon grün. Insgesamt sind in Brunsbüttel im Jahr 2025 Elektrolyseanlagen mit insgesamt 231 MW elektrischer Eingangsleistung installiert.

Mit Blick in die Zukunft wird erwartet, dass auch bis zum Jahr 2030 die Nachfrage nach grünem Wasserstoff, bedingt durch eine wesentliche Zunahme der Marktdurchdringung mit Brennstoffzellenbussen und -PKW, nach wie vor ein starkes Wachstumspotenzial aufweist, welches den Markt in der Region Unterelbe kontinuierlich stärkt.



Im Basisszenario rechnet sich eine Substitution von braunem durch grünen Wasserstoff betriebswirtschaftlich nicht

Die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von Windwasserstoffpreisen kann nur in Relation zu konkurrierenden Energieträgern bzw. Produktionspfaden erfolgen. Für die Industrie ist im Wesentlichen der Erdgaspreis maßgeblich. Heute lässt sich Wasserstoff aus einem Erdgasdampfreformer für ca. EUR 1,68 pro kg ohne Berücksichtigung der Logistik, Marge, Steuer sowie CO₂-Zertifikaten herstellen (basierend auf einem Erdgaspreis von EUR 0,023 pro kWh). Die Sensitivitätsrechnungen dieser Studie zeigen, dass diese Preise im Betrachtungszeitraum nicht ohne staatliche Förderung erreichbar sind.

Für den Verkehr ist der Diesel- bzw. Benzinpreis das Maß, der energieäquivalent umgerechnet bei ca. EUR 5 pro kg Wasserstoff (bei einem Dieselpreis von EUR 1,30 pro Liter) liegt. Hier ist eine differenziertere Betrachtung sinnvoll (siehe Seite 25). Die Studie berücksichtigt keine mineralölsteuer-äquivalente Belastung des Windwasserstoffs für den Einsatz im Verkehr.

Befreiung von der EEG-Umlage

Die Betrachtung der Strompreise für grünen und gelben Wasserstoff im Jahr 2013 zeigt den Einfluss der Stromnebenkosten auf den Abgabepreis.

Basisjahr 2013									
Volllaststunden	Std.	1.000	2.000	3.000	4.000	5.000	6.000	7.000	8.000
EEX-Strom	EUR/MWh	31,5	37,0	42,0	47,0	52,0	57,0	62,0	67,0
Windstrom	EUR/MWh	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
Netzentgelt	EUR/MWh	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
EEG-Umlage	EUR/MWh	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8
KWK-Umlage	EUR/MWh	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Offshore-Umlage	EUR/MWh	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
§ 19 Umlage	EUR/MWh	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Konzessionsabgabe	EUR/MWh	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1

Tabelle 1 EEX-Strompreis und Windstrompreis sowie Zuschläge

Ohne die Befreiung von der EEG-Umlage dürften sich Projekte zur Erzeugung von Windwasserstoff praktisch nicht realisieren lassen wie die im Rahmen der Studie vorgenommenen Sensitivitätsberechnungen zeigen. Deshalb wurde eine Befreiung von der EEG-Umlage bereits im Basisszenario angenommen. Eine solche Befreiung kann sich heute grundsätzlich aus dem Eigenversorgungsprivileg des § 37 Abs. 3 EEG oder aus einer Reduzierung der EEG-Umlage aus der besonderen Ausgleichsregelung in §§ 40 ff. EEG ergeben. Diese Tatbestände beziehen sich aber nicht auf die Elektrolyse als Speichertechnologie, ihr Eingreifen ist aus Sicht der Erzeugung von Windwasserstoff „zufällig“.

Erhebliche Unklarheiten bestehen derzeit aber bei der Frage, ob auch sämtliche **Netznutzungsentgelte „im weiteren Sinne“** (KWK-Umlage, Offshore-Umlage, § 19 StromNEV-Umlage, Konzessionsabgaben, AbLaV-Umlage) von der Befreiungsvorschrift in § 118 Abs. 6 EnWG erfasst werden, soweit diese eingreift. Aufgrund der derzeit bestehenden rechtlichen Unsicherheit wurde für das Basisszenario in dieser Studie mit dem „worst case“ gerechnet, dass sämtliche Netznutzungsentgelte im weiteren Sinne (einschl. Netzentgelte) anfallen.

Wasserstoffpreise in der Untereibe-Region

Die folgende Tabelle fasst die Ergebnisse der Businessplan-Rechnungen für verschiedene Wertschöpfungspfade im Basisszenario zusammen. Mengen und Preise sind zunächst unter der Voraussetzung ermittelt worden, dass die Nachfrage nach gelbem und grünem Wasserstoff vollkommen unelastisch ist, d.h. die Abnehmer also bereit sind, nahezu jeden Preis für eine Mengeneinheit Wasserstoff zu zahlen. Der Grund dafür kann sein, dass sich die mit der **Wasserstoffproduktion verbundenen CO₂-Emissionen** nur durch den Einsatz von Grünstrom verringern lassen und insofern im Rahmen der Energiewende die nachgefragten Mengen ohne Alternative für den Abnehmer sind, z.B. bei Einsatz für Nachhaltigkeit im öffentlichen Personenverkehr.

