

KURZSTUDIE ZUR ANALYSE DER
STANDORT-FAKTOREN FÜR DEN BE-
TRIEB VON ELEKTROLYSEUREN MIT
OFFSHORE-WINDENERGIE

KURZSTUDIE ZUR ANALYSE DER STANDORT-FAKTO- REN FÜR DEN BETRIEB VON ELEKTROLYSEUREN MIT OFFSHORE-WINDENERGIE

Kurztitel: Wasserstoff Standort-Faktoren

Bearbeitung: **DEUTSCHE
WINDGUARD**

Dr. Dennis Kruse
Keno Brüning
Dorothee Ellerhorst

Projektnummer: VW22048

Revision: 04

Auftraggeber:



Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE
Oldenburger Str. 65
26316 Varel

Gefördert mit Mitteln des



Niedersächsisches Ministerium
für Umwelt, Energie und Klimaschutz

Varel, Mai 2023

DEUTSCHE WINDGUARD

Deutsche WindGuard GmbH
Oldenburger Straße 65 A
26316 Varel

Telefon 04451 9515 0
Telefax 04451 9515 29
E-Mail info@windguard.de
URL <http://www.windguard.de/>

Es wird versichert, dass die vorliegenden Ermittlungen unparteiisch, gewissenhaft und nach bestem Wissen und Gewissen durchgeführt wurden. Für die ermittelten Ergebnisse und die Richtigkeit der Darstellung in diesem Bericht übernimmt die Deutsche WindGuard GmbH keine Gewähr.

Eine auszugsweise Vervielfältigung dieses Berichtes ist nur mit schriftlicher Genehmigung der Deutschen WindGuard GmbH, Varel erlaubt.

Dieser Bericht umfasst 40 Seiten inklusive Deckblatt.

VORWORT DER STIFTUNG OFFSHORE-WINDENERGIE

Wer die angeregte Diskussion um den ‚Hoffnungsträger‘ Wasserstoff aufmerksam verfolgt, landet früher oder später bei den hohen Volllaststunden, die die Offshore Windenergie als eine geeignete erneuerbaren Stromquelle für die Elektrolyse erscheinen lassen. Von da ist es nur ein kleiner Schritt zur vieldebattierten Gretchenfrage: On- oder offshore-basierte Elektrolyse? Also Elektrolyse an Land oder auf See? Und wenn auf See, wie kommt der Wasserstoff dann am besten ans Land – per Schiffstransport oder per (bestehender) Pipeline?

Die bisher in Deutschland zu dem Thema verfassten Studien betrachteten vor allem die Fragen des Transportes unter der Annahme, dass offshore-basierte Elektrolyse ab einer bestimmten Distanz des Offshore-Windparks zur Küste unter bestimmten Bedingungen kostengünstiger sei. Diesem Diskussionsstand möchte die Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE im Rahmen des vom Land Niedersachsen geförderten Projektes „Grüner Wasserstoff aus Offshore Windenergie“ eine weitere Facette hinzufügen, und zwar mit besonderem Fokus auf den sektorenkoppelnden Charakter des Wasserstoffs.

In vielen Veranstaltungen und Gesprächen, die über die Laufzeit des Projektes mit diversen Stakeholdern aus der weit verästelten Branche (Offshore-Wind-Sektor, Übertragungsnetzbetreiber, Industriekunden, Nah- und Fernwärmevertretern, Experten im Bereich der Meerwasserentsalzungstechnologien, der maritimen Wirtschaft, Sicherheits- und Versicherungsexperten sowie Projektentwicklern) geführt wurden, entstand ein sehr heterogener Eindruck. Jeder Subsektor betrachtet das Thema Wasserstoff aus seinem eigenen fachlichen Hintergrund heraus oder Überlegungen verbleiben auf der Einzelprojektebene, wobei der Aspekt der sektorübergreifenden Betrachtung bisher in vielen Debatten eher zu kurz kommt.

Dabei werden in den kommenden Jahren durch die Standortwahl für die großen Elektrolyseure wichtige Pfadabhängigkeiten für die Entwicklung des Gesamtenergiesystems geschaffen, die eine gesamtökonomische Betrachtung umso wichtiger machen. Das bedingt sich nicht zuletzt daher, dass der Bau größerer Elektrolyseure im Zweifelsfall schneller erfolgen wird als der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur, so dass letztere einen strukturell weniger determinierenden Charakter bekommt.

Die nun vorgelegte Studie soll ein Beitrag sein, die „weißen Flecken auf der Wasserstoff-Landkarte“ zumindest überblicksartig zu kartografieren. Die bisher (zumindest aus Stiftungswahrnehmung) unterrepräsentierte Erfassung der Nebenprodukte der Elektrolyse – Abwärme und reiner Sauerstoff sowie ihr wirtschaftlicher Wert, ebenso wie die Verfügbarkeit des Inputfaktors Wasser, führte im Rahmen dieser Standortfaktoren-Studie zur Definition einer neuen Kategorie neben der On- und Offshore-basierten Elektrolyse: der Coastal-Elektrolyse, also zwar an Land, aber mit Meerwasser – und mit der Möglichkeit, die Abwärme und den Sauerstoff ebenfalls zu verwerten. Viele offene Fragen kann die vorliegende Studie dabei nur anreißen, nicht aber erschöpfend behandeln. Dazu zählen zum Beispiel:

- Fragen zum Betrieb von Kompressortechnik auf See

- in welchem Ausmaß Elektrolyseure tatsächlich zu einer Verminderung von netzbedingten Abregelungen in Starkwindzeiten beitragen können
- unter welchen Bedingungen die aufgezeigten Synergiepotenziale zwischen Elektrolyse und dem reinen Sauerstoff als Nebenprodukt in weiteren Industrieprozessen wie zum Beispiel Oxy-Fuel-Verfahren realisiert werden können
- arbeitssicherheitstechnische Fragen zum Umgang mit Wasserstoff und Sauerstoff
- wie die kritische Infrastruktur auf See am besten geschützt werden kann und welche Versicherungs- und Finanzierungsimplikationen sich daraus ergeben

Diese Studie stellt gewissermaßen nur den Anfang **einer ganzheitlichen Betrachtung** der Rolle von Wasserstoff in unserem ökonomischen System dar – **weitere Analyse-schritte müssen folgen.**

An die Politik ergeben sich hieraus konkrete Gestaltungsaufträge.

Die zeitnahe Untersuchung noch offener Fragen bei der Kombination von Offshore-Windenergie und Wasserstoff müssen hier flankiert werden durch die absolute Grundvoraussetzung, nämlich den erneuerbaren Strom überhaupt erst zu produzieren. Die neuen Offshore Ausbauziele von 30 GW bis 2030, bis zu 50 GW bis 2035 und 70 GW bis 2045 bedeuten eine Vervierfachung bisheriger Produktions- und Installationsraten innerhalb von 7 Jahren und treffen – bedingt durch eine fehlgeleitete Energiepolitik der Vergangenheit – auf eine Branche im Rückwärtsgang, welche noch mit den desaströsen Folgen des sog. „Fadenrisses“ kämpft. Das in Deutschland historisch fest verankerte freie Spiel der marktwirtschaftlichen Kräfte wird mehr Zeit brauchen, die für die neuen erneuerbaren Ziele notwendigen Voraussetzungen zu schaffen, als uns die Fristen des Pariser Klimaschutzabkommens lassen.

Alle Staaten mit signifikanter Küstenlinie und ernstzunehmenden Klimaschutzambitionen haben sich Offshore-Ausbauziele gegeben, was den Wettbewerb um die benötigten Produktionsfaktoren massiv erhöht – seien es schwerlastfähige Hafen- bzw. Werftflächen, Spezialschiffe, Fachkräfte oder die aus Spezialstahl hergestellten Fundamente der Offshore-Windturbinen. In diesem Wettbewerb findet sich jedoch nur ein einziger Staat, der die Beförderung und den Aufbau der nationalen Wertschöpfungskette bisher nicht zum erklärten Ziel seiner Politik gemacht hat – und das ist Deutschland.

Aus Sicht der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE können unsere nationalen Offshore-Wind-Ausbauziele innerhalb der verbleibenden Zeit nur mit einer strategisch gedachten Industriepolitik erreicht werden, die eng verzahnt ist mit der Energiepolitik. Hierzu zählt auch ein strategischer Blick auf die Kombinationsmöglichkeiten zwischen Offshore-Wind und Elektrolyse.

Diese Studie hat explizit nicht den Anspruch, die potenziellen Eigenschaften von onshore, offshore und coastal Elektrolyse gegeneinander auszuspielen. Sie soll den Blick weiten für sektorübergreifende, integriert-gedachte Ansätze im Spannungsfeld zwischen Elektrizitäts- und Wärmeversorgung, Bedarfen von Industrie, kommunalen Versorgern und den privaten Haushalten. Der Klimawandel und die Anforderungen an eine 1,5-Grad-

Ökonomie stellen unsere Generation vor die Herausforderung, mit den uns zur Verfügung stehenden Ressourcen maximal effizient umzugehen.

Wenn diese Studie dazu beitragen kann, die Sektorenkopplung stärker ins Blickfeld zu nehmen, hat sie ihr Ziel erreicht.

Ergänzend zur vorliegenden Studie hat die Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE eine ausführlichere **politische Synthese** aus den Projekterkenntnissen und mit Blick auf die **Standortentscheidung für den Betrieb von Elektrolyseuren als wichtigem Teil einer gesamtökonomischen Strategie beim Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft mit Offshore-Windenergie** verfasst, die [hier](#) abrufbar ist.

INHALTSVERZEICHNIS

1	HINTERGRUND UND ZIELSETZUNG	1
2	ZIELE UND GENEHMIGUNGSRECHTLICHE ASPEKTE	2
3	ELEKTROLYSE UND PROZESSKOMPONENTEN	5
3.1	ELEKTROLYSETECHNOLOGIEN	5
3.2	PROZESSKOMPONENTEN	7
3.2.1	Wasser	8
3.2.2	Wasserstoff	13
3.2.3	Sauerstoff	14
3.2.4	Abwärme	16
3.2.5	Salzsole	17
4	STANDORTOPTIONEN UND -FAKTOREN	18
4.1	STANDORTOPTIONEN	19
4.2	VERMASCHUNGSPOTENZIALE	21
4.3	STANDORTFAKTOREN	21
5	ZUSAMMENFASSUNG	29
	LITERATURVERZEICHNIS	30

1 HINTERGRUND UND ZIELSETZUNG

Die Europäische Union und die Bundesregierung haben ambitionierte Ziele für den Klimaschutz. Mit dem fortschreitenden Ausbau von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energiequellen und der Abkehr von der Verstromung fossiler Energieträger konnten die Weichen hin zu einer umweltverträglicheren Energieversorgung gestellt werden. Der Beitrag der Sektoren Verkehr, Industrie und Wärme zur Minderung des Treibhausgasausstoßes ist hingegen weniger weit fortgeschritten. Für die klimagerechte Umgestaltung dieser Sektoren sind der großflächige Einsatz von Speichertechnologien und grünem Wasserstoff essenziell. So sollen laut Plänen der Bundesregierung bis 2030 in Deutschland Elektrolyseure mit einer Gesamtleistung in Höhe von 10 Gigawatt (GW) installiert sein. Als eine geeignete elektrische Energiequelle für die Erzeugung von grünem Wasserstoff gilt die Offshore-Windenergie. Hier gibt es mit dem Betrieb der Elektrolyseure auf See sowie an Land grundsätzlich zwei unterschiedliche Ansätze. In der nachfolgenden Studie werden die für eine Standortauswahl relevanten Faktoren identifiziert und analysiert. Für die Darstellung und die Analyse wird beispielhaft eine theoretische, skalierbare Windenergieleistung in Höhe von einem Gigawatt für die Umwandlung in Wasserstoff durch Elektrolyse betrachtet. Die Studie stellt keine Grundlage für Wirtschaftlichkeitsberechnungen dar, sondern soll indikative Kennzahlen der Wasserstoffproduktion auf Basis der Offshore-Windenergie aufzeigen.

