



AFRY
ÅF PÖYRY

Vergleich von Systemvarianten zur Wasserstoffbereitstellung aus Offshore-Windkraft

Kurzstudie zur Realisierung der AquaVentus Vision
von 10 GW Offshore-Elektrolysekapazität in der
deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone bis 2035

Haftungsausschluss

AFRY hat die vorliegende Studie mit größtmöglicher Sorgfalt erstellt und erachtet die in ihr enthaltenen Informationen und Aussagen als sachgerecht und wohl begründet. Nichtsdestotrotz unterliegt ihre Nutzung zwingend der individuellen Sachkenntnis und Sorgfalt der Nutzer. AFRY übernimmt weder ausdrücklich noch implizit Verantwortlichkeit oder Garantie für die Richtigkeit und/oder Vollständigkeit der enthaltenen Informationen. AFRY übernimmt keine Haftung für etwaige materielle oder immaterielle Verluste oder Schäden, die durch die Nutzung dieser Studie entstehen.

Auftraggeber der Studie

Die Studie wurde von einem Konsortium bestehend aus den Energiekonzernen *RWE*, *Gasunie*, *Cascade*, *Equinor* und *Shell* in Auftrag gegeben. Das Konsortium agiert als Teil des Fördervereins *AquaVentus*, welcher als Gründer der gleichnamigen Initiative das Ziel verfolgt, mit klimafreundlicher Wasserstofftechnologie weltweit Signale zu setzen. Der Förderverein *AquaVentus* setzt sich zusammen aus hochinnovativen Organisationen und Forschungseinrichtungen sowie international führenden Unternehmen, die mit der Erzeugung von grünem Wasserstoff auf See ein neues Zeitalter klimafreundlicher Energie ausrufen möchten.

Ersteller der Studie

Die Studie wurde erstellt durch *AFRY Management Consulting*, einer führenden Unternehmens- und Strategieberatung für die Sektoren Energie, Forstwirtschaft und Bioindustrie. AFRYs Team von mehr als 500 Beratern an 17 Standorten auf 3 Kontinenten bietet entlang der gesamten Energiewertschöpfungskette strategische und operative Beratungsdienstleistungen an, die durch fundierte Fach- und Marktexpertise und ein umfangreiches Netzwerk in der Energiewirtschaft gestützt werden.

AFRY Management Consulting ist Teil der AFRY AF Pöyry-Gruppe, eines internationalen Ingenieur- und Beratungsunternehmens mit über 17.000 Experten in den Bereichen Infrastruktur, Industrie und Energie.

Zusammenfassung

Die Initiative AquaVentus hat die Vision definiert, bis zum Jahr 2035 in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) in der Deutschen Bucht eine Elektrolyseleistung von 10 Gigawatt (GW) zur Erzeugung grünen Wasserstoffs zu errichten.

In diesem Zusammenhang hat die vorliegende Kurzstudie das Ziel, alternative technische Systemvarianten für die Bereitstellung des mit dieser Kapazität erzeugten Wasserstoffs an einem definierten Einspeisepunkt in das zukünftige deutsche Wasserstoffnetz zu evaluieren. Bei auf See produziertem Wasserstoff wird zwischen den Infrastrukturoptionen Pipeline- und Schiffstransport unterschieden („Offshore-Wasserstoffproduktion & Pipelinetransport“ bzw. „Offshore-Wasserstoffproduktion & Schiffstransport“). Alternativ wird ein System mit Stromtransport an Land und dortiger Wasserstoffproduktion betrachtet („Seekabel & Onshore-Wasserstoffproduktion“). Der Vergleich dieser Alternativen erfolgt anhand dreier kritischer Erfolgsfaktoren:

- Zeitbedarf für Planung und Umsetzung
- Investitionsausgaben und Betriebskosten
- Umweltwirkungen und Genehmigungsfähigkeit

Die Studie basiert auf der grundlegenden Annahme der Neuerrichtung des gesamten Systems. Es werden keine Limitierungen durch vorhandene Systeme wie z.B. Leitungen im betrachteten Gebiet sowie keine Vorgaben oder Einschränkungen durch politischen Diskurs betrachtet.

Die Zeitbedarfsanalyse zeigt, dass die Variante Offshore-Wasserstoffproduktion & Pipelinetransport einen signifikanten Zeitvorteil gegenüber der Variante Seekabel & Onshore-Wasserstoffproduktion verspricht. Unter der Annahme einer sequenziellen Komponentenbeschaffung bzw. -produktion, Installation und Inbetriebnahme ergibt sich für diese Variante eine Bereitstellbarkeit der vollen Übertragungskapazität der Pipeline im neunten Jahr nach Projektstart. Die Variante mit Seekabeln kann erst fünfhalb Jahre später, etwas über 13 Jahre nach Projektbeginn, die vollen 10 GW elektrischer Leistung übertragen und würde somit das Ausbauziel bis 2035 verfehlt.

Ein ähnliches Ergebnis zeigt sich für die Variante Offshore-Wasserstoffproduktion & Schiffstransport, bei der unsicher ist, ob die bei der bis 2035 bereitstellbare Tankschiff-Kapazität die erforderliche Transportkapazität erwartbar decken kann. Der weltweit erste bisher betriebene Flüssigwasserstofftanker kann als Versuchsschiff nur etwa ein Hundertstel des Flüssiggasvolumens eines üblichen LNG-Tankers transportieren. Der Bau vieler kleiner Tanker ab 2023 würde einen wesentlichen Teil bestehender internationaler Werftkapazitäten binden, während ein Warten auf größere Tankschiffe mit starker Unsicherheit über den Verfügbarkeitszeitpunkt behaftet wäre und der dann auf wenige Jahre vor 2035 konzentrierte Baubedarf werftseitig ebenfalls nicht sicher gedeckt werden kann. In beiden Fällen wäre das Ausbauziel im gegebenen Zeitrahmen gefährdet.