Stützjahr 2015	Menge in t	Anteil in %	Preis in EUR/kg
Grün	1.393	2,6	6,78
Gelb	1.348	2,6	3,46
Braun	49.955	94,8	1,98
Summe	52.695	100,0	2,15
Stützjahr 2020			
Grün	3.908	4,9	7,82
Gelb	5.463	6,9	4,72
Braun	70.162	88,2	2,82
Summe	79.533	100,0	3,19
Stützjahr 2025			
Grün	35.094	34,0	5,83
Gelb	13.657	13,2	3,45
Braun	54.438	52,8	2,37
Summe	103.190	100,0	3,69

Tabelle 2
Preise und Mengen
im Basisszenario

Tabelle 2 zeigt, dass im Basisszenario auch im Jahr 2025 keine ausreichend attraktiven Preise möglich sind, um marktseitig eine Substitution von braunen durch grünen Wasserstoff erwarten zu können. Durch die Zunahme des Verbrauchs von grünem und gelbem Wasserstoff steigt der kalkulatorische Durchschnittspreis sogar über die Jahre. Unter diesen Voraussetzungen ist es mehr als fraglich, ob eine Windwasserstoff-Wirtschaft im industriellen Umfang überhaupt in Gang kommen kann. Abbildung 4 zeigt eine typische Zusammensetzung des Preises für elektrolytisch hergestellten Wasserstoff in Jahr 2025 am Beispiel des Wertschöpfungspfad II. Es wird deutlich, dass von den drei zu berücksichtigenden Wertschöpfungsstufen Elektrolyse, Speicherung und Logistik die elektrolytische Produktion mit Abstand der Kostentreiber ist und hier wiederum die Stromkosten der entscheidende Parameter sind.

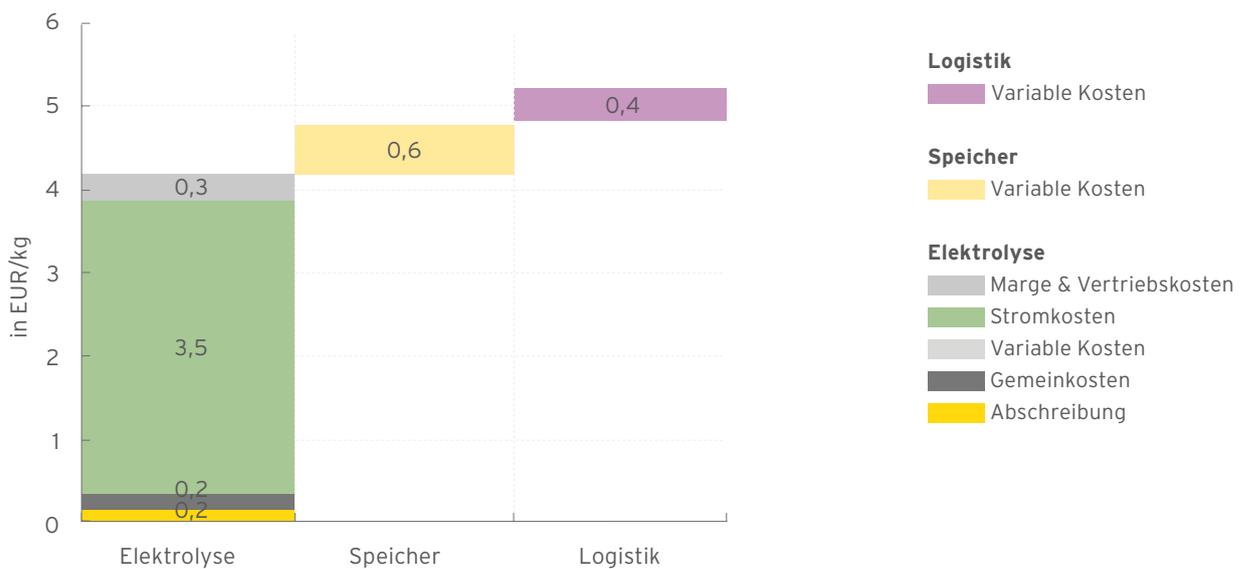


Abbildung 4 Zusammensetzung der mit den Produktionsmengen gewichteten Wasserstoffpreise für grünen und gelben Wasserstoff aus Elektrolyse im Stützjahr 2025 für Wertschöpfungspfad II

In Infrastruktur können Staat und Industrie nur gemeinsam investieren

Signifikante Investitionen in Elektrolyseanlagen mit 387 MW Leistung durch die Industrie

Resultierend aus den Nachfragemengen ergibt sich die Notwendigkeit über den Zeitverlauf Elektrolyseanlagen mit einer elektrischen Eingangsleistung von ca. 387 MW der Region Unterelbe zu errichten. Wir gehen davon aus, dass die spezifischen Investitionen für alkalische Elektrolyseure bis 2025 in mehreren Technologiesprüngen von EUR 800 bis auf EUR 600 pro kW sinken. Diese Kostenziele sollten sich langfristig auch auf PEM-Druckelektrolyseure übertragen lassen. Insgesamt ist im Betrachtungszeitraum ein Investitionsvolumen von ca. MEUR 310 erforderlich.