2 ZIELE UND GENEHMIGUNGSRECHTLICHE ASPEKTE

Europäische Wasserstoffstrategie

Im Folgenden wird ein kurzer Überblick über die übergeordneten politischen Ausbauziele und ausgewählter gesetzlicher Grundlagen für die Herstellung von grünem Wasserstoff gegeben.

Die Europäische Wasserstoffstrategie wurde im Jahr 2021 als Teil der „EU strategy on energy system integration“ implementiert. Es wurden drei Zeithorizonte angesetzt:

1. **Zeithorizont 2024** Unterstützung bei der Installation von mindestens 6 GW jährlicher Elektrolyseleistung und Herstellung von bis zu 1 Mio. Tonnen (t) grünem Wasserstoff
2. **Zeithorizont 2025-2030** Einrichtung von Wasserstoff als fester Bestandteil des Energiesystems mit einer Elektrolyseleistung von mindestens 40 GW und einer jährlichen Produktionsmenge von 10 Mio. t grünem Wasserstoff
3. **Zeithorizont ab 2030** Wasserstoff wird in großem Umfang eingesetzt

Zur Erzeugung des Wasserstoffs sollen explizit hauptsächlich Sonnen- und Windenergie genutzt werden (European Commission, 2020). Im Mai 2022 wurde der „REPowerEU-Plan“ vorgestellt, um die Abhängigkeit der EU von russischen fossilen Energieträgern zu beenden. Der jährliche Import von 10 Mio. t grünem Wasserstoff bis zum Jahr 2030 wurde als weiteres Ziel ergänzt.

Auf europäischer Ebene fehlt bis zum aktuellen Zeitpunkt eine einheitliche Definition von „grünem Wasserstoff“. Dies erschwert die Projektplanungen und Prognosen der Wirtschaftlichkeit, da die grundsätzliche Förderfähigkeit an eine einheitliche Definition geknüpft wird. Zum Zeitpunkt dieser Studie liegt ein Entwurf der Europäischen Kommission über die Festlegung detaillierter Regeln für die Herstellung von Wasserstoff vor, der sich allerdings konkret auf Wasserstoff als Verkehrskraftstoff bezieht. Nichtsdestotrotz enthält der Entwurf Rahmenbedingungen für die Anrechnung von Strom aus dem Netz, der als vollständig Erneuerbarer gelten könnte (Europäische Kommission, 2022).

Nationale Wasserstoffstrategie

Die nationale Wasserstoffstrategie sieht neben einer nachhaltigen inländischen Wasserstoffproduktion den Aufbau eines entsprechenden Marktes vor. In einer Markthochlaufphase sollen

Anreize für Investitionen in die Wasserstoffinfrastruktur und -technologie sowie den zusätzlichen Import von grünem Wasserstoff geschaffen werden. „Important Projects of Common European Interest (IPCEI)“ sollen den Markthochlauf unterstützen. Die Vorhaben, die ausgewählt wurden, bilden die Wertschöpfungskette des Wasserstoffmarktes ab und werden staatlich gefördert, um einen Grundstein für einen Zukunftsmarkt zu legen (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), 2021).

Die nationale Wasserstoffstrategie sieht in der Fortschreibung des Strategiepapiers Elektrolyseure mit einer Gesamtleistung in Höhe von 10 GW in Deutschland bis zum Jahr 2030 vor. Dieses Ziel ist auch im Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung verankert. Der Anteil mittels Offshore-Windenergie produziertem Wasserstoff wird nicht beziffert (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), 2022).

Norddeutsche Wasserstoffstrategie

Bereits 2019 haben sich die norddeutschen Bundesländer übergreifend koordiniert und eine gemeinsame Strategie veröffentlicht. Das Strategiepapier sieht eine Steigerung auf 5 GW Elektrolyseleistung zur Erzeugung von grünem Wasserstoff bis 2030 vor. Auch die Norddeutsche Wasserstoffstrategie bezieht den Import von Wasserstoff sowie den Aufbau von Wasserstoffhubs ein. Damit sollen infrastrukturelle Voraussetzungen für die Versorgung von Industrie und Verkehrswesen mit grünem Wasserstoff geschaffen werden (Wirtschafts- und Verkehrsministerien der norddeutschen Küstenländer, 2019).

Raumordnungsplanung

Der 2021 veröffentlichte Raumordnungsplan (ROP 2021) legt unter anderem die verfügbaren Flächen für die Offshore-Windenergie in der deutschen Nord- und Ostsee fest. Es werden keine Flächen für die explizite Gewinnung von grünem Wasserstoff aus Offshore-Windenergie bestimmt. Dies erfolgt im nachgelagerten Flächenentwicklungsplan 2023 (FEP 2023) entsprechend den Vorgaben aus dem Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG). Der FEP 2023 sieht einen Bereich für sonstige Energiegewinnung mit der Bezeichnung SEN-1 mit einer Fläche von etwa 100 km² in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Nordsee für die Produktion von grünem Wasserstoff vor. Für die Anbindung an das Festland wird die Möglichkeit des Baus einer Rohrleitung eingeräumt. Eine Mindest- oder Maximalkapazität der Rohrleitung ist nicht definiert. Neben dem Betreiber soll für den Transport des produzierten Wasserstoffs weiteren Marktteilnehmern der Zugang gewährt werden. Speziell die Besitzverhältnisse und Verantwortlichkeiten für die Pipeline sind bislang unklar. Die Verordnung zur Vergabe von

sonstigen Energiegewinnungsbereichen in der ausschließlichen Wirtschaftszone (SoEnergieV) beinhaltet Regelungen bezüglich der Vergabe der Fläche für SEN-1, die Regulatorik im Hinblick auf den Bau und den Betrieb einer Wasserstoffpipeline wird hingegen nicht dargelegt. Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) regelt den Betrieb und Bau von Wasserstoffleitungen und -netzen auf dem Festland, jedoch ist die Übertragbarkeit auf die AWZ noch nicht rechtssicher. Zurzeit sind die Regulierungsvorgaben des EnWG noch nicht auf in der AWZ gelegene Teile des Wasserstoffnetzes erweitert (Sieberg & Cesarano, 2022). Aktuell planen Deutschland und Norwegen den Bau einer Wasserstoffpipeline, durch die zunächst 2 GW blauer Wasserstoff im Jahr 2030 und zukünftig 10 GW grüner Wasserstoff im Jahr 2038 geführt werden sollen. Sie soll zukünftig Offshore-Elektrolyseure verbinden.

Die SoEnergieV gibt weiterhin den zeitlichen Rahmen und die maximalen Fristen für die Realisierung von Bauvorhaben für Offshore-Windparks auf Flächen zur sonstigen Energiegewinnung vor. Es kann von einer Realisierungsdauer von bis zu 7 Jahren ausgegangen werden, ab dem Zeitpunkt der Unterrichtung über die Erteilung der Antragsberechtigung. Die tatsächliche Realisierung hängt unter anderem stark von der Gesamtdauer des Planfeststellungsverfahrens ab. Eine Ausschreibung von Flächen innerhalb von SEN-1 hat trotz Ankündigung in §5 SoEnergieV im Jahr 2022 nicht stattgefunden und ist bis dato nicht terminiert. Zum Zeitpunkt dieser Kurzstudie wurde ein Eckpunktepapier zur Förderrichtlinie zur Erzeugung von grünem Wasserstoff in die Konsultation gegeben. Die Ausschreibung der Flächen und der Förderung des Projektes soll gleichzeitig erfolgen, jedoch soll die Teilnahme an der Flächenausschreibung nicht an die Teilnahme an der Förderausschreibung gekoppelt sein. Die Gebotsphase der Flächenausschreibung soll sechs Monate und diejenige der Förderausschreibung vier Monate dauern. Weitere Flächen für die sonstige Energiegewinnung bzw. die Wasserstoffproduktion sind im FEP 2023 nicht festgelegt. Während der Bearbeitungsphase dieser Kurzstudie befindet sich der Netzentwicklungsplan 2037/2045 in der Bearbeitungsphase. Der Szenariorahmenentwurf berücksichtigt die nationale Wasserstoffstrategie und den entsprechenden Ausbaupfad bis zum Jahr 2045.

3 ELEKTROLYSE UND PROZESSKOMPONENTEN

Nachfolgend werden die gängigen Elektrolysetechnologien für die Erzeugung von Wasserstoff kurz beschrieben. Weitergehend werden die Ausgangsstoffe, das Hauptprodukt sowie die Nebenprodukte der Elektrolyse dargestellt, quantifiziert sowie Möglichkeiten zur Nutzung der Nebenprodukte bewertet.

3.1 ELEKTROLYSETECHNOLOGIEN

Die Elektrolyse beschreibt den chemischen Prozess, bei welchem durch elektrischen Strom eine Redoxreaktion erzwungen wird. Bei der Wasserstoffelektrolyse wird Wasser in die Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. Für die Gewinnung eines Kilogramms des Hauptprodukts Wasserstoff werden neun Kilogramm Wasser benötigt, acht Kilogramm Sauerstoff fallen hierbei als Nebenprodukt an. Aktuelle im Einsatz befindliche Elektrolyseure weisen Leistungen von bis zu 30 MW auf (Groll, 2021).

Die dieser Studie vorangegangene Untersuchung über die *Erzeugung von grünem Wasserstoff durch Windenergie auf See – Potential und Bedarf in Deutschland* (Borrmann et al., 2021) hat bereits wesentliche Grundlagen zu Herstellungsverfahren von Wasserstoff mit Windenergie auf See gegeben, die im Folgenden aufgegriffen und um relevante Erläuterungen ergänzt werden.

Alkalische Elektrolyse

Die alkalische Elektrolyse findet in einer wässrigen Kalium-Hydroxid-Lösung bei Temperaturen von 60 – 80 °C statt. Der Wirkungsgrad (elektrische Effizienz bezogen auf den Heizwert) der alkalischen Elektrolyse liegt derzeit bei 63 – 70 %, langfristig wird mit Wirkungsgraden von 70 – 80 % gerechnet (Gül et al., 2019). Die alkalische Elektrolyse ist eingeschränkt teillastfähig. Ein Teillastbetrieb ist ab etwa 10 % der Nennleistung möglich, allerdings sinken die Gasreinheit und die Lebensdauer der Zellen im Teillastbetrieb. Die Kaliumlauge muss regelmäßig ausgetauscht werden. Aus diesem Grund gelten alkalische Elektrolyseure für den alleinigen Einsatz mit fluktuierenden erneuerbaren Stromquellen wie der Windenergie und für den Betrieb auf See als weniger geeignet.

Hochtemperatur Elektrolyse

Die Hochtemperatur-Elektrolyse (oder auch SOEC für Solid Oxide Electrolyzer Cell) arbeitet bei Temperaturen von 700 - 1000 °C. Da eine hochtemperierte Wärmequelle benötigt wird, bietet sich der Einsatz im industriellen Umfeld an, in dem Dampf und Hochtemperaturabwärme vorhanden sind.

Hochtemperatur-Elektrolyseure können auch mit Verfahren zur Herstellung synthetischer Kohlenwasserstoffe kombiniert werden und die in diesem Prozess freiwerdende Wärme nutzen. Mit aktuell 74 – 81 % erreicht die Hochtemperatur-Elektrolyse die höchsten Wirkungsgrade. Langfristig sind Wirkungsgrade in Höhe von 77 – 90 % zu erwarten (Gül et al., 2019). Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Energie des Wasserstoffs auf die eingesetzte elektrische Energie bezogen wird. Wird zusätzlich die benötigte Wärmenergie in die Bilanz mit einbezogen, so sinkt der Wirkungsgrad. Hochtemperatur-Elektrolyseure haben eine Kaltstartzeit von mehreren Stunden und sind, wie die Elektrolyseure nach dem alkalischen Verfahren, nur bedingt teillastfähig und somit für den Volllastbetrieb vorgesehen (Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2021). Für die Elektrolyse mit ausschließlich Offshore-Windenergie sind sie daher weniger geeignet.