Der Zeitvorteil der Pipeline-Variante ergibt sich maßgeblich aus der signifikant geringeren, zu verlegenden Strecke von insgesamt 610 km, gegenüber 3.720 km Hochspannungs-Gleichstromleitungen. Bei der Pipeline-Variante liegt der Aufbau der Offshore-Elektrolyse auf dem kritischen Pfad, während bei der Variante Seekabel & Onshore-Wasserstoffproduktion der Bau des Kabelsystems den Zeitbedarf bestimmt.

Die parallele Errichtung von bis zu 10 Offshore-Elektrolyse-Plattformen pro Cluster in den beiden Varianten mit Offshore-Elektrolyse birgt ein signifikantes Umsetzungsrisiko, das durch frühzeitige Einbindung von Lieferanten und die Sicherung von Fertigungs- und Installationskapazitäten minimiert werden muss.

Die errechneten Gesamtsystemkosten und die daraus resultierenden Kosten sind für die Variante Offshore-Wasserstoffproduktion & Pipelinetransport am geringsten. Die Gesamtsystemkosten sind um rund sechs Milliarden Euro (17%) geringer als die der Variante Seekabel & Onshore-Wasserstoffproduktion. Die spezifischen Systemkosten pro Kilogramm Wasserstoff sind mit 2,7 EUR/kg H₂ um 0,50 EUR/kg H₂ (15%) niedriger als bei der Variante Seekabel & Onshore-Wasserstoffproduktion.

Für die Kostenanalyse wurden aktuelle Preise für Elektrolyseure zugrunde gelegt. Wenn für diese Technologie stärkere Kostenreduktionen über den Betrachtungszeitraum angenommen werden, sinken sowohl die Gesamtsystemkosten als auch die spezifischen Systemkosten je kg Wasserstoffs. Der Kostenabstand zwischen den Varianten bleibt jedoch unverändert, weil die Technologie in allen drei Varianten in gleichem Maße verwendet wird.

Aus Umwelt- und Genehmigungsperspektive ist die Variante Offshore-Wasserstoffproduktion & Pipelinetransport den beiden anderen Varianten ebenfalls vorzuziehen.

Für die Variante Seekabel & Onshore-Wasserstoffproduktion besteht für das Genehmigungsverfahren das Risiko von Interessenkonflikten mit der lokalen Bevölkerung und Verbänden. Diese Konflikte können das Vorhaben nicht nur verzögern, sondern den Umsetzungserfolg auch grundsätzlich gefährden. Längere Projektverzögerungen und kostenträchtige Klageverfahren werden als wahrscheinlich angesehen. Außerdem ist die Einleitung von Sole in das Wattenmeer voraussichtlich nicht genehmigungsfähig. Die technischen Möglichkeiten zur Weiterverarbeitung der Sole an Land sind nach aktuellem Stand von Technik und Abnahmemarkt mengenmäßig eingeschränkt und nicht wirtschaftlich.

Die Variante Offshore-Wasserstoffproduktion & Schiffstransport vermeidet die Interessenkonflikte um große Elektrolysestandorte an Land sowie die küstennahe Einleitung der Sole. Allerdings können durch Erweiterung oder zusätzlichen Bau der notwendigen Hafen- und Entladeanlagen ebenfalls lokale Interessenkonflikte entstehen. Daneben belastet der Pendelverkehr mit großen Tankschiffen das bereits stark ausgelastete Verkehrsgebiet Deutsche Bucht und birgt das in den anderen Varianten nicht vorhandene Risiko von Störungen der Wasserstoffeinspeisung durch Unfälle auf See und Schiffshavarien. Der Bau einer Vielzahl von Tankschiffen ist noch komplexer als die Beschaffung der Ressourcen für die Kabel und erhöht damit die Beschaffungs- und ESG-Risiken entlang der Lieferkette. Schlussendlich emittieren Tankschiffe je nach Antriebsart Schall, CO₂ und/oder andere Partikel, während Pipelines und Seekabel CO₂-frei mit Strom aus den Windkraftanlagen sowie im Fall der Pipeline auch ergänzend mit Wasserstoff betrieben werden können, im Betrieb emissionsfrei sind und bei Störungen im Gegensatz zu einer Schiffshavarie typischerweise keine direkten Schäden für Dritte verursachen.

Die Variante Offshore-Wasserstoffproduktion & Pipelinetransport ist von diesen Risiken frei. Zwar entstehen durch die Rammarbeiten für die Fundamente der Offshore-Installationen in der Bauphase erhöhte Schallemissionen, sie können aber mit bewährten Systemen eingedämmt werden.

Insgesamt zeigt sich die Variante Offshore-Elektrolyse & Pipelinetransport für die Realisierung von 10 GW Wasserstoffproduktionsleistung samt Netzanbindung bis 2035 als zeiteffiziente, kostengünstigste und umwelt- & genehmigungsfreundlichste der drei betrachteten Systemvarianten.