Die Betriebskosten eines Elektrolyseurs liegen bei ca. 4 - 5% der Investitionskosten pro Jahr unter Berücksichtigung der anfallenden Gemeinkosten. Aufgrund des signifikanten Investitionsvolumens ist grundsätzlich eine hohe Betriebsstundenzahl erforderlich, um günstige H₂-Herstellungskosten zu erreichen. Dies wird durch die unterschiedliche Verfügbarkeit des Stromangebots überlagert. So wird z.B. Überschussstrom aus Windkraft nur zeitweise zur Verfügung stehen, so dass der Vorteil des potenziell sehr preisgünstigen Überschussstromes durch geringe Betriebsstunden wieder egalisiert werden würde. Da industrielle Abnehmer von Wasserstoff in der Regel einen kontinuierlichen Bedarf haben und damit eine hohe Auslastung der Elektrolyseanlagen ermöglichen, können sie wesentlich zur Kostensenkung in der Wasserstoffproduktion beitragen.

Speicherkaverne zur Absicherung der Energiewende wird durch ÖPP mit dem Bund als Träger realisiert

Die niedrigsten spezifischen Speicherkosten haben Salzkavernen. Im Raum Unterelbe bieten sich Stade nahe Hamburg, Brunsbüttel oder Heide als mögliche Standorte an. In unseren Analysen wurde auf Grund der Nähe zu künftigen Verbrauchszentren ein Standort im Raum Stade gewählt.

Für die Speicheroptionen wurde für jede Wertschöpfungskette eine semi-quantitative Analyse der Lastgangdynamik auf Liefer- und Nutzerseite berücksichtigt und in einem angepassten Gesamtsystem zusammengefügt. Grundsätzlich hat auch das Rohrleitungsnetz eine gewisse Speicherfunktion. Diese ist aber klein und im Rahmen dieser Analysen vernachlässigbar. Als Speicher wurde eine Salzkaverne mit etwa 500.000 - 750.000 m³ geometrischem Volumen vorgesehen. Darin lassen sich mehr als 4.000 t Wasserstoff speichern. Das Speichervolumen ist ausreichend, um den maximalen Speicherbedarf aus dem Stützjahr 2025 bedienen zu können und um eine kontinuierliche Versorgung zu gewährleisten. Für die Errichtung einer Kaverne dieses Volumens ergeben sich unter den zuvor genannten Annahmen Investitionskosten von MEUR 35,6. Hinzu kommen Investitionskosten in Höhe von MEUR 112,8 für die obertägige Anlage, d.h. insgesamt MEUR 148,4 für den Speicher.

Diese Investition wird in eine Zweckgesellschaft eingelegt und vom Generalunternehmer betrieben und gewartet. Der Staat fungiert als Auftraggeber für die Infrastrukturinvestition und hilft bei der Finanzierung. Durch Forfaitierung der Forderungen gegenüber dem Staat kann ein vorteilhafter Zins erreicht werden, welcher die Finanzierungskosten verbessert und somit die Investitionskosten senkt. Der Nutzer der Infrastruktur entrichtet dem Staat eine variable Gebühr, die anhand der Nutzung bestimmt wird. Somit schafft der Staat vorteilhafte Konditionen für die Investition in eine Infrastrukturmaßnahme, die für das Gelingen der Energiewende der Bundesregierung eine unerlässliche Voraussetzung ist.

Nord-Länder-ÖPP zur Grundlegung einer Wasserstoff-Wirtschaft an der Unterelbe

Zentrales Element der analysierten Szenarien ist die Schaffung einer Distributionsinfrastruktur für Wasserstoff, die einen gemeinsamen Markt in der Untersuchungsregion schafft. Unsere Untersuchung ergab ein großes Interesse der Industrie, den heute zum großen Teil thermisch genutzten Nebenprodukt-Wasserstoff („weiß“) solchen Anwendungen zuzuführen, die ihn stofflich und damit höherwertig nutzen. Mit diesen wachsenden Mengen „freiwerdenden Wasserstoffes“ kann sich unseres Erachtens schnell eine gemeinsame Transport- und Distributionsinfrastruktur entwickeln. Die Errichtung von Rohrleitungen vermeidet Transporte über die Straße und ist grundsätzlich ab einer minimalen Transportdistanz und jenseits einer jährlichen Transportmenge die kostengünstigste Variante. Je mehr Wasserstoff durch das einmal eingerichtete Netz transportiert wird, umso höher ist dessen Auslastung und umso niedriger dessen jährliche Betriebskosten. Bis 2015 ist davon auszugehen, dass die früher als Örohrleitung von Heide nach Brunsbüttel betriebene Wasserstoff-Rohrleitung die einzige Rohrleitung über öffentlichem Grund bleibt. Bereits ab 2015 ist abhängig vom Ausbau und den ökonomischen Bedingungen über eine Erweiterung der existierenden Rohrleitungskapazität nachzudenken. Dringender Bedarf besteht innerhalb Hamburgs bzw. mittel- bis langfristig in einer Rohrleitungsverbindung z.B. von Stade nach Hamburg, um dort verfügbaren Nebenprodukt-Wasserstoff oder Windwasserstoff zu transportieren. Insgesamt sind MEUR 61,8 für die in den Wertschöpfungspfaden vorgesehenen Rohrleitungen zu investieren. Wir schlagen vor, die Aufgabe der Verteilung des Wasserstoffs an eine durch Schleswig-Holstein, Hamburg und Niedersachsen getragene ÖPP-Gesellschaft zu übertragen.