PEM Elektrolyse

Elektrolyseure mit einer Protonenaustauschmembran (Proton Exchange Membrane (PEM)) gelten als am besten geeignet für die Kopplung mit fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien (Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2021). PEM-Elektrolyseure benötigen mit Edelmetallen besetzte Elektroden (meist Platin, Iridium, Ruthenium). Die Elektrolyse findet bei Temperaturen von 50 – 80 °C statt. Die PEM-Elektrolyse erreicht aktuell mit 56 – 60 % geringere Wirkungsgrade als die alkalische Elektrolyse, langfristig wird mit Wirkungsgraden von 67 – 74 % gerechnet (Gül et al., 2019). Bei Lastwechseln behalten PEM-Elektrolyseure eine gleichbleibende Gasqualität bei. Der Teillastbetrieb ist für den gesamten Leistungsbereich und bei entsprechender Auslegung der weiteren Komponenten auch kurzzeitig im Überlastbereich möglich. Es wird eine Betriebsdauer von 7 bis 20 Jahre angenommen, wobei davon ausgegangen werden muss, dass vermehrte Lastenwechsel den Elektrolyseur schneller abnutzen (Degradation). Experten aus der Branche gehen von einer Degradationsrate von bis zu 0,5 % pro Jahr aus, allerdings existieren hierzu noch keine Erfahrungswerte. Aufgrund der Möglichkeit zur modularen Bauweise können PEM-Elektrolyseure projektspezifisch skaliert werden, sodass sie innerhalb eines Projektes parallel in Betrieb genommen werden können.

Insbesondere im Falle der Elektrolyse auf See ist für den Transport des Wasserstoffs an Land mittels Pipelines das Druckniveau des Wasserstoffs am Ausgang der Elektrolyse von Bedeutung. Der Ausgangsdruck der PEM-Elektrolyseure liegt üblicherweise bei ca. 30 bar, eine weitere Kompressionsstufe auf

See wird damit für den Transport des Wasserstoffs ans Festland per Pipeline zunächst nicht benötigt. Die erste Verdichtereinheit muss dann zunächst an Land installiert werden, um die Einspeisung ins regionale Netz kontrollieren zu können. In einer späteren Ausbauphase mit größeren Kapazitäten und Flächen mit größerer Küstenentfernung wird dann auch eine zusätzliche Verdichtung auf See erforderlich sein.

3.2 PROZESSKOMPONENTEN

Im nachfolgenden Abschnitt werden die Prozesskomponenten der Elektrolyse aufgezeigt und analysiert. Dabei wird auf Wasser als Ausgangsstoff sowie das Hauptprodukt Wasserstoff und die Nebenprodukte Sauerstoff, Abwärme und Salzsole aus der Meerwasseraufbereitung eingegangen. Das Aufkommen der Prozesskomponenten wird für einen Offshore-Windpark mit einer Gesamtleistung in Höhe von 1 GW bemessen. Für die Wasserstoffherzeugung auf Basis von Offshore-Windenergie werden in dieser Kurzstudie die in Tabelle 1 aufgezeigten Annahmen getroffen. Die angenommenen Volllaststunden des Referenz-Offshore-Windparks basieren auf den Angaben des FEP 2023 für das Gebiet N-8, in welchem sich die Fläche SEN-1 befindet. Die Annahmen zur Verfügbarkeit, zu elektrischen Verlusten, zur Dimensionierung der Elektrolysekapazität im Vergleich zur Windparkleistung und zur Effizienz des Elektrolyseurs beruhen auf Erfahrungswerten aus der Industrie und beziehen z.B. im Falle der Effizienz des Elektrolyseurs bereits zukünftige Entwicklungen mit ein.

Tabelle 1: Annahmen für die Wasserstoffproduktion auf Basis von Offshore-Windenergie

Leistung Windpark [MW]	1.000
Verfügbarkeit Windenergieanlagen	98 %
Volllaststunden [h]	3200
Elektrische Energie Windpark p.a. [GWh]	3.136
Elektrische Verluste bis Elektrolyseur	3 %
Dimensionierung Elektrolyseur	100 %
Verfügbarkeit Elektrolyseur	95 %
Effizienz Elektrolyseur	68 %

3.2.1 WASSER

Verfügbarkeit an Land

Wasser stellt weltweit zunehmend eine wertvolle Ressource dar, die nicht unerschöpflich verfügbar ist. Die natürliche Wasserverfügbarkeit ist in Deutschland ungleich verteilt, wie in der folgenden Abbildung 1 exemplarisch für die Ergiebigkeit des Grundwassers verdeutlicht wird. Im bundesweiten Vergleich reiche Grundwasserressourcen befinden sich in den norddeutschen Bundesländern und in Gebieten des Nieder- und Oberrheins. Grund- und Quellwasser decken mehr als 70 % der gesamten Wasserfördermenge zur öffentlichen Wasserversorgung (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), o. J.).

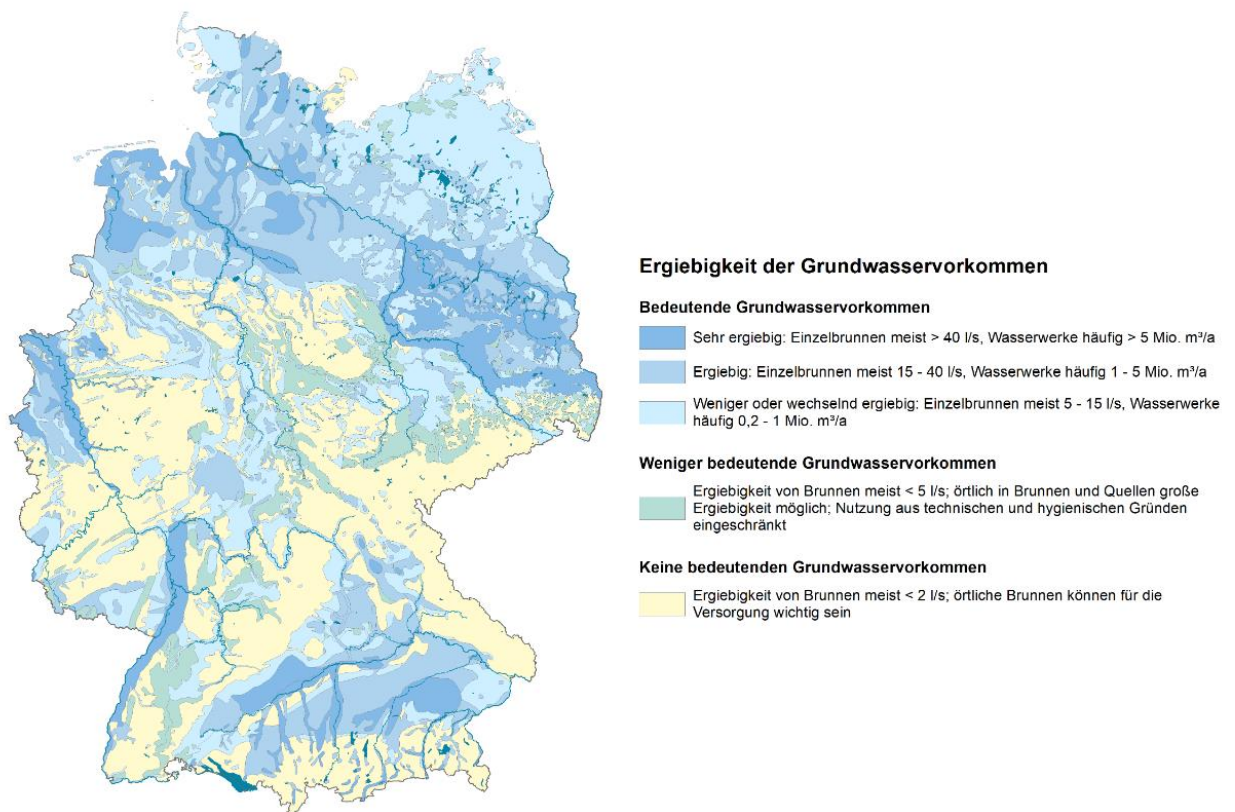


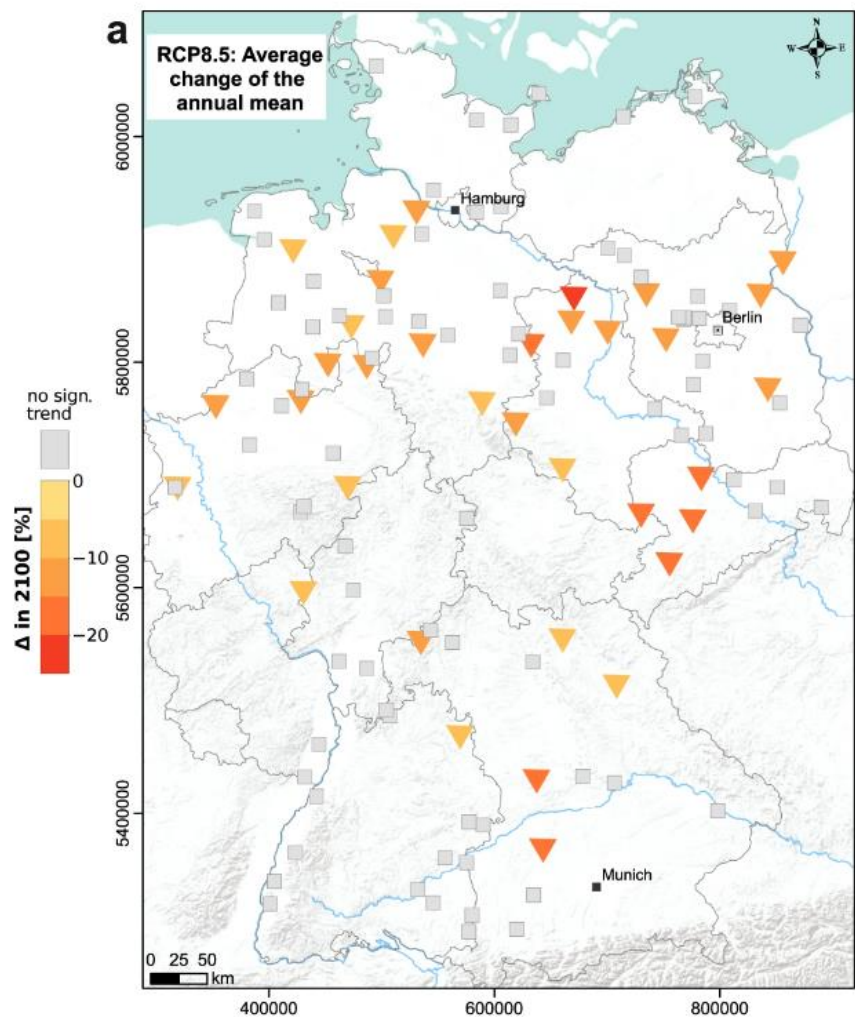
Abbildung 1: Ergiebigkeit der Grundwasservorkommen in Deutschland (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), o. J.)

Durch langanhaltende Trockenheit mit fehlenden Niederschlägen und reduzierter Sickerraten ergab sich vor allem seit dem Jahr 2018 eine reduzierte Grundwasserneubildung, sodass die Grundwasserstände insgesamt abgesunken sind. Es gibt bisher keinen Mangel an Trinkwasser und keine flächendeckenden negativen Auswirkungen, aber in besonders betroffenen Regionen hat es bspw. erste Ausfälle der Eigenversorgung durch ausgetrocknete Hausbrunnen gegeben. Unter anderem durch die

Notwendigkeit, schädliche Auswirkungen von Grundwasserentnahmen an der Oberfläche im Sommer zu vermeiden, besteht bereits heute in einigen Regionen Norddeutschlands eine angespannte Situation bezüglich der Möglichkeit, die Nachfrage nach Grundwasser zu decken.