Aus strategischer Sicht bietet diese Variante einen weiteren, grundsätzliche Vorteil. Die für die deutsche Energiewende erwartbar benötigte Elektrolyseleistung geht weit über das für diese Studie gesetzte 10 GW-Ziel hinaus. Sie kann zu erheblichen Teilen ebenfalls im Einzugsbereich der Pipeline installiert werden, da allein das Gebiet um die Doggerbank Raum für deutlich über 100 GW Kapazität bietet (u.a. Royal HaskoningDHV, 2017). Die zugrunde gelegte Pipeline kann bereits in der hier betrachteten Ausbaustufe in diesem Gebiet erzeugte zusätzliche Wasserstoffmengen transportieren, ohne die Leitung an sich zu verändern. In den beiden anderen Varianten bedarf es bereits für geringe zusätzliche Energiemengen weiterer Seekabel bzw. Tankschiffe.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	7
1.1	Ausgangssituation	7
1.2	Untersuchungsgegenstand und Zielsetzung	7
1.3	Hypothesen	7
2	Betrachtete technische Systeme.....	8
2.1	Überblick.....	8
2.2	Seekabel & Onshore-Wasserstoffproduktion.....	9
2.3	Offshore-Wasserstoffproduktion & Pipelinetransport.....	10
2.4	Offshore-Wasserstoffproduktion & Schiffstransport	11
3	Beschreibung der Arbeitspakete	12
3.1	Überblick.....	12
3.2	Arbeitspaket 1: Systemvergleich Umsetzungsdauer	12
3.3	Arbeitspaket 2: Systemvergleich Investitions- & Betriebskosten.....	12
3.4	Arbeitspaket 3: Systemvergleich Umweltverträglichkeit und Genehmigungsfähigkeit	13
4	Systemvergleich Umsetzungsdauer.....	13
4.1	Beschreibung der Methodik.....	13
4.2	Umsetzungskritische Einschätzung von Technologien, Lieferketten sowie Ressourcenverfügbarkeiten	14
4.3	Umsetzungsplanung der Systemkomponenten	18
4.4	Gegenüberstellung der kritischen Pfade zur Erreichung des Ausbauziels ...	21
4.5	Fazit und Empfehlungen.....	22
5	Systemvergleich Investitions- & Betriebskosten.....	23
5.1	Beschreibung der Methodik.....	23
5.2	Kosten bei Seekabel & Onshore-Wasserstoffproduktion	23
5.3	Kosten bei Offshore-Wasserstoffproduktion & Pipelinetransport.....	24
5.4	Kosten bei Offshore-Wasserstoffproduktion & Schiffstransport.....	26
5.5	Fazit und Empfehlungen.....	26
6	Systemvergleich Umweltverträglichkeit und Genehmigungsfähigkeit	26
6.1	Beschreibung der Methodik.....	26
6.2	Umwelt- und Genehmigungsrisiken der Seekabel Variante.....	27
6.3	Umwelt- und Genehmigungsrisiken der Pipeline Variante.....	29
6.4	Umwelt- und Genehmigungsrisiken Schiffstransport Variante.....	30
6.5	Umweltrechtliche Genehmigungsplanung.....	31
6.6	Fazit und Empfehlungen.....	32
7	Ausblick	33
8	Quellenverzeichnis.....	36

1 Einleitung

1.1 Ausgangssituation

Die Initiative AquaVentus hat sich zum Ziel gesetzt, mit klimafreundlicher Wasserstofftechnologie die Erreichung der deutschen Energie- und Klimaziele zu unterstützen. Als emissionsfreie Alternative zu Erdöl und Erdgas ist grüner Wasserstoff zentral für die Energiewende. Dazu wurde im Rahmen des Vorhabens die Vision definiert, bis zum Jahr 2035 eine Elektrolyseleistung von 10 Gigawatt (GW) zur Erzeugung grünen Wasserstoffs zu errichten. Mittels dieser Leistung sollen somit bis zu einer Million Tonnen Wasserstoff jährlich erzeugt werden. Das Vorhaben soll in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) in der Nordsee umgesetzt werden.

Die AquaVentus-Initiative wird von dem gleichnamigen Förderverein aus verschiedenen Organisationen und Forschungseinrichtungen sowie international führenden Unternehmen unterstützt, die mit der Erzeugung von grünem Wasserstoff auf See zum Übergang in ein neues Zeitalter klimafreundlicher Energie bilden wollen. Um die Initiative weiter voranzubringen, hat ein Konsortium aus fünf Mitgliedern des Fördervereins AFRY Management Consulting mit der Erstellung dieser Kurzstudie zur Bewertung verschiedener technischer Systemvarianten für die AquaVentus Vision beauftragt.

1.2 Untersuchungsgegenstand und Zielsetzung

Grundlegender Rahmen der Studie ist die Debatte um das Thema Offshore- oder Onshore-Wasserstofferzeugung und welche Auslegungsform besser zur Erreichung der AquaVentus Vision geeignet ist. Dazu wurden zwei technische Konzepte zur Offshore-Wasserstofferzeugung und ein technisches Konzept zur Onshore-Wasserstofferzeugung hinsichtlich ihrer Umsetzungsdauer, Investitions- und Betriebskosten sowie ihrer Umwelteinflüsse und Genehmigungsfähigkeit analysiert und verglichen. Anhand dieser Vergleichskriterien arbeitet die Studie die relativen Vorteilhaftigkeiten von Onshore- bzw. Offshore-Wasserstofferzeugung in den zugrunde gelegten Systemgestaltungen heraus. Die Ergebnisse sollen zum öffentlichen Diskurs rund um Lösungen für die erfolgreiche Energiewende in Deutschland beitragen.

1.3 Hypothesen

Basierend auf dem Untersuchungsgegenstand der Studie wurden vorab drei Arbeitshypothesen aufgestellt, die im Rahmen der Analysen validiert bzw. falsifiziert werden sollten:

1. *Hypothese:* Die Nutzung einer Offshore-Elektrolyse in Kombination mit einem Pipelinesystem ermöglicht eine schnellere Erschließung von offshore Windparks im Vergleich zur Nutzung von Seekabeln. Somit kann das Potential von Offshore-Windenergie schneller genutzt werden und einen erhöhten Beitrag zu den Ausbauzielen für Erneuerbare Energien für 2030 und 2035 beitreten.
2. *Hypothese:* Die Offshore-Wasserstoffproduktion in den entfernten Windfeldern der deutschen Außenwirtschaftszone in Kombination mit einem Pipelinetransport oder einem Schiffstransport des Wasserstoffs bietet Kostenvorteile gegenüber einem Stromanschluss der Windparks in Kombination mit einer Onshore-Elektrolyse.

3. Hypothese: Aufgrund der üblichen Verlegung von Seekabeln in 2-GW-Systemen entsteht bei einer Transportkapazität von insgesamt 10 GW Leistung durch das Erfordernis mehrerer Kabelrassen eine erhöhte Belastung des sensiblen Ökosystems der Nordsee. Der Bau und Betrieb einer einzelnen Pipeline mit insgesamt vergleichbarer Energieübertragungsleistung geht im Vergleich mit geringeren Umweltbelastungen für die betroffenen Flächen entlang der Pipeline und entsprechenden genehmigungsrechtlichen Vorteilen einher.