Staatliche Beteiligung bei der Schaffung von Infrastruktur

Der Aufbau einer Infrastruktur für den Transport und die Speicherung von Windwasserstoff hat ganz erhebliche Auswirkungen darauf, ob auf mittel- und langfristige Sicht ein Marktplatz und wirtschaftliche Verwendungsoptionen für (Wind-)Wasserstoff geschaffen werden können. Der Aufbau einer Infrastruktur für Windwasserstoff wird aber voraussichtlich nur gelingen können, wenn - wie bei anderen Infrastrukturen auch - der Staat eine Mitverantwortung hierfür übernimmt. Allerdings liegt die Schwierigkeit des Aufbaus der Infrastruktur vor allem in den erheblichen Anfangsinvestitionen, die hierfür zu tätigen sind und die angesichts der Unsicherheit in der Entwicklung der Nutzung von Windwasserstoff nicht ohne Risiko sind. Erst mit Überwindung der Anfangsschwierigkeiten kann eine Lösung angestrebt werden, in der die Kosten für den Aufbau einer Infrastruktur vollständig auf deren Nutzer umgelegt und so refinanziert werden. Folglich haben wir für die Businessplanung ein Modell gewählt, in dem die Infrastrukturinvestitionen vollständig durch die ÖPPs finanziert werden, die durch den Erhalt marktüblicher Preise für die

Durchleitung bzw. Speicherung eines Kilogramms Wasserstoff vergütet werden. Betriebswirtschaftlich ist vorgesehen, dass diese ÖPPs nach fünf Jahren Betrieb die Gewinnschwelle erreichen.

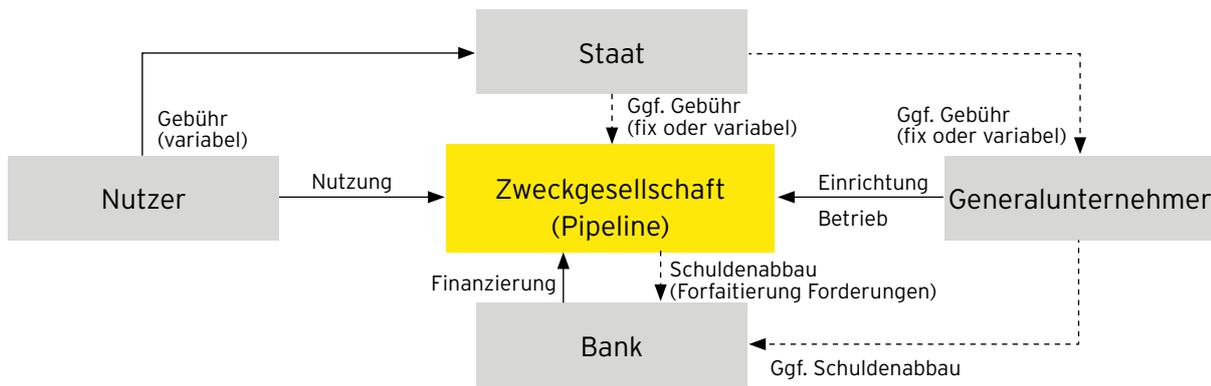


Abbildung 5 Konzeptionelle Darstellung einer Öffentlich-Privaten Partnerschaft (ÖPP)

Eine staatliche Beteiligung am Aufbau der Infrastruktur für Windwasserstoff beispielsweise in Form einer Öffentlich-Privaten Partnerschaft (ÖPP) würde insbesondere die folgenden Vorteile generieren: Indem der Aufbau der Infrastruktur in die Hände einer eigenständigen Gesellschaft unter staatlicher Beteiligung gelegt wird, erfolgt der Infrastrukturaufbau nicht durch dieselben Unternehmen, welche im späteren Verlauf die Infrastruktur nutzen werden - eine Entflechtung von Netz und Vertrieb wird also gewährleistet. Die Schaffung einer **Infrastruktur unter Beteiligung des Staates** zeigt zudem, dass es vorliegend um eine Aufgabe im Interesse einer Vielzahl von Marktakteuren geht und die Infrastrukturinvestition damit diesen Marktplatz langfristig, d.h. mit hoher Kontinuität, absichert. Würden allein einzelne Unternehmen untereinander den Aufbau einer Infrastruktur vorantreiben, könnte dies womöglich auch aus kartellrechtlicher Sicht problematisch sein. Im Basisszenario werden die Anfangsinvestitionen durch ein ÖPP-Unternehmen geleistet, das Einnahmen aus Gebühren bezogen auf die Mengeneinheit durchgeleiteten bzw. gespeicherten Wasserstoffs bezieht.

Grüner Wasserstoff kann erst durch zusätzliche Fördermaßnahmen wirtschaftlich attraktiv werden

Um ein zielgerichtete Förderung der wirtschaftlichen Attraktivität von Windwasserstoff zu erreichen, bietet sich ein Zusammenspiel unterschiedlicher Maßnahmen an sowie eine Abstufung nach unterschiedlichen Zeiträumen, in denen die Marktentwicklung bereits weiter voranschreitet.

Die Maßnahmen sind grundsätzlich kumulativ gedacht und setzen an unterschiedlichen Stell-schrauben bei der Erzeugung, Verteilung und dem Einsatz von Windwasserstoff an. Gerade das Zusammenspiel der aufgezeigten Maßnahmen ist nötig, um ein sinnvolles Gesamtkonzept und einen Rechtsrahmen für Windwasserstoff zu schaffen.

