

ERZEUGUNG VON  
GRÜNEM WASSERSTOFF DURCH  
WINDENERGIE AUF SEE –  
POTENTIAL UND BEDARF  
IN DEUTSCHLAND



# ERZEUGUNG VON WASSERSTOFF DURCH WIND- ENERGIE AUF SEE – POTENTIAL UND BEDARF IN DEUTSCHLAND

---

Kurztitel: Erzeugung von Wasserstoff durch Windenergie auf See

Bearbeitung: **DEUTSCHE  
WINDGUARD**  
Rasmus Borrman,  
Dr. Dennis Kruse,  
Anna-Kathrin Wallasch

Projektnummer: VW20227  
Berichtsnummer: SP21006A0

Auftraggeber:



Stiftung Offshore-Windenergie  
Oldenburger Str. 65  
26316 Varel



Gefördert mit Mitteln des Niedersächsischen  
Ministeriums für Umwelt, Energie, Bauen und  
Klimaschutz

Varel, 22. September 2021

**DEUTSCHE**  
**WINDGUARD**

Deutsche WindGuard GmbH  
Oldenburger Straße 65  
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 55 Seiten inklusive Deckblatt.

# INHALTSVERZEICHNIS

---

KURZFASSUNG.....	V
ABBILDUNGSVERZEICHNIS.....	IX
TABELLENVERZEICHNIS .....	IX
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS .....	X
GLOSSAR .....	XI
<b>1 HINTERGRUND UND ZIELSETZUNG .....</b>	<b>1</b>
<b>2 WASSERSTOFFSTRATEGIEN UND WASSERSTOFFBEDARF .....</b>	<b>2</b>
2.1 WASSERSTOFFSTRATEGIEN .....	2
2.1.1 Die Europäische Wasserstoffstrategie.....	2
2.1.2 Die Nationale Wasserstoffstrategie .....	4
2.1.3 Die Norddeutsche Wasserstoffstrategie.....	5
2.2 WASSERSTOFFBEDARF .....	6
<b>3 TECHNOLOGIE.....</b>	<b>9</b>
3.1 WINDENERGIETECHNIK.....	11
3.2 ELEKTROLYSEVERFAHREN.....	13
3.3 ANBINDUNGSOPTIONEN.....	16
3.3.1 Elektrische Anbindung .....	17
3.3.2 Pipeline-Anbindung .....	18
3.3.3 Kombinierte Anbindung.....	20
<b>4 POTENTIAL ZUR ERZEUGUNG VON WASSERSTOFF DURCH OFFSHORE- WINDENERGIE .....</b>	<b>21</b>
4.1 FLÄCHENVERFÜGBARKEIT .....	23
4.2 NENNLEISTUNGSPOTENTIAL.....	26
4.3 WASSERSTOFFERZEUGUNGSPOTENTIAL.....	31
4.3.1 Einflussfaktoren auf Windpark-Seite .....	32
4.3.2 Einflussfaktoren auf Elektrolyse-Seite .....	33
4.3.3 Ergebnisse der Potentialabschätzung .....	36
<b>5 FAZIT.....</b>	<b>39</b>
QUELLEN.....	41

## KURZFASSUNG

---

Um die europäischen und nationalen Klimaschutzziele zu erreichen, ist die Umstellung des Energiesystems in Deutschland auf erneuerbare Energien erforderlich. In einem auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem wird Wasserstoff ein bedeutender Energieträger sein, der eine Dekarbonisierung auch dort ermöglicht, wo eine direkte Stromnutzung nicht möglich ist.

Der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft gewinnt daher zunehmend an Bedeutung. Auf unterschiedlichen politischen Ebenen werden Ziele für den Ausbau erneuerbarer Wasserstofferzeugung definiert. Diese Ziele werden den Bedarf an Strom aus erneuerbaren Energien deutlich erhöhen. Vor allem die Offshore-Windenergie gilt als vielversprechend für die Erzeugung von grünem Wasserstoff, da sie eine vergleichsweise stetige Stromerzeugung gewährleistet.

Kernziel der vorliegenden Arbeit ist es, den möglichen Beitrag der Offshore-Windenergie in Deutschland zur Erzeugung von grünem Wasserstoff und zur Erreichung der Ziele der nationalen Wasserstoffstrategie zu analysieren.

Studien schätzen jährlichen deutschen Wasserstoffbedarf auf 170 – 450 TWh.

Auf Basis einer Auswertung unterschiedlicher Studien wird zunächst der erwartete zukünftige Wasserstoffbedarf dargestellt. Für Deutschland liegt der für das Zieljahr 2050 erwartete Bedarf in einer Größenordnung von 170 – 450 TWh pro Jahr, für Europa wird ein Bedarf von jährlich 800 – 2.200 TWh prognostiziert. Auch wenn es zum genauen Umfang des zukünftigen Wasserstoffbedarfs unterschiedliche Einschätzungen gibt, kann davon ausgegangen werden, dass Deutschland in Zukunft nur einen Teil seines Wasserstoffbedarfs selbst decken können wird.

Die Studie stellt erste Pilotprojekte zur Kopplung von Windenergie mit Elektrolyse vor. Noch in diesem Jahrzehnt werden erste Projekte zur Offshore-Wasserstofferzeugung in Betrieb gehen. Offshore erzeugter Wasserstoff kann über Pipelines an das Festland angebunden werden. Dies ermöglicht die Anbindung großer Windparkleistungen über eine einzige Leitung. Bei einer entsprechenden Auslegung kann eine solche Leitung zusätzlich auch für den Wasserstoffimport genutzt werden.

Das Potential zur Erzeugung von Wasserstoff durch Offshore-Windenergie kann auf Basis einer Analyse der

Das ermittelte Offshore-Windenergiepotential liegt zwischen rund 37 und 61 GW.

Flächenverfügbarkeit in Verbindung mit dem vorhandenen Nennleistungspotential für die Windenergie auf See abgeleitet werden.

Die Analyse des Potentials für Offshore-Windenergie erfolgt auf Basis des aktuellen Raumordnungsplans (ROP), der am 1. September 2021 in Kraft getreten ist. Hierin werden umfangreiche Flächen für die (potentielle) Windenergienutzung auf See vorgesehen. Das im Rahmen der Studie entwickelte Szenario *ROP Basis* bezieht alle Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für die Windenergie ein. Hier lassen sich bei einer Leistungsdichte von  $8 \text{ MW/km}^2$  (entsprechend den Annahmen im aktuellen Flächenentwicklungsplan - FEP) Windenergieanlagen mit einer Gesamtnennleistung von rund 49 GW realisieren. Bei geringeren Leistungsdichten von 7 oder  $6 \text{ MW/km}^2$  verringert sich das Potenzial auf etwa 43 bzw. 37 GW.

Das Szenario *ROP Plus* bezieht zusätzlich Flächen ein, die laut Raumordnungsplan den Status eines bedingten Vorrang- bzw. Vorbehaltsgebiets haben, sowie Teile einer bisherigen Schifffahrtsroute, die unter Umständen nach 2035 für die Windenergienutzung zur Verfügung stehen könnte. In diesem Fall könnte bei einer vergleichsweise hohen Leistungsdichte von  $8 \text{ MW/km}^2$  innerhalb der deutschen AWZ eine Kapazität von bis zu rund 61 GW an Offshore-Windenergieanlagen realisiert werden (bzw. 53 GW bei  $7 \text{ MW/km}^2$  und 46 GW bei  $6 \text{ MW/km}^2$ ).

Hinzu kommen Windparks innerhalb des Küstenmeers mit maximal 2 GW, die im Rahmen dieser Analyse aufgrund des vergleichsweise geringen Potentials nicht näher untersucht wurden. Das zusätzliche Potential für die Windenergienutzung von 4 – 6 GW im Gebiet der Doggerbank, welches im Raumordnungsplan genannt ist, wurde ebenfalls nicht berücksichtigt, da der Einklang einer möglichen Windenergienutzung mit den Zielen des Naturschutzes erst noch untersucht werden soll.

Auf Basis der unterschiedlichen Szenarien kann dargestellt werden, dass die Volllaststunden als Maß für den Energieertrag der Offshore-Windenergieanlagen mit zunehmender Leistungsdichte der Windparkflächen und zunehmendem Ausbau bedingt durch stärkere Abschattungseffekte abnehmen. Eine Rolle spielt zudem die Elektrolysenennleistung, die entweder ähnlich zur Windparknennleistung oder geringer ausgelegt werden kann. Elektrolyseure, die im Verhältnis zur Windparkleistung mit einer geringeren Nennleistung ausgelegt werden, erreichen höhere Volllaststunden und somit eine bessere Auslastung der Elektrolyseure (in den Szenarien wurde von einem

Wasserstofferzeugungspotential von rund 580.000 t/a im Szenario *ROP Basis*.

Elektrolyseur mit 95 bzw. 80 % der Windparkkapazität ausgegangen). Somit ergibt sich in den Szenarien eine gewisse Spannweite bezüglich des errechneten Wasserstofftrags, der pro Quadratkilometer Fläche produziert werden kann. Dieser liegt in den untersuchten Szenarien zwischen 390 und 550 Tonnen je Quadratkilometer und Jahr.

Unter der Annahme, dass das abgeschätzte Gesamtnennleistungspotential zunächst für die Realisierung der Ausbauziele im Bereich der Stromerzeugung (40 GW) genutzt wird und sämtliche darüberhinausgehende Kapazität für die Wasserstoffherzeugung genutzt werden kann, lässt sich das mögliche Wasserstofferzeugungspotential errechnen. Hierbei wurden unterschiedliche Szenarien hinsichtlich der angenommenen Leistungsdichte auf der Fläche (6, 7 und 8 MW/km<sup>2</sup>) sowie der Elektrolyseauslegung (Elektrolyseur mit 80 und 95 % der Windparkkapazität) berechnet. Im FEP wird bisher eine Leistungsdichte von 8 MW/km<sup>2</sup> verwendet, eine im Vergleich zur Windparknennleistung leicht unterdimensionierte Elektrolyseauslegung wird aufgrund der höheren Volllaststunden als wahrscheinlich angesehen (hier 80 %).

Im Szenario *ROP Basis* mit einem Gesamtpotential der Offshore-Windparks von bis zu 49 GW lassen sich je nach Auslegung neben der Realisierung des Ausbauziels von 40 GW zur Stromerzeugung Elektrolyseleistungen bis zu 8,6 GW realisieren. Wird eine Elektrolysenennleistung von 80 % der Windparkleistung und einer Leistungsdichte von 8 MW/km<sup>2</sup> angenommen, ergibt sich eine Elektrolyseleistung von 7,3 GW. Hiermit kann ein Wasserstofftrag von 579.000 Tonnen pro Jahr erwirtschaftet werden.

Im Szenario *ROP Plus* Wasserstofferzeugung von rund 1,2 Mio. t/a möglich.

Im Szenario *ROP Plus* mit einem Gesamtpotential der Offshore-Windparks bis zu 61 GW wäre innerhalb der deutschen AWZ neben dem Ausbauziel von 40 GW für die Stromerzeugung je nach Auslegung eine Elektrolyseleistung von 4,4 – 19,7 GW möglich. Unter der Annahme, dass die Elektrolysenennleistung 80 % der Windparknennleistung beträgt, kann bei einer Leistungsdichte von 8 MW/km<sup>2</sup> mit einer Elektrolyseleistung von 16,6 GW ein jährlicher Wasserstofftrag von rund 1,24 Mio. Tonnen erreicht werden.

In der nationalen Wasserstoffstrategie ist für das Jahr 2030 ein Ausbauziel für Wasserstoffherzeugungsanlagen von bis zu 5 GW Gesamtleistung samt der dafür erforderlichen Offshore- und Onshore-Stromerzeugung vorgesehen. So soll eine jährliche Wasserstoffproduktion von bis zu 14 TWh erreicht werden. Bis

zum Jahr 2035, spätestens aber 2040, soll die Gesamtleistung auf bis zu 10 GW erhöht werden. Bei gleicher Auslastung ist hiermit eine Wasserstoffproduktion von bis zu 28 TWh zu erwarten. Abbildung A stellt das ermittelte Wasserstofferzeugungspotential für Offshore-Windenergie den Zielen der nationalen Wasserstoffstrategie gegenüber. Es wird deutlich, dass die Offshore-Windenergie das Potential bietet, einen deutlichen Beitrag zur Erreichung der Ziele der nationalen Wasserstoffstrategie zu leisten. So entspricht der erwartete Wasserstofftrag im Szenario *ROP Plus* bei einer mittleren Leistungsdichte von 7 MW/km<sup>2</sup> etwa dem Wasserstoffproduktionsziel für 2035.

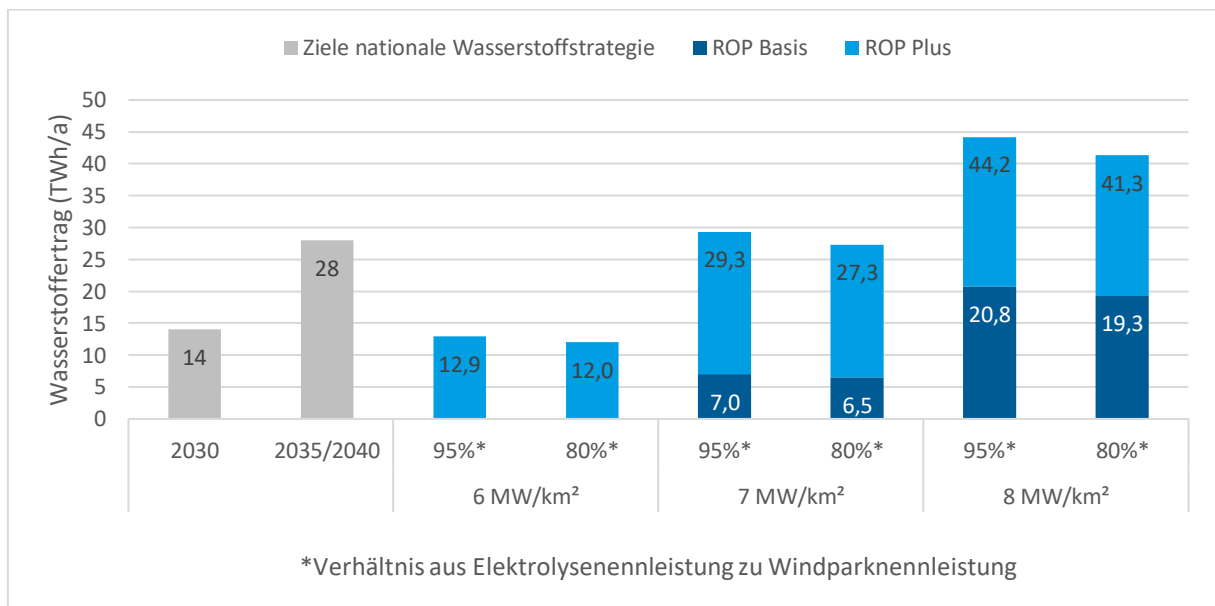


Abbildung A:  
Wasserstofferzeugungspotential im Vergleich zu den Zielen der nationalen Wasserstoffstrategie



## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Prognostizierter Wasserstoffbedarf der EU (eigene Darstellung nach FCH-JU 2019 [12]).....	8
Abbildung 2: Prognostizierter Wasserstoffbedarf in Deutschland 2050 .....	9
Abbildung 3: Vorgehen zur Bestimmung des Wasserstofferzeugungspotentials.....	22
Abbildung 4: Mögliche Windenergiegebiete in der AWZ der Nordsee .....	25
Abbildung 5: Flächenkorrektur zur Leistungsermittlung .....	28
Abbildung 6: Einflussfaktoren auf die Wasserstoffpotentialabschätzung.....	31
Abbildung 7: Leistungskennlinien (unter Berücksichtigung von Abschattungseffekten).....	34
Abbildung 8: Leistungsdauerlinien (unter Berücksichtigung von Abschattungseffekten).....	35
Abbildung 9: Erwarteter Wasserstoffertrag je Fläche für unterschiedliche Leistungsdichten und Flächenverfügbarkeiten .....	36
Abbildung 10: Erwarteter Wasserstoffertrag für unterschiedliche Leistungsdichten und Flächenverfügbarkeiten unter Berücksichtigung des 40 GW-Ziels.....	38
Abbildung 11: Wasserstofferzeugungspotential im Vergleich zu den Zielen der nationalen Wasserstoffstrategie .....	39

## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Flächenverfügbarkeit in der AWZ (nach [42]) .....	26
Tabelle 2: Flächenverfügbarkeit für Windenergie auf See in der AWZ.....	30
Tabelle 3: Elektrolyse-Volllaststunden und Wasserstoffertrag je Fläche für unterschiedliche Leistungsdichten und Flächenverfügbarkeiten .....	36
Tabelle 4: Wasserstofferzeugungspotential unter Berücksichtigung des 40 GW-Ziels.....	37

## ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

---

a	annus (Jahr)
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
EE	Erneuerbare Energien
FEP	Flächenentwicklungsplan
GW	Gigawatt
h	hour (Stunde)
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
kg	Kilogramm
km <sup>2</sup>	Quadratkilometer
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
Mt	Megatonne, entspricht 1 Million Tonnen
MW	Megawatt
ONAS	Offshore-Netzanbindungssystem
OWP	Offshore-Windpark
PEM	Proton Exchange Membrane
PtX	Power-to-X
ROP	Raumordnungsplan
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen
t	Tonne
TWh	Terawattstunde
VLS	Volllaststunden
W	Watt
WindSeeG	Windenergie-auf-See-Gesetz

## GLOSSAR

---

**Grüner Wasserstoff:** Als grüner Wasserstoff wird Wasserstoff bezeichnet, der mittels Elektrolyse unter Verwendung von erneuerbarem Strom hergestellt wurde. Im Gegensatz zu Wasserstoff aus anderen Herstellungsverfahren wie grauer Wasserstoff oder blauer Wasserstoff kann grüner Wasserstoff als emissionsfrei angesehen werden.

**Leistungsdichte:** Als Leistungsdichte (auch Nennleistungsdichte) wird das Verhältnis aus installierter Nennleistung zur Windparkfläche bezeichnet. Es muss zwischen der nominellen und der korrigierten Leistungsdichte unterschieden werden. Falls nicht anders erwähnt, ist die korrigierte Leistungsdichte gemeint. Die Leistungsdichte wird in Megawatt pro Quadratkilometer ( $\text{MW}/\text{km}^2$ ) angegeben.

**Spezifische Nennleistung:** Bezeichnet das Verhältnis aus der installierten Nennleistung einer Windenergieanlage zu ihrer überstrichenen Rotorfläche. Die spezifische Nennleistung wird in Watt pro Quadratmeter ( $\text{W}/\text{m}^2$ ) angegeben.