Die Nutzungsansprüche an Wasservorkommen werden in Zukunft steigen, insbesondere durch landwirtschaftliche Bewässerung und wasserintensive industrielle Nutzung. Neben der natürlichen Ressourcenverfügbarkeit sind auch immer die bestehenden Nutzungskonkurrenzen hinsichtlich der nachhaltig zu bewirtschaftenden Ressource Wasser in die Betrachtungen einzubeziehen. Hinzu kommt der ohnehin gefährdete Zustand des Grundwassers durch Belastungen aus der Landwirtschaft, dem Verkehr und der Industrie (Umweltbundesamt, 2022). Studien, die auf Klimaschutz-Szenarien des Weltklimarats basieren, prognostizieren für zukünftige Grundwasserspiegel in Deutschland negative Trends und sinkende Grundwasserpegel von durchschnittlich -0,1 m bis -0,3 m. Abbildung 2 zeigt die erwarteten durchschnittlichen Veränderungen des Jahresmittels der Grundwasserspiegel bis zum Jahr 2100 relativ zum Jahr 2014 an 118 Standorten.

Abbildung 2: Durchschnittliche Veränderungen des Jahresmittels ausgewählter Grundwasserspiegel in Deutschland bis 2100 (Wunsch et al., 2022)



Das Modell „RCP8.5“ (representative concentration pathway) entspricht dem Szenario „Weiter-so-wie-bisher“ und unterstellt, dass die weltweiten Treibhausgasemissionen weiter steigen. Dies entspricht am ehesten dem aktuellen Pfad und kann für die nahe Zukunft als relevantes Modell erachtet werden. Für die Prognosen über die prozentualen Abweichungen des Grundwasserspiegels wurden keine menschlichen Aktivitäten als Faktor und ausschließlich klimatische und meteorologische Modelle einbezogen. Insbesondere im Norden und Osten Deutschlands werden die Grundwasserpegel fallen (Wunsch et al., 2022). Erhöhte Nutzungsintensitäten durch landwirtschaftliche Bewässerung und wasserintensive industrielle Nutzung werden diese Entwicklung verstärken. Prognosen für Szenarien mit aktivem Klimaschutz weisen weniger extreme Ergebnisse vor.

Neben der Nutzung des Grundwassers kann an einem geeigneten Standort die Entnahme von Oberflächenwasser (Flüsse,

Seen, usw.) in Betracht gezogen werden. Die Beantragung zur Wasserentnahme erfolgt bei der unteren Wasserbehörde, die bei der jeweiligen Landkreisverwaltung ansässig ist. Eine Genehmigung wird u.a. nicht ausgesprochen, wenn schädliche, unvermeidbare oder nicht ausgleichbare Gewässeränderungen zu erwarten sind (§12 Wasserhaushaltsgesetz).

Der Umwelt entnommenes Wasser muss für die Nutzung zur Elektrolyse gereinigt und demineralisiert werden, damit dem Elektrolyseur Wasser mit dem höchstmöglichen Reinheitsgrad zugeführt werden kann.

Verfügbarkeit auf See

Für die Elektrolyse auf dem Meer muss zunächst Meerwasser entsalzt und aufbereitet werden. Bei der Meerwasserentsalzung handelt es sich um ein seit Jahrzehnten erprobtes Verfahren. Elektrolyseure, die nicht mit einer vorgelagerten Entsalzungsanlage und unbehandeltem Meerwasser betrieben werden müssen, sind aktuell Gegenstand der Forschung und werden in Demonstrationsprojekten getestet, aber noch nicht kommerziell eingesetzt (Xie et al., 2022).

Die Aufbereitung des Meerwassers für die Elektrolyse kann unter Verwendung der Abwärme des Elektrolyseprozesses erfolgen. Experten der Branche rechnen für den gesamten Wasseraufbereitungsprozess mit einem Energieaufwand von bis zu 10 % der bei der Elektrolyse entstehenden Wärmeenergie. Das Meerwasser der Nordsee, das für die Elektrolyse mit Offshore-Windenergie in Deutschland maßgeblich sein wird, hat einen Salzgehalt von etwa 3,5 %. Andere Gewässer, wie z. B. die Ostsee (1 – 2 %), weisen davon abweichende Salzgehalte und somit andere Energiebedarfe für die Entsalzung auf.

Wasser als Ausgangsstoff der Elektrolyse

Für die Herstellung von einem Kilogramm Wasserstoff werden neun Kilogramm demineralisiertes Wasser benötigt. Für einen Elektrolyseprozess, der auf einem Gigawatt Windenergieleistung beruht, werden jährlich ca. 530 Mio. Liter Frischwasser benötigt. Dies entspricht dem täglichen Verbrauch der Haushalte einer Kleinstadt mit ungefähr 11.000 Einwohnern.

Kostenrahmen

Die Kosten zur Nutzung des öffentlichen Trinkwassers in Höhe von durchschnittlich 1,75 €/m³ in Deutschland für die Wasserstoffproduktion auf Basis einer installierten Windenergieleistung von einem Gigawatt belaufen sich auf ca. 925.000 € pro Jahr (Zinke, 2022). Hierbei sind weitere Kosten zur Anschlussherstellung, Pumpentechnik etc. nicht betrachtet. Für hohe Wasserverbräuche kann die Wasserentnahme aus Oberflächen- oder Grundwasser im Rahmen einer Eigenversorgung als sinnvoll erachtet werden, hierfür kann allerdings innerhalb

dieser Kurzstudie kein Kostenrahmen ausgewiesen werden. Experten der Branche geben für diese Verbrauchszahlen zu bedenken, dass die Akzeptanz in der Bevölkerung für die Nutzung von Grundwasser aufgrund des sinkenden Grundwasserspiegels fraglich sei und teilweise konkurrierenden wasserintensiven Betrieben bereits keine Genehmigungen für neue Entnahmen erteilt würden. Gleichzeitig muss bei einem Bezug über das öffentliche Netz allerdings ebenso beachtet werden, ob entsprechende Liefermengen durch den öffentlichen Wasserversorger zur Verfügung gestellt werden können.

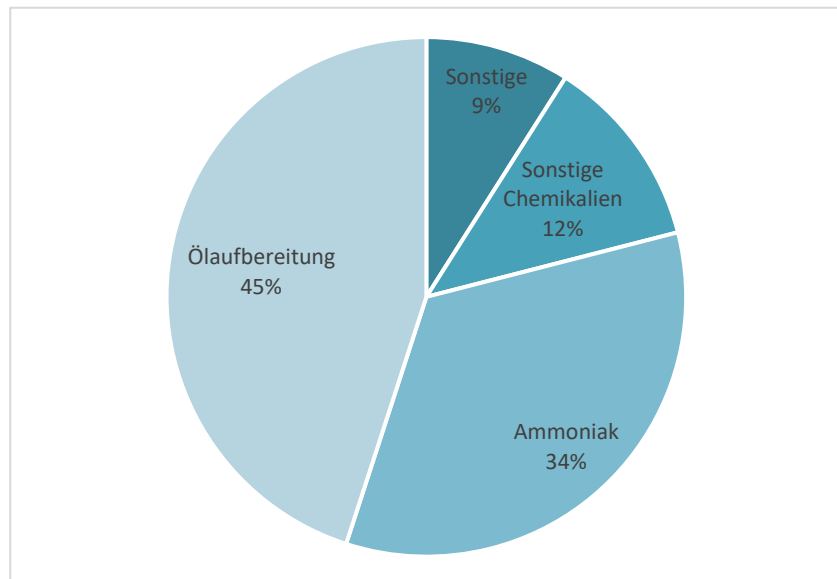
Bei einem Frischwasserbedarf von ca. 530 Mio. Liter pro Jahr und einem Energieaufwand in Höhe von 10 % der entstehenden Abwärme des Elektrolyseprozesses beläuft sich der Energiebedarf für die Wasseraufbereitung von Meerwasser auf ca. 90.000 MWh. Dies entspricht ca. 3 % der erwartbaren Jahresenergie des Referenzwindparks von 1 GW. Für die Wasseraufbereitung von Grund- oder Oberflächenwasser verringert sich der Energiebedarf, da der Aufwand für die Entsalzung entfällt.

3.2.2 WASSERSTOFF

Nutzungsmöglichkeiten und Abnehmer

Zurzeit werden mehr als 90 % des Wasserstoffs aus fossilen Brennstoffen hergestellt (Hornig & Kalis, 2020). Die nachfolgende Abbildung 3 zeigt die Verwendungsbereiche für Wasserstoff in Deutschland im Jahr 2020.

Abbildung 3: Wasserstoffverwendung im Jahr 2020 (Hornig & Kalis, 2020)

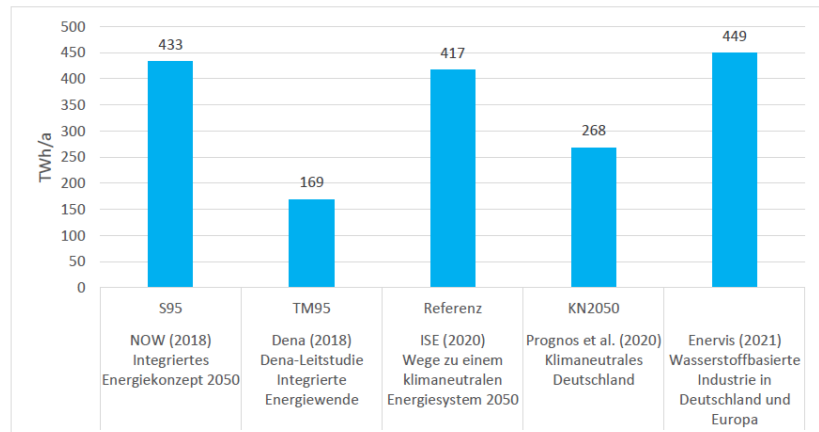


Wasserstoff wird vornehmlich in den Bereichen der chemischen und der Düngemittelindustrie zur Herstellung von Ammoniak, in der Erdölraffination und in der Stahlproduktion eingesetzt. Die Substituierung des Wasserstoffs auf Erdgasbasis durch grünen Wasserstoff in den genannten Bereichen kann den Kohlenstoffdioxidausstoß der Industrie erheblich mindern. Zukünftig soll Wasserstoff zudem im Verkehrssektor, zum Heizen sowie für die Speicherung überschüssiger elektrischer Energie aus erneuerbaren Energiequellen verwendet werden.

Marktsituation und -potenzial

Der heutige Verbrauch von Wasserstoff in Deutschland liegt bei rd. 55 TWh (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), 2022). Eine Übersicht der möglichen Marktszenarien für den zukünftigen Bedarf wurde in der vorangegangenen Studie *Erzeugung von grünem Wasserstoff durch Windenergie auf See – Potential und Bedarf in Deutschland* erstellt (Abbildung 4).

Abbildung 4: Prognostizierter Wasserstoffbedarf in Deutschland 2050 (Borrmann et al., 2021)



Der prognostizierte Bedarf unterscheidet sich bei den aufgeführten Studien stark. Jedoch sehen alle Studien einen größeren Bedarf an Wasserstoff voraus, als die inländischen Herstellungskapazitäten erzeugen können.

Wasserstoff als Hauptprodukt der Elektrolyse

Mit der Elektrolyse von 1 GW Windenergieleistung würden jährlich ca. 59.000 t Wasserstoff produziert werden können. Dies entspricht einer Energiemenge von 1,95 TWh oder 0,83 Mio. m³ flüssigem Wasserstoff.

Umsatzpotenzial

Als Grundlage für die Abschätzung des Umsatzpotenzials werden 8,00 - 9,50 €/kg¹ (energategemessenger, 2022) als beispielhafter Preis angenommen. Die Preise schwankten während des Bearbeitungszeitraums dieser Studie zwischen 4 und 15 €/kg. Gesicherte Aussagen zu möglichen Preisentwicklungen können derzeit nicht getätigt werden. Für die genannte Preisspanne ergibt sich ein indikativer jährlicher Umsatz von 469 - 557 Mio. €.