Auch wenn die Förderungsmaßnahmen im Übrigen kumulativ ergriffen werden können, haben die Verfasser der Studie auch Überlegungen zu einer **Priorisierung** der entsprechenden Maßnahmen angestellt. Diese ergibt sich vor allem aus der gegenwärtigen Einschätzung der Autoren über die Wahrscheinlichkeit einer politischen Umsetzung der jeweiligen Maßnahme – bei aller grundsätzlichen Unvorhersehbarkeit politischer, insbesondere parlamentarischer Entwicklungen. Dabei wird die Maßnahme, der die besten Umsetzungschancen eingeräumt wird, als erste genannt, usw.

Beim Lesen der Priorisierungstabelle ist zudem zu bedenken, dass sämtliche Maßnahmen einen eigenen wirtschaftlichen Effekt auf die Erzeugung und den Einsatz von Windwasserstoff haben werden. Entsprechend des sich im Verlauf der Entwicklung zeigenden tatsächlichen Bedarfs der Technologie an wirtschaftlicher Förderung muss deshalb auf mehr oder weniger viele der vorgeschlagenen Maßnahmen zurückgegriffen werden. Die Tabelle kann daher so gelesen werden, dass es von der Wirtschaftlichkeit der Technologie insgesamt abhängt, inwieweit einige oder alle der angegebenen Maßnahmen ergriffen werden müssen, um den beabsichtigten Fördereffekt zu erzielen. Dabei gilt: Umso höher der Förderbedarf aus wirtschaftlicher Sicht ist, umso mehr der genannten Maßnahmen müssen ergriffen werden. Vorliegend werden die Maßnahmen entsprechend ihrer Stellung in der Priorisierung als M1 bis M7 bezeichnet (siehe Abbildung 8). Im Basisszenario wurden die Ansätze M2 und M5 bereits in die Wirtschaftlichkeitsberechnung einbezogen. Der Beitrag der übrigen Maßnahmen hängt entscheidend von deren Ausgestaltung ab und ist bei den Ansätzen M3, M6 und M7 zudem schwer zu quantifizieren oder ergibt sich erst perspektivisch.

Priorisierung der Maßnahmen	im Basisszenario	in Maßnahmenbeurteilung
1. Befreiung von Netzentgelten im weiteren Sinne (KWK-Umlage, Pffshore-Umlage, Konzessionsabgabe etc.)	✗	✓
2. Befreiung von EEG-Umlage (insbesondere Erstreckung auf Windwasserstoff im Verkehr)	✓	✓
3. Ausnahme von Doppelvermarktungsverbot	✗	✓
4. Lieferung von Überschussstrom aus dem Einspeisemanagement/Härtefallregelung	✗	✓
5. Aufbau der Infrastruktur durch Private-Public-Partnership-Projekte	✓	✓
6. Marktanreizprogramm	✗	✓
7. EEGasG mit Direktvermarktungsmöglichkeit (subventionierende Preisregelungen)	✗	✓

Abbildung 6 Überblick und Priorisierung der Förderinstrumente

In der Phase zwischen 2013 und 2020 kann insbesondere eine **Anfangsförderung** die derzeit bestehenden hohen Kosten der Technologie so lange ausgleichen, bis die zu erwartenden Skaleneffekte gerade bei der Erzeugung von Elektrolyseuren gegriffen haben. Zudem wird mit der Anfangsförderung berücksichtigt, dass sich wirtschaftliche Szenarien für den Einsatz von Elektrolyseuren erst perspektivisch gerade in Zeiträumen ergeben, in denen durch einen hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien am Strommix signifikante Stromüberschüsse vorhanden sind.

Die Anfangsförderung soll die Technologieentwicklung voranbringen und außerdem bereits zur Installation relevanter Elektrolysekapazitäten führen, um das Energiesystem auf diese zukünftigen Anforderungen vorzubereiten, die bereits heute gerade in Netzen mit vorhandenen Engpässen sichtbar sind. Die Ansätze für die Anfangsförderung wären daher zum Aufbau eines wirtschaftlichen Szenarios für die Erzeugung und Verwendung von Windwasserstoff in einer Anfangszeit in der Höhe so auszugestalten, dass die verbleibende Lücke zur Wirtschaftlichkeit zumindest in großen Teilen ausgeglichen werden kann, so dass Unternehmen zu einer Investition bereit sind.

In einem späteren Zeitraum - also der Phase ab 2020 - könnten weitere Instrumente einen erheblichen Fördereffekt für die Erzeugung und den Einsatz von Windwasserstoff erzielen. Dies betrifft insbesondere die **vierfache Anrechnung erneuerbarer Kraftstoffe** wie Windwasserstoff auf die europäischen Quotenziele für erneuerbare Energien im Verkehrsbereich. Die entsprechenden Bestrebungen zur Einführung einer solchen vorteilhaften Anrechnung sind bereits im Gang. Gleichwohl kann angesichts des Fehlens der entsprechenden Infrastruktur sowie der relevanten Zahl an Wasserstofffahrzeugen eher zu einem späteren Zeitpunkt damit gerechnet werden, dass diese Maßnahme den Markt für Windwasserstoff in relevantem Umfang voranbringt.