2 Betrachtete technische Systeme

2.1 Überblick

Im Rahmen der Studie wurden drei grundsätzliche technische Systeme zur Erreichung der AquaVentus Vision betrachtet und verglichen. Bezugspunkt sind dabei die Offshore-Windgebiete N-17 und N-19 in der deutschen AWZ, die den Strom für die 10 GW Elektrolyseleistung bereitstellen sollen. In System 1 wird der Strom mittels Seekabel bis zum Festland transportiert, wo der Wasserstoff produziert und in das vorgeschlagene Startnetz H₂ eingespeist wird. Das System 2 beschreibt die Offshore-Produktion von Wasserstoff auf Offshore-Plattformen sowie den Transport zum Einspeisepunkt via Pipeline. In System 3 wird der Wasserstoff ebenfalls offshore erzeugt, jedoch mittels Schiffstransport zum Festland gebracht, um dann über eine Hafeninfrastruktur und Pipeline zum deutschen Wasserstoffstartnetz transportiert zu werden. Die Komponenten aller drei Systeme sind jeweils für eine Elektrolyseur-Gesamtleistung von 10 GW dimensioniert. Da die beiden betrachteten Windgebiete N-17 und N-19 bei Spitzenlast nicht ausreichen, um diese Elektrolyseurkapazität voll auszulasten, werden zusätzlich die Gebiete N-18.3 und N-20.1 einbezogen (siehe Abbildung 1). Das daraus entstehende Cluster wurde im Rahmen dieser Studie als N-17* definiert.

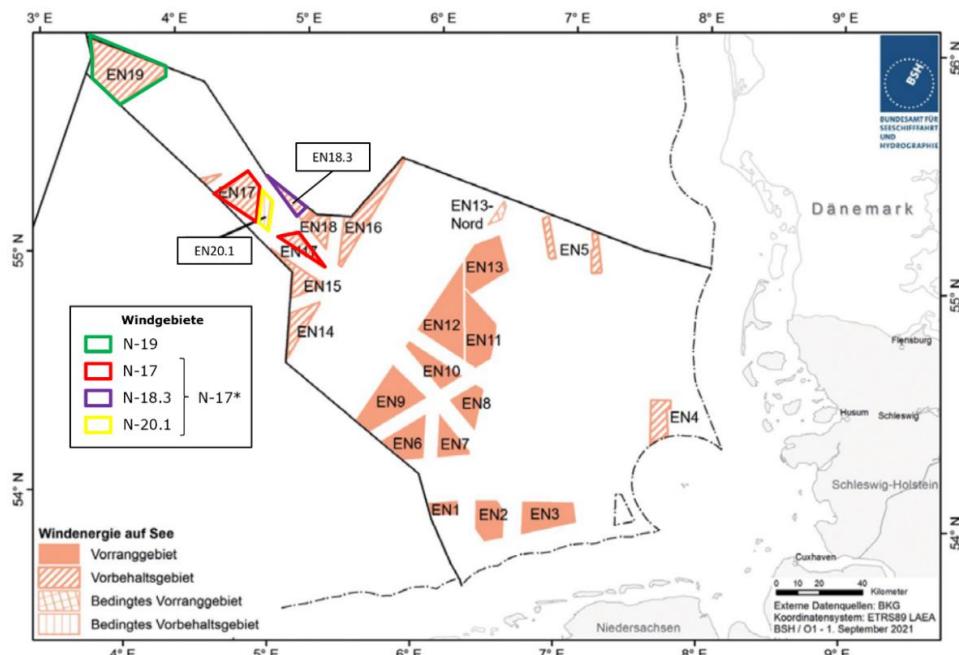


Abbildung 1: Kartenauszug aus Offshore-Wind Raumordnungsplan 2021

Für die Studie wurde bei allen drei Systemen von einem Greenfield-Ansatz ausgegangen, bei dem die Systeme vollständig neu geplant und errichtet werden und potenziell bereits vorhandene Infrastruktur nicht genutzt wird. Außerdem wurden Hindernisse vernachlässigt, die durch existierende Infrastruktur in der AWZ möglicherweise bestehen. Sonstige Rahmenbedingungen wie bspw. militärische Übungsgebiete der deutschen Marine wurden ebenfalls nicht berücksichtigt.

Nachfolgend werden die Auslegungen der drei technischen Systeme vorgestellt, die die Grundlage für die folgenden Kapitel bilden. Jedes der drei Systeme wird mit seinen einzelnen Elementen entlang der Transportkette sowie deren Dimensionierung beschrieben, wobei zwischen offshore und onshore unterteilt wird. Dabei ist zu berücksichtigen, dass es sich bei den drei vorgestellten Systemen um exemplarische technische Auslegungen handelt und auch andere Gestaltungsformen denkbar sind.

2.2 Seekabel & Onshore-Wasserstoffproduktion

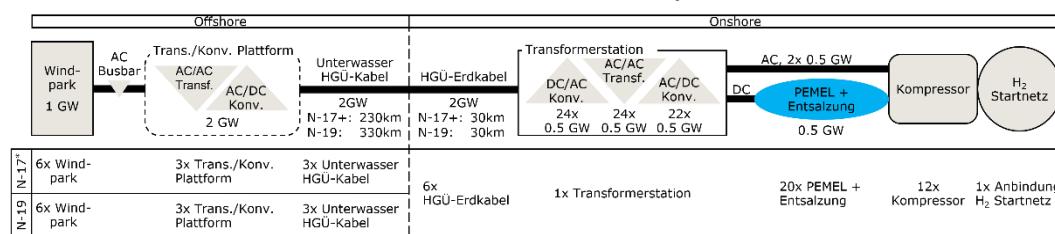


Abbildung 2: Schematische Darstellung Seekabel & Onshore-Wasserstoffproduktion

Offshore

Ausgangspunkt der Transportkette im System *Seekabel & Onshore-Wasserstoffproduktion* sind sechs Windparks im Gebiet N-17* (jeweils 1 GW) sowie sechs Windparks im Gebiet N-19 (jeweils 1 GW), von denen der erzeugte Strom jeweils gebündelt über eine Strosmannelschiene zu sechs Offshore-Plattformen geleitet wird, von denen sich drei Plattformen im Gebiet N-17* und drei Plattformen in Gebiet N-19 befinden. Auf den Offshore-Plattformen befinden sich Transformatoren, die die Spannung anpassen und Wechselstrom in Gleichstrom wandeln. Von den Plattformen wird der Strom dann jeweils mittels eines Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung-Seekabels (HGÜ-Seekabel) zum Anlandungspunkt am Festland in Krummhörn transportiert. Dieser Anlandungspunkt ist zweckdienlich für den Anschluss des Systems an das vorgeschlagene Startnetz H₂ gewählt. Andere Anlandungspunkte sind ebenfalls denkbar, die Entferungen würden sich allerdings wegen geografischen Verlaufs der Küste relativ zu den Windkraftgebieten nicht in ergebniskritischer Weise ändern.