3.2.3 SAUERSTOFF

Nutzungsmöglichkeiten und Abnehmer

Sauerstoff wird in die Kategorien des technischen und medizinischen Sauerstoffs eingeteilt. Medizinischer Sauerstoff weist einen höheren Reinheitsgehalt auf und enthält keine anderen Spurenelemente. Dadurch ist er in der Herstellung aufwendiger (Gasprofi Magazin, 2022).

Sauerstoff findet in der Industrie insbesondere Einsatzmöglichkeiten zur Erhöhung der Verbrennungstemperaturen, bspw. in der Metallurgie, Glas- und Keramikindustrie sowie Zement und

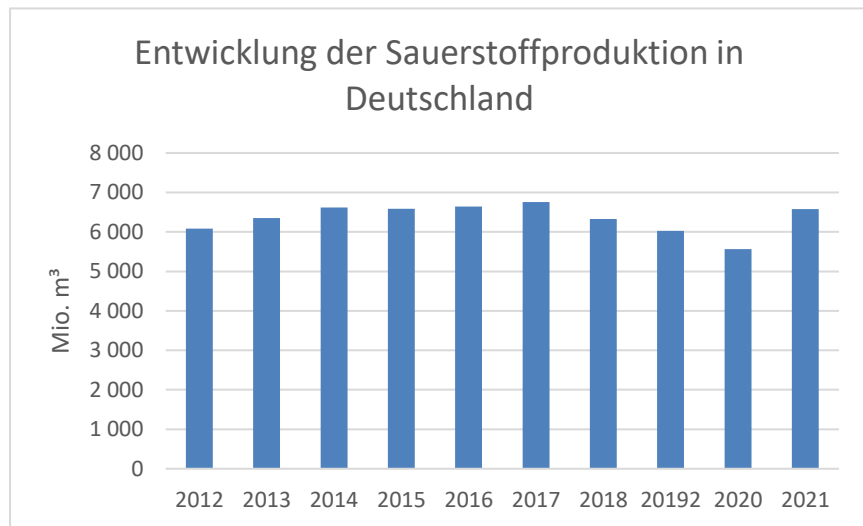
¹ abgerufen am 23. Dezember 2022

Kalkindustrie. In der Oxy-Fuel-Verbrennung kann er bessere Wirkungsgrade als Luft erzielen und hilft Emissionen zu senken, da weniger Brennstoff verbraucht wird und weniger Schadgase entstehen (Air Liquide, 2021). Medizinischer Sauerstoff wird für die Notfallversorgung, die Behandlung mit Sauerstofftherapien und zur Behandlung von Atemwegs- oder Lungenerkrankung eingesetzt.

Marktsituation und -potenzial

Gemäß der aktuellen Statistik des Verbands der chemischen Industrien (VCI) wurden im Jahr 2021 insgesamt 6.576 Mio. m³ Sauerstoff² in Deutschland produziert. Die folgende Abbildung 5 bildet die Entwicklung der Sauerstoffproduktion der vergangenen Jahre in Deutschland ab.

Abbildung 5: Entwicklung der Sauerstoffproduktion in Deutschland



Die höchsten Produktionszahlen von in Deutschland produziertem Sauerstoff wurden im Jahr 2017 (6.755 Mio. m³) registriert. Ein größerer Anstieg vom Jahr 2020 zum Jahr 2021 kann auf die Corona-Pandemie und den sprunghaft gestiegenen Bedarf an medizinischem Sauerstoff zurückgeführt werden. Eine Differenzierung der verschiedenen Sauerstoffkategorien ist nicht möglich.

Sauerstoff als Nebenprodukt der Elektrolyse

Bei der Elektrolyse auf Basis einer Windenergieleistung in Höhe von 1 GW fallen jährlich ca. 470.000 t Sauerstoff an. Dies entspricht ca. 627.000 m³ Sauerstoff³.

Umsatzpotenzial

Aus Branchenquellen konnten 0,42 €/kg als indikativer Preis für technischen Sauerstoff identifiziert werden, wobei die Preise stark variieren und Prognosen über mögliche Entwicklungen fraglich sind. Für den o.g. Preis lässt sich ein Umsatz von

² Gemessen unter Normaldruck bei 20 °C

³ Gemessen unter Normaldruck bei 0 °C

ca. 197 Mio. € ableiten. Innerhalb dieser Kurzstudie werden nötige Investitionen zur Nutzbarmachung des erzeugten Sauerstoffs, bspw. für Kompressoren, Filteranlagen, Transport usw., nicht berücksichtigt. Dennoch wird deutlich, dass Sauerstoff als Nebenstoff aus strategischer und wirtschaftlicher Sicht bei der Standortauswahl für die Errichtung eines Elektrolyseurs betrachtet werden sollte. Hierbei gilt allerdings zu beachten, dass mit großer Wahrscheinlichkeit mit steigendem Angebot die Preise fallen würden. Durch fallende Preise könnten die zukünftigen Einsatzmöglichkeiten für Sauerstoff erweitert werden, bspw. in der Oxy-Fuel-Verbrennung, die aufgrund der aktuellen Preislage wirtschaftlich nicht umgesetzt werden können.

3.2.4 ABWÄRME

Nutzungsmöglichkeiten und Abnehmer

Abwärme von Elektrolyseuren kann einen Beitrag für klassische Wärmenetze oder niederkalorische Wärmenetze liefern. Klassische Wärmenetze werden mit Vorlauftemperaturen von 70 °C - 100 °C betrieben. Moderne niederkalorische Wärmenetze können mit 30 °C Betriebstemperatur betrieben werden, allerdings benötigen Endverbraucher hier zusätzlich eine Wärmepumpe, um das Wasser auf das für die Anwendung erforderliche Temperaturniveau zu erwärmen.

Besonders in Dänemark werden Fortschritte im Bereich der innovativen Wärmespeicherung erzielt. Große abgedeckte Erdbeckenspeicher sollen die Wärme über mehrere Monate hinweg speichern und bei Bedarf wieder abgeben. Ein erstes Projekt in Deutschland wurde in Meldorf gestartet (Ramboll, 2022).

Bei der Offshore-Elektrolyse kann die entstehende Abwärme unterstützend für den Entsalzungsprozess des Meerwassers genutzt werden. Da die Nutzung für die Speisung eines Fernwärmenetzes für die Elektrolyse auf See ausgeschlossen werden kann, müsste die restliche Abwärme an die Umgebung abgegeben werden. Es wäre ggfs. noch zwischen einem dezentralen und einem zentralen Elektrolysekonzept zu unterscheiden (siehe Abschnitt 4.1). Der Umwelteinfluss der Abwärme ist Gegenstand aktueller Untersuchungen, die noch nicht abgeschlossen sind.

Marktsituation und Marktpotenzial

Der durch Fernwärmenetze gedeckte Wärmebedarf in Deutschland wird voraussichtlich von heute ca. 10 % auf 20 – 25 % im Jahr 2050 ansteigen (Agentur für Erneuerbare Energien e.V., o. J.).

Abwärme als Nebenprodukt der Elektrolyse

In dieser Studie wird ein Nutzenergieverlust während des Elektrolyseprozesses in Höhe von 32 % angenommen. Diese Zahl kann vor dem Hintergrund verschiedener Herstellerangaben und Erfahrungswerte variieren. Für die Wasserstoffproduktion auf Basis einer Windenergieleistung in Höhe von 1 GW fallen jährlich ca. 920 GWh Wärmeenergie an. Abzüglich der für die Meerwasseraufbereitung genutzten Abwärme kann das jährliche Wärmeenergieaufkommen für das genannte Beispiel auf ca. 830 GWh beziffert werden.

Umsatzpotenzial

Für eine Umsatzindikation kann ein Preis von 0,06 €/kWh⁴ (Rosenkranz, 2022) angenommen werden, wobei die Preisentwicklung aktuell sehr volatil ist. Es kann ein Umsatzpotenzial in Höhe von ca. 49 Mio. € bei Nutzung einer gekoppelten Entsalzungsanlage und 55 Mio. € bei Frischwassernutzung ausgewiesen werden. Innerhalb dieser Kurzstudie werden nötige Investitionen zur Nutzbarmachung der erzeugten Abwärme, bspw. für Kompressoren, Transport usw. nicht berücksichtigt. Da die Elektrolyse bei einer Temperatur von 50 - 80 °C stattfindet, muss das Potenzial für eine wirtschaftliche Nutzung im Einzelfall geprüft werden.

3.2.5 SALZSOLE

Für die Elektrolyse auf See muss Meerwasser aufbereitet werden. In allen relevanten Verfahren wird dem Meerwasser Salz entzogen, welches in verfahrensabhängiger Konzentration als Sole zurückbleibt und zurückgeführt werden muss. Mit der Sole werden die organischen Stoffe wieder abgegeben, die in das System aufgenommen wurden.

Die Obergrenze des Salzgehalts der nach dem Entsalzungsprozess ins Meer zurückzuführenden Salzsole ist unklar. Einige Experten aus der Branche verweisen auf ausstehende Untersuchungen zur Geschwindigkeit der Verteilung der Sole bei der Ableitung von stehenden Bauwerken auf See und stufen die Ableitung als wahrscheinlich unbedenklich ein. Andere Experten hingegen weisen auf aktuelle Auflagen des Bundesamts für Schifffahrt und Hydrographie hin, nach welchen alle Abwässer und Regenwässer von stehenden Bauwerken geklärt werden und Klärschlämme für eine konforme Entsorgung mit dem Schiff an Land transportiert werden müssen. Wiederum andere weisen auf erweiterte Auflagen und eine mögliche Unvereinbarkeit abhängig vom gewählten Entsalzungsverfahren hin. So sei

⁴ Preisangabe aus Mai 2022

eine mögliche Rückleitung der Sole aus einer Umkehrosmose-Anlage nahezu auszuschließen, da bei diesem Verfahren chemische Zusätze verwendet werden, um die Membranen vor sich absetzender Biomasse zu schützen.

Die für die Offshore-Elektrolyse auf der deutschen Nordsee auf Basis einer Windenergieleistung in Höhe von 1 GW benötigte jährliche Wassermenge beinhaltet ca. 18 Mio. kg Salz. Eine theoretische Gewinnung dieses Salzes könnte bei einem angenommenen Trendpreis von 0,45 €/kg einen jährlichen Umsatz in Höhe von ca. 8 Mio. € generieren. Eine weitere Aufbereitung der Salzsole zu Salz ist jedoch nicht Teil herkömmlicher Meerwasserentsalzungsverfahren. Zudem bedürfte es einer Speicherrungs- und Transportinfrastruktur. Eine wirtschaftliche Nutzung der Salzsole scheint daher unwahrscheinlich.

4 STANDORTOPTIONEN UND -FAKTOREN

Für die Wahl des Standorts eines mit Offshore-Windenergie betriebenen Elektrolyseurs bestehen verschiedene Standortoptionen. Zunächst werden im Folgenden die einzelnen Standortoptionen erläutert und daraufhin die entscheidenden Standortfaktoren analysiert.

4.1 STANDORTOPTIONEN

Offshore-Elektrolyse und Transport via Pipeline oder Schiff

Die Produktion von Wasserstoff mit Strom aus Offshore-Windenergie kann mit Elektrolyseuren auf dem Meer durchgeführt werden. So kann auf den Transport der elektrischen Energie an Land über eine Kabelinfrastruktur verzichtet werden. Die Wasserstoffproduktion mittels Offshore-Elektrolyse kann mit einem dezentralen oder einem zentralen System realisiert werden. Bei ersterem erfolgt die Erzeugung von Wasserstoff jeweils vor Ort auf jeder einzelnen Windenergieanlage. So wird bspw. im *H2Mare* Projekt der Einsatz von mehreren Elektrolyseeinheiten auf einer vergrößerten Arbeitsplattform einer Windenergieanlage geplant. Eine Einheit soll bis zu 5 MW Elektrolyseleistung erbringen können (Müller et al., 2022). Die Offshore-Elektrolyse im zentralen System erfolgt demgegenüber auf einer einzelnen Hauptplattform innerhalb eines Windparks, ähnlich einer Umspannstation.