**Volllaststunden:** Als Volllaststunden wird die Dauer bezeichnet, die eine Anlage bei Volllast betrieben werden müsste, um dieselbe Energiemenge zu erreichen, wie diese über den gesamten Bezugszeitraum mit schwankender Leistung erreicht hat. Volllaststunden werden in der Regel in Stunden pro Jahr ( $\text{h}/\text{a}$ ) angegeben.

**Wasserstoff-Heizwert:** Der Heizwert (früher: unterer Heizwert, englisch: lower heating value) bezeichnet die bei einer Verbrennung nutzbare thermische Energie ohne die Kondensationsenthalpie des Wasserdampfs. Für den Brennwert wird die Kondensationsenthalpie berücksichtigt, der Brennwert eines Stoffs ist daher stets größer als sein Heizwert. In dieser Arbeit beziehen sich Energieangaben für Wasserstoff auf den Heizwert. Der Heizwert von Wasserstoff beträgt  $33,33 \text{ kWh}/\text{kg}$ .

# 1 HINTERGRUND UND ZIELSETZUNG

---

Um Klimaneutralität im Sinne des Übereinkommens von Paris zu erreichen, ist die Umstellung des Energiesystems auf Erneuerbare Energien erforderlich. In einem Energiesystem, das vollständig auf erneuerbaren Energien, im Wesentlichen Wind- und Solarenergie, beruht, gilt Wasserstoff als wichtiger Energieträger, der eine Dekarbonisierung auch dort ermöglicht, wo eine direkte Stromnutzung nicht möglich ist.

Der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft gewinnt daher zunehmend an Bedeutung. Auf unterschiedlichen politischen Ebenen werden Ziele für den Ausbau erneuerbarer Wasserstoffherzeugung definiert. Zu nennen sind hier insbesondere die europäische und die nationale Wasserstoffstrategie sowie die norddeutsche Wasserstoffstrategie. Die darin gesetzten Ziele werden den Bedarf an erneuerbarer Energie deutlich erhöhen. Vor allem die Offshore-Windenergie gilt als vielversprechend für die Erzeugung von grünem Wasserstoff, da sie hohe Volllaststunden erreicht und eine Offshore-Wasserstoffherzeugung mit Pipeline-Anbindung neue Möglichkeiten für den Energietransport bietet.

Ziel dieser Arbeit ist es, den möglichen Beitrag der Offshore-Windenergie in Deutschland zur Erzeugung von grünem Wasserstoff und zur Erreichung der Ziele der nationalen Wasserstoffstrategie zu analysieren.

Hierfür werden zunächst politische Ziele für den Aufbau einer erneuerbaren Wasserstoffherzeugung zusammengefasst und Einschätzungen zum zukünftigen Wasserstoffbedarf in Deutschland und Europa wiedergegeben (Kapitel 2). Anschließend werden verschiedene technologische Aspekte betrachtet, die sich für den speziellen Fall der Wasserstoffherzeugung durch Offshore-Windenergie ergeben. Dazu zählen die Weiterentwicklung der Windenergie-technik, die Elektrolysetechnik sowie Anbindungsoptionen für Offshore-Windparks zur Wasserstoffherzeugung (Kapitel 3). Es folgt die Ermittlung des Potentials zur Wasserstoffherzeugung durch Offshore-Windenergie in Deutschland (Kapitel 4). Hierfür wird zunächst ausgehend von der maritimen Raumplanung die Flächenverfügbarkeit für Offshore-Windenergie dargestellt. Auf dieser Grundlage wird das Nennleistungspotential für die deutsche AWZ bestimmt. Unter Berücksichtigung der Ausbauziele für die Offshore-Windenergie, die sich Deutschland im Hinblick auf die Stromerzeugung

gesetzt hat, wird ermittelt, welches Windenergiepotential darüber hinaus für die Wasserstoffherzeugung besteht.

## 2 WASSERSTOFFSTRATEGIEN UND WASSERSTOFFBEDARF

In diesem Kapitel werden zunächst unterschiedliche politische Zielsetzungen in Form von Wasserstoffstrategien mit Bezug zur Offshore-Windenergie zusammengefasst. Anschließend wird ein Überblick über mögliche zukünftige Wasserstoffverwendungen gegeben und der erwartete Wasserstoffbedarf dargestellt.

### 2.1 WASSERSTOFFSTRATEGIEN

In den vergangenen Jahren haben die Europäische Kommission, die Bundesregierung sowie die norddeutschen Küstenländer jeweils eigene Wasserstoffstrategien veröffentlicht. Diese sollen in den folgenden Abschnitten vorgestellt werden. Dabei wird insbesondere auf die angestrebten Wasserstoff-Ziele sowie Bezüge zur Offshore-Windenergie eingegangen.

#### 2.1.1 DIE EUROPÄISCHE WASSERSTOFFSTRATEGIE

Um das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 zu erreichen, gilt Wasserstoff auch für die EU-Kommission als wichtiger Energieträger. Bereits in ihrer Langfrist-Vision „Ein sauberer Planet für alle“ [1] geht die Europäische Kommission davon aus, dass der Anteil von Wasserstoff am Energiemix Europas von heute 2 % auf 13 – 14 % bis zum Jahr 2050 steigen wird. Ihre Wasserstoffstrategie hat die Europäische Kommission im Juni 2020 veröffentlicht [2]. Darin bezeichnet die Kommission den schnellen Hochlauf von sauberem Wasserstoff als Schlüsselement für die Erreichung ihrer Klimaziele. Für dieses Ziel wird mit der Wasserstoffstrategie eine Roadmap vorgelegt.

In der ersten Phase des Markthochlaufs in den Jahren 2020 – 2024 ist die Installation von Elektrolyseuren mit einer elektrischen Nennleistung<sup>1</sup> von mindestens 6 GW vorgesehen,

---

<sup>1</sup> Die EU-Kommission spricht in ihrer Wasserstoffstrategie [2] stets von „electrolyser capacity“. Es ist nicht eindeutig, ob damit die elektrische Nennleistung oder die Wasserstoff-Ausgangsleistung gemeint ist. In dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass die elektrische Nennleistung gemeint ist.

mit denen bis zu 1 Million Tonnen grüner Wasserstoff pro Jahr erzeugt werden soll. Dieses Ziel macht deutlich, dass die EU-Kommission für die erste Phase von einer hohen Auslastung der Elektrolyseure ausgeht, um mit der verfügbaren Elektrolysekapazität ein Maximum an Wasserstoff zu erzeugen. Geht man von aktuellen mittleren Wirkungsgraden für alkalische und PEM-Elektrolyseverfahren von 63 % bezogen auf den Heizwert [3] aus, entspricht das angestrebte Ziel von jährlich 1 Million Tonnen Wasserstoff einer vollständigen Auslastung der Elektrolyseure. Die Elektrolyse soll mit Strom aus zusätzlichen erneuerbaren Stromquellen betrieben werden. Zeitgleich mit dem Ausbau der Elektrolyse muss also ein Ausbau erneuerbarer Energien erfolgen.

Für die zweite Phase von 2025 bis 2030 ist die Installation einer Elektrolysenennleistung von mindestens 40 GW und eine grüne Wasserstoffherzeugung von jährlich bis zu 10 Millionen Tonnen vorgesehen. Auch für die zweite Phase soll die Erzeugung von grünem Wasserstoff durch den zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Energien sichergestellt werden. Die Erzeugung des Maximalziels von 10 Millionen Tonnen Wasserstoff pro Jahr ist mit einer elektrischen Gesamtnennleistung der Elektrolyse von 40 GW auch bei steigenden Wirkungsgraden kaum möglich. Soll eine Wasserstoffherzeugung von 10 Millionen Tonnen pro Jahr erreicht werden, so wären dafür bei voller Auslastung der Elektrolyse und einem Elektrolyse-Wirkungsgrad von 70 %, Elektrolyseure mit einer elektrischen Nennleistung von 54 GW erforderlich. Da die EU-Kommission für die zweite Phase davon ausgeht, dass die Elektrolyse bedingt durch den fortschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien nun zunehmend auch als Flexibilitätsoption zum Ausgleich zwischen Stromangebot und -nachfrage eingesetzt wird, was zu einem Absinken der Auslastung der Elektrolyse führt, ist bei gleicher angestrebter Wasserstoffmenge sogar eine noch höhere Elektrolysenennleistung erforderlich.

In der dritten Phase von 2030 bis 2050 sollen grüne Wasserstofftechnologien so weit entwickelt sein, dass genügend Wasserstoff für die Dekarbonisierung aller Bereiche erzeugt werden kann, deren Emissionen anderweitig schwer zu vermeiden sind. Dies sind z. B. die Stahlherstellung oder der internationale Flug- und Schiffverkehr.

Die europäische Wasserstoffstrategie sieht für die Wasserstoffherzeugung zusätzliche Wind- und Solaranlagen vor. Auf einen möglichen Beitrag der Offshore-Windenergie wird nicht eingegangen.

Die für die Erzeugung von grünem Wasserstoff erforderliche Bereitstellung erneuerbaren Stroms soll größtenteils durch zusätzliche Wind- und Solaranlagen erfolgen. Auf einen möglichen Beitrag der Offshore-Windenergie wird nicht explizit eingegangen. Die EU-Kommission geht davon aus, dass zur Erreichung der Wasserstoffziele der Phasen 1 und 2 bis 2030 der Ausbau von Wind- und Solarenergie im Umfang von 80 – 120 GW erforderlich sein wird. Sollen tatsächlich jährlich 10 Millionen Tonnen an grünem Wasserstoff durch zusätzliche EE-Anlagen erzeugt werden, so wird unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Volllaststunden der EE-Anlagen und der Effizienz der Elektrolyse ein deutlich höherer Ausbau erforderlich sein.

## 2.1.2 DIE NATIONALE WASSERSTOFFSTRATEGIE

Auch die Bundesregierung sieht in ihrer im Juni 2020 veröffentlichten nationalen Wasserstoffstrategie für Wasserstoff „eine zentrale Rolle bei der Weiterentwicklung und Vollendung der Energiewende“ vor [4].

Den aktuellen Wasserstoffbedarf in Deutschland beziffert die Bundesregierung auf rund 55 TWh pro Jahr<sup>2</sup> (entspricht 1,65 Mt/a). Für das Jahr 2030 geht sie von einer deutlichen Erhöhung des jährlichen Wasserstoffbedarfs auf 90 bis 110 TWh (entspricht 2,7 – 3,3 Mt/a) aus. Ein Teil dieses Bedarfs soll zukünftig durch erneuerbare Wasserstoffherzeugung in Deutschland gedeckt werden. Dafür sollen bis zum Jahr 2030 Elektrolyseanlagen mit einer elektrischen Gesamtnennleistung von bis zu 5 GW installiert werden. Zusätzlich soll die dafür erforderliche „Offshore- und Onshore-Energiegewinnung entstehen“. Mit diesen Anlagen soll eine jährliche Wasserstoffherzeugung von bis zu 14 TWh (entspricht 0,42 Mt/a) erreicht werden. Bis zum Jahr 2035, spätestens aber 2040, soll die erneuerbare Wasserstoffproduktion auf eine Gesamtnennleistung von 10 GW ausgebaut werden. Die nationalen Ziele im Hinblick auf die Erzeugung von grünem Wasserstoff sind damit weit weniger ambitioniert als die europäischen. Rechnet man die europäischen Wasserstoffziele anteilig anhand des Bruttoinlandsprodukts auf die EU-Mitgliedstaaten um, so müsste Deutschland im Jahr 2030 jährlich bis zu 82,5 TWh an grünem Wasserstoff erzeugen [5].

<sup>2</sup> Die Energie von Wasserstoff wird in dieser Arbeit auf den Heizwert bezogen (siehe Glossar)

Die nationale Wasserstoffstrategie sieht die Offshore-Wasserstoffherzeugung als attraktive Option vor. Die Bundesregierung will dafür die Ausweisung zusätzlicher Flächen prüfen.

Deutschland wird zukünftig grünen Wasserstoff importieren. Die Bundesregierung will dafür die länderübergreifende Offshore-Wasserstoffproduktion forcieren.

Anders als die EU-Kommission geht die Bundesregierung mit 4.000 Volllaststunden von einer deutlich geringeren Auslastung der Elektrolyseure aus. Diese Annahme passt eher zu einem Direktbetrieb mit volatilen Energien wie Wind und Sonne, die nur in Einzelfällen mehr als 4.000 Volllaststunden erreichen. Insbesondere die Offshore-Windenergie gilt als vielversprechende Stromquelle zur Erzeugung von grünem Wasserstoff, da sie deutlich mehr Volllaststunden erreicht als andere volatile erneuerbare Energieanlagen. Aus diesem Grund will die Bundesregierung „die verstärkte Ausweisung von Flächen, die für die Offshore-Produktion von Wasserstoff bzw. PtX genutzt werden können,“ sowie die dafür notwendige Infrastruktur diskutieren. Die Bundesregierung sieht damit die Offshore-Windenergie in Verbindung mit der Elektrolyse auf See als mögliche Option zur Erzeugung von grünem Wasserstoff in Deutschland explizit vor.

Bedingt durch das begrenzte Potential für erneuerbare Energien in Deutschland wird davon ausgegangen, dass Deutschland seinen Bedarf an grünem Wasserstoff zukünftig zu einem Großteil aus dem Ausland importieren wird. Die Bundesregierung will mit anderen EU-Mitgliedstaaten zusammenarbeiten, um das große Erzeugungspotential innerhalb der EU zu erschließen, insbesondere im Bereich der Offshore-Windenergie. So werde die Bundesregierung „gemeinsam mit den Anrainerstaaten der Nord- und Ostsee die Wasserstoffproduktion mithilfe eines verlässlichen Regulierungsrahmens für Offshore-Windenergie forcieren“.

### 2.1.3 DIE NORDDEUTSCHE WASSERSTOFFSTRATEGIE

Bereits im Jahr 2019 haben die Wirtschafts- und Verkehrsministerien der Länder Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein eine norddeutsche Wasserstoffstrategie veröffentlicht und darin den Aufbau einer grünen Wasserstoffwirtschaft in Norddeutschland skizziert [6]. Als Standortvorteile werden unter anderem die großen Potentiale für Offshore- und Onshore-Windenergie, das Vorhandensein unterirdischer Formationen zur Wasserstoffspeicherung und die vorhandenen Seehäfen als Teil einer zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur identifiziert.



Die norddeutsche Wasserstoffstrategie weist auf das hohe Ausbaupotential für Offshore-Windenergie und die Elektrolyse auf See.

Der Aufbau einer norddeutschen Wasserstoffwirtschaft soll bis 2035 erfolgen und den regionalen Bedarf an grünem Wasserstoff nahezu vollständig decken. Bis zum Jahr 2025 sollen Elektrolyseure mit einer Gesamtnennleistung von 500 MW errichtet werden, bis 2030 sollen es bereits 5 GW sein. Damit wollen fünf Bundesländer bis 2030 genau so viel Elektrolyseleistung bereitstellen wie in der nationalen Wasserstoffstrategie für Gesamtdeutschland vorgesehen. Zur angestrebten Wasserstoffmenge werden keine konkreten Angaben gemacht. Daher lassen sich auch keine Angaben zur Auslastung der Elektrolyse machen.

Als ein Alleinstellungsmerkmal in Norddeutschland wird der Umfang bestehender Offshore-Windparks mit vergleichsweise hohen Volllaststunden genannt, der eine kostengünstige Erzeugung von grünem Wasserstoff ermögliche. Darüber hinaus wird auf das große Ausbaupotential im Bereich der Offshore-Windenergie verwiesen. In der norddeutschen Wasserstoffstrategie wird die Offshore-Elektrolyse als mögliche Zukunftsoption für die Anbindung von Offshore-Windparks genannt.

## 2.2 WASSERSTOFFBEDARF

---

Der Einsatz von grünem Wasserstoff gilt insbesondere für die Dekarbonisierung des Industriesektors als entscheidend [4]. Im Jahr 2020 betrug der Anteil der Industrie an den Treibhausgas-Emissionen in Deutschland 24,1 % [7]. Zu den größten Emittenten zählen die Eisen- und Stahlindustrie, Raffinerien, die Zementindustrie und die chemische Industrie. Grüner Wasserstoff kann hierbei sowohl als stoffliches Ausgangsmaterial (engl. Feedstock) sowie als Energieträger zur Dekarbonisierung des Industriesektors beitragen. Als stoffliches Ausgangsmaterial wird Wasserstoff beispielsweise für die Herstellung von Ammoniak benötigt. Als Energieträger kann Wasserstoff zur Bereitstellung von Wärme eingesetzt werden.

Die aktuelle Verwendung von grauem Wasserstoff in Deutschland fällt nahezu vollständig als stoffliche Verwendung in der Industrie an. Durch die Substitution von grauem durch grünen Wasserstoff können Emissionen eingespart werden, ohne dass hierfür Anpassungen an den Industrieprozessen erforderlich werden. Grüner Wasserstoff kann außerdem in Direktreduktionsanlagen für die Stahlproduktion eingesetzt werden. Dieser Prozess kann zukünftig den traditionellen Hochofenprozess ersetzen, der auf den Einsatz von Kohle angewiesen und entsprechend CO<sub>2</sub>-intensiv ist. Viele Industrieprozesse sind auf die Bereitstellung von Wärme angewiesen, die heutzutage

### Wasserstoff im Flug-, Schiffs- und Schwer- lastverkehr

größtenteils durch Erdgas erfolgt. Auch zu diesem Zweck kann zukünftig grüner Wasserstoff eingesetzt werden.

Auch im Bereich des Verkehrs kann grüner Wasserstoff fossile Energieträger substituieren. Der Einsatz von grünem Wasserstoff oder Folgeprodukten wird für viele Bereiche des Verkehrs diskutiert, vom Autoverkehr bis zum internationalen Flugverkehr. Da jedoch direktelektrische Antriebe in aller Regel energieeffizienter sind, sollte der Einsatz von grünem Wasserstoff auf die Bereiche des Verkehrs konzentriert werden, für die ein direktelektrischer Antrieb mit Traktionsbatterien nicht möglich ist. So empfiehlt beispielsweise der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU), grünen Wasserstoff und seine Folgeprodukte zukünftig vor allem im internationalen Flug- und Schiffsverkehr einzusetzen [8]. Auch im Bereich des Schwerlastverkehrs könnten zukünftig Anwendungen für grünen Wasserstoff entstehen.