Im hier betrachteten Fall haben die Kabel der N 17*-Plattformen eine Länge von 230km bis zum Anlandungspunkt, während die Kabel der N 19-Plattformen jeweils eine Länge von 330km aufweisen.

Onshore

Vom Anlandungspunkt wird der Strom in sechs HGÜ-Erdkabeln über 30km bis zum Ort der Onshore-Elektrolyse transportiert, der sich unmittelbar am Einspeisepunkt in das Startnetz H₂ befindet. Dort wird der Strom zunächst in Wechselstrom gewandelt, auf das benötigte Spannungsniveau transformiert, erneut in Gleichstrom konvertiert und an einen Elektrolyseur mit Protonenaustauschmembran (*Proton Exchange Membrane Electrolyser*, PEMEL) übergeben. Der PEMEL besteht dabei aus 20 einzelnen Einheiten mit einer Leistung von jeweils 0,5 GW. Die Bereitstellung von Wasser wird mittels

Meerwasserzufuhr und Entsalzungsanlage sichergestellt. Um die volatile Windstromerzeugung auszugleichen und einen lastflexiblen Betrieb zu gewährleisten, wird eine Brüdenkompression genutzt. Der erzeugte Wasserstoff wird anschließend mittels Kompressoren auf das benötigte Druckniveau von 50 Bar verdichtet und in das Startnetz H₂ eingespeist. Die Kompressoren werden mit Wechselstrom betrieben, der bei der Konvertierung von Gleich- zu Wechselstrom ausgekoppelt wird.

2.3 Offshore-Wasserstoffproduktion & Pipelinetransport

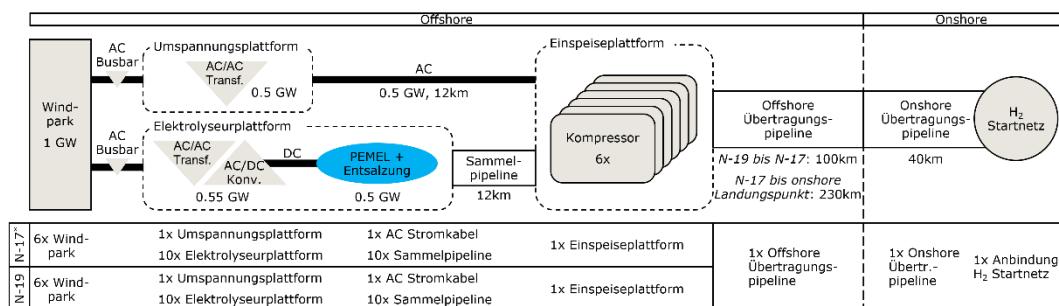


Abbildung 3: Schematische Darstellung Offshore-Wasserstoffproduktion & Pipelinetransport

Offshore

Ausgangspunkt der Transportkette in System *Offshore-Wasserstoffproduktion & Pipelinetransport* sind sechs Windparks im Gebiet N-17* (jeweils 1 GW) sowie sechs Windparks im Gebiet N-19 (jeweils 1 GW), von denen der erzeugte Strom jeweils gebündelt über eine Stomsammelschiene zu 10 Elektrolyseur-Plattformen geleitet wird. Auf den Elektrolyseur-Plattformen befinden sich jeweils ein Transformator mit Konverter (jeweils 0,55 GW), ein PEMEL (jeweils 0,5 GW) sowie eine Meerwasserentsalzungsanlage mit Brüdenkompression. Ein Teil des generierten Stroms wird zu einer Umspannplattform geleitet, die die Spannung für den Betrieb der Anlagen an den zentralen Einspeisepunkten in die Offshore-Pipeline transformiert. Von jeder Elektrolyseur-Plattform wird der Wasserstoff mit 30 Bar Ausgangsdruck der PEM-Elektrolyse ohne zusätzliche Kompression über jeweils eine Sammelpipeline (Länge 12km) zu diesen zentralen Einspeisepunkten (jeweils einer für N-17* und N-19) transportiert. Außerdem wird von der Umspannplattform Strom mittels Wechselstromkabel ebenfalls zum zentralen Einspeisepunkt geführt, um die dort verwendete Technik zu betreiben. Am Einspeisepunkt werden die Sammelpipelines auf einer Plattform zusammengeführt, auf der der Wasserstoff mittels Kompressoren auf einen Betriebsdruck von 70 Bar verdichtet und in die Transportpipeline gespeist wird.

Die zentrale Transportpipeline wird von Gebiet N-19 über Gebiet N-17* bis zum Onshore-Anlandungspunkt in Krummhörn geführt. Wie oben beschrieben sind auch andere Anlandungspunkte denkbar, solange sie einen vergleichbar effizienten Anschluss des Systems an das Startnetz H₂ erlauben. Im betrachteten Fall beträgt die Länge der Pipeline vom Cluster N-19 zu Cluster N-17* 100km und die weitere Länge von N-17* zum Anlandungspunkt 230km.

Onshore

Vom Onshore-Anlandungspunkt wird der Wasserstoff mittels Onshore-Pipeline über eine Distanz von 40km bis zum Einspeisepunkt in das deutsche Wasserstoffstartnetz weitergeführt und ohne erneute Kompression mit einem Restdruck von 50 Bar eingespeist.