Außerdem ist diese Maßnahme allein auf den Verkehr bezogen und betrachtet daher nicht auch die in dieser Studie ebenfalls im Fokus stehenden Möglichkeiten der Wasserstoffherzeugung und ggf. -verwendung im Industriebereich. Hier könnte sich in einer späteren Phase gerade die Teilnahme von Elektrolyseuren am **Regelenergiemarkt** für Strom, an zukünftigen **Kapazitätsmärkten** oder beim Lastmanagement als sinnvoll erweisen. Um diesen sinnvollen und langfristig beabsichtigten Einsatz der Elektrolyseure voranzubringen, liegt es nahe, Maßnahmen zu ergreifen, mit denen eine Teilnahme von Elektrolyseuren an den relevanten Märkten überhaupt erst ermöglicht werden. Abhängig von der Marktentwicklung kommen die Instrumente früher oder später in Betracht und könnten ggf. - wenn sie entsprechend offen und einfach ausgestaltet werden - auch für die Phase der Anfangsförderung in Betracht kommen (anstelle der oben genannten Instrumente Marktanzreizprogramm oder EEGasG mit Direktvermarktungsmöglichkeit).

Instrument für die 2. Phase
1. 4-fache Anrechnung auf Biokraftstoffquoten
2. Einsatz als Regelenergie, Bevorzugte Teilnahme am Regelenergiemarkt, Kapazitätsmärkten, Lastmanagement

Abbildung 7 Weitere Förderinstrumente für Phase ab 2020

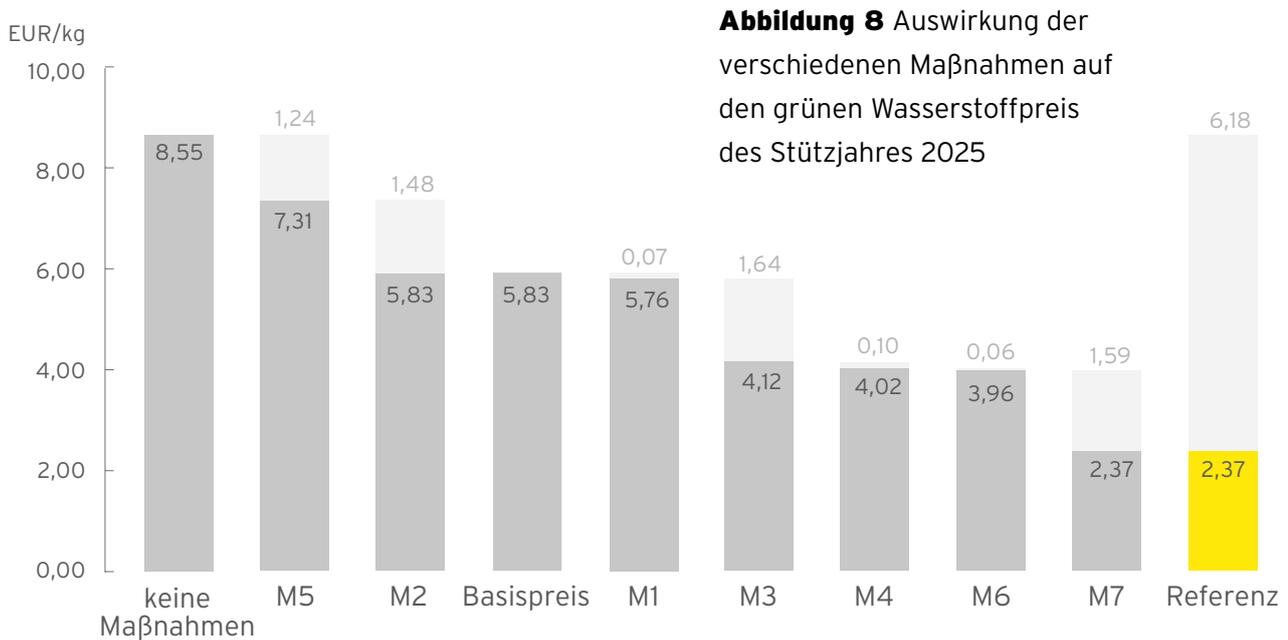
Die aufgezeigten Maßnahmen haben einen direkten Einfluss auf den grünen Wasserstoffpreis. Daher werden nachfolgend die im Basisszenario hergeleiteten grünen Wasserstoffpreise (Basispreis) der Region herangezogen, um die entsprechenden **Effekte der Maßnahmen der 1. Phase M1 bis M7 zu quantifizieren** und beispielhaft für das Jahr 2025 darzustellen. Da die Instrumente der 2. Phase noch mit wesentlichen Unsicherheiten belastet sind (z.B.: Wird es Kapazitätsmärkte geben? Wo werden Biokraftstoffe in 10 bis 15 Jahren stehen?), werden diese Maßnahmen nicht quantitativ betrachtet.

Das Basisszenario ist ohne EEG-Umlage, Netzentgelt (im engeren Sinne) und mit Berücksichtigung zweier ÖPP-Projekte für die Infrastruktur (Pipeline und Speicher) kalkuliert worden. Von diesem Basisszenario ausgehend wurden zwei Preise für grünen Wasserstoff errechnet, die sowohl die EEG-Umlage beinhalten (M2) und in welche zusätzlich kein ÖPP-Projekt mit eingerechnet wurde (M5). Keine Berücksichtigung des ÖPP-Projektes bedeutet in diesem Fall, dass sämtliche Investitionskosten für Pipeline und Speicher auf die Wasserstoffmengen umgelegt werden, was insbesondere bei kleinen Arbeitsmengen zu deutlich höheren Kostensätzen pro kg führt.