### Wasserstoff im Gebäu- debereich zur Bereit- stellung von Fern- wärme

Im Gebäudebereich können auf Strombasis hergestellte Energieträger wie Wasserstoff und das Folgeprodukt Methan zu Heizzwecken eingesetzt werden [9] und hier fossile Energieträger, insbesondere Erdgas, ersetzen. Da im Wärmebereich jedoch auch andere erneuerbare Technologien, wie zum Beispiel Wärmepumpen zur Verfügung stehen, gilt der Einsatz von Wasserstoff in diesem Bereich als weniger geeignet für die Erreichung der Dekarbonisierung. Als Verwendung von grünem Wasserstoff im Gebäudesektor bietet sich aus Effizienzgründen vor allem die Bereitstellung von Fernwärme mit Kraft-Wärme-Kopplung an. Aufgrund der absehbaren Wasserstoff-Knappheit empfiehlt der SRU, Wasserstoff und synthetische Brennstoffe nicht für die Wärmebereitstellung in Einzelgebäude einzusetzen [8].

### Systemdienlicher Elekt- rolysebetrieb und sai- sonale Speicher

Mit steigendem Anteil der Wind- und Solarenergie an der Stromerzeugung steigt auch der Bedarf an **Speichern** zum Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage. Durch einen systemdienlichen Elektrolysebetrieb kann bereits bei der Wasserstoffherzeugung ein Beitrag zum Ausgleich von Last- und Erzeugung geleistet werden [10]. Darüber hinaus kann Wasserstoff langfristig als saisonaler Speicher dienen [8] [11].

Dass grüner Wasserstoff für das Ziel der Klimaneutralität eine zunehmend wichtige Rolle spielen wird, kann als sehr wahrscheinlich angesehen werden. Zum Umfang des zukünftigen Wasserstoffbedarfs gibt es jedoch unterschiedliche Einschätzungen. Die erwarteten Bedarfswerte für ein dekarbonisiertes Energiesystem in der EU (nur energetische Verwendung) im

Wasserstoff-Roadmap für Europa prognostiziert Wasserstoffbedarf von 2.251 TWh für 2050.

Jahr 2050 reichen in unterschiedlichen Studien von nahezu keinem Wasserstoffbedarf bis hin zu 3.300 TWh/a [12].

Die öffentlich-private Partnerschaft FCH JU (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking), in der neben der Europäischen Kommission der Industrieverband Hydrogen Europe und die Forschungsgemeinschaft Hydrogen Europe Research vertreten sind, hat im Jahr 2019 eine Wasserstoff-Roadmap für Europa veröffentlicht [10]. In dieser wird der Wasserstoffbedarf in Europa aus Sicht der Industrie für zwei unterschiedliche Szenarien abgeschätzt: ein Business-as-usual-Szenario, in dem das Ziel der Klimaneutralität verfehlt wird, und ein ambitioniertes Szenario, in dem die EU ihren Beitrag zur Einhaltung des 2°-Ziels nach dem Übereinkommen von Paris erreichen kann. Abbildung 1 stellt den erwarteten prognostizierten Wasserstoffbedarf der EU nach unterschiedlichen Sektoren dar.

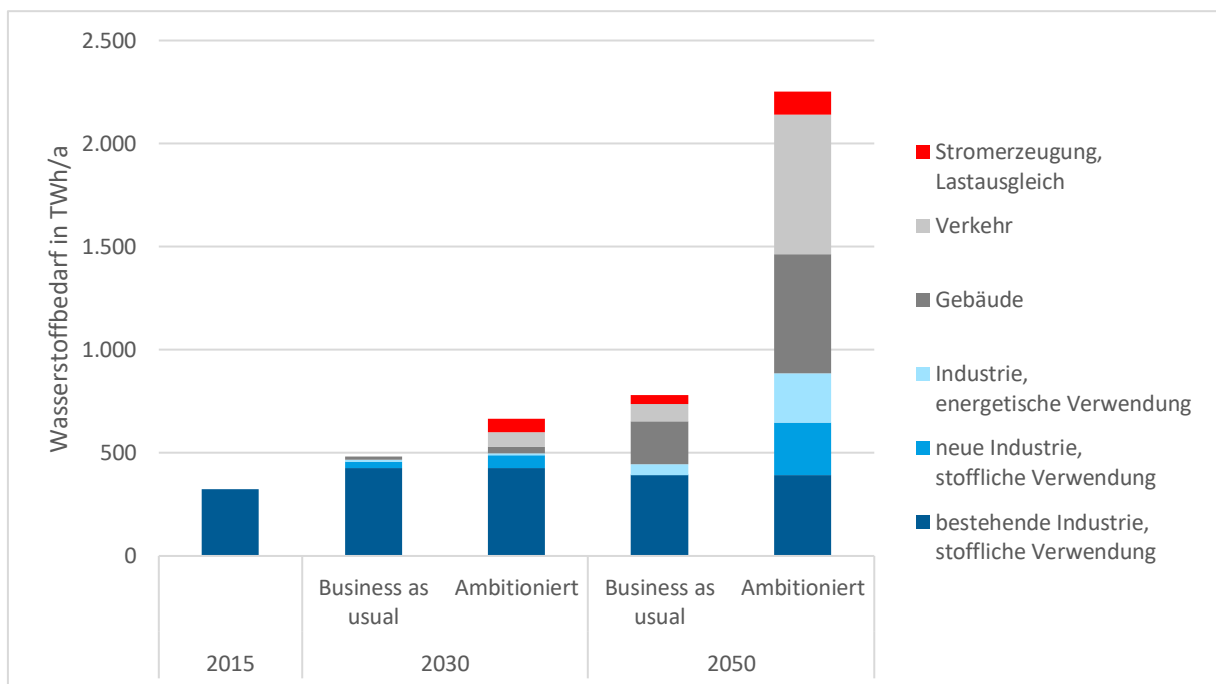


Abbildung 1:

Prognostizierter Wasserstoffbedarf der EU (eigene Darstellung nach FCH-JU 2019 [12])

Während gemäß den in Abbildung 1 dargestellten Szenarien im Jahr 2030 noch Wasserstoff als Industrie-Rohstoff den überwiegenden Teil des Bedarfs der EU ausmacht, steigt der prognostizierte Bedarf für die energetische Wasserstoffverwendung im ambitionierten Szenario in den Sektoren Industrie, Gebäude und Verkehr bis 2050 deutlich. Der erwartete Gesamtbedarf für Wasserstoff im Jahr 2050 beträgt im ambitionierten Szenario 2.251 TWh und damit etwa dem Siebenfachen des aktuellen

Wasserstoffbedarfs. Andere Studien gehen für 2050 von geringeren Wasserstoffbedarfen aus, bspw. nimmt Guidehouse in einer Studie für das Konsortium Gas for Climate für 2050 einen Wasserstoffbedarf von 1.710 TWh an [13], um das 2°-Ziel zu erreichen.

Ebenso wie für Europa gibt es auch für Deutschland unterschiedliche Auffassungen, welche Mengen an Wasserstoff in einem dekarbonisierten Energiesystem eingesetzt werden sollen. Abbildung 2 stellt die Einschätzungen unterschiedlicher Studien für den Wasserstoffbedarf in Deutschland im Jahr 2050 nebeneinander.

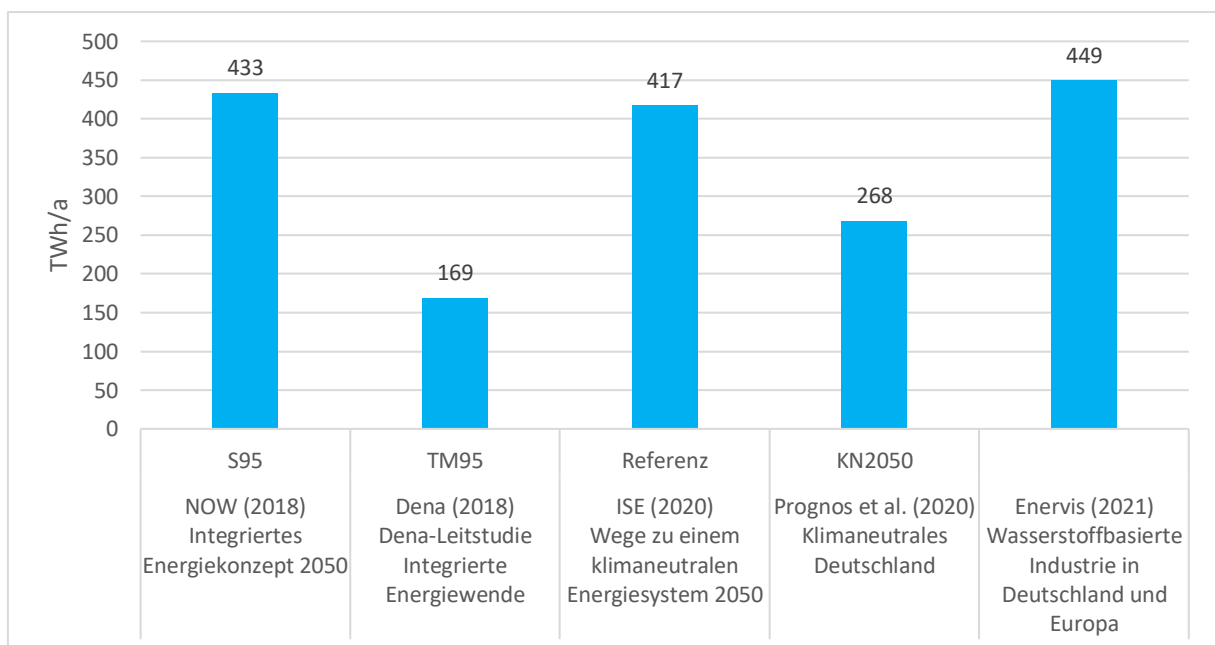


Abbildung 2:  
Prognostizierter Wasserstoffbedarf in Deutschland 2050

Wie Abbildung 2 zeigt, reicht der erwartete Bedarf von 169 bis 449 TWh/a. Alle Studien gehen davon aus, dass der Bedarf an Wasserstoff bzw. seinen Folgeprodukten in Deutschland in Zukunft größer sein wird als die inländische Erzeugung und Deutschland daher einen nennenswerten Teil seines Bedarfs importieren wird.

### 3 TECHNOLOGIE

---

Die Offshore-Windenergie gilt als wichtige Quelle zur Erzeugung von grünem Wasserstoff in Europa [14]. Während die

Offshore-Windenergie zur Stromerzeugung als etablierte Technologie angesehen werden kann, gibt es bisher noch keine Wasserstoffherzeugung auf See, und auch an Land wird noch nicht im industriellen Maßstab Wasserstoff mittels Offshore-Windenergieanlagen erzeugt.

Erste Pilotprojekte sollen das Zusammenspiel volatiler Windenergie mit der Wasserelektrolyse untersuchen und die Elektrolyse für den Einsatz unter Offshore-Bedingungen weiterentwickeln. Im Folgenden wird eine kurze Übersicht über die Inhalte und Forschungsfragen aktueller Pilotprojekte gegeben, die die Kopplung von Elektrolyse mit Windenergieanlagen untersuchen.

#### Brande Hydrogen

Siemens Gamesa hat im Januar 2021 eine Wasserstoff-Pilotanlage in Betrieb genommen, mit der grüner Wasserstoff mit einer 3 MW-Onshore-Windenergieanlage im Inselbetrieb, d.h. ohne einen elektrischen Netzanschluss, erzeugt werden kann [15]. Ziel des Projekts mit dem Namen *Brande Hydrogen* ist es, Erkenntnisse für die Skalierung der Wasserstoffherzeugung mittels Onshore- und Offshore-Windenergie zu sammeln. Darüber hinaus wird die Integration von Batterietechnologien erforscht, um die Leistungs- und Lastprofile von Windenergieanlage und Elektrolyseur besser anzugleichen [16]. Es kommt eine alkalische Elektrolyse mit einer Nennleistung von 400 kW zum Einsatz.

#### WindH2

Mit dem Projekt *Windwasserstoff Salzgitter (WindH2)* verfolgt die Salzgitter AG das Ziel, grünen Wasserstoff aus Windenergie bereitzustellen, um in der Folge die Treibhausgasemissionen bei der Stahlherstellung zu reduzieren [17]. Hierfür hat der Stromversorger Avacon auf dem Gelände des Salzgitter-Konzerns sieben Windenergieanlagen mit einer Nennleistung von 30 MW errichtet, mit denen ein Elektrolyseur mit einer elektrischen Nennleistung von 2 MW betrieben werden soll. Der so erzeugte Wasserstoff kann wiederum für die Stahlproduktion im Direktreduktionsverfahren eingesetzt werden.

#### PosHYdon

Im Projekt *PosHYdon* soll ein PEM-Elektrolyseur auf der niederländischen Ölförderplattform Q13A-A installiert werden [18]. Diese Plattform verfügt über einen elektrischen Netzanschluss, über welchen die Einspeiseleistung des Windparks Luchterduinen simuliert werden soll, um zu erproben, wie dynamisch die Elektrolyse der volatilen Windleistung folgen kann, um Wasserstoff unter Offshore-Bedingungen zu produzieren. Der erzeugte Wasserstoff kann in die bestehende Gasleitung eingespeist und an Land transportiert werden. Ein weiterer Aspekt des Projekts

ist der sichere Umgang mit dem Nebenprodukt Sauerstoff. Der Beginn des Offshore-Betriebs ist für 2023 geplant.

#### Deep Purple™

Die Möglichkeiten zum Einsatz von Wasserstoff als Flexibilitätsoption werden im Pilotprojekt *Deep Purple™* untersucht [19]. Dieser Ansatz sieht vor, aus überschüssigem Offshore-Windstrom Wasserstoff zu erzeugen und diesen in einem Druckspeicher auf dem Seeboden zu speichern. In Zeiten mangelnden erneuerbaren Stroms kann der Wasserstoff mittels Brennstoffzelle rückverstromt werden. Im Pilotprojekt soll die Technologie zunächst an Land simuliert und erprobt werden.

#### OYSTER, OffgridWind, ERM Dolphyn

Dezentrale Elektrolyseeinheiten in oder an einer jeden Offshore-Windenergieanlage sind der Kern der Konzepte *OYSTER*, *OffgridWind* und *ERM Dolphyn*. So soll im Projekt *OYSTER* der Prototyp eines PEM-Elektrolyseurs entwickelt werden, der sich in eine Windenergieanlage integrieren lässt [20]. Die Laufzeit des EU-geförderten Projekts ist von 2021-2024. Im Projekt *OffgridWind*, das als Teil des Wasserstoff-Leitprojekts *H2Mare* vom Bundesministerium für Bildung und Forschung gefördert wird, soll eine Windenergieanlage für die Integration eines Elektrolyseurs weiterentwickelt werden [21]. Die Wasserstoff-Leitprojekte haben eine Laufzeit von vier Jahren. Das Konzept *ERM Dolphyn* sieht die Installation eines Elektrolyseurs auf einer schwimmenden Windenergieanlagen-Plattform vor [22]. Ein erstes Pilotprojekt mit einer 10 MW-Turbine ist in den nächsten fünf Jahren anvisiert.

In den folgenden Abschnitten werden einige Aspekte, die in dem speziellen Fall der Wasserstoffherzeugung aus Offshore-Windenergieanlagen zu berücksichtigen sind, vorgestellt. Dazu zählen die Windenergietechnik, unterschiedliche Verfahren zur Wasserelektrolyse sowie mögliche Anbindungsoptionen.

## 3.1 WINDENERGIETECHNIK

---

Die Offshore-Windenergie ist eine etablierte Technologie zur Stromerzeugung, die inzwischen ohne staatliche Förderung wirtschaftlich betrieben werden kann. Sollen Windenergieanlagen ausschließlich für die Wasserstoffherzeugung verwendet werden, wird mit hoher Wahrscheinlichkeit eine Anpassung der Technologie an die veränderten Anforderungen erfolgen.

Für die Anbindung herkömmlicher Offshore-Windparks zur Stromerzeugung ist in Deutschland der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber zuständig. Windparkbetreiber haben keinen Anreiz, die Netzanbindungskosten bei ihrer Windparkauslegung

zu berücksichtigen. Bei der Optimierung ihrer Windparks spielen andere Faktoren wie die Stromgestehungskosten und die Erlöserwartungen eine Rolle.

Dieser Umstand wirkt sich unter anderem auf die Wahl der spezifischen Nennleistung der Windenergieanlagen aus. Als spezifische Nennleistung wird das Verhältnis der Nennleistung einer Windenergieanlage zu ihrer überstrichenen Rotorfläche bezeichnet. Die spezifische Nennleistung von bisher installierten und aktuell verfügbaren Offshore-Windenergieanlagen bewegt sich zwischen  $300 \text{ W/m}^2$  und  $500 \text{ W/m}^2$ . Da Anlagen mit geringerer spezifischer Nennleistung im Vergleich längere Zeiträume im Nennleistungsbetrieb operieren, erreichen diese an vergleichbaren Standorten und bei gleichem Rotordurchmesser höhere Volllaststunden, aber einen geringeren absoluten Energieertrag als Anlagen mit einer hohen spezifischen Nennleistung. Wie sich die spezifische Nennleistung von Offshore-Windparks zukünftig entwickeln wird, kann derzeit nicht sicher vorhergesagt werden. Im FEP wird für den Zeitraum bis 2030 eine spezifische Nennleistung von  $400 \text{ W/m}^2$  angenommen.

Zur Wasserstoffherzeugung kann die Wahl von Windenergieanlagen mit einer geringen spezifischen Nennleistung sinnvoll sein.

Werden Offshore-Windenergieanlagen ausschließlich zur Wasserstoffherzeugung eingesetzt und erfolgt eine Gesamtsystemoptimierung der Wasserstoffherzeugungskosten, kann unter Umständen mit dem Einsatz von Windenergieanlagen mit geringerer spezifischer Nennleistung als bei herkömmlichen Windparks zur Stromerzeugung gerechnet werden. Denn da die Fixkosten für den Elektrolyseur einen großen Anteil an den Wasserstoffherzeugungskosten haben, ist es betriebswirtschaftlich sinnvoll, für den Elektrolyseur hohe Volllaststunden vorzusehen.

Verhältnis Elektrolysenennleistung zu Windparkennennleistung von 80 – 90 % betriebswirtschaftlich sinnvoll.

Möglichst hohe Volllaststunden für die Elektrolyse können auch ohne eine veränderte Technologie der Windenergieanlagen erreicht werden. Dies geschieht, indem die Nennleistung des Elektrolyseurs geringer ausgelegt wird als die Nennleistung des angeschlossenen Windparks (siehe Kapitel 4.3.2). Jedoch steigen die Stromgestehungskosten für Offshore-Windenergieanlagen, wenn durch die reduzierte Leistungsabnahme der Nutzungsgrad der möglichen Stromerzeugung sinkt.

Im Inselbetrieb könnte es allerdings wirtschaftlich attraktiver sein, Anlagen mit geringer spezifischer Nennleistung und entsprechend hohen Volllaststunden auszuwählen. Denn solange zusätzlich produzierte Strommengen nicht anderweitig genutzt oder abgeführt werden können, wäre die Auslegung des Windparks auf eine höhere Nennleistung nicht erforderlich. Unter

der Prämisse, dass die Windenergieanlagen ausschließlich und alleinig für die Wasserstoffherzeugung genutzt werden, spielt für diese Überlegung grundsätzlich keine Rolle, ob die Elektrolyse auf See oder an Land erfolgt, da auch die Übertragungskosten je übertragener Energiemenge mit höheren Volllaststunden sinken.