2.4 Offshore-Wasserstoffproduktion & Schiffstransport

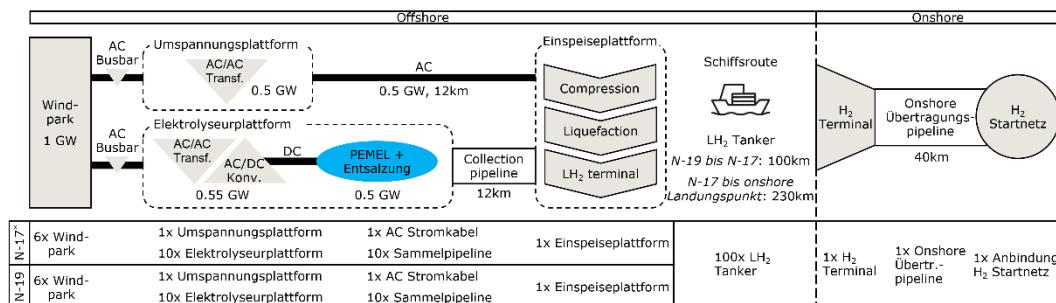


Abbildung 4: Schematische Darstellung Offshore-Wasserstoffproduktion & Schiffstransport

Offshore

In System *Offshore-Wasserstoffproduktion & Schiffstransport* verläuft die Transportkette bis zu den zentralen Beladungspunkten entsprechend der Transportkette im System Offshore-Wasserstoffproduktion & Pipelinetransport: Ausgangspunkt der Transportkette sind sechs Windparks im Gebiet N-17* (jeweils 1 GW) sowie sechs Windparks im Gebiet N-19 (jeweils 1 GW), von denen der erzeugte Strom jeweils gebündelt über eine Stromsammelschiene zu 10 Offshore-Plattformen geleitet wird. Auf den Offshore-Plattformen befinden sich jeweils ein Transformator und Konverter (jeweils 0,55 GW), ein PEMEL (jeweils 0,5 GW) sowie eine Meerwasserentsalzungsanlage mit Brüdenkompression. Parallel wird ein Teil des erzeugten Stroms zu einer Umspannplattform geleitet, die die Spannung für den Betrieb der Anlagen an den zentralen Beladepunkten für die Tankschiffe transformiert. Von jeder Elektrolyseur-Plattform wird der Wasserstoff bei 30 Bar via Sammelpipeline (Länge 12km) zu diesen zentralen Beladepunkten (jeweils einer für N-17* und N-19) transportiert. Außerdem wird von der Umspannplattform der Strom über Wechselstromkabel ebenfalls zum zentralen Beladepunkt geführt, um die Stromversorgung der dort installierten Anlagen zu gewährleisten. Im Gegensatz zum System Offshore-Wasserstoffproduktion & Pipelinetransport befindet sich in diesem System am Beladungspunkt eine Verflüssigungsanlage, mit der der Wasserstoff zunächst verdichtet und dann bei -253 °C verflüssigt wird. Weiterhin befindet sich an der Plattform ein Beladepunkt, über den der flüssige Wasserstoff auf Tankschiffe gepumpt wird. Nach der Beladung eines Schiffs wird der Wasserstoff zum Hafen in Brunsbüttel transportiert.

Dieser Anlandungspunkt weicht von den beiden anderen Varianten ab, weil eine Anlandung per Schiff in einem Tiefwasserhafen nahe der Elbmündung plausibler erscheint als nahe der flacheren Emsmündung, in der dagegen bereits eine Erdgasleitung anlandet. Da die Entferungen zu den Gebieten N 17* und N 19 ähnlich sind und auch von Brunsbüttel aus das vorgeschlagene Startnetz H₂ mit einer ähnlichen Anschlussdistanz erreicht werden kann, bleibt der Systemvergleich mit dieser Abweichung valide. Wie oben beschrieben sind auch andere Anlandungspunkte denkbar, solange sie einen vergleichbar effizienten Anschluss des Systems an das Startnetz H₂ erlauben.

Unter Annahme eines Transportschiffes in der Größenordnung des ersten Flüssig-Wasserstoff-Tankers *Suiso Frontier* (1,250 m³) von *Kawasaki Heavy Industries* und der Restriktion, dass auf den Sammelplattformen aus Gründen der Flächenverfügbarkeit kein Platz für große Wasserstoff-Pufferspeicher ist, wird für einen Tanker von permanentem Betrieb mit Umlaufzeiten von rund vier Tagen ausgegangen. Aufgrund fehlender Zwischenspeichermöglichkeiten muss dabei immer mindestens ein Schiff am

Beladepunkt jeder der beiden Sammelplattform liegen. Daraus ergibt sich ein geschätzter Bedarf von über 100 Tankschiffen, unter Annahme zukünftig erwarteter größerer Schiffsgrößen entsprechend weniger.

Onshore

Im Hafen wird das Schiff an einem Wasserstoffterminal entladen. Der flüssige Wasserstoff wird in einer Regasifizierungsanlage wieder in Gasform überführt. Anschließend wird er mit Kompressoren auf 50 Bar verdichtet, via Onshore-Pipeline über 40km zum Einspeisepunkt in das deutsche Wasserstoffstartnetz transportiert und dort ohne weitere Kompression eingespeist.

3 Beschreibung der Arbeitspakete

3.1 Überblick

Basierend auf den drei Ausgangshypothesen (siehe Kapitel 1.3) und den Auslegungsannahmen für die zu vergleichenden Systeme (siehe Kapitel 2) wurden Umsetzungsdauer, Investitions- und Betriebskosten sowie Umweltverträglichkeit und Genehmigungsfähigkeit der verschiedenen Systeme in drei separaten Arbeitspaketen verglichen. Diese Arbeitspakete wurden gemeinsam mit dem Konsortium definiert. Ihre Inhalte sind in den folgenden Abschnitten beschrieben.