Für die weiteren Annahmen M1 bis M7 wurden in der Berechnung folgende Annahmen zugrunde gelegt:

- ▶ M1 - Befreiung von **Netzentgelten im weiteren Sinne**: Die Kalkulation des grünen Wasserstoffpreises erfolgte ohne Berücksichtigung von Umlagen, Entgelten, Abgaben. Es wurde ein Netto-Strompreis in Höhe von EUR 90 pro MW/h (vgl. Strompreistabelle) zugrunde gelegt.
- ▶ M2 - Befreiung von der **EEG-Umlage**: Die Befreiung ist bereits im Basispreis berücksichtigt, daher erfolgt keine separate Ausweisung. Als Visualisierung der Größenordnung des Effektes kann M2 herangezogen werden, in der die EEG-Umlage dann berücksichtigt wurde.
- ▶ M3 - Ausnahme vom EEG-**Doppelvermarktungsverbot**: Es wurde die Annahme getroffen, dass grüner Strom zum Preis von EEX-Strom bezogen werden kann; der Stromerzeuger also die EEG-Marktprämie beanspruchen kann, ohne dass der Wasserstoff dann seine grüne Eigenschaft verliert. Der herangezogene EEX-Preis richtet sich dabei nach den Volllaststunden (vgl. Strompreistabelle).
- ▶ M4 - Entgeltlose Lieferung von Überschussstrom aus dem **Einspeisemanagement**: Es wurden bei dieser Maßnahme davon ausgegangen, dass 3,5 % des Stroms aus Einspeisemanagementmaßnahmen stammt und dieser Strom den Elektrolyseuren kostenlos beigestellt wird. Rechnerisch finden so lediglich 96,5 % der Stromkosten im Wasserstoffpreis Berücksichtigung.
- ▶ M5 - Aufbau der Infrastruktur durch Projekte in **Öffentlich-Privater-Partnerschaft (ÖPP)**: Die Berücksichtigung des ÖPP-Projektes ist bereits im Basispreis berücksichtigt, daher erfolgt keine separate Ausweisung. Als Visualisierung der Größenordnung des Effektes kann M5 herangezogen werden.
- ▶ M6 - Anfangsförderung: Im Rahmen eines **Marktanreizprogrammes** wurde unterstellt, dass 1/3 der Investitionskosten für die Elektrolyseure gefördert werden und sich damit lediglich 2/3 der entsprechenden Investitionskosten auf den Wasserstoffpreis auswirken.
- ▶ M7 - **Subventionierende Preisregelung**: Diese Regelung soll das Delta zwischen verbleibendem grünen Wasserstoffpreis und Marktpreis für braunen Wasserstoff schließen.

Untenstehende Abbildung zeigt die Effekte der genannten Maßnahmen auf den grünen Wasserstoffpreis im Stützjahr 2025.



M5 = ÖPP

M2 = keine EEG-Umlage

M1 = keine Netzentgelte

M3 = Ausnahme vom EEG-Doppelvermarktungsverbot

M4 = Entgeltloser Überschussstrom aus Einspeisemanagement

M6 = Marktanreizprogramm

M7 = Subventionierende Preisregelung

Ohne jegliche Maßnahme ist der reine grüne Wasserstoffpreis ökonomisch nicht attraktiv. Ausgehend vom Basispreis zeigen die Maßnahmen M1 und M3 das größte Potenzial. Durch diese Maßnahmen sinkt der Preis für grünen Wasserstoff um etwa 30 % von EUR 5,83 auf EUR 4,12. Dies ist insofern schlüssig, da beide Maßnahmen direkt am Strompreis ansetzen und dieser den größten Einflussfaktor auf den Wasserstoffpreis darstellt. Die übrigen Maßnahmen spielen sowohl von ihrem absoluten als auch relativen Effekt eine untergeordnete Rolle. Definitionsgemäß umfasst Maßnahme M7 eine subventionierende Preisregelung, die das Delta zum braunen Wasserstoffpreis ausgleicht.

Markteinführung von grünem Wasserstoff durch Mischprodukte

Abschließend ist noch darauf hinzuweisen, dass die vorgeschlagenen Instrumente grundsätzlich auch so variiert werden können, dass immer dann, wenn zunächst auf einen Einsatz von Windstrom abgestellt wurde, die gesetzlichen Voraussetzungen der Förderungen auch dann nicht entfallen, wenn der so erzeugte grüne oder ggf. - in der Terminologie der vorliegenden Studie - gelbe Wasserstoff einem **Mischprodukt** zugefügt wird und so also nur anteilig mit Wasserstoff aus anderen Herstellungsformen (braunem Wasserstoff) verwendet wird. Die Verfasser schlagen also keinen allgemeinen Ausschließlichkeitsgrundsatz für die Erzeugung von grünem oder auch gelbem Wasserstoff vor, wie er aus Regelungen des EEG für die Erzeugung und Verstromung von Biogas bekannt ist. Gerade durch diese Möglichkeit eines Einsatzes von Windwasserstoff in „Mischprodukten“ könnten einerseits **Fördervolumina und Markteingriffe begrenzt** und andererseits gleichwohl Marktzutrittsschranken für Windwasserstoff im Industrie- und Verkehrsbereich **effektiv beseitigt** werden.