Die Wahl der Windenergie-technik hängt somit eng mit der Auslegung der Elektrolyse zusammen. Im Folgenden werden gängige Wasserelektrolyse-Verfahren kurz vorgestellt.

## 3.2 ELEKTROLYSEVERFAHREN

---

Die Aufspaltung einer chemischen Verbindung unter Verwendung von elektrischem Strom wird als Elektrolyse bezeichnet. Durch die Elektrolyse wird ein Teil der elektrischen Energie in chemische Energie umgewandelt. Grüner Wasserstoff wird durch Wasserelektrolyse mittels erneuerbarer Energiequellen erzeugt. Als Ausgangsstoff der Elektrolyse wird zunächst Wasser benötigt. Für die Herstellung von einem Kilogramm Wasserstoff mittels Elektrolyse werden etwa 9 Liter Wasser benötigt. Als Nebenprodukt entstehen 8 Kilogramm Sauerstoff, die beispielsweise im Gesundheitssektor oder der Industrie verwendet werden können. Heute gängige Elektrolyseverfahren erfordern demineralisiertes Wasser. Demineralisiertes Wasser kann beispielsweise mittels Umkehrosmose aus Seewasser gewonnen werden. Der Energieaufwand hierfür beträgt etwa 4 Kilowattstunden pro Kubikmeter [23] und ist damit im Vergleich zur Elektrolyse sehr gering. Die direkte Verwendung von Seewasser führt zu Korrosionsschäden sowie zur Entstehung von Chlor. Die direkte Salzwasserelektrolyse ist Gegenstand aktueller Forschungsprojekte [24] und könnte zukünftig insbesondere für die dezentrale Elektrolyse an Einzelanlagen vorteilhaft sein. Darüber hinaus wird zur Wasserelektrolyse Strom aus einer Gleichspannungsquelle benötigt. Wird der Strom aus einem Drehstromnetz entnommen, ist hierfür ein Gleichrichter erforderlich.

Elektrolyseure verfügen über eine modulare Bauweise. Die einzelnen Module liegen üblicherweise im niedrigen Megawattbereich. Mehrere Module können zu Anlagen mit größerer Nennleistung zusammengefasst werden. Es bestehen unterschiedliche Verfahren für die Wasserelektrolyse, die im Folgenden vorgestellt werden.



**Alkalische Elektrolyse:**  
Ein etabliertes Verfahren mit eingeschränkter Teillastfähigkeit.

Kommt für den Offshore-Einsatz aufgrund des Umgangs mit Kalilauge eher nicht infrage.

Das bisher am häufigsten eingesetzte Verfahren der Wasserelektrolyse ist die alkalische Elektrolyse. Die alkalische Elektrolyse wird seit 1920 eingesetzt und ist gut erprobt [3]. Der Elektrolyseprozess 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 [3]. Einzelne Brennstoff- oder Elektrolysezellen können lediglich eine begrenzte Kapazität erreichen. Deshalb werden für höhere Leistungen mehrere Zellen zu einer Einheit zusammengefasst und elektrisch in Reihe miteinander verschaltet. Sie ergeben hierdurch einen Zellenstapel, typischerweise mit dem englischen Begriff Stack bezeichnet. Die Lebensdauer der Stacks beträgt aktuell 60.000 – 90.000 Betriebsstunden, langfristig wird von einer höheren Lebensdauer von 100.000 – 150.000 Betriebsstunden ausgegangen. 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. Aus diesem Grund gelten alkalische Elektrolyseure für den alleinigen Einsatz mit fluktuierenden erneuerbaren Stromquellen wie der Windenergie als weniger geeignet. Für den Offshore-Einsatz sind alkalische Elektrolyseure aufgrund der regelmäßig erforderlichen Aufbereitung der Kalilauge und des vergleichsweise hohen Platzbedarfs weniger geeignet.

**PEM-Elektrolyse:**

Durch gutes Teillastverhalten am besten für den Direktbetrieb mit Offshore-Windenergie geeignet.

Durch geringen Platzbedarf gut für den Offshore-Einsatz geeignet.

Elektrolyseure mit einer Protonenaustauschmembran (Proton Exchange Membrane PEM) stehen am Anfang der Kommerzialisierung und gelten als am besten geeignet für die Kopplung mit fluktuierenden erneuerbaren Energien [8]. PEM-Elektrolyseure benötigen Elektroden aus Edelmetallen (Platin, Iridium), was sie aktuell noch teurer macht als alkalische Elektrolyseure. Langfristig wird jedoch von vergleichbaren Kosten ausgegangen. 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 [3]. Die Stack-Lebensdauer liegt aktuell bei 30.000 – 90.000 Betriebsstunden, langfristig kann aber auch für die PEM-Elektrolyse von Lebensdauern im Bereich von 100.000 – 150.000 Betriebsstunden ausgegangen werden. Ein großer Vorteil der PEM-Elektrolyse in Verbindung mit Offshore-Windenergie liegt in der Unempfindlichkeit dieser Technologie gegenüber Lastwechseln bei gleichbleibender Gasqualität. Der Teillastbetrieb ist für den gesamten Leistungsbereich und bei entsprechender Auslegung

der weiteren Komponenten auch kurzzeitig im Überlastbereich möglich. Aus diesem Grund und durch den geringen Platzbedarf eignet sich die PEM-Elektrolyse besonders für den Offshore-Betrieb.

Hochtemperatur-Elektrolyse:

Erst als Pilotanlagen.  
Eher für hohe Auslastung im industriellen Umfeld geeignet.

Für den Offshore-Einsatz durch fehlende Wärmequelle weniger geeignet.

Die Hochtemperatur-Elektrolyse (oder auch (SOEC für Solid Oxide Electrolyzer Cell) ist die am wenigsten weit entwickelte Technologie. Derzeit befinden sich erste Pilotprojekte im Betrieb. Bei der Hochtemperatur-Elektrolyse dienen keramische Metalle als Elektrolyt, die Materialkosten sind daher vergleichsweise gering. Bedingt durch die frühe Entwicklungsphase ist die Hochtemperatur-Elektrolyse aktuell die mit Abstand teuerste Technologie, es kann aber davon ausgegangen werden, dass sich die Kosten mit fortschreitender Entwicklung den anderen Technologien angleichen werden. Da die Hochtemperatur-Elektrolyse bei Temperaturen von 700 – 1000°C arbeitet, wird eine Wärmequelle benötigt. Aus diesem Grund bietet sich der Einsatz im industriellen Umfeld an, wo Dampf und Hochtemperaturabwärme vorhanden sind. Hochtemperatur-Elektrolyseure können auch mit Verfahren zur Herstellung synthetischer Kohlenwasserstoff kombiniert werden und die in diesem Prozess freiwerdende Wärme nutzen. Mit der Hochtemperatur-Elektrolyse können die höchsten Wirkungsgrade erreicht werden. Während erreichte Wirkungsgrade aktuell bereits bei 74 – 81 % liegen, wird langfristig von Wirkungsgraden von 77 – 90 % ausgegangen [3]. Hierbei ist allerdings zu berücksichtigen, dass die Energie des Wasserstoffs auf die eingesetzte elektrische Energie bezogen wird. Bezieht man zusätzlich die benötigte Wärmenergie in die Bilanz mit ein, so sinkt der Wirkungsgrad. Aufgrund der hohen Betriebstemperatur erreichen Hochtemperatur-Elektrolyse-Stacks die geringsten Lebensdauern, welche derzeit 10.000 – 30.000 Betriebsstunden betragen und zukünftig im Bereich von 75.000 – 100.000 Betriebsstunden liegen könnten [3]. Hochtemperatur-Elektrolyseure haben eine Kaltstartzeit von mehreren Stunden und sind eher für eine hohe Zahl an Volllaststunden geeignet [8]. Für den direkten Einsatz mit Offshore-Windenergie sind sie daher weniger geeignet. Ein Offshore-Einsatz ist in der Regel in Ermangelung einer geeigneten Wärmequelle ausgeschlossen. Anders als die anderen Wasserelektrolysetechnologien kann die Hochtemperatur-Elektrolyse im umgekehrten Modus als Brennstoffzelle eingesetzt werden. Daher eignet sie sich besonders für Fälle, in denen Wasserstoff als Langzeitenergiespeicher dienen soll [3].

Für die Zukunft wird für alle Elektrolyseverfahren mit sinkenden Kosten gerechnet.

Die Investitionskosten der drei Elektrolysetechnologien unterscheiden sich derzeit noch deutlich, im Wesentlichen aufgrund des unterschiedlichen Entwicklungsstandes. Langfristig werden sich die Kosten vermutlich angleichen und könnten etwa bei rund 500 €/kW für die alkalische wie die PEM-Elektrolyse und bei rund 250 €/kW für die Hochtemperatur-Elektrolyse liegen [25].

Während die Hochtemperatur-Elektrolyse auf eine externe Wärmequelle angewiesen ist, wird bei den beiden anderen Verfahren Wärme frei, die bei geeigneter Standortwahl beispielsweise für die Bereitstellung von Nahwärme genutzt werden kann.

Insgesamt lässt sich schlussfolgern, dass für den Offshore-Einsatz die PEM-Elektrolyse am wahrscheinlichsten ist. Durch ihr gutes Teillastverhalten ist sie am besten für den Direktbetrieb mit Offshore-Windenergie geeignet, ein weiterer Vorteil ist der geringe Platzbedarf.

### 3.3 ANBINDUNGSOPTIONEN

---

Sollen Windenergieanlagen auf See für die Herstellung von grünem Wasserstoff eingesetzt werden, so eröffnen sich unterschiedliche Optionen für ihre Anbindung. Als Anbindung wird hier der Energietransport vom entsprechenden Offshore-Gebiet bis an eine geeignete landseitige Netzinfrastruktur oder einen Direktabnehmer an Land verstanden. Erfolgt die Elektrolyse an Land, so werden die Windparks wie üblich elektrisch angebunden. Erfolgt die Elektrolyse auf See, so können die Windparks über eine Wasserstoffleitung angebunden werden. Auch eine Kombination beider Anbindungsformen kann sinnvoll sein.

Grundsätzlich besteht auch die Option, den auf See erzeugten Wasserstoff oder Wasserstoffderivate wie Ammoniak per Schiff an Land zu transportieren. Diese Option gilt jedoch aufgrund des erheblichen Zusatzaufwands auf See für große Leistungen und große Küstenentfernungen als unwirtschaftlich [26] und wird daher hier nicht näher betrachtet.

### 3.3.1 ELEKTRISCHE ANBINDUNG

---

Offshore-Windparks zur Wasserstoffherzeugung können wie herkömmliche Windparks mit HGÜ-Systemen angebunden werden.

Eine naheliegende Option für die Anbindung von Offshore-Windparks zur Wasserstoffherzeugung ist die elektrische Anbindung, wie sie auch bei herkömmlichen Windparks zum Einsatz kommt. Für die küstenfernen Windparks in der deutschen Nordsee wird aufgrund geringerer Übertragungsverluste die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) eingesetzt. Der FEP legt für zukünftige Anbindungssysteme eine Übertragungsspannung von 525 kV und eine Übertragungsleistung von 2 GW fest [27]. Ein solches Offshore-Netzanbindungssystem (ONAS) soll weltweit erstmalig im Jahr 2027 in den Niederlanden für die Anbindung der ersten Windparks im Gebiet Ijmuiden Ver in Betrieb gehen [28]. In Deutschland sollen die ersten drei 2GW-Systeme in den Jahren 2029 – 2030 in Betrieb genommen werden. Die Planung und Konstruktion solcher Netzanbindungssysteme nehmen einen Zeitraum von etwa 10 Jahren in Anspruch. Auch wenn es bisher keine internationale Standardisierung von ONAS gibt, können 525 kV-Systeme für die nähere Zukunft als Quasi-Standard für küstenferne Windparks in der Nordsee angesehen werden. Langfristig erscheinen durch eine Spannungserhöhung auf 640 kV oder 800 kV auch höhere Übertragungsleistungen möglich, mit denen Übertragungsleistung von bis zu 3 GW möglich wären. Diese Begrenzung ergibt sich weniger aus der technisch möglichen Übertragungskapazität, sondern aus der aktuellen Referenzstörung für das europäische Verbundnetz [29], wonach das europäische Verbundnetz aktuell für den Ausfall einer Last-, Erzeugungs- oder Transporteinheit von bis zu 3 GW ausgelegt ist.

Vorteile einer elektrischen Anbindung sind die vielfältigen Optionen des Elektrolysebetriebs.

Der zentrale Vorteil einer elektrischen Anbindung an einen Onshore-Elektrolyseur ergibt sich aus der Möglichkeit, den Elektrolyseur an das elektrische Landnetz anschließen zu können. Dies erlaubt unterschiedliche Einsatzstrategien der Wasserstoffherzeugung. So kann die Elektrolyse für eine systemdienliche Einsatzweise ausgelegt werden. In diesem Fall erfolgt die Elektrolyse vorwiegend zu Zeitpunkten, zu denen die Einspeisung erneuerbarer Stromquellen die Stromnachfrage übersteigt oder zu denen das elektrische Netz ausgelastet ist. Heute werden Offshore-Windparks aufgrund bestehender Netzengpässe in erheblichem Umfang abgeregelt. In den letzten drei Jahren betrug die sogenannte Ausfallarbeit für die gesamte Offshore-Windenergie etwa 6 % des möglichen Energieertrags. An einzelnen Anbindungssystemen war der Anteil der Ausfallarbeit noch deutlich höher.

Alternativ zu einer systemdienlichen Einsatzweise kann der Elektrolyseur für eine hohe Auslastung ausgelegt werden. Dies kann durch eine deutlich geringere Auslegung der Elektrolysenennleistung im Vergleich zur angebundenen Windparkennleistung erfolgen. Durch den bestehenden Anschluss an das Stromnetz kann ein Großteil der zusätzlichen Einspeisung vom Landnetz aufgenommen werden. Zudem kann zu windschwachen Zeiten Leistung aus dem Landnetz bezogen werden, um die Auslastung des Elektrolyseurs und damit die erzeugte Wassermenge zu erhöhen.

Im Gegensatz zu HGÜ-Systemen sind Elektrolyseure noch nicht im Offshore-Einsatz erprobt. Gerade für die ersten großskaligen Elektrolyseanlagen zur Erzeugung von Wasserstoff aus Windenergie bietet der Onshore-Einsatz durch die bessere Erreichbarkeit der Elektrolyseanlagen z. B. für Wartungszwecke daher einige Vorteile. Darüber hinaus besteht an Land die Möglichkeit zur Verwendung unterschiedlicher Elektrolyseverfahren sowie zur Verwendung entstehender Abwärme.

### 3.3.2 PIPELINE-ANBINDUNG

Offshore-Windparks zur Wasserstoffherzeugung können unabhängig vom Stromnetz betrieben werden und per Wasserstoff-Pipeline angebunden werden.

Ein wesentlicher Vorteil der Pipeline ist ihre sehr hohe Übertragungskapazität und der damit verbundene geringe Trassenbedarf.

Neben der elektrischen Anbindung besteht für Windparks zur Wasserstoffherzeugung die Möglichkeit zur Anbindung über eine Wasserstoffleitung. Dies macht die Elektrolyse auf See erforderlich, also im Offshore-Einsatz. Ein Vorteil der Pipeline-Anbindungen ist die große Energiemenge, welche diese abführen können. Die übertragbare Wasserstoffleistung hängt dabei im Wesentlichen vom Durchmesser und Betriebsdruck der Pipeline ab. Nach Einschätzung europäischer Gastransportunternehmen [30] kann mit einer 36 Zoll-Pipeline (Durchmesser: 91 cm) eine Wasserstofftransportkapazität von 7 GW bezogen auf den Heizwert erreicht werden. Mit einer 48 Zoll-Pipeline (Durchmesser: 122 cm) könnten 13 GW transportiert werden. Geht man von einem Wirkungsgrad der Elektrolyse von 70 % bezogen auf den Heizwert aus, so können mit einer 36 Zoll-Pipeline Offshore-Elektrolyseure mit einer elektrischen Eingangsleistung von 10 GW angebunden werden. Entsprechend können mit einer 48 Zoll-Pipeline Elektrolyseure mit einer Eingangsleistung von bis zu 19 GW angebunden werden. Werden Offshore-Windparks ausschließlich für die Elektrolyse vorgesehen, so ist eine Offshore-Elektrolyse mit Pipeline-Anbindung günstiger als die elektrische Anbindung an eine Onshore-Elektrolyse [31]. Ein weiterer Vorteil der Pipeline-Anbindung ist, dass diese bei sinkendem leistungsspezifischem Kostenaufwand durch die Wahl eines größeren Durchmessers für höhere

Übertragungskapazitäten ausgelegt werden kann, um zusätzlich zur Anbindung nationaler Windparks Wasserstoffimporte aus benachbarten Ländern zu ermöglichen.

Neben dem Neubau einer Wasserstoff-Pipeline kommt aus technischer Sicht auch die Nachnutzung einer Erdgas-Pipeline in Betracht [32] [30]. Die Kosten für die Modernisierung einer Erdgasleitung an Land geben die führenden europäischen Gastransportunternehmen mit 10 – 35 % der Kosten einer neuen Wasserstoffleitung mit vergleichbarem Durchmesser an [30]. Im Bereich der AWZ der Nordsee kommen für eine potentielle Nachnutzung aufgrund ihres räumlichen Verlaufs die Erdgas-Pipelines Europipe I und Norpipe in Betracht [33]. Die Leitung Europipe I wurde im Jahr 1995 in Betrieb genommen. Sie hat einen Durchmesser von 40 Zoll und verbindet die norwegische Draupner-Plattform über eine Strecke von 620 km mit dem deutschen Festland. Die 36 Zoll-Leitung Norpipe wurde bereits im Jahr 1977 in Betrieb genommen. Sie führt vom Öl- und Gasfeld Ekofisk über eine Strecke von 443 km nach Emden. Beide Leitungen dienen dem Erdgas-Transport von Norwegen an das europäische Festland. Ein Ende dieser Nutzung ist derzeit nicht absehbar. Eine andere Möglichkeit zur Nachnutzung könnte die bestehende 20 Zoll-Leitung sein, die die einzige deutsche Erdgasförderplattform A6-A über das niederländische Gasleitungsnetz NOGAT (Northern Offshore Gas Transport) an das europäische Landnetz anschließt [33]. Die Erdgasförderung in der deutschen Nordsee wurde im Jahr 2000 aufgenommen. Die erwartete Nutzungsdauer betrug damals 16 Jahre. Die Erdgasförderung über A6-A hat in den letzten Jahren stark abgenommen. Im Jahr 2020 betrug sie noch 10 Millionen Kubikmeter [34] und damit rund 3 % der maximalen jährlichen Förderkapazität von 300 Millionen Kubikmetern [35]. Neben dem Kostenargument sprechen die geringeren Eingriffe in die Natur und die Vermeidung zusätzlichen Trassenbedarfs für die Nachnutzung einer bestehenden Infrastruktur.