3.2 Arbeitspaket 1: Systemvergleich Umsetzungsdauer

Im ersten Arbeitspaket wurden die Umsetzungsdauern der Varianten Seekabel mit Onshore-Wasserstoffproduktion und Offshore-Wasserstoffproduktion mit Pipelinetransport analysiert und verglichen. Dazu wurde die Transportkette in drei Teile aufgeteilt: a) ein wasserstoff-produzierendes System, b) ein Schnittstellensystem und c) ein Transportsystem. Für jede Systemkomponente wurden zuerst der technologische Reifegrad, der Reifegrad der Lieferketten und die Ressourcenverfügbarkeiten bewertet. Im zweiten Schritt wurden je Systemkomponente die Umsetzungszeiten für Design, Genehmigung, Produktion, Installation sowie Test und Inbetriebnahme auf Basis von Rechercheergebnissen sowie AFRY-internen und externen Experteninterviews abgeschätzt. Anschließend wurde die Gesamtumsetzungszeit je System durch die Kombination der einzelnen Analysen ermittelt und der kritische Pfad je System identifiziert.

Eine Betrachtung der Umsetzungsdauer der Offshore-Wasserstoffproduktion mit Schiffstransport gehörte nicht zum Studienumfang.

3.3 Arbeitspaket 2: Systemvergleich Investitions- & Betriebskosten

Im zweiten Arbeitspaket wurden die Investitions- und Betriebskosten aller drei Systeme ermittelt und verglichen. Für die quantitative Bewertung der technischen Systeme wurden in einem ersten Schritt zunächst die Einzelkomponenten des jeweiligen Systems mit ihren spezifischen Kapitalkosten bewertet und ein Vergleich der Gesamtsystemkosten durchgeführt. In einem zweiten Schritt wurde unter Einbeziehung von operativen Kosten und Lebensdauer der jeweiligen Anlagen die Analyse der spezifischen Systemkosten pro Kilogramm Wasserstoff bestimmt. Nicht einbezogen wurden in dem Vergleich die Kosten der Stromerzeugung und Rückbaukosten der Systeme.

Für die Offshore-Stromproduktion wurden die Cluster N-17* und N-19 als Referenzpunkte genutzt. Die Möglichkeit für den Bau von Pipeline und Seekabeln entlang einer geeigneten Route wurde vorausgesetzt. Die in der Studie verwendeten Zahlen beziehen sich auf das angenommene Startjahr 2022 für die Projektaktivitäten und sind durchgängig in EUR von 2021 angegeben.

3.4 Arbeitspaket 3: Systemvergleich Umweltverträglichkeit und Genehmigungsfähigkeit

Zur Betrachtung der Umweltwirkungen durch die geplanten Systeme und zur Evaluierung der genehmigungsrechtlichen Zulassung wurden qualitative Kriterien rund um den Bau und Betrieb betrachtet. Dazu wurden vorhandene Studien zum Pipelinebau offshore, zur Kabelverlegung offshore sowie die Ergebnisse eigener Studien verglichen und bewertet. Zusätzlich wurden ergänzende Vergleichskriterien zur qualitativen Untersuchung der Systeme herangezogen.

Zur vertieften Betrachtung des Umweltrisikos wurde ein Biodiversitäts-Screening durchgeführt. Dieses Screening folgt dem IFC Performance Standard 6 der Weltbank und prüft das Vorhabengebiet auf die Verbreitung geschützter Arten, ausgewiesene Schutzgebiete sowie Gebiete besonderer Artenvielfalt ab.

4 Systemvergleich Umsetzungsdauern

4.1 Beschreibung der Methodik

Die Systemvarianten Seekabel mit Onshore-Wasserstoffproduktion und Offshore-Wasserstoffproduktion mit Pipelinetransport wurden in Bezug auf den technologischen Reifegrad, den Reifegrad der Lieferketten und die Ressourcenverfügbarkeiten bewertet. Diese Einschätzungsstruktur erlaubt die gezielte Berücksichtigung von zeitlichen Puffern, z.B. für Genehmigungsverfahren oder die Bereitstellung von Produktionskapazitäten.

Für das System Offshore-Wasserstoffproduktion mit Schiffstransport wäre aufgrund des erforderlichen kurzfristigen Umsetzungsbeginns zur Erreichung der Ausbauziele bis 2035 die Mitnutzung oder sogar ausschließliche Nutzung bereits vorhandener Typen und Technologien für Wasserstoftankschiffe erforderlich. Dieser Schiffstyp ist derzeit noch im Pilotbetrieb und nicht auf kommerziell gangbare Größe skaliert. Bekannt ist die zwischen Japan und Australien eingesetzte *Suiso Frontier*, deren Ladekapazität mit 1.250 Kubikmetern flüssigen Wasserstoffs im Vergleich zu aktuellen LNG-Tankschiffen sehr gering ist. Perspektivisch ist die Nutzung von Tankschiffen mit größerer Ladekapazität erforderlich, um Skalenvorteile zu erzielen. Aufgrund der hohen Anzahl benötigter Tankschiffe mit aktueller Technik, der unklaren Wartezeit bis zur technischen und baulichen Verfügbarkeit größerer Tankschiffe und der damit einhergehenden eingeschränkten Planbarkeit für geeignete Lade- und Entladeanlagen erscheint eine Realisierung dieser Option mit Blick auf das Ziel von 10 GW Elektrolyseleistung bis 2035 fraglich. Diese Systemvariante wird deswegen im folgenden Kapitel nicht betrachtet.

Die Systemvarianten Seekabel mit Onshore-Wasserstoffproduktion und Offshore-Wasserstoffproduktion mit Pipelinetransport wurden für die Analyse der Umsetzungsdauer in je drei wesentliche Systemkomponenten unterteilt: ein wasserstoffproduzierendes Sub-System, ein Schnittstellensystem zum

Transportsystem und das Transportsystem selbst. Windparks und die davon wegführenden Wechselstrom-Sammelschienen wurden in diesem Kapitel nicht explizit betrachtet, da sie sich in den Systemvarianten nicht unterscheiden und damit für einen Systemvergleich nicht relevant sind. Die Umsetzungsdauer für die betrachteten Komponenten wurde entlang von fünf Projektphasen betrachtet und kalkuliert, die dem üblichen Ablauf dieser Art von Energieinfrastrukturprojekten entsprechen: Design und Planung, Genehmigungsverfahren, Produktion, Installation sowie schlussendlich Test und Inbetriebnahme.