Der Transport des hergestellten Wasserstoffs kann in beiden Fällen über eine Pipeline oder durch Transportschiffe erfolgen. Transportschiffe, die den Wasserstoff an der Windenergieanlage laden, sind flexibel einsetzbar und können Wasserstoff-Terminals inner- und außerhalb Europas zur Abladung anfahren, sodass der europäische und internationale Austausch gefördert und der Wasserstoff bedarfsgerecht an Abnehmer geliefert werden kann. Aktuell ist weltweit lediglich ein Flüssigwasserstofftanker in Betrieb. Die *Suiso Frontier* kann 1.250 m³ flüssigen Wasserstoff (-253 °C) transportieren (Iakovenko, 2022). Für die in dieser Kurzstudie betrachtete Elektrolyse mit 1 GW Windenergieleistung würden 0,83 Mio. m³ flüssiger Wasserstoff hergestellt werden. Dies entspricht 664 Schiffsbewegungen, die zum Abtransport des erzeugten Wasserstoffs notwendig wären. Alternativ kann Wasserstoff zum Transport an ein Trägermedium gebunden werden. Bei der „Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC)“-Technologie wird Wasserstoff durch Hydrierung und Bindung, an beispielsweise Dibenzyltoluol, in einen flüssigen Aggregatzustand versetzt. LOHC kann ähnlich

wie Diesel in Tankerschiffen oder Tanklastern transportiert werden. Nach dem Transport und einer möglichen Zwischenlagerung wird der Wasserstoff dehydriert. Ein Einsatz von LOHC-Technologie ist im „Northern Green Crane“ Projekt in Lingen geplant. Ab dem Jahr 2026 soll der Wasserstoff in Schweden erzeugt werden, über den See- und Binnenweg in Form von LOHC nach Lingen gebracht und anschließend dehydriert werden, bevor er in der Industrie verbraucht wird (Niedersächsisches Wasserstoffnetzwerk, 2022).

Neben dem Einsatz von Transportschiffen ist der Verbrauch des auf See hergestellten Wasserstoffs durch die Betankung vor Ort von Fracht- oder Arbeitsschiffen (Service Operation Vessel) für den Eigenverbrauch möglich. Mit Betankungen auf See oder dem Abtransport mit Transportschiffen kann der Elektrolyseur unabhängig vom Anschluss an eine Pipeline betrieben werden, jedoch müssen entsprechende Kapazitäten zur Zwischenspeicherung einkalkuliert werden.

Der Transport von Wasserstoff aus der Elektrolyse von Windenergie auf See mit einer Pipeline bietet Vorteile im Hinblick auf die Übertragungskapazität. Für eine Übertragung von beispielsweise 10 GW wird lediglich eine Pipeline (DN 1.100) anstatt fünf 525-kV-HVDC-Seekabelsystemen benötigt (Dambeck & Wendring, 2020).

Durch die explosiven Eigenschaften von Wasserstoff in Verbindung mit Sauerstoff und einer Zündquelle wird der Explosionsschutz für die Wahl des Standortkonzepts eine Rolle spielen. Es muss bedacht werden, dass Wartungsarbeiten und einhergehende Stillstandzeiten durch Schutzmaßnahmen und Teilabschaltungen koordiniert werden müssen. Es ist noch nicht bewertbar, ob diese Abschaltungen auf einer Hauptplattform einen größeren Umfang haben müssen als innerhalb eines dezentralen Systems mit einzelnen Blockabschaltungen. Weiterhin werden die notwendigen Innerparkvernetzungen einen Einfluss haben. Sollte eine Anlage hybrid an das Wasserstoff- und Stromnetz angeschlossen werden, führt das zu einem teilweise doppelten Leitungsmanagement innerhalb des Parknetzes. Es ist möglich, dass die ersten Projekte zur Erzeugung von Wasserstoff mit einem Elektrolyseur auf See sich nicht gänzlich vom bestehenden Stromnetz abkoppeln können und ein nachgelagerter Netzanschluss oder Energiespeicher benötigt wird, bspw. zur (Not-)Versorgung und Kontrolle von Lüftungen, Aggregaten, Sensorik, usw., bis die Technologie sich etabliert.

Onshore-Elektrolyse

An Land kann die Stromproduktion eines Offshore-Windparks zur Elektrolyse mit Frischwasser benutzt werden. Wie in Abschnitt 3.2.1 erläutert, muss für die Elektrolyse demineralisiertes Wasser aus Frisch-, Grund- oder aufbereitetes Brauchwasser sowie Wasser aus Oberflächengewässern genutzt werden. Norddeutschland verfügt über von Natur aus günstige Grundwasserverhältnisse und es gibt bislang insgesamt keine Wasserknappheit in Deutschland, trotzdem kann eine Verminderung der nutzbaren Mengen verzeichnet werden. Außerdem stehen den vorhandenen Kapazitäten auch eine Vielzahl von Nutzungen gegenüber. Elektrolyseure in großem Maßstab haben einen hohen Wasserverbrauch. Die Erhöhung der Elektrolysekapazitäten zur Erreichung der Ziele der nationalen Wasserstoffstrategie kann mit einem Wasserverbrauch von mehreren Kleinstädten gleichgesetzt werden.

Coastal-Elektrolyse

In küstennahen Regionen kann die Stromproduktion eines Offshore-Windparks mit der Nutzung von Meerwasser für die Elektrolyse kombiniert werden. Dem Elektrolyseur würde eine Entsalzungsanlage direkt vorgelagert werden, sodass aus dem Meer entnommenes Wasser an Land genutzt werden könnte, um die Frischwasserkapazitäten an Land nicht zu strapazieren.

4.2 VERMASCHUNGSPOTENZIALE

Es wird prognostiziert, dass Deutschland den zukünftigen Wasserstoffbedarf nicht aus eigener Herstellung decken kann. Um den Import gewährleisten zu können, muss eine Anbindung an Anrainerstaaten durch die Errichtung von entsprechenden Interkonnektoren per Pipeline oder durch die Errichtung entsprechend ausgerüsteten Schiffsterminals geschaffen werden. Es gilt eine möglichst hohe Flexibilität im Hinblick auf den Ausgleich überregionaler Angebot- und Nachfragebedarfe zu erreichen. Eine gesamtheitliche europäische Umsetzung könnte Doppelungen bei Entwicklungs-, Installationskosten und Betriebskosten vermeiden.

Wasserstoffnetz und Gasnetz

Die *European Hydrogen Backbone (EHB) Initiative* entwickelt in Zusammenarbeit mit 31 Energieunternehmen und 28 Ländern ein europäisches Wasserstoffnetz, welches ein notwendiges Investitionsvolumen von etwa 100 – 143 Mrd. € bis zum Jahr 2040 vorsieht. Für Deutschland werden Pipelineverbindungen zu den Niederlanden, in die Nordsee, nach Dänemark und Polen sowie die Ostsee geplant (van Rossum et al., 2022).

Abbildung 6: Karte des European Hydrogen Backbone 2040 (van Rossum et al., 2022)

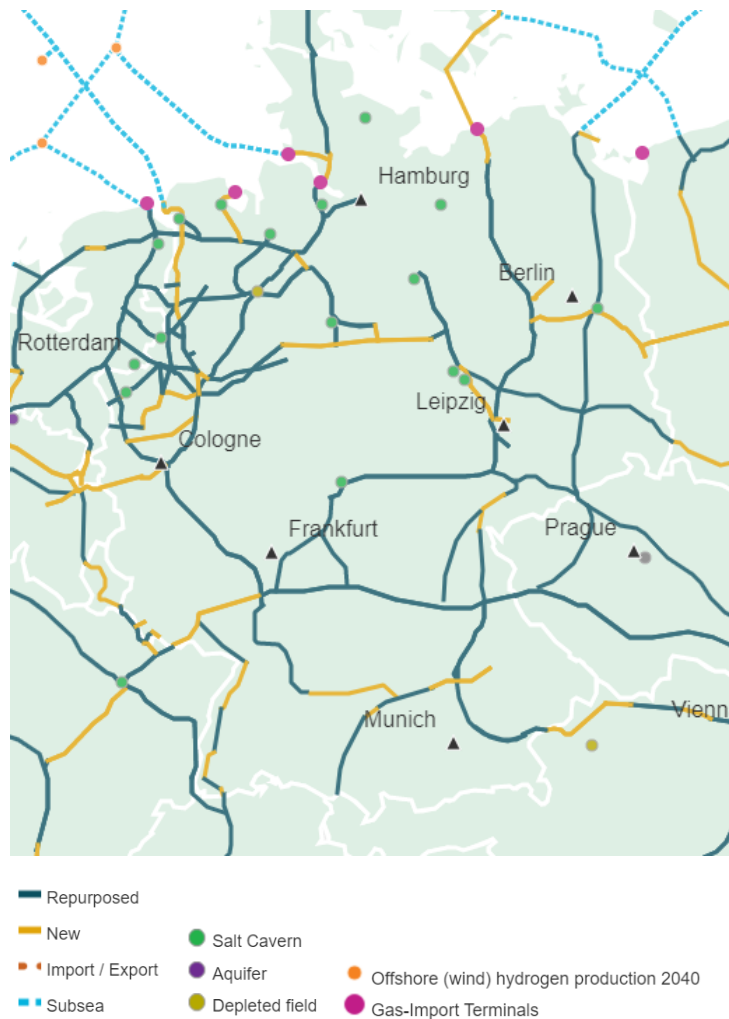
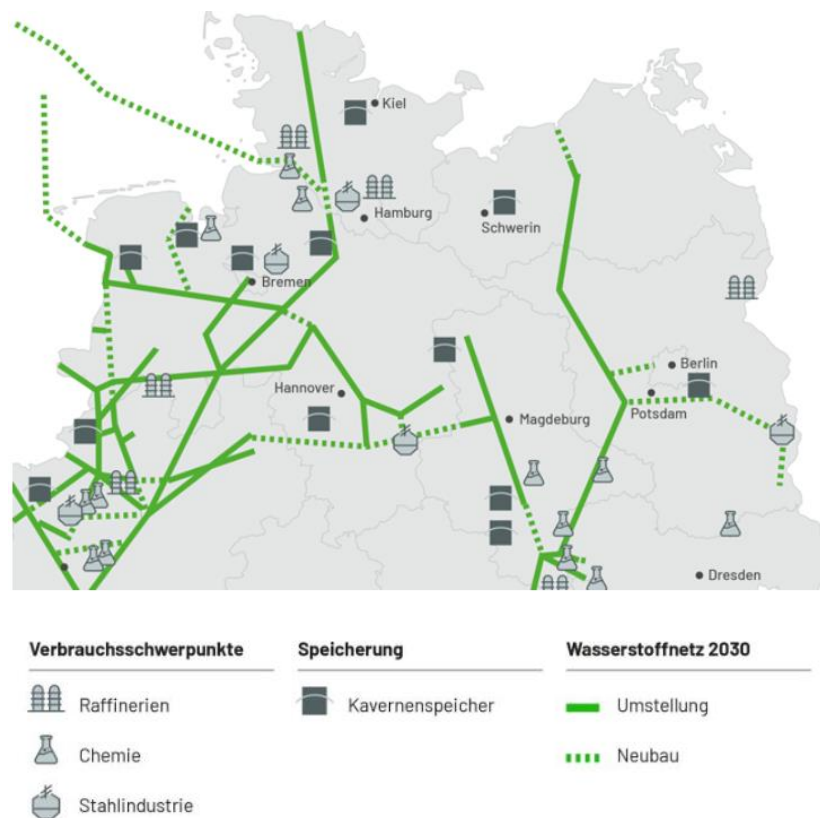


Abbildung 6 zeigt die Karte des *European Hydrogen Backbone im Jahr 2040*. Die Planungen beinhalten neue Wasserstoffleitungen und umfunktionierte Gasleitungen, die Deutschland mit dem europäischen Umland im Jahr 2040 verbinden sollen. Neben den Rohrleitungen an Land sind Offshore-Pipelines geplant, welche deutsche und niederländische Offshore Elektrolyse-Standorte verbinden. Inwieweit vorhandene Offshore-Pipelines umfunktioniert werden sollen, ist in dem Strategiepapier nicht näher erläutert. Weiterhin sind Gas-Import Terminals für die Belieferung mit Wasserstoffschiffen vorgesehen. Das zuletzt fertiggestellte LNG-Terminal in Wilhelmshaven ist bereits entsprechend ausgerüstet, um nach der Nutzung als LNG-Terminal als Wasserstoff-Terminal umfunktioniert werden zu können (Bundesregierung, 2022).