Zusätzlich zur Hauptleitung werden Sammelleitungen zu den einzelnen Windparkclustern benötigt.

Da sich die angebotenen Windparks im Falle einer Pipeline-Anbindung aufgrund der großen Übertragungskapazität über eine große Fläche erstrecken werden, sind zusätzliche Sammelleitungen erforderlich. Diese sammeln jeweils die Leistung von größeren Windparkclustern, zum Beispiel mit einer Gesamtleistung von 1 – 2 GW, und speisen diese in die Hauptanbindung ein. Die Sammelinfrastuktur kann sowohl elektrisch als auch per Pipeline ausgeführt werden. Im Falle elektrischer Sammelleitungen erfolgt die Elektrolyse an einem zentralen Ort auf See. Alternativ können mehrere kleinere Elektrolyseplattformen

zunächst den Strom eines Windparkclusters in Wasserstoff umwandeln, der dann über eine kleinere Pipeline an die Hauptpipeline angebunden wird.

Eine Alternative zu einer dedizierten Wasserstoffleitung ist die Mitnutzung einer Erdgas-Pipeline. Die Beimischung von bis zu 20 Volumenprozent gilt ohne größere technische Maßnahmen als möglich. Da Wasserstoff am besten dort eingesetzt werden sollte, wo er die einzige Möglichkeit zur Dekarbonisierung darstellt, macht diese Variante jedoch die Rückgewinnung des Wasserstoffs aus dem Erdgas-Wasserstoff-Gemisch erforderlich. Diese Technologie ist großtechnisch noch nicht erprobt und grundsätzlich mit hohem Aufwand und Minderungen bei der Wasserstoffreinheit verbunden. Das Potential zur Anbindung von deutschen Offshore-Windparks auf diesem Wege kann als begrenzt angesehen werden.

### 3.3.3 KOMBINIERTE ANBINDUNG

---

Kombinierte Anbindungen bieten viel Optimierungspotential.

Eine dritte Option zur Anbindung von Offshore-Windparks zur Wasserstofferzeugung stellt die kombinierte Anbindung aus einem Kabel- und einer Pipeline dar. Auch in diesem Fall erfolgt die Elektrolyse auf See. Die Auslegung der beiden Anbindungssysteme kann dabei so erfolgen, dass nicht beide Systeme jeweils die volle Windparkleistung übertragen. Die kombinierte Anbindung bietet wie die elektrische Anbindung die Möglichkeiten eines systemdienlichen oder eines auslastungsorientierten Elektrolysebetriebs und damit viel Potential für Optimierungen. Das Konzept einer kombinierten Anbindung wird beispielsweise im Projekt *North Sea Wind Power Hub* (deutsch: Windenergie-Verteilkreuz) [36] und von der Initiative *Aqua-Ventus* [37] untersucht.

## 4 POTENTIAL ZUR ERZEUGUNG VON WASSERSTOFF DURCH OFFSHORE-WINDENERGIE

Wasserstoffziele konkurrieren mit den Zielen für den Stromsektor um erneuerbare Energieerzeugungsanlagen.

Ziel der Potentialermittlung ist es, darzustellen, welche Menge an grünem Wasserstoff erzeugt werden kann, wenn die über das 40 GW-Ziel hinaus gehenden Offshore-Kapazitäten ausschließlich für die Wasserstoffherzeugung eingesetzt werden.

Im folgenden Kapitel soll abgeschätzt werden, welche Menge an Wasserstoff durch Offshore-Windenergie in Deutschland erzeugt werden kann, ohne dass dies die politischen Ziele für den Ausbau von Offshore-Windparks zur Stromerzeugung gefährdet.

Wie in Abschnitt 2 dargestellt, ist zukünftig mit einem signifikanten Bedarf an grünem Wasserstoff zu rechnen. Gleichzeitig besteht das politische Ziel, einen Teil des benötigten Wasserstoffs in Deutschland zu erzeugen. Die Erzeugung von grünem Wasserstoff aus Offshore-Windenergie kann hierzu einen Beitrag leisten. Jedoch spielt die Nutzung der Offshore-Windenergie auch für die Erreichung der Klimaschutzziele im Strombereich eine wichtige Rolle [38]. Ziel des Windenergie-auf-See-Gesetz ist es, „die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden, ab dem Jahr 2021 auf insgesamt 20 Gigawatt bis zum Jahr 2030 und auf insgesamt 40 Gigawatt bis zum Jahr 2040 zu steigern“ [39]. Für diese Anlagen ist demnach eine elektrische Anbindung vorgesehen, was eine Wasserstoffherzeugung auf See ausschließt.

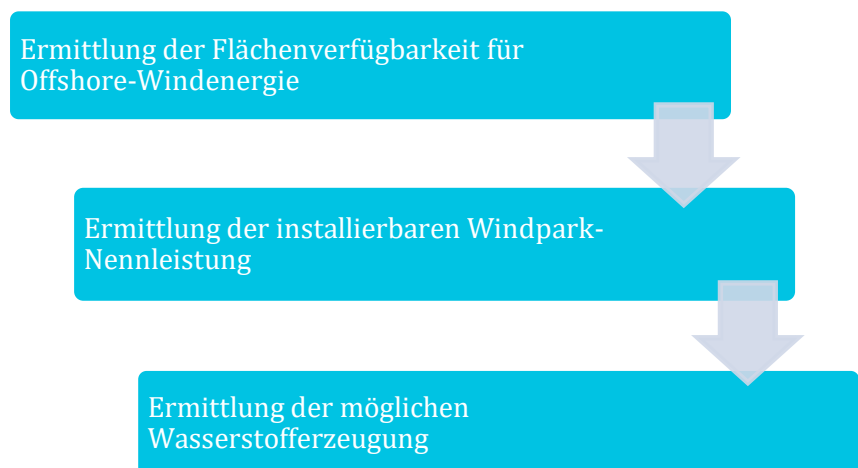
Da das Potential der Offshore-Windenergienutzung innerhalb Deutschlands begrenzt ist und gleichzeitig ein großer Bedarf an erneuerbarem Strom sowie grünem Wasserstoff besteht, stellt sich die grundsätzliche Frage, ob Offshore-Windenergieanlagen hierzulande primär zur Stromerzeugung (elektrische Anbindung) oder zur Herstellung von Wasserstoff (Pipeline-Anbindung) genutzt werden sollten. Für das politische Ziel von 40 Gigawatt bis 2040 wurde diese Entscheidung in Richtung der Stromerzeugung getroffen. Für mögliche darüber hinaus gehende Offshore-Kapazitäten gibt es diesbezüglich noch keine politische Aussage. Die Produkte Strom und Wasserstoff werden im zukünftigen Energiesystem unterschiedliche Funktionen erfüllen. Die Entscheidung, wofür die verfügbaren Windenergieressourcen auf See genutzt werden sollten, wird daher im Rahmen einer Gesamtenergiesystembetrachtung in Abhängigkeit von den erwarteten Bedarfen für Strom und Wasserstoff sowie anderen Faktoren zu treffen sein. Auch die Auslegung der Elektrolyse für einen systemdienlichen Betrieb wird in diesem Zusammenhang zu prüfen sein (siehe Abschnitt 3.3.3).



Eine solche gesamtsystemische Betrachtung kann im Rahmen dieser Arbeit nicht erfolgen. Um den möglichen Beitrag der Offshore-Windenergie zur Erzeugung von grünem Wasserstoff beurteilen zu können, wird hier dargestellt, welche Menge an Wasserstoff aus Offshore-Windenergie erwartet werden kann, wenn die über das 40 GW-Ziel hinaus gehenden Offshore-Windenergieanlagen ausschließlich für die Wasserstofferzeugung eingesetzt werden.

Dafür wird zunächst auf der Basis des aktuellen Raumordnungsplans das verfügbare Gesamtflächenpotential für die Offshore-Windenergienutzung zusammengefasst. Anschließend wird aus dem Flächenpotential für drei unterschiedliche Leistungsdichten das Gesamtnennleistungspotential ermittelt. Im dritten Schritt wird zunächst der mögliche Wasserstoffenertrag je Fläche berechnet. Mit diesem Wert kann unter Berücksichtigung der Ausbauziele für netzangebundene Windenergie in der Folge bestimmt werden, welches zusätzliche Gesamtpotential für die Wasserstofferzeugung durch Offshore-Windenergie besteht. Abbildung 3 veranschaulicht den gewählten Ansatz zur Ermittlung des Wasserstofferzeugungspotentials.

Abbildung 3:  
Vorgehen zur Bestimmung des Wasserstofferzeugungspotentials



## 4.1 FLÄCHENVERFÜGBARKEIT

Windparks auf See können in Deutschland innerhalb des Küstenmeers sowie in der ausschließlichen Wirtschaftszone errichtet werden. Als Küstenmeer wird nach dem Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen ein Meeresstreifen bezeichnet, der an die Landfläche eines Staates angrenzt. Das Küstenmeer gehört zum Staatsgebiet Deutschlands und hat eine Breite von zwölf Seemeilen. Jenseits des Küstenmeeres befindet sich die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ). Anders als das Küstenmeer gehört die AWZ nicht zum Hoheitsgebiet, Deutschland verfügt hier über eine eingeschränkte Souveränität. Dazu gehört das alleinige Recht zur wirtschaftlichen Nutzung. Allerdings müssen bei jeglicher Nutzung die Freiheiten des UN-Seerechtsübereinkommens wie beispielsweise die Freiheit der Schifffahrt und die Freiheit zur Verlegung von Kabeln und Rohrleitungen gewährleistet werden.

Das deutsche Küstenmeer hat eine Fläche von etwa 16.900 km<sup>2</sup>, die Fläche der AWZ beträgt rund 33.000 km<sup>2</sup>. Der allergrößte Teil der Flächen, welche in Deutschland für die Windenergienutzung auf See in Betracht kommen, befindet sich in der AWZ der Nordsee. Innerhalb des Küstenmeers sind zurzeit Windparks mit einer Gesamtleistung von 272 MW in Betrieb. Zukünftig werden weitere Windparks im Küstenmeer der Ostsee hinzukommen, das Potential für die Windenergienutzung innerhalb des Küstenmeers wird aber auch langfristig auf unter 2 GW eingeschätzt. Daher beschränken sich die Betrachtungen im Rahmen dieser Studie auf das Potential innerhalb der deutschen AWZ der Nord- und Ostsee.

Windenergieflächen werden im Raumordnungsplan und im Flächenentwicklungsplan festgelegt.

Für die nationale Raumplanung für die AWZ ist das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) zuständig. Der aktuelle Raumordnungsplan (ROP) [40] ist am 01.09.2021 in Kraft getreten und legt Vorranggebiete und Vorbehaltsgebiete für die unterschiedlichen Nutzungen und Funktionen der AWZ fest, so auch für die Windenergie. Während Windenergie-Vorranggebiete die Windenergienutzung fest vorsehen, ist in Windenergie-Vorbehaltsgebieten der Windenergie bei der Abwägung konkurrierender Raumnutzungen besonderes Gewicht beizumessen. Windenergiegebiete in den weiter entfernten Bereichen der AWZ, die erst für eine spätere Nutzung vorgesehen werden, sind im ROP als Vorbehaltsgebiete festgelegt. Innerhalb der Vorranggebiete für Windenergie auf See legt das BSH im Flächenentwicklungsplan (FEP) [27] konkrete Flächen für Windparks samt zu installierender Leistung und vorgesehenem

Inbetriebnahmejahr fest. Dabei wird auf der Grundlage des WindSeeG [39] zwischen Flächen für netzangebundene Windenergieanlagen und sogenannten sonstigen Energiegewinnungsbereichen unterschieden. Eine Wasserstoffherzeugung auf See ist demnach ausschließlich innerhalb der sonstigen Energiegewinnungsbereiche möglich. Der aktuelle Flächenentwicklungsplan legt einen sonstigen Energiegewinnungsbereich in der Nordsee (SEN-1) mit einer möglichen Windparkleistung von etwa 300 MW fest. Für die Ostsee wird ein weiterer, deutlich kleinerer, sonstiger Energiegewinnungsbereich (SEO-1) festgelegt. Die Vergabe der Nutzungsrechte für diese sonstigen Energiegewinnungsbereiche wird anhand unterschiedlicher Kriterien erfolgen. Diese werden in einer entsprechenden Verordnung festgelegt, welche aktuell im Entwurf vorliegt [41] und in ihrer finalen Fassung im Oktober 2021 in Kraft treten soll.

Abbildung 4 zeigt die Flächen für Windenergie in der AWZ der Nordsee nach dem aktuellen ROP [40]. Neben Vorranggebieten und Vorbehaltsgebieten sind je ein bedingtes Vorrang- und ein bedingtes Vorbehaltsgebiet dargestellt. Auch für die Ostsee wird ein bedingtes Vorbehaltsgebiet vorgesehen. Die Eigenschaft der Bedingtheit soll jeweils zukünftig aufgehoben werden, wenn nicht nachgewiesen wird, dass diese Flächen aus zwingenden Gründen für die Schifffahrt bzw. die Fischereiforschung benötigt werden.

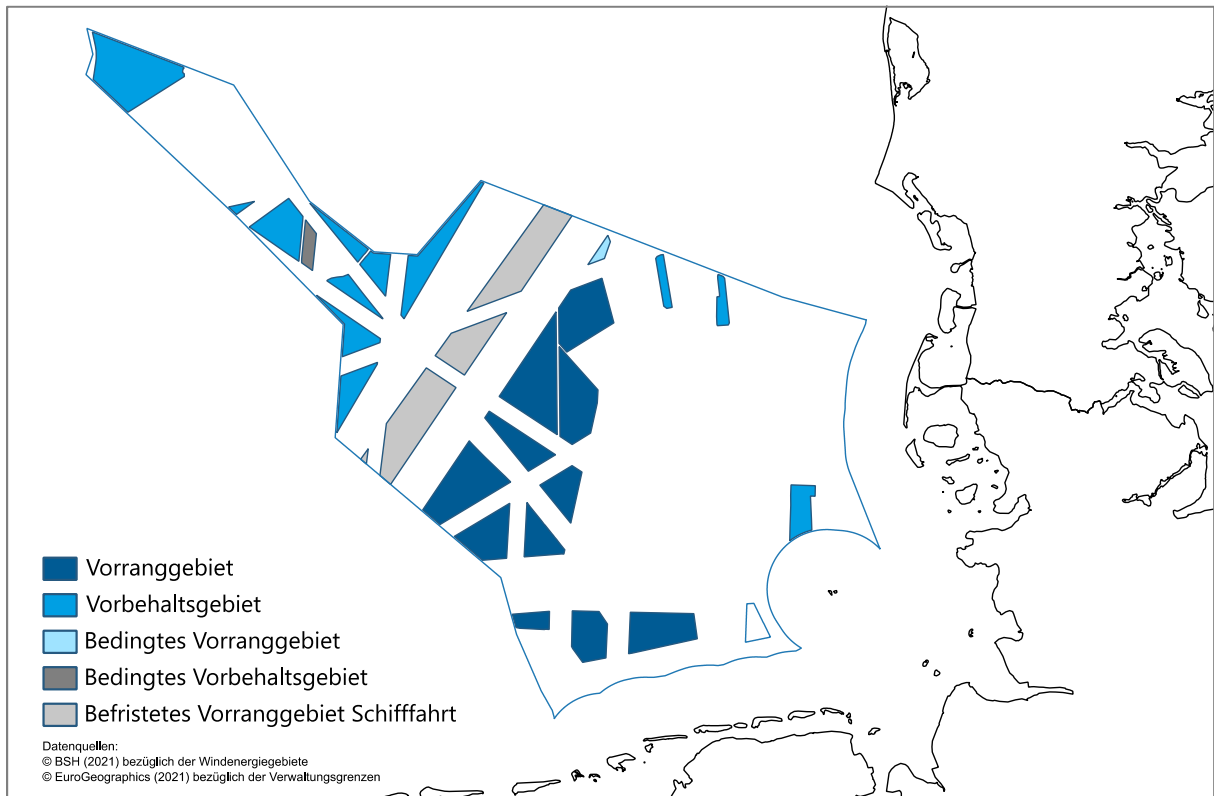


Abbildung 4:  
Mögliche Windenergiegebiete in der AWZ der Nordsee

Zusätzlich ist ein befristetes Vorranggebiet für die Schifffahrt dargestellt. Dieses Gebiet wird aktuell für die Schifffahrt auf der Route von Den Helder nach Skagen benötigt. Zurzeit prüfen Deutschland, die Niederlande und Dänemark verkehrslenkende Maßnahmen, die im Ergebnis zu einer Reduktion des Platzbedarfs der Schifffahrt in diesem Gebiet führen könnten. In diesem Fall kommt nach dem ROP eine Nutzung der freiwerdenden Flächen durch die Offshore-Windenergie in Betracht.

Darüber hinaus soll laut ROP geprüft werden, ob eine Windenergienutzung im Naturschutzgebiet der Doggerbank naturverträglich möglich ist. Für dieses Gebiet wird ein zusätzliches Potential von 4 – 6 GW angegeben. Die Nutzung dieses Gebiets ist jedoch aus Naturschutzsicht umstritten, wie eine gemeinsame Stellungnahme unterschiedlicher Umweltverbände zum Entwurf des ROP [42] deutlich macht. In dieser Arbeit wird dieses Gebiet für die Potentialabschätzung nicht berücksichtigt, da seine Nutzung für die Windenergie als fraglich erachtet wird.

Der Anteil der Windenergieflächen an der Fläche der AWZ entspricht im Szenario *ROP Plus* 22 % in der Nord- und 8 % in der Ostsee.

Sämtliche Windenergieflächen, die sich gemäß des aktuellen ROP ergeben, sind untergliedert nach der Art der Gebiete in Tabelle 1 dargestellt. Für die Flächenverfügbarkeit wird zwischen zwei Szenarien unterschieden. Für das Szenario *ROP Basis* werden alle Vorrang- und Vorbehaltsgebiete berücksichtigt. Im Szenario *ROP Plus* werden zusätzlich die bedingten Vorrang- und Vorbehaltsgebiete sowie das befristete Vorranggebiet Schifffahrt für eine mögliche Windenergienutzung berücksichtigt. Werden alle in Betracht kommenden Gebiete tatsächlich für die Windenergie genutzt (*ROP Plus*), so entspricht der Anteil der Windenergieflächen an der Fläche der AWZ für die Nordsee 22 % und für die Ostsee 8 %.