Um dieser Idee zu folgen, wurden nachfolgend Mischpreise auf Basis des grünen Wasserstoffpreises nach M3 und M6 für das Stützjahr 2025 kalkuliert.

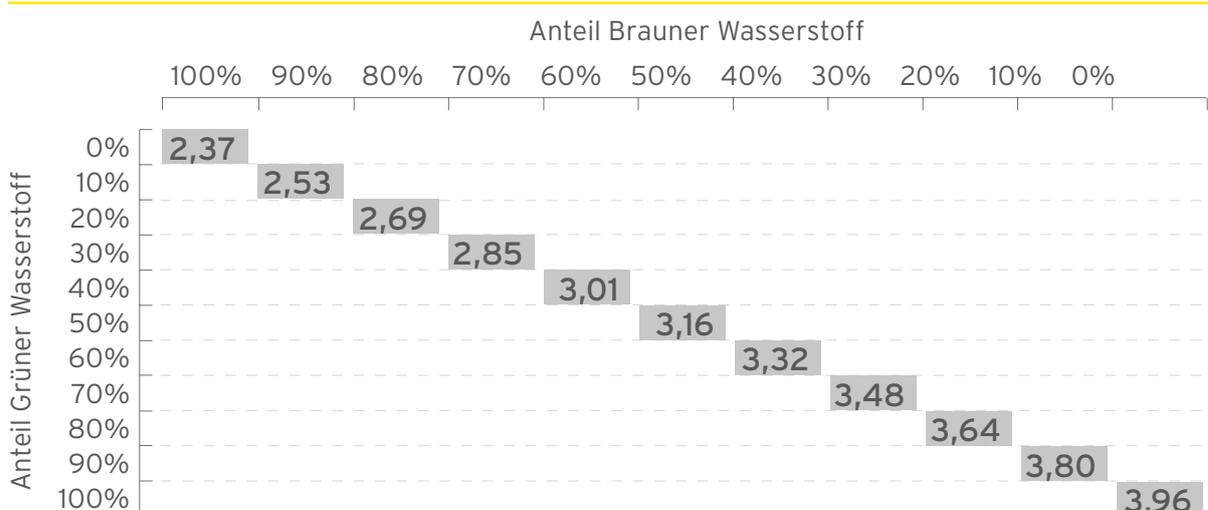


Abbildung 9 Mischpreise auf Basis des grünen Wasserstoffpreises M3 für das Stützjahr 2025

Auf Basis des grünen Wasserstoffpreises M3 ergibt sich ein Mischpreis bei einem Verhältnis von 50:50 von deutlich unter EUR 4,00 pro kg im Stützjahr 2025; im Stützjahr 2015 liegen diese Preise ebenso bereits unter EUR 4,00 pro kg. Vergleicht man dies mit dem Dieseläquivalent für Kraftstoff (Dieselpreisannahme EUR 1,30 pro Liter inklusive Mineralölsteuer; Multiplikator für gleichen Heizwert: 3, Antriebseffizienz Wasserstoff: 30 %) liegt bereits der Mischpreis 50:50 im Stützjahr 2015 unter einem vergleichbaren kalkulatorischen Preis für Diesel (EUR 5). Ohne Berücksichtigung einer Preissteigerung für Diesel bis ins Jahr 2025 unterbietet der grüne Wasserstoffpreis (100 %) M3 bzw. M6 im Stützjahr 2025 das Preisniveau von Diesel. Durch Mischung mit braunem Wasserstoff kann daher die Verwendung von Wasserstoff im Verkehr im Vergleich zu Diesel für entsprechende Abnehmer ökonomisch noch attraktiver gestaltet werden.

Blick nach vorn

Bereits heute wird Wasserstoff in der Region Unterelbe umfassend genutzt. Die regional hohe Konzentration von Erzeugern und Verbrauchern bietet ideale Voraussetzungen für die Schaffung eines gemeinsamen Marktes. Basis dafür ist der Aufbau einer Wasserstoff-Rohrleitungsinfrastruktur und eines Kavernenspeichers. Die anfangs dominierende Vermarktung des Nebenprodukt Wasserstoffs lässt einen Start mit attraktiven Preisen und Vorteilen für alle Beteiligten zu. Mit der Zeit können die Anteile grünen Wasserstoffs sukzessive steigen. Dieser kann in begrenzten Mengen auch über die Nutzung grünen Stroms in bestehenden der Chlor-Alkali-Elektrolyse mit Kostenvorteilen hergestellt werden.

Wir schlagen die Errichtung der zentralen Infrastruktur über in öffentlich-privater Partnerschaft finanzierte Projekte vor. Um die weitere Entwicklung zu sichern, muss ein stabiler Rechtsrahmen für Wasserstoff mit grüner Beimischung geschaffen werden. Entsprechende Maßnahmen wurden identifiziert und beschrieben.

In der Folge entstehen hochinteressante Perspektiven durch die Kombination und gegenseitige Verstärkung mehrerer zentraler Faktoren:

- ▶ Standortsicherung für die ansässige chemische Industrie
- ▶ Ausbau der international führenden Pilotaktivitäten beim Einsatz von Wasserstoff im Verkehrssektor
- ▶ Massive Unterstützung der Energiewende durch systemtechnisch relevante Energiespeichermengen.

Die vorliegende Studie legt den Grundstein für zukunftsweisende Entscheidungen.

Partner

Gefördert durch:

	
---	---