Hohe Vermaschungsgrade, d.h. eine hohe Anzahl an untereinander verbundenen Knotenpunkten, ergeben sich im Nordwesten Deutschlands durch die mögliche Umrüstung des bestehenden Erdgasnetzes und zusätzlicher Erweiterungen des Wasserstoffnetzes. Nach der Aussage von Branchenexperten soll eine

Umrüstung generell möglich sein. Redundante Leitungen des vormals im Nordwesten genutzten „Low calorific gas“ (L-Gas) können somit nach der vorgenommenen Umstellung effizient nachgenutzt werden (Brümmer et al., 2021). Der Nordwesten Deutschlands wird damit ein Ausgangspunkt für die Entstehung des europäischen Wasserstoffnetzes sein. Die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB) sieht für das Jahr 2030 und damit in näherer Zukunft eine starke Konzentration des Wasserstoffnetzes auf den Nordwesten Deutschlands sowie auf den Westen. Dies wird in der folgenden Abbildung 7 veranschaulicht.

Abbildung 7: H2-Netz 2030 (FNB Gas, 2021)



Studien im Auftrag des FNB hatten auf Grundlage von erwartbaren Überschüssen aus allgemeinen Erneuerbaren Energien Regionen im Norden Deutschlands eine hohe Standorteignung für Power-to-Gas-Anlagen zugesprochen, deren Abnehmer sich auf die Sparten Industrie und Verkehr vor allem im Ruhrgebiet konzentrieren würden. Abbildung 7 zeigt außerdem mehrere Abnehmer im Norden Deutschlands, von denen einige im Rahmen der IPCEI-Förderung in Großvorhaben investieren und den Wasserstoffmarkthochlauf unterstützen. Neben der Umfunktionalisierung der Gasnetze ist die Umfunktionalisierung von Gasspeichern zur Einlagerung von Wasserstoff geplant. In Abbildung 7 sind die Gasspeicher Deutschlands abgebildet, die aktuell zur Speicherung von Erdgas genutzt werden. Große

Speicherkapazitäten befinden sich in Niedersachsen an der Küste. Die größten Kavernenspeicher befinden sich in Etzel (Niedersachsen), Epe (Nordrhein-Westfalen) und Jemgum-Nütermoor (Niedersachsen) (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), 2023).

Regionale Energieversorger wie die EWE AG bereiten die Umsetzung des European Hydrogen Backbone aktiv vor und beteiligen sich an Projekten wie dem *Clean Hydrogen Coastline*, welches die Versorgung im Transportsektor und der Industrie von bis zu 400 MW unter Berücksichtigung der Infrastruktur, des Transports und der Lagerung des Wasserstoffs fördert (Tjarks, 2021).

Die Beimischung von Wasserstoff zum bestehenden Gasnetz ist aktuell Gegenstand der Forschung und befindet sich in der Testphase, die eine Verträglichkeitsprüfung beinhaltet (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), 2021). Sollte die Verträglichkeit positiv bewertet und eine zukünftige Beimischung etabliert werden, können Vermaschungspotenziale bei der Anbindung eines Elektrolyseurs innerhalb kurzer Zeit genutzt werden. Unabhängig von der Verträglichkeit muss die Wirtschaftlichkeit einer Beimischung betrachtet werden, da die Gesteungskosten für grünen Wasserstoff auch in näherer Zukunft zu hoch sein werden, um diesen als Beimischung von Gas zu nutzen.

Stromnetz

Der Betrieb eines Elektrolyseurs mit Offshore-Windenergie kann unabhängig von der Standortwahl auf See oder an Land ausschließlich mit der Energie von auf See produzierten Strom oder mit einem zusätzlichen nachgelagerten Netzanschluss gestaltet werden, bei dem der Elektrolyseur Strom zu bestimmten Zeiten aus dem Netz abnimmt, z.B. bei Flaute. Wasserstoff, der ausschließlich mit auf See generiertem Strom produziert wird, kann voraussichtlich eindeutig als grüner Wasserstoff deklariert werden, da ausschließlich erneuerbare Energie zur Produktion eingesetzt wurde (das ist aber abhängig von der finalen Definition für „grünen Wasserstoff“). Elektrolyseure, die mit einem nachgelagerten Netzanschluss betrieben werden und Strom aus dem Stromnetz verwenden, können Vermaschungspotenziale stärker nutzen. In Einspeisezeiten mit viel Wind- und Sonnenenergie, durch die große Energiemengen zu einem günstigen Preis verfügbar sind und am Markt abgenommen werden müssen, produziert der Elektrolyseur wirtschaftlich grünen Wasserstoff, der stofflich genutzt oder gespeichert werden kann. In Zeiten mit hohen Börsenstrompreisen wird der Elektrolyseur abgeschaltet, sodass der auf See produzierte

Strom zu einem wirtschaftlich attraktiven Preis verkauft werden kann. Auf diese Weise könnten netzdienlich positive Eigenschaften des Elektrolyseurs erschlossen werden. Systemdienstleistungen für das Stromnetz z. B. zur Frequenz- oder Spannungshaltung können von Elektrolyseuren allein nicht erbracht werden. Hierfür wäre eine Speicherung des Wasserstoffes und eine spätere Rückverstromung erforderlich.

Für eine Optimierung hinsichtlich der Wasserstoffproduktion, kann durch den Anschluss an das Stromnetz eine möglichst hohe Auslastung des Elektrolyseurs erreicht werden.

Die Wirtschaftlichkeit und die Möglichkeiten zum Betrieb von Elektrolyseuren mit nachgelagertem Netzanschluss werden unabhängig von der Wahl des Standortes maßgeblich von der ausstehenden Definition von „grünem Wasserstoff“ abhängen und davon, ob die Produktion mit dem bestehenden Renewable Energy Certificate System vereinbar ist. Sollte dies nicht der Fall sein und voll ausgelastete Elektrolyseure mit nachgelagertem Netzanschluss von dem System ausgeschlossen sein, ist regulatorisch eine klare Abgrenzung von „grünem“ und „gelben“ Wasserstoff (Wasserstoffproduktion aus einer Mischung erneuerbarer Energien und fossiler Brennstoffe) notwendig, da eine Produktion mit Strom aus Erneuerbaren Energien und fossilen Energieträgern in Kombination noch nicht definiert ist.

4.3 STANDORTFAKTOREN

Auf Grundlage der vorangegangenen Erläuterungen konnten die in Abbildung 8 dargestellten Faktoren, welche für die Wahl eines Standortes zur Betreibung eines Elektrolyseurs von Bedeutung sind, herausgestellt werden.

Abbildung 8: Standortfaktoren für den Betrieb von Elektrolyseuren mit Offshore-Windenergie

Netzanschlüsse

- Wasserstoff
- Strom
- Gas
- Wärme
- Sauerstoff

Abnehmerorientierung

- Wasserstoff-Direktabnehmer
- (Kavernen-)Speicher
- Abwärme-Direktabnehmer

(Frisch-)Wasserverfügbarkeit

Anlagen-Erreichbarkeit (Wartungen/Reparaturen/Rückbau/etc.)

Standortfaktor „Netzanschlüsse“

Ein Standortfaktor ist im Hinblick auf den Transport des Wasserstoffs und die effiziente Nutzung der Prozesskomponenten die Erreichbarkeit und Nähe der entsprechenden Netzanschlüsse. Neben der Einspeisung in ein noch aufzubauendes Wasserstoffnetz oder das bestehende Erdgasnetz kann auch der Einsatz von Schiffen für den Transport oder als Direktabnehmer berücksichtigt werden. Die Wahl eines Standortes auf See erschwert die effiziente Nutzung der Prozesskomponenten, da sie nur schwierig abgeführt werden können.

Besonders in industriestarken Regionen kann die entstehende Abwärme aus Produktionsstätten genutzt werden. Sollten sich in diesen Regionen Fernwärmenetze etablieren bzw. bereits vorhanden sein, kann deren Einbeziehung in die Standortplanung eines Elektrolyseurs sinnvoll sein.

Obgleich ein netzunabhängiger Betrieb eines Elektrolyseurs für aktuelle Projekte für die Herstellung von Wasserstoff aus Windenergie auf See angestrebt wird und eine fehlende Definition von „grünem Wasserstoff“ aktuell die wirtschaftliche Bewertung erschwert, sollte der Einbezug eines nachgelagerten Netzanschlusses bedacht werden. Bei einem Über- oder Unterangebot von Energie aus Erneuerbaren Energien kann ein Elektrolyseur mit nachgelagertem Netzanschluss flexibel zu- oder abgeschaltet werden, sodass eine optimale wirtschaftliche Auslastung der Anlage und eine Erhöhung der Auslastung erreicht werden kann.

Ein großvolumiger Transport von Sauerstoff von Standorten auf See ist bisher kein bekanntes Szenario. Zur Versorgung der Stahlhütten im Ruhrgebiet und anderer Stahlhersteller könnte eine ganzheitliche und nationale Betrachtung berücksichtigt

werden, da bereits Ansätze zur Versorgung in Richtung des Ruhrgebiets durch eine Sauerstoff-Pipeline mit Ausgangspunkt Antwerpen existieren (VRT Nachrichten, 2021).

Standortfaktor „Abnehmerorientierung“

Die Nähe zu Direktabnehmern stellt sich innerhalb dieser Untersuchung als förderlich dar. Wie alle Energieträger wird Wasserstoff nicht stetig, sondern diskontinuierlich verbraucht werden. Zum Ausgleich der Hoch- und Tiefphasen ist eine Zwischenspeicherung notwendig. Speicherung in Kavernen oder anderen Gasspeicheranlagen zur Sicherstellung der Abnahme kann für die Wahl eines entsprechenden Standortes sprechen.

Im Hinblick auf eine Sektorenkopplung könnten Standorte der Chemie- und Stahlindustrie günstig sein. Als direkte Abnehmer des produzierten Wasserstoffs können die Transportwege reduziert werden, indem der Elektrolyseur in unmittelbarer Nähe errichtet wird.

Im Rahmen einer ganzheitlichen Betrachtung und vollumfänglich Nutzung der Nebenprodukte ist die Orientierung zu Direktabnehmern der Abwärme sinnvoll. Dies können Kommunen mit Wärmenetzen, geeigneten Industrieanlagen oder bspw. Erdbeckenspeicher sein. Die Nutzung der Abwärme zur Demineralisierung von Meerwasser kann dabei auch ein Kriterium zur Standortwahl auf See sein.

Standortfaktor „(Frisch-)Wasserverfügbarkeit“

Der Aufbau einer umfangreichen Versorgung Deutschlands mit grünem Wasserstoff wird große Mengen Wasser erfordern. Die vorangegangenen Erläuterungen haben gezeigt, dass diese mit zusätzlichem Energieaufwand aus Meerwasser generiert werden können oder im Norden Deutschlands in Form von Grund- und Oberflächenwassern natürlicherweise potenziell in ergiebiger Menge vorhanden sind. Konkurrierende Nutzungen sind hierbei nicht berücksichtigt. In beiden Fällen wird Norddeutschland das höchste Standortpotential aufweisen.