Tabelle 1:  
Flächenverfügbarkeit  
in der AWZ (nach [43])

Art des Gebiets	Fläche [km <sup>2</sup> ]		
	Nordsee	Ostsee	Summe
Vorranggebiet	3.055	279	3.334
Vorbehaltsgebiet	1.946	0	1.946
Bedingtes Vorranggebiet	31	0	31
Bedingtes Vorbehaltsgebiet	67	55	122
Befristetes Vorranggebiet Schifffahrt	1.253	0	1.253
ROP Basis (nur Vorrang- und Vorbehaltsgebiete)	5.001	279	5.280
ROP Plus (alle Gebiete)	6.352	334	6.686

## 4.2 NENNLEISTUNGSPOTENTIAL

Um vom Flächenpotential auf das Nennleistungspotential zu schließen, muss eine Annahme getroffen werden, welche Leistung auf einer Windenergiefläche installiert wird. Die installierte Windenergieleistung je Windparkfläche wird als Leistungsdichte bezeichnet und in Megawatt pro Quadratkilometer angegeben. Dabei kann zwischen der nominellen Leistungsdichte und der korrigierten Leistungsdichte unterschieden werden [44].

Nominelle Leistungsdichte

Die nominelle Leistungsdichte bezieht sich auf die genehmigte Flächengröße, bei der die Windenergieanlagen in der Regel bis auf den Rand der jeweiligen Fläche platziert werden können. Die nominelle Leistungsdichte ist nicht zur Skalierung auf größere Flächen geeignet und ein Vergleich von Windparks mit unterschiedlicher Flächengröße und -form anhand der nominellen Leistungsdichte ist nur begrenzt möglich.

Korrigierte Leistungsdichte

Durch Erweiterung der nominellen Fläche um einen Rand mit der Breite eines halben Anlagenabstands kann die korrigierte Fläche ermittelt werden. Das Verhältnis aus

Windenergienennleistung zur korrigierten Fläche wird als korrigierte Leistungsdichte bezeichnet. Die korrigierte Leistungsdichte erlaubt sowohl die Skalierbarkeit als auch die Vergleichbarkeit von Windparks [44].

Der Ansatz der Flächenkorrektur findet im FEP für die Festlegung der zu installierenden Leistung Anwendung, es wird also eine korrigierte Leistungsdichte genutzt [29]. Die nominelle Leistungsdichte ist dann für jede Fläche anders und stets größer als die – einheitliche – korrigierte Leistungsdichte. Das im FEP dargestellte Verfahren kommt auch in dieser Untersuchung zur Anwendung.

Ausgangspunkt für die Bestimmung des Nennleistungspotentials ist die Festlegung einer anzunehmenden einheitlichen korrigierten Leistungsdichte für alle Flächen, um für alle Gebiete gleiche relative Anlagenabstände und damit vergleichbare parkinterne Abschattungsverluste zu berücksichtigen.

Um im Folgenden die zu installierende Leistung für jede individuelle Fläche aus einer zuvor festgelegten korrigierten Leistungsdichte zu ermitteln, muss zunächst die korrigierte Fläche ermittelt werden, also die eigentliche Fläche um einen Rand ergänzt werden. Diese erweiterten Flächen werden allein zur Leistungsermittlung genutzt.

In Abbildung 5 ist die Flächenkorrektur beispielhaft für die Gebiete EN15 bis EN18 sowie EN20 mit einem Rand von 500 m dargestellt. Dieser Rand ist etwas geringer als ein halber Anlagenabstand zukünftiger Offshore-Windenergieanlagen, die Rotordurchmesser von deutlich über 200 m erreichen werden, und wurde so gewählt, damit es nicht zu Überschneidungen der Gebiete untereinander und mit den Grenzen der AWZ kommt.

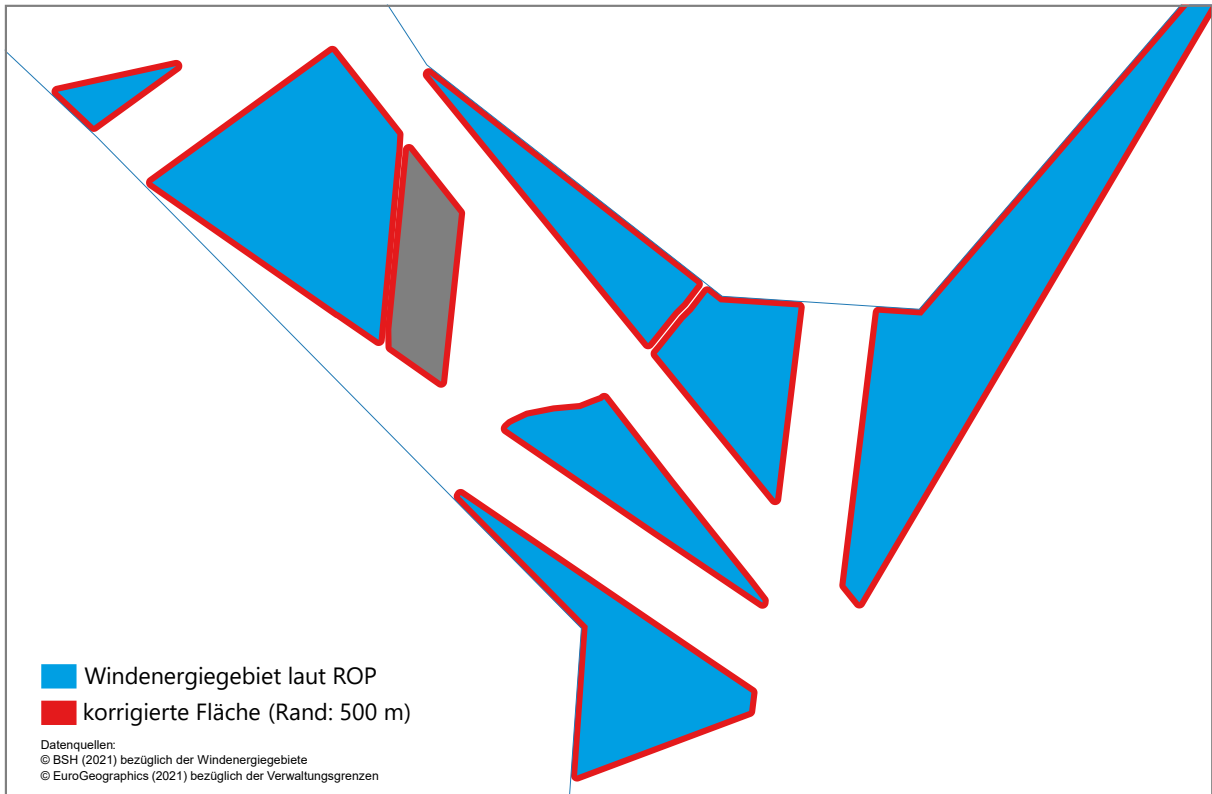


Abbildung 5:  
Flächenkorrektur zur Leistungsermittlung

Die Festlegung der Leistungsdichte stellt immer einen Kompromiss aus dem Ausnutzungsgrad einer Fläche durch Windenergie und den Abschattungsverlusten dar [44]. Untersuchungen zeigen, dass Abschattungsverluste bei gleicher Anlagentechnologie, aber steigender Leistungsdichte zunehmen. Dies gilt sowohl für Innerparkverluste [44] als auch für clusterübergreifende Verluste [45]. Das heißt, der zu erwartende Energieertrag steigt in geringerem Umfang als die installierte Nennleistung.

Die mittlere korrigierte Leistungsdichte der Gebiete EN1 bis EN8, auf denen sich der Großteil der bestehenden deutschen Offshore-Windparks sowie geplante Windparks und kurzfristig zur Ausschreibung kommende Flächen befinden, wird nach Inbetriebnahme aller Windparks bei etwa  $7 \text{ MW/km}^2$  liegen. Die korrigierte Leistungsdichte der einzelnen Windparks variiert dabei zwischen  $3$  und  $11 \text{ MW/km}^2$  [31].

Der FEP 2020 legt für die im Zeitraum 2024-2025 zur Ausschreibung vorgesehenen Flächen N-9.1 bis N-10.2 korrigierte Leistungsdichten von ca.  $8 \text{ MW/km}^2$  fest [27]. Dieser Wert von  $8 \text{ MW/km}^2$  ist im internationalen Vergleich eher hoch [31], was mit der Flächenknappheit in Deutschland begründet wird. Die Leistungsdichte für die Gebiete EN11 bis EN13 soll erst nach Abschluss weiterer Untersuchungen festgelegt werden, da es

sich hierbei um besonders große zusammenhängende Gebiete handelt, in denen die Abschattungsverluste unter Umständen besonders stark ausfallen. Hierzu sind laut FEP weitere Untersuchungen erforderlich. Diese könnten im Ergebnis zu der Festlegung einer geringeren Leistungsdichte führen.

In dieser Studie wird das Nennleistungspotential für drei unterschiedliche Leistungsdichten ermittelt:

- $8 \text{ MW/km}^2$ , wie im FEP für die Gebiete EN9 und EN10 vorgesehen,
- $7 \text{ MW/km}^2$  entsprechend der bisherigen mittleren Leistungsdichte,
- $6 \text{ MW/km}^2$ , falls zukünftige Untersuchungsergebnisse im Rahmen der Fortschreibung des FEP zur Festlegung geringerer Leistungsdichten für große Gebiete führen sollten.

Da es sich hier um eine Potentialabschätzung für die gesamte deutsche AWZ handelt und der Ausbau aller Windenergiegebiete einen laufenden Prozess aus Zubau und Rückbau darstellt, wird auf eine räumliche Unterscheidung der Leistungsdichte unter Berücksichtigung der bestehenden und geplanten Windparks verzichtet und unterstellt, dass die angenommene Leistungsdichte für alle Windenergiegebiete gleichermaßen gilt.

Tabelle 2 stellt für alle Gebietsarten die sich ergebende installierbare Leistung für die drei genannten Leistungsdichten dar. Zur Bestimmung der installierbaren Leistung wurden alle Gebiete, wie in Abbildung 5 für einen Ausschnitt der AWZ dargestellt, mit einem Rand von 500 m erweitert, um mit der korrigierten Leistungsdichte arbeiten zu können.



Tabelle 2:  
Flächenverfügbarkeit für Windenergie auf See in der AWZ

Art des Gebiets	Fläche nach ROP [km <sup>2</sup> ]	korrigierte Fläche (Rand 500 m) [km <sup>2</sup> ]	Installierbare Leistung bei 6 MW/km <sup>2</sup> [GW]	Installierbare Leistung bei 7 MW/km <sup>2</sup> [GW]	Installierbare Leistung bei 8 MW/km <sup>2</sup> [GW]
<b>Nordsee</b>					
Vorranggebiet	3.055	3.455	20,7	24,2	27,6
Vorbehaltsgebiet	1.946	2.335	14,0	16,3	18,7
Summe	5.001	5.790	34,7	40,5	46,3
Bedingtes Vorranggebiet	31	46	0,3	0,3	0,4
Bedingtes Vorbehaltsgebiet	67	89	0,5	0,6	0,7
Befristetes Vorranggebiet Schifffahrt	1.253	1.253*	7,5	8,8	10,0
<b>Summe aller Gebiete</b>	<b>6.352</b>	<b>7.178</b>	<b>43,1</b>	<b>50,2</b>	<b>57,4</b>
<b>Ostsee</b>					
Vorranggebiet	279	345	2,1	2,4	2,8
Bedingtes Vorbehaltsgebiet	55	67	0,4	0,5	0,5
<b>Summe aller Gebiete</b>	<b>334</b>	<b>412</b>	<b>2,5</b>	<b>2,9</b>	<b>3,3</b>
<b>Gesamte AWZ</b>					
ROP Basis (nur Vorrang- und Vorbehaltsgebiete)	5.280	6.135	36,8	42,9	49,1
ROP Plus (zusätzlich bedingte Gebiete und befristetes Vorranggebiet Schifffahrt)	6.686	7.590	45,5	53,1	60,7

\*Für dieses Gebiet wurde die Flächenkorrektur nicht angewendet, da im Falle einer Umwidmung der Fläche voraussichtlich zusätzliche einzuhaltende Abstände berücksichtigt werden und die für die Windenergienutzung zur Verfügung stehende Fläche entsprechend geringer ausfallen würde.

Das Nennleistungspotential wird je nach Leistungsdichte auf 37 – 61 GW abgeschätzt.

Wenn alle Gebiete, die heute für die AWZ als Vorrang- oder Vorbehaltsgebiete für die Windenergie vorgesehen werden (*ROP Basis*) genutzt werden, ergibt sich je nach Leistungsdichte ein Nennleistungspotential für die Offshore-Windenergie von 37 – 49 GW. Sofern alle Gebiete, die im ROP für die Windenergienutzung in Betracht gezogen werden (*ROP Plus*) umgesetzt werden, ergibt sich ein Nennleistungspotential von 46 – 61 GW. Hinzu kommen die Windparks innerhalb der Küstengewässer mit maximal 2 GW. Daraus wird deutlich, dass das Nennleistungspotential stark von der Festlegung der Leistungsdichte abhängig ist.

Der zur Verfügung stehende Trassenraum kann die Gesamtnennleistung begrenzen.

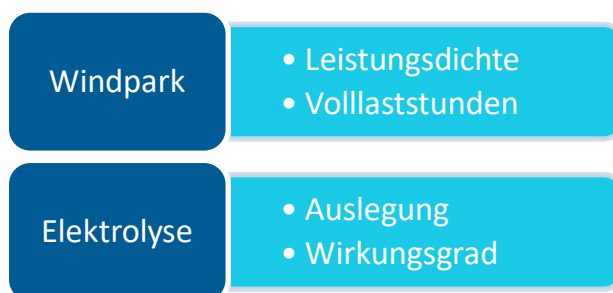
Eine weitere Begrenzung für das Nennleistungspotential ergibt sich aus dem verfügbaren Trassenraum zur Anbindung der Windparks. Sowohl elektrische Netzanbindungssysteme als auch Pipelines benötigen Trassenkorridore. Die Anzahl der verfügbaren Trassenkorridore in der Nordsee ist insbesondere im sensiblen Bereich des Wattenmeers begrenzt. Abhängig von der Übertragungskapazität der gewählten Anbindungssysteme kann demnach auch der Trassenraum zum begrenzenden Faktor werden, insbesondere da neben den Windparkanbindungen auch Interkonnektoren Trassenraum beanspruchen.

### 4.3 WASSERSTOFFERZEUGUNGSPOTENTIAL

In diesem Abschnitt werden zunächst abhängig vom Windenergieausbau in der AWZ die zu erwartenden Elektrolyse-Volllaststunden sowie der Wasserstofftrag je Fläche berechnet. Anschließend wird das mögliche Wasserstoffherstellungspotential für unterschiedliche Flächenverfügbarkeiten sowie Elektrolyse-Konfigurationen unter Berücksichtigung der Ausbauziele für netzangebundene Offshore-Windenergieanlagen bestimmt.

Die Elektrolyse-Volllaststunden und die jährlich zu erwartende Menge an Wasserstoff je Fläche hängen von unterschiedlichen Faktoren ab. Abbildung 6 stellt die relevanten Einflussfaktoren auf Seiten des Windparks sowie des Elektrolyseurs dar.

Abbildung 6:  
Einflussfaktoren auf die Wasserstoffpotentialabschätzung



Die Potentialabschätzung erfolgt unter der Annahme, dass die für die Wasserstoffherzeugung vorgesehenen Windenergieanlagen ausschließlich und allein für diesen Zweck eingesetzt werden und somit keine Leistung mit dem öffentlichen Stromnetz ausgetauscht wird. Es wird angenommen, dass der Wasserstoff entweder auf See erzeugt und per Wasserstoffpipeline abgeführt wird oder dass eine elektrische Anbindung an eine landseitige Elektrolyseanlage erfolgt. Die anzunehmenden Transportverluste liegen für beide Fälle im niedrigen einstelligen

Prozentbereich und werden für die Potentialabschätzung nicht näher berücksichtigt.

Im Folgenden werden die Einflussfaktoren auf die Wasserstoffpotentialabschätzung näher beschrieben und die jeweils abgeleiteten Annahmen dargelegt.

### 4.3.1 EINFLUSSFAKTOREN AUF WINDPARK-SEITE

Für Windparks zur Wasserstoffherzeugung wird dieselbe Konfiguration angenommen wie für herkömmliche Windparks ( $400 \text{ W/m}^2$ ).

Die zur Ermittlung des Wasserstoffherzeugungspotentials angenommenen Leistungsdichten werden im Rahmen der Analyse analog zu den in Bezug auf die herkömmlichen Offshore-Windparks zur Stromerzeugung gewählten Leistungsdichten ausgestaltet. Dies bedeutet, dass eine Variation der Leistungsdichte zwischen 6, 7 und  $8 \text{ MW/km}^2$  erfolgt.

Neben der Leistungsdichte der Windparks beeinflusst auch die Wahl der spezifischen Nennleistung der Windenergieanlagen den Wasserstoffhertrag pro Fläche. Es ist denkbar, dass zumindest im Falle einer ausschließlichen Verwendung der Offshore-Windenergieanlagen zur Wasserstoffherzeugung niedrigere spezifische Nennleistungen betriebswirtschaftlich sinnvoll sein könnten (vgl. Kapitel 3.1). Ähnliche Effekte in Bezug auf die Auslastungsgrade der Elektrolyse erreicht man allerdings auch durch die Wahl einer geringeren Elektrolyseleistung im Verhältnis zur Windparkleistung, wie in Kapitel 4.3.2 näher beschrieben. Im Sinne der Vergleichbarkeit zu herkömmlichen Windparks und dem aktuellen Planungsstand des FEP, werden im Rahmen der vorliegenden Analyse zur Abschätzung des Wasserstoffherzeugungspotentials deshalb Windparks mit einer spezifischen Nennleistung der Windenergieanlagen von  $400 \text{ W/m}^2$  angenommen.

**ROP Basis:** Alle Vorrang- und Vorbehaltsgebiete nach dem ROP 2021.

**ROP Plus:** Sämtliche in Betracht gezogenen Flächen nach dem ROP 2021.

Eine weitere kritische Größe für den Wasserstoffhertrag stellen die Volllaststunden der Windparks dar. In welchem Maße sich Windparks bei hohen Ausbaugraden gegenseitig abschatten, ist Gegenstand aktueller wissenschaftlicher Diskussionen und Forschungsprojekte. Für diese Potentialabschätzung werden die erwarteten Volllaststunden auf der Grundlage der vielbeachteten Analyse zur Neubewertung des Offshore-Windenergiepotentials in der deutschen Nordsee [45] mit dem Modell KEBA (Kinetic Energy Budget of the Atmosphere) berechnet. Die Ergebnisse des KEBA-Modells zeigen bei der Betrachtung großer Flächen eine sehr gute Übereinstimmung mit Ergebnissen des weit aufwendigeren Berechnungsansatzes mit meteorologischen Modellen [46]. Für die Berechnungen in dieser Studie werden im Modell KEBA die spezifische Nennleistung der

Windenergieanlagen, die Leistungsdichte der Windparks sowie die bebaute Fläche entsprechend den hier vorgestellten Annahmen angepasst. Die Annahmen zur betrachteten Region (AWZ der Nordsee) sowie zur Windgeschwindigkeitsverteilung basierend auf Messungen der Station FINO1 werden aus der Ursprungsanalyse [45] übernommen. Die erwarteten Volllaststunden sind wie oben beschrieben vom Ausbaugrad innerhalb der AWZ abhängig und müssen daher in Abhängigkeit von der Flächenverfügbarkeit und der Leistungsdichte ermittelt werden.

Zur Abschätzung der erwartbaren Volllaststunden wird, analog zum Vorgehen in Kap. 4.1, zwischen einer Flächenverfügbarkeit, bei der sämtliche unbedingten Vorrang- und Vorbehaltsgebiete genutzt werden (*ROP Basis*), und einer Flächenverfügbarkeit unter Nutzung aller potentiell infrage kommenden Flächen laut Raumordnungsplanung (*ROP Plus*) unterschieden. Für die Berechnung der Volllaststunden wird davon ausgegangen, dass die verfügbaren Flächen jeweils vollständig durch Windenergie (zur Strom- und Wasserstoffherzeugung) genutzt werden.

### 4.3.2 EINFLUSSFAKTOREN AUF ELEKTROLYSE-SEITE

Es werden zwei unterschiedliche Elektrolyseauslegungen untersucht. Die Nennleistung der Elektrolyse entspricht dabei 95 % bzw. 80 % der Windparknennleistung.

In Kapitel 3.1 wurde bereits darauf eingegangen, dass es betriebswirtschaftlich sinnvoll ist, den Auslastungsgrad des Elektrolyseurs durch die technische Auslegung des Projektes zu erhöhen. Erfolgt dies nicht über die Windenergieanlagentechnologie, muss hierfür der Elektrolyseur mit einer geringeren Leistung ausgelegt werden als der Windpark. Die Annahmen hierzu in verfügbaren Analysen schwanken. Vielfach wird ein Verhältnis aus Elektrolysenennleistung zu Windparknennleistung von 80 – 95 % für betriebswirtschaftlich sinnvoll erachtet. Die Effizienz der Elektrolyse ist hierbei relativ unabhängig von der Festlegung der Nennleistung, da Elektrolyseure modular aufgebaut sind.

Im Rahmen der vorliegenden Analyse werden zwei unterschiedliche Elektrolyseurauslegungen untersucht. Im ersten Fall wird angenommen, dass die Nennleistung der Elektrolyse 95 % der Windparknennleistung entspricht (vgl. [26]). Ergänzend wird für einen zweiten Fall betrachtet, wie sich Elektrolyse-Volllaststunden und Wasserstoffhertrag verändern, wenn die Elektrolysenennleistung 80 % der Nennleistung der Windparks beträgt (vgl. [47]). Dieser Fall bezieht sich auf die Annahme, dass die hierdurch erreichbaren etwas höheren Volllaststunden des Elektrolyseurs vorteilhaft sein können. Geht man von einer reinen Pipeline-Anbindung aus, müssen die Windenergieanlagen

in dieser Konfiguration bei hohen Windgeschwindigkeiten schon vor Erreichen ihrer Nennleistung gedrosselt werden. Es wird also ein Teil der möglichen Stromerzeugung nicht genutzt. Für gewisse Zeiträume können PEM-Elektrolyseure auch oberhalb ihrer Nennleistung betrieben werden, was die entgangenen Erträge noch weiter begrenzen kann. Genau wie die konkrete Auslegung des Windparks wird auch das Verhältnis aus Elektrolyseleistung und Windparkleistung im Einzelfall betriebswirtschaftlich zu optimieren sein.

Für den Teillastbereich wird vereinfachend angenommen, dass die elektrische Eingangsleistung der Elektrolyse 95 % der Windparkleistung entspricht, und die verbleibende Leistung nach Abzug von Transport- und Umwandlungsverlusten für die Wasseraufbereitung und sonstige Nebenbetriebe ausreicht.

Abbildung 7 zeigt exemplarisch die Leistungskennlinien eines Modell-Windparks sowie der Elektrolyse (in den beiden unterschiedlichen Auslegungen) in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe. Die Leistungskennlinien berücksichtigen die zuvor berechnete reduzierte Leistung im Teillastbereich für einen starken Ausbau der Offshore-Windenergie, die sich aus den zu erwartenden Abschattungseffekten im Szenario *ROP Basis* und einer Leistungsdichte von 7 MW/km<sup>2</sup> ergibt.

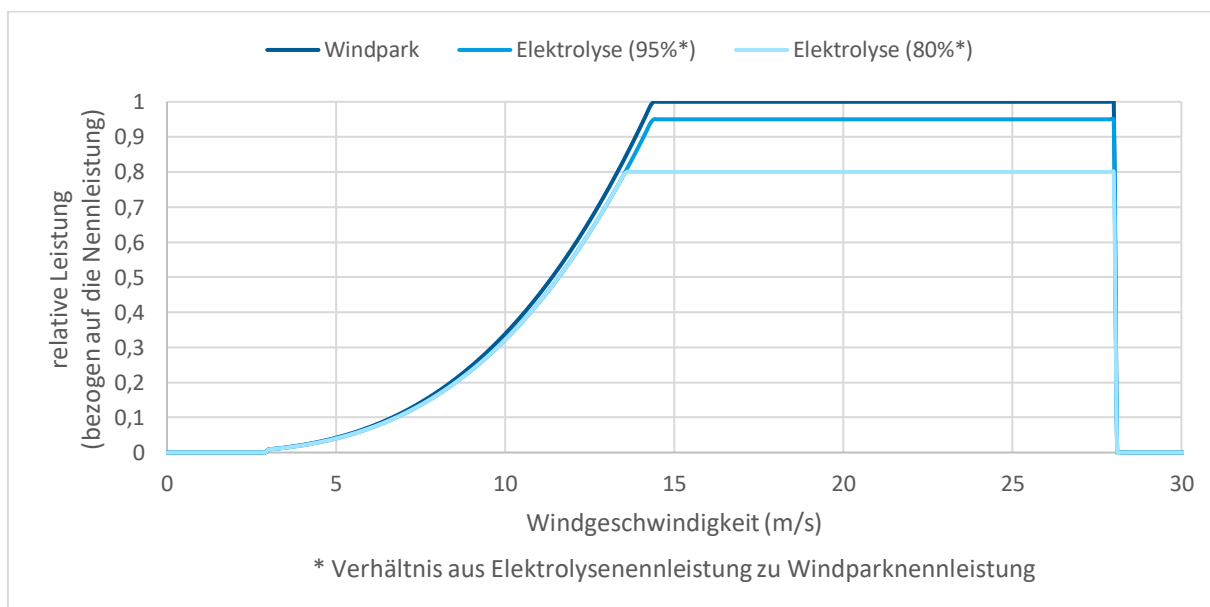


Abbildung 7:  
Leistungskennlinien (unter Berücksichtigung von Abschattungseffekten)

Aus der Windgeschwindigkeitsverteilung und den Leistungskennlinien können die idealisierten Dauerlinien für Windpark

und Elektrolyse abgeleitet werden, welche in Abbildung 8 dargestellt werden.

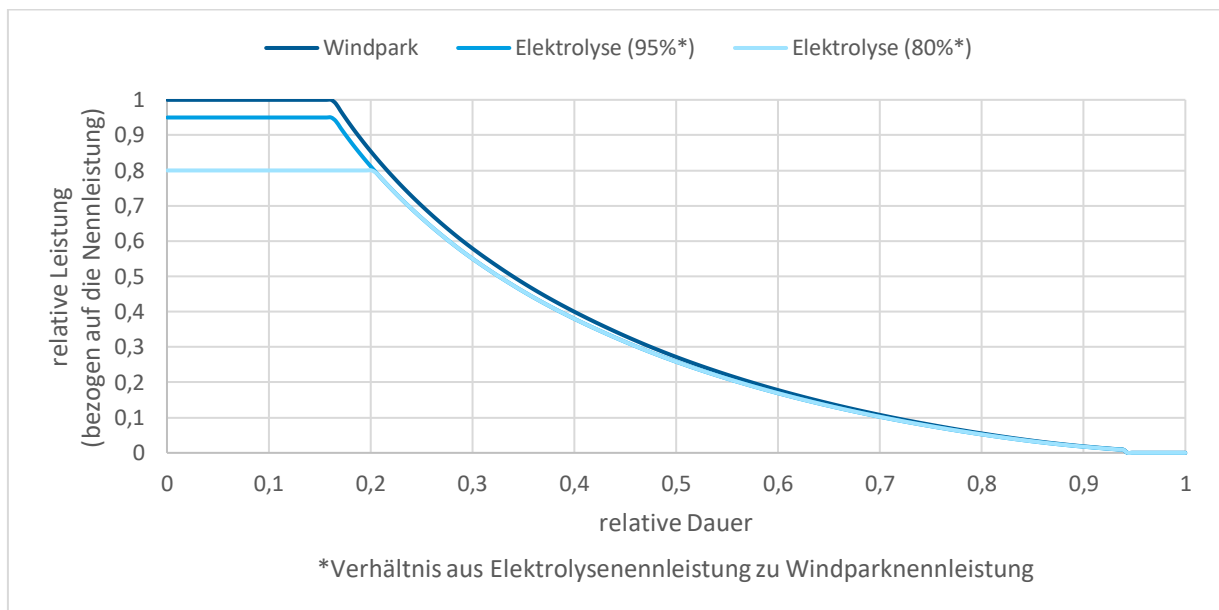


Abbildung 8: Leistungsdauerlinien (unter Berücksichtigung von Abschattungseffekten)

Abbildung 8 macht deutlich, dass im betrachteten Fall der Modell-Windpark in rund 18 % der Betriebszeit Volllast erreicht. Insgesamt kann für den Windpark mit rund 3.600 Volllaststunden im Jahr gerechnet werden. Bei einer Auslegung der Elektrolyse auf 95 % der Windparknennleistung entspricht die Auslastung der Elektrolyse der des Windparks. Wird die Elektrolyse dagegen auf 80 % der Windparknennleistung ausgelegt, so kann diese in rund 20 % der Zeit bei Volllast betrieben werden und die Volllaststunden steigen auf 3.900. Dieser Wert liegt nah an der in der nationalen Wasserstoffstrategie angenommenen Auslastung der Elektrolyseure von 4.000 Volllaststunden.

Für den gekoppelten Einsatz mit Offshore-Windenergie wird von PEM-Elektrolyseuren ausgegangen.

Der auf den Heizwert bezogene Wirkungsgrad wird mit 70 % angenommen.

Mit einem großflächigen Einsatz von Offshore-Windparks zur Wasserstoffherzeugung ist nicht vor 2030 zu rechnen, weshalb Abschätzungen zur Elektrolysetechnologie und ihren Wirkungsgraden mit Unsicherheiten behaftet sind. Ausgehend von den Darstellungen in Abschnitt 3.2 wird für die Elektrolyse in Verbindung mit Offshore-Windenergie der Einsatz der PEM-Technologie als wahrscheinlich angesehen. Für den Zeitraum ab 2030 wird ein auf den Heizwert bezogener Wirkungsgrad der Elektrolyse von 70 % unterstellt. Diese Annahme stimmt gut mit den Annahmen weiterer Untersuchungen überein [14] [4] [47].

### 4.3.3 ERGEBNISSE DER POTENTIALABSCHÄTZUNG

Die oben ausgeführten Annahmen im Bereich der Einflussfaktoren auf Windpark- und Elektrolyseseite werden im Folgenden herangezogen, um zunächst einen flächenbezogenen Wert für den erwartbaren Wasserstoffenertrag sowie darauf aufbauend einen absoluten Wert für das abgeschätzte Wasserstoffenerzeugungspotential zu bestimmen.

Die erwarteten Volllaststunden für Windparks sowie Elektrolyse und der flächenbezogene Wasserstoffenertrag in unterschiedlichen Auslegungsfällen werden in Tabelle 3 sowie Abbildung 9 dargestellt.

Tabelle 3:  
Elektrolyse-Volllaststunden und Wasserstoffenertrag je Fläche für unterschiedliche Leistungsdichten und Flächenverfügbarkeiten

Leistungsdichte	MW/km <sup>2</sup>	6		7		8	
Elektrolysenennleistung/Windparkennennleistung	%	95	80	95	80	95	80
<b>ROP Basis</b>							
erwartete Volllaststunden Windpark	h/a	3.700	3.700	3.600	3.600	3.400	3.400
erwartete Volllaststunden Elektrolyse	h/a	3.700	4.100	3.600	3.900	3.400	3.800
erwarteter Wasserstoffenertrag	t/km <sup>2</sup> /a	440	410	500	460	550	510
<b>ROP Plus</b>							
erwartete Volllaststunden Windpark	h/a	3.500	3.500	3.400	3.400	3.200	3.200
erwartete Volllaststunden Elektrolyse	h/a	3.500	3.900	3.400	3.700	3.200	3.600
erwarteter Wasserstoffenertrag	t/km <sup>2</sup> /a	420	390	470	440	510	480

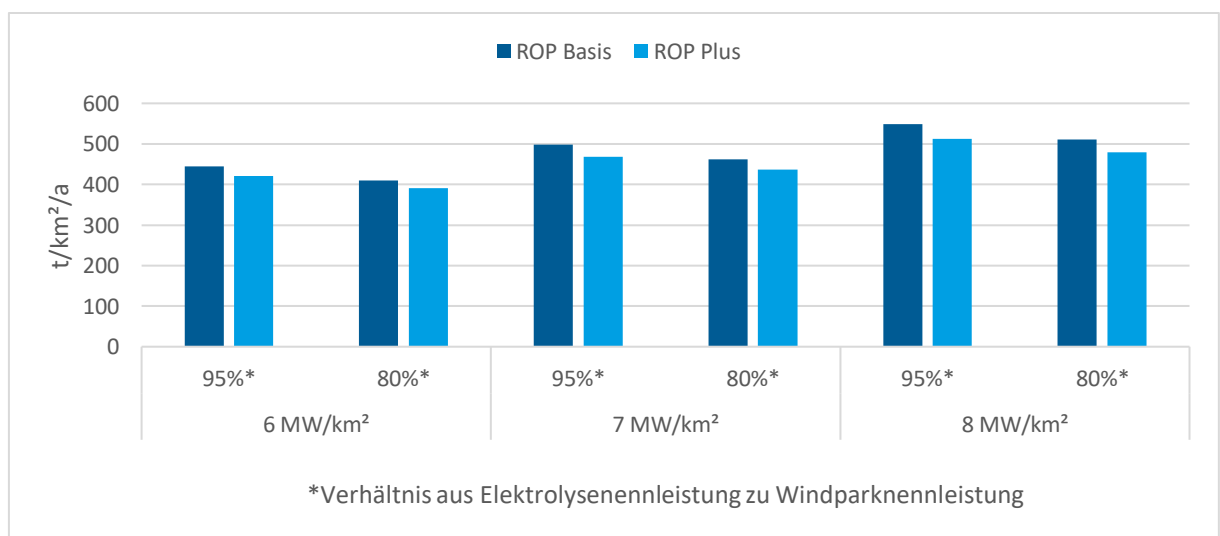


Abbildung 9:  
Erwarteter Wasserstoffenertrag je Fläche für unterschiedliche Leistungsdichten und Flächenverfügbarkeiten

Der errechnete Wasserstoff-ertrag je km<sup>2</sup> Fläche liegt in den Szenarien bei 390 – 550 t/a.

Die dargestellten Analysen zeigen, dass die Volllaststunden mit zunehmender Leistungsdichte und zunehmendem Ausbau jeweils wie erwartet abnehmen. Elektrolyseure mit geringerer Nennleistung erreichen bei gleicher Leistungsdichte höhere Volllaststunden und gleichzeitig geringere Wasserstoffträge. Der errechnete Wasserstofftrag, der pro Quadratkilometer Fläche produziert werden kann, liegt je nach Szenario zwischen 390 und 550 Tonnen je Quadratkilometer und Jahr.

Der mögliche absolute Wasserstofftrag lässt sich nun aus den flächenspezifischen Erträgen aus Tabelle 3 sowie einem definierten Anteil der Wasserstoffherzeugung am gesamten Nennleistungspotential für Windenergie berechnen. Diese Berechnung erfolgt hier beispielhaft unter der Annahme, dass das in Kapitel abgeschätzte Gesamtnennleistungspotential zunächst für die Realisierung der Ausbauziele von 40 GW nach dem Wind-SeeG [39] genutzt wird und sämtliche darüberhinausgehende Windenergieanlagen für die Wasserstoffherzeugung genutzt werden können. Somit können die erwartbaren Elektrolyse-Kapazitäten aus dem Gesamtnennleistungspotential abzüglich des 40 GW-Ziels sowie unter Berücksichtigung der Elektrolyseauslegung (80 % bzw. 95 % der Windparkleistung) und des Elektrolyse-Wirkungsgrads ermittelt werden.

Die Ergebnisse dieser Berechnung sind in Tabelle 4 sowie Abbildung 10 dargestellt.