Durch die zuletzt wärmeren Sommer und im Rahmen einer ganzheitlichen Betrachtung zur Ressourcenschonung bietet ein Standort mit dem Einsatz von Meerwasser Vorteile, wobei die Rückleitung der entstehenden Sole im Hinblick auf eine Unbedenklichkeit noch nicht abschließend untersucht ist und von Branchenexperten unterschiedliche Aussagen im Hinblick zur Belastung der Umwelt getroffen wurden.

Standortfaktor „Anlagenreichbarkeit“

Als letzter Faktor wird die Anlagenreichbarkeit identifiziert. Elektrolyseure mit einer Leistung von 500 MW oder mehr sind noch nicht „state-of-the-art“ und zählen als technologisch innovative Anlage, obgleich kleinere Elektrolyseure bereits existieren. Im Rahmen dieser Untersuchung gab es unterschiedliche

Aussagen zu Wartungsintervallen und der Anfälligkeit von Anlagen. Es könnten einerseits engmaschige Kontrolle bei der Einführung von Elektrolyseuren dieser Größe notwendig oder aber auch wenige Intervalle ausreichend sein. Dieser Faktor wäre bei der Erreichbarkeit der Elektrolyseure auf See zu berücksichtigen.

Weiterhin hat die Erreichbarkeit unter dem Gesichtspunkt der end-of-life-Betrachtung Einfluss auf die Standortwahl. Offshore-Anlagen müssen nach dem Ende ihrer Betriebsphase aufgrund der regulatorischen Rahmenbedingungen zurückgebaut werden. Für Industrieanlagen an Land ist keine entsprechende Verordnung bekannt. Allerdings werden auch diese am Ende der Betriebsdauer sicher rückgebaut werden. Für den Rückbau ist die Erreichbarkeit in jedem Fall zu berücksichtigen.

5 ZUSAMMENFASSUNG

Grüner Wasserstoff wird zukünftig einen Beitrag zur Dekarbonisierung jener Bereiche beitragen, deren Emissionen anderweitig schwer zu vermeiden sind. Die Europäische Union und auch die Bundesregierung haben sich hierzu ambitionierte Ziele gesetzt, für welche die Herstellung von grünem Wasserstoff mit Offshore-Windenergie einen Beitrag leisten wird.

Die PEM-Elektrolyse kann durch ihre hohe Verträglichkeit von Lastwechseln als besonders geeignetes Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff mittels Windenergie angesehen werden. Unter der Voraussetzung der Verfügbarkeit der entsprechenden Wärme für den Prozess und des kontinuierlichen Betriebs kann die Hochtemperatur-Elektrolyse an Land jedoch höhere Wirkungsgrade erzielen.

Der Norden Deutschlands verfügt über große Grundwasservorkommen und es besteht die Möglichkeit Meerwasser zu entsalzen und nutzbar für die Elektrolyse zu machen. Hierdurch bieten sich küstennahe Standorte für die Elektrolyse an Land an (Coastal-Elektrolyse). Sauerstoff als Prozesskomponente, welche in größeren Mengen als Nebenprodukt produziert wird, könnte zur Unterstützung der Dekarbonisierung der Industrie beispielsweise zur Nutzung in Oxyfuel-Verfahren eingesetzt werden. Die bei der Elektrolyse entstehende Wärme könnte zur Entsalzung von Meerwasser oder an Land zur Nutzung als Fernwärme eingesetzt werden. Die Einspeisung in ein Fernwärmenetz und die wirtschaftliche Nutzung muss im Einzelfall geprüft werden.

Es wurden drei Standortkonzepte für die Elektrolyse mit Offshore-Windenergie betrachtet. Der Elektrolyseur kann auf See, mit einer Anbindung per Pipeline oder Schiff, an Land oder in Küstennähe platziert werden. Hohe Vermaschungspotenziale für ein Wasserstoffnetz ergeben sich im Nordwesten Deutschlands durch eine mögliche Umrüstung des bestehenden Erdgasnetzes. Der Anschluss eines Elektrolyseurs an das vorhandene Stromnetz kann positive Effekte auf die Auslastung des Elektrolyseurs und die Stabilität des Stromnetzes haben.

Die Ableitung der relevanten Standortfaktoren hat ergeben, dass die Erreichbarkeit und Nähe an mögliche Transportnetze als einflussreicher Faktor anzusehen sind. Nicht nur, um den hergestellten Wasserstoff effizient zu verteilen, sondern auch um möglichst viele Nebenprodukte effektiv nutzbar zu machen.

LITERATURVERZEICHNIS

- Agentur für Erneuerbare Energien e.V. (o. J.). *Wärmenetze*. Abgerufen 23. Dezember 2022, von <https://www.waermewende.de/waermewende/kommunale-waermewende/waermenetze/>
- Air Liquide. (2021). *Oxy-Fuel-Verbrennung—Grundlagen und Anwendungsbeispiele*. https://de.airliquide.com/statics/2021-05/oxy-fuel-verbrennung_-_grundlagen_und_anwendungsbeispiele.pdf?VersionId=rMlKoF8s79QuVgwRUX6iONTR8laHJRKk
- Borrmann, R., Kruse, D., & Wallasch, A.-K. (2021). *Erzeugung von Wasserstoff durch Windenergie auf See*. https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/210922_Wasserstoffpotentialanalyse_Gesamtbericht.pdf
- Brümmer, T., Heim, A., Moser, & Wimmer, L. (2021). *Quo Vadis, Elektrolyse?* https://www.element-eins.eu/_Resources/Persistent/ca8686dd02b383a73ff56cd160bdbb139dc846ed/Quo-Vadis-Elektrolyse_DIN-A4_quer_V8_download.pdf
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR). (o. J.). *Die Grundwasservorkommen von Deutschland*. Abgerufen 23. Dezember 2022, von https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Wasser/grundwasser_deutschland.html
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). (2021). *IPCEI Wasserstoff: Gemeinsam einen Europäischen Wasserstoffmarkt schaffen*. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/ipcei-wasserstoff.html>
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). (2022). *Fortschrittsbericht zur Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie*.
- Bundesregierung. (2022, Dezember 17). *Erster Anleger für LNG fertiggestellt*. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/erstes-lng-terminal-2143122>

- Dambeck, H., & Wendring, P. (2020). *Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Wasserstoffherzeugung aus Offshore-Windstrom*.
- Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW). (2021, Oktober 28). *Erstmals 20 Prozent Wasserstoff im deutschen Gasnetz*. <https://www.dvgw.de/der-dvgw/aktuelles/presse/presseinformationen/dvgw-presseinformation-vom-28102021-start-h2-beimischung-in-gasnetze>
- Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW). (2023). *Füllstände der Gas-speicher für Deutsch-land mit Reichwei-ten-prognose*. <https://www.dvgw.de/themen/sicherheit/versorgungssicherheit-gas/fuellsta-ende-der-gasspeicher-fuer-deutschland-mit-reichweitenprognose#/2023-01-22>
- energate messenger. (2022, Dezember 23). *Hydex—Wasserstoff-Index—Euro/kg*. <https://www.energate-messenger.de/markt/gas-oel-und-wasserstoff/preis-gruppe/211750/hydex-wasserstoff-index-euro-kg>
- Europäische Kommission. (2022). *COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) .../... Supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin*. [https://eur-lex.europa.eu/legal-con-tent/EN/TXT/?uri=PI_COM:Ares\(2022\)3836651](https://eur-lex.europa.eu/legal-con-tent/EN/TXT/?uri=PI_COM:Ares(2022)3836651)
- European Commission. (2020). *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301>
- Gasprofi Magazin. (2022, August 17). *Sauerstoff: Verwendungszwecke & Sicherheitshinweise*. <https://magazin.gasprofi.de/sauerstoff/>
- Groll, S. (2021). *Energie für die klimaneutrale Zukunft-15 Fakten über Wasserstoff*. https://www.boell.de/sites/default/files/2022-01/Boell_Fakten-Wasserstoff_V01_kommentierbar.pdf

- Gül, T., Turk, D., Bennett, S., & Remme, U. (2019). *The Future of Hydrogen—Seizing today's opportunities*. <https://www.oecd.org/fr/publications/the-future-of-hydrogen-1e0514c4-en.htm>
- Hornig, P., & Kalis, M. (2020). *Wasserstoff—Farbenlehre; Rechtswissenschaftliche und rechtspolitische Kurzstudie*. https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/01/IKEM_Kurzstudie_Wasserstoff_Farbenlehre.pdf
- Iakovenko, V. (2022, Oktober 4). Toward a new era of hydrogen energy: Suiso Frontier built by Japan's Kawasaki Heavy Industries. *Hydrogen Council*. <https://hydrogen-council.com/de/toward-a-new-era-of-hydrogen-energy-suiso-frontier-built-by-japans-kawasaki-heavy-industries/>
- Müller, M., Litty, K., & Gehritz, H. (2022). *Grüne Wasserstoffproduktion auf Hoher See: H2Mare*. https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/EFB4E949E6D04A74E0537E695E8620DB/live/document/H2Mare_2_2022_de_interaktiv.pdf
- Niedersächsisches Wasserstoffnetzwerk. (2022, Oktober 11). *Northern Green Crane*. [www.wasserstoff-niedersachsen.de](https://www.wasserstoff-niedersachsen.de/northern-green-crane/). <https://www.wasserstoff-niedersachsen.de/northern-green-crane/>
- Ramboll. (2022). *Deutschlands erster Erdbeckenspeicher nach dänischem Vorbild*. <https://de.ramboll.com/projects/germany/meldorf>
- Rosenkranz, A. (2022, Mai 4). *Typische Fernwärme-Kosten im Überblick*. <https://www.heizung.de/finanzielles/wissen/typische-fernwaerme-kosten-im-ueberblick.html>
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (Hrsg.). (2021). *Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse*. Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU).
- Sieberg, C., & Cesarano, C. D. (2022). *Die Zukunft der Regulierung von Wasserstoffnetzen*. 153–212.

- Tjarks, Dr. G. (2021). *Start of a European Hydrogen Economy in North Germany*.
- Umweltbundesamt. (2022, November 7). *Bedeutung und Gefährdung des Grundwassers*. Umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/grundwasser>
- van Rossum, R., Jens, J., La Guardia, G., Wang, A., Kühnen, L., & Overgaag, M. (2022). *European Hydrogen Backbone—A european hydrogen infrastructure vision covering 28 countries*. <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>
- VRT Nachrichten. (2021, März 3). *Unterirdische Pipeline zwischen Antwerpens Hafen und dem Ruhrgebiet—Müssen Häuser weichen?* [vrtnws.be. https://www.vrt.be/vrtnws/de/2021/03/03/unterirdische-pipeline-zwischen-antwerpens-hafen-und-dem-ruhrgeb/](https://www.vrt.be/vrtnws/de/2021/03/03/unterirdische-pipeline-zwischen-antwerpens-hafen-und-dem-ruhrgeb/)
- Wirtschafts- und Verkehrsministerien der norddeutschen Küstenländer. (2019, November 7). *Norddeutsche Wasserstoffstrategie*. <https://norddeutschewasserstoffstrategie.de/wp-content/uploads/2020/11/norddt-H2-Strategie-final.pdf>
- Wunsch, A., Liesch, T., & Broda, S. (2022). Deep learning shows declining groundwater levels in Germany until 2100 due to climate change. *Nature Communications*, 13(1), Art. 1. <https://doi.org/10.1038/s41467-022-28770-2>
- Xie, H., Zhao, Z., & Liu, T. (2022). A membrane-based seawater electrolyser for hydrogen generation. *Nature*, 612. <https://doi.org/10.1038/s41586-022-05379-5>
- Zinke, O. (2022, April 30). *Wasserpreise steigen kräftig: Wo die Bauern am meisten zahlen müssen*. [agrارheute. https://www.agrarheute.com/markt/marktfruechte/wasserpreise-steigen-bauern-verbraucher-dummen-593146](https://www.agrarheute.com/markt/marktfruechte/wasserpreise-steigen-bauern-verbraucher-dummen-593146)