Tabelle 4:  
Wasserstoffherzeugungspotential unter Berücksichtigung des 40 GW-Ziels

Leistungsdichte	MW/km <sup>2</sup>	6		7		8	
Elektrolysenennleistung/Windparkennleistung	%	95	80	95	80	95	80
<b>ROP Basis</b>							
Nennleistungspotential	GW	36,8	36,8	42,9	42,9	49,1	49,1
Nennleistungspotential Elektrolyse	GW	-	-	2,8	2,4	8,6	7,3
erwarteter Wasserstofftrag	10 <sup>3</sup> t/a	-	-	210	194	623	579
<b>ROP Plus</b>							
Nennleistungspotential	GW	45,5	45,5	53,1	53,1	60,7	60,7
Nennleistungspotential Elektrolyse	GW	5,3	4,4	12,5	10,5	19,7	16,6
erwarteter Wasserstofftrag	10 <sup>3</sup> t/a	388	360	879	819	1.326	1.240



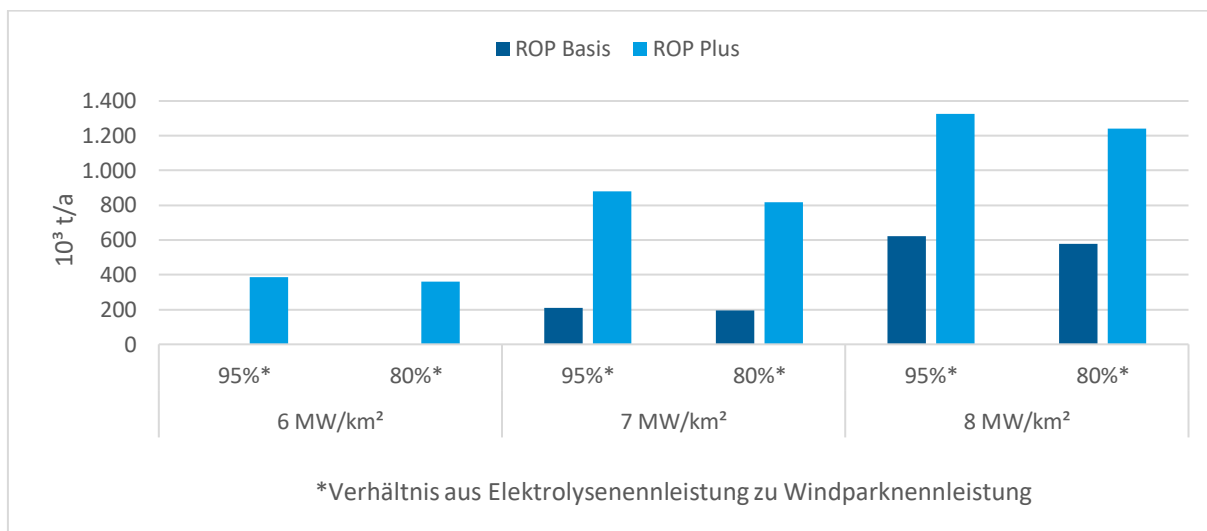


Abbildung 10: Erwarteter Wasserstoffenertrag für unterschiedliche Leistungsdichten und Flächenverfügbarkeiten unter Berücksichtigung des 40 GW-Ziels

Im Szenario *ROP Basis* ergibt sich ein Wasserstoffenertrag von 194.000 – 623.000 Tonnen pro Jahr.

Im Szenario *ROP Basis* verbleiben erst ab einer Leistungsdichte von mindestens 7 MW/km<sup>2</sup> zusätzliche Windparks zur Wasserstoffenerzeugung. In Abhängigkeit von der Wahl der Leistungsdichte und der Elektrolyseauslegung lassen sich auf diesen Flächen Elektrolyseleistungen von 2,4 – 8,6 GW installieren und ein Wasserstoffenertrag von 194.000 – 623.000 Tonnen pro Jahr realisieren. Geht man von einer Elektrolysenennleistung von 80 % der Windparkleistung und einer Leistungsdichte von 8 MW/km<sup>2</sup> aus, so kann mit einer Elektrolyseleistung von 7,3 GW ein Wasserstoffenertrag von 579.000 Tonnen pro Jahr erwartet werden.

Im Szenario *ROP Plus* ergibt sich ein Wasserstoffenertrag von 360.000 – 1.326.000 Tonnen pro Jahr.

Im Szenario *ROP Plus* können bereits ab einer Leistungsdichte von 6 MW/km<sup>2</sup> Windparks für die Wasserstoffenerzeugung genutzt werden. Es lässt sich mit einer Elektrolyseleistung von 4,4 – 19,7 GW ein Wasserstoffenertrag von 360.000 – 1.326.000 Tonnen pro Jahr realisieren. Geht man auch hier davon aus, dass die Elektrolysenennleistung 80 % der Windparkleistung beträgt, so kann bei einer Leistungsdichte von 8 MW/km<sup>2</sup> mit einer Elektrolyseleistung von 16,6 GW ein Wasserstoffenertrag von 1.124.000 Tonnen erreicht werden.

Abbildung 11 stellt das ermittelte Wasserstoffenerzeugungspotential für Offshore-Windenergie den Zielen der nationalen Wasserstoffstrategie (siehe Abschnitt 2.1.2) gegenüber. Es wird deutlich, dass die Offshore-Windenergie das Potential bietet, einen deutlichen Beitrag zur Erreichung der Ziele der nationalen Wasserstoffstrategie zu leisten. So entspricht der erwartete

Wasserstofftrag im Szenario *ROP Plus* bei einer mittleren Leistungsdichte von  $7 \text{ MW/km}^2$  etwa dem Wasserstoffproduktionsziel für 2035.

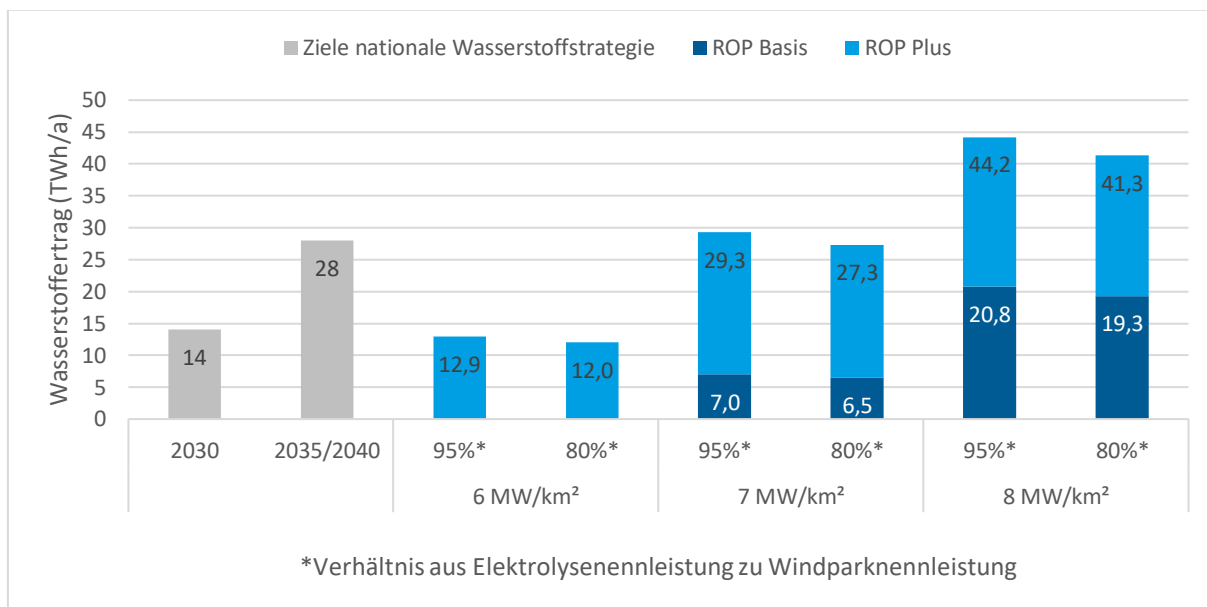


Abbildung 11: Wasserstoffherzeugungspotential im Vergleich zu den Zielen der nationalen Wasserstoffstrategie

## 5 FAZIT

Kernziel dieser Arbeit war es, den möglichen Beitrag der Offshore-Windenergie in Deutschland zur Erzeugung von grünem Wasserstoff und zur Erreichung der Ziele der nationalen Wasserstoffstrategie zu analysieren.

Es wurde hierzu einführend ausgeführt, dass es in einem Energiesystem, das vollständig auf erneuerbaren Energien beruht, einen großen Bedarf an Wasserstoff geben wird. Grüner Wasserstoff gilt hierbei insbesondere in den Bereichen als Hoffnungsträger, in denen eine Dekarbonisierung anderweitig nur schwer möglich ist. Dazu zählen insbesondere Teile der Industrie sowie der internationale Luft- und Schiffsverkehr. Auch wenn es zum genauen Umfang des zukünftigen Wasserstoffbedarfs unterschiedliche Einschätzungen gibt, kann davon ausgegangen werden, dass Deutschland in Zukunft nur einen Teil seines Wasserstoffbedarfs selbst decken können wird.

An Land existieren bereits erste Pilotprojekte zur Kopplung von Windenergie mit Elektrolyse. Noch in diesem Jahrzehnt werden erste Projekte zur Offshore-Wasserstoffherzeugung in Betrieb

gehen. Offshore erzeugter Wasserstoff kann über Pipelines ans Festland angebunden werden. Dies ermöglicht die Anbindung großer Windparkleistungen über eine einzige Leitung. Bei einer entsprechenden Auslegung kann eine solche Leitung zusätzlich für den Wasserstoffimport genutzt werden.

Grundlage zur Ermittlung des Potentials zur Erzeugung von Wasserstoff durch Offshore-Windenergie war eine Analyse der Flächenverfügbarkeit in Verbindung mit dem vorhandenen Nennleistungspotential für die Windenergie auf See. Gebiete innerhalb der AZW, welche für die Nutzung durch Windenergieanlagen zur Verfügung stehen, werden in der maritimen Raumplanung festgelegt. Im aktuellen ROP werden umfangreiche Flächen für die (potentielle) Windenergienutzung vorgesehen. Werden von den in Betracht gezogenen Gebieten alle Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für die Windenergie genutzt (*ROP Basis*), so lassen sich bei einer Leistungsdichte von 6 – 8 MW/km<sup>2</sup> Windenergieanlagen mit einer Gesamtnennleistung von 36,8 – 49,1 GW realisieren. Hinzu kommen Windparks innerhalb des Küstenmeeres mit maximal 2 GW, die im Rahmen dieser Analyse aufgrund des vergleichsweise geringen Potentials nicht näher untersucht wurden.

Auf Basis des Gesamtnennleistungspotentials konnte durch Abzug der für die Erreichung der politischen Zielsetzungen im Bereich der Stromerzeugung notwendigen Kapazitäten auf ein mögliches Wasserstoffherzeugungspotential rückgeschlossen werden. Hierbei wurden unterschiedliche Szenarien berechnet. Im Szenario *ROP Basis* mit einer Leistungsdichte von 8 MW/km<sup>2</sup> würde ein Gesamtpotential von 49,1 GW neben der Realisierung des Ausbauziels von 40 GW zur Stromerzeugung nach dem WindSeeG eine Wasserstoffherzeugung durch Offshore-Windenergie von bis zu 623.000 Tonnen pro Jahr erlauben.

Können alle für die Offshore-Windenergie in Betracht gezogenen Gebiete inklusive Teile der Schifffahrtsroute SN10 genutzt werden (*ROP Plus*), so können innerhalb der deutschen AWZ bis zu 60,7 GW an Offshore-Windenergieanlagen realisiert werden, was neben dem Ausbauziel von 40 GW eine Wasserstoffproduktion von bis zu 1,3 Millionen Tonnen pro Jahr ermöglichen könnte.

## QUELLEN

---

- [1] Europäische Kommission, „Ein sauberer Planet für alle - Eine Europäische strategische, langfristige Vision für eine wohlhabende, moderne, wettbewerbsfähige und klimaneutrale Wirtschaft,“ Brüssel, 2018.
- [2] Europäische Kommission, „A Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe,“ Brüssel, 2020.
- [3] IEA, „The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities,“ 2019.
- [4] Bundesregierung, „Die Nationale Wasserstoffstrategie,“ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin, 2020.
- [5] Energy Comment, Energy Brainpool, „Grün oder Blau? - Wege in die Wasserstoff-Wirtschaft 2020 bis 2040,“ Greenpeace Energy, 2020.
- [6] Wirtschafts- und Verkehrsministerien der norddeutschen Küstenländer Bremen, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein, „Norddeutsche Wasserstoffstrategie,“ 2019.
- [7] Umweltbundesamt, „Vorjahresschätzung der deutschen Treibhausgas-Emissionen für das Jahr 2020,“ Dessau, 2021.
- [8] Sachverständigenrat für Umweltfragen, „Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse,“ Berlin, 2021.
- [9] Enervis, „Wasserstoffbasierte Industrie in Deutschland und Europa,“ Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE, Berlin, 2021.
- [10] FCH-JU, „Hydrogen Roadmap Europe - A Sustainable Pathway for the European Energy Transition,“ Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, 2019.
- [11] Navigant, „Integration routes North Sea offshore wind 2050,“ 2020.
- [12] Joint Research Center, „Hydrogen use in EU decarbonisation scenarios,“ Brüssel, 2019.
- [13] Guidehouse, „Gas Decarbonisation Pathway 2020-2050,“ Gas for Climate, 2020.
- [14] IEA, „Hydrogen in North-Western Europe - A Vision toward 2030,“ International Energy Agency, 2021.
- [15] Siemens Gamesa, „Siemens Gamesa powers carbon-free future with green hydrogen, crucial to decarbonizing polluting industries,“ 03 12 2020. [Online]. Available: <https://www.siemensgamesa.com/newsroom/2020/12/201203-siemens-gamesa-press-release-hydrogen-pilot-project>.

- [16] A. Nauen, „Standpunkt - Die grüne Wasserstoffindustrie ist in Reichweite,“ Tagesspiegel Background, 05 07 2021. [Online]. Available: <https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/die-gruene-wasserstoffindustrie-ist-in-reichweite>.
- [17] „Windwasserstoff Salzgitter,“ Salzgitter AG, 2021. [Online]. Available: <https://www.windh2.de/>.
- [18] D. Foxwell, „Green hydrogen pilot will test offshore electrolysis,“ Riviera, 21 06 2020. [Online]. Available: <https://www.rivieramm.com/news-content-hub/news-content-hub/green-hydrogen-pilot-will-test-offshore-electrolysis-60308>.
- [19] TechnipFMC, „Deep Purple™ Pilot,“ 2021. [Online]. Available: <https://www.technipfmc.com/en/what-we-do/subsea/energy-transition-deep-purple/deep-purple-pilot/>.
- [20] FCH-JU, „Offshore Hydrogen form Shoreside Wind Turbine Integrated Electrolyser,“ 2021. [Online]. Available: <https://www.fch.europa.eu/project/offshore-hydrogen-shoreside-wind-turbine-integrated-electrolyser>.
- [21] Bundesministerium für Bildung und Forschung, „H2Mare - Wie Partner im Leitprojekt H2Mare Wasserstoff direkt auf hoher See produzieren wollen,“ 2021. [Online]. Available: <https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/h2mare>.
- [22] ERM, „ERM Dolphyn - Green hydrogen production at scale from floating offshore wind,“ 2021. [Online]. Available: <https://ermdolphyn.erm.com/p/1>.
- [23] U. Caldera, D. Bogdanov, S. Afanasyeva und C. Breyer, „Role of Seawater Desalination in the Management of an Integrated Water and 100% Renewable Energy Based Power Sector in Saudi Arabia,“ *water*, 10, 3, 2018.
- [24] W. Tong, M. Forster, F. Dionigi, S. Dresp, R. S. Erami, P. Strasser, A. J. Cowan und P. Farràs, „Electrolysis of low-grade and saline surface water,“ *Nature Energy*, 5, pp. 367-377, 2020.
- [25] NOW, „Studie IndWEde - Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland - Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme,“ Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Berlin, 2018.
- [26] Prognos, BET, „Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Wasserstoffherzeugung aus Offshore-Windstrom,“ 2020.
- [27] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, „Flächenentwicklungsplan 2020 für die deutsche Nord- und Ostsee,“ 2020.
- [28] Tennet, „Energie von See an Land,“ 2020.

- [29] ENTSO-E, „Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe,“ 2016.
- [30] Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga, „European Hydrogen Backbone - How a dedicated hydrogen infrastructure can be created,“ 2020.
- [31] Deutsche WindGuard GmbH, „Capacity Densities of European Offshore Windfarms,“ 2018.
- [32] World Energy Council Netherlands, „Bringing North Sea Energy Ashore Efficiently,“ 2017.
- [33] Deutsche WindGuard, „Anbindung von küstenfernen Windparks auf See nach 2035,“ Kurzbericht im Auftrag des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie, 2021 (unveröffentlicht).
- [34] BVEG, „Statistischer Bericht 2020,“ 2021.
- [35] Wintershall Dea, „Entenschnabel - Plattform mit Potenzial,“ 2021. [Online]. Available: <https://wintershalldea.de/de/wo-wir-sind/entenschnabel>.
- [36] North Sea Wind Power Hub Programme, „Towards the first hub-and-spoke project,“ 2021.
- [37] AquaVentus, „Positionspapier - Politische und Regulatorische Rahmenbedingungen zur Realisierung der AquaVentus-Vision von 10 Gigawatt Offshore-Elektrolysekapazität in der Nordsee,“ 2021.
- [38] EEG, „Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist,“ 2021.
- [39] WindSeeG, „Windenergie-auf-See-Gesetz vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258, 2310), das zuletzt durch Artikel 19 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist,“ 2020.
- [40] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, „Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee,“ Hamburg, 2021.
- [41] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Verordnungsentwurf zur Vergabe von sonstigen Energiegewinnungsbereichen in der ausschließlichen Wirtschaftszone vom 11.08.2021,“ 2021.
- [42] BUND, DEEPWAVE, DNR, Fair Oceans, Greenpeace, NABU, Schutzstation Wattenmeer, Whale & Dolphin Conservation, WWF, „Stellungnahme der deutschen Umweltverbände zum finalen Entwurf des Raumordnungsplans für die deutsche Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) der Nord- und Ostsee (2. Juni 2021),“ 2021.

- [43] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, „Entwurf Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee,“ Hamburg, 2021.
- [44] Prognos AG, Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Deutsche WindGuard GmbH, WindPower & More Consulting GmbH, „Unterstützung zur Aufstellung und Fortschreibung des FEP - Zukünftige Rahmenbedingungen für die Auslegung von Offshore-Windparks und deren Netzanbindungssystemen,“ 2020.
- [45] Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Technical University of Denmark, Max-Planck-Institute for Biogeochemistry, „Making the Most of Offshore Wind: Re-Evaluating the Potential of Offshore Wind in the German North Sea,“ 2020.
- [46] A. Kleidon und L. M. Miller, „The Kinetic Energy Budget of the Atmosphere (KEBA) model 1.0: a simple yet physical approach for estimating regional wind energy resource potentials that includes the kinetic energy removal effect by wind turbines,“ *Geosci. Model Dev.*, 13, pp. 4993-5005, 2020.
- [47] ORE Catapult, „Offshore Wind and Hydrogen - Solving the Integration Challenge,“ Glasgow, 2020.
- [48] Fraunhofer-ISE, „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem 2050 - Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen - Update unter einer Zielvorgabe von 65% CO<sub>2</sub>-Reduktion in 2030 und 100% in 2050,“ Fraunhofer-Institut für Solare Energiesystem ISE, Freiburg, 2020.
- [49] Dena, „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende,“ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2018.
- [50] BBH, LBST, Fraunhofer-ISE, IKEM, „Rechtliche Rahmenbedingungen für ein integriertes Energiekonzept 2050 und die Einbindung von EE-Kraftstoffen - Abschlussbericht (Kurzfassung),“ Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Berlin, 2018.
- [51] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, „Klimaneutrales Deutschland - In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein Zwischenziel von -65% im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals,“ Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Stiftung Klimaneutralität, Berlin, 2020.