Die Analyse der Umsetzungsdauer beider Systeme erfolgte bottom-up und basiert auf qualitativer sowie quantitativer Analyse öffentlich zugänglicher Daten und Quellen sowie AFRY-interner Fachexpertise für die betreffenden Sektoren, Technologien und Projekte. Bei der Planung wurde das 10 GW Ausbauziel bis 2035 als kritischer Zielwert gesetzt und ein Projektstart im Jahr 2023 angenommen, an dem alle Produktions- und Installationsprozesse ausgerichtet wurden. Für die Systemkomponenten wurde weiterhin der frühestmögliche Beginn von sämtlichen Prozessen gewählt, um schnellstmöglich schon Teilkapazitäten aufzubauen und diese dann konsekutiv in Betrieb nehmen zu können.

4.2 Umsetzungskritische Einschätzung von Technologien, Lieferketten sowie Ressourcenverfügbarkeiten

Vor der Analyse der Umsetzungsdauern wurden die eingesetzten Technologien je Systemkomponente betrachtet. Dabei wurden sowohl der technologische Reifegrad als auch die bestehenden Lieferkettenreifegrade bewertet. Zusätzlich wurde eine Einschätzung vorgenommen, in welchem Umfang die notwendigen Ressourcen wie beispielsweise Rohstoffe, Kapazitäten bei Dienstleistern oder produktionstechnische Kapazitäten zur Verfügung stehen. Aus dieser Bewertung wurden Puffer für die Umsetzungsplanung abgeleitet, um ein plausibles Gesamtbild der nach heutigem Wissensstand zu erwartenden Zeitbedarfe zu entwickeln. Die Einschätzungen werden im Folgenden separat für die Onshore- und Offshore-Wasserstoffproduktion vorgestellt.

Bei der Bewertung wurden die folgenden Bewertungsskalen verwendet:

- Technologischer Reifegrad (*Technology Readiness Level, TRL*)
 - 5 – Funktionsnachweis in simulierter Einsatzumgebung
 - 6 – Demonstration in simulierter Einsatzumgebung
 - 7 – Demonstration des Prototypen(-systems) in Einsatzumgebung
 - 8 – Qualifiziertes System mit Funktionsnachweis in Einsatzumgebung
 - 9 – Qualifiziertes System mit Nachweis des erfolgreichen Produktiveinsatzes
- Lieferkettenreifegrad und Ressourcenverfügbarkeiten
 - Rot – Hohe Risiken bzw. lange Verzögerungen erwartet
 - Gelb – Moderate Risiken bzw. Verzögerungen erwartet
 - Grün – Keine Risiken bzw. Verzögerungen erwartet

Seekabel & Onshore-Wasserstoffproduktion

Im Onshore-Umfeld werden viele Systemkomponenten verwendet, die bereits bei anderen Projekten und Anlagen in den Bereichen Windstrom- und Wasserstofferzeugung erprobt und eingesetzt wurden. Die technologischen Reifegrade und die Lieferketten-Reifegrade werden deswegen mehrheitlich als fortgeschritten eingeschätzt. Dies bedeutet, dass Technologien und Prozesse bereits etabliert sind und gesamtheitlich betrachtet mit einem vergleichsweise geringen Gesamtrisiko einhergehen, was die Planbarkeit und Umsetzung der Vorhaben leichter und

zuverlässiger macht. Andererseits sind deswegen geringere Potentiale für künftige Systemoptimierungen und Verkürzungen von Planungszeiten zu erwarten.

Das System zur Onshore-Wasserstoffproduktion besteht aus Transformatoren, Spannungswandlern, Meerwasserentsalzungsanlagen und Elektrolyseuren und wurde insgesamt mit dem technischen Reifegrad 7 bewertet. Eine wesentliche Herausforderung für diese Systemkonfiguration liegt in der Reinigung und Entsalzung von Meerwasser und der anschließenden Rückspeisung der Sole in ein ökologisch sensibles Umfeld. Hinzu kommen Herausforderungen der Lieferanten, den Einsatz einer Meerwasserentsalzungsanlage an die Anforderungen einer Wasserstoffproduktion anzupassen. Daher wurde ein zeitlicher Puffer im Bereich Design und Systemintegration eingeplant. Da die Nachfrage nach Systemkomponenten für Offshore-Windstrom- und Wasserstoffproduktion in Zukunft steigen wird, werden Engpässe bei Ressourcen, und Kapazitäten für Dienstleistungen, Fertigung und Installation erwartet. Der technologische Reifegrad der Onshore-Transformatoren und

Systemkomponenten	Technologischer Reifegrad	Lieferkettenreifegrad	Ressourcen-verfügbarkeiten
Onshore H₂ System	5 > 6 > 7 > 8 > 9	● ● ○	● ● ○
Onshore Trafo/Wandler	5 > 6 > 7 > 8 > 9	● ● ● ○	● ○ ○
Onshore Entsalzer	5 > 6 > 7 > 8 > 9	● ○ ○	● ○ ○
Onshore Elektrolyseur	5 > 6 > 7 > 8 > 9	● ● ○	● ○ ○
Onshore H₂ Kompressor	5 > 6 > 7 > 8 > 9	● ● ○	● ○ ○
Offshore Trafo/Wandler	5 > 6 > 7 > 8 > 9	● ● ● ○	● ○ ○
HVDC Unterseekabel	5 > 6 > 7 > 8 > 9	● ● ○	● ○ ○

Abbildung 5: Seekabel & Onshore-Wasserstoffproduktion: Technologischer Reifegrad, Lieferkettenreifegrad und Ressourcenverfügbarkeiten

Spannungswandler wurde als ausgereift (TRL 9) eingeschätzt. Die Lieferkettenrisiken sind überschaubar. Allerdings steht das Vorhaben in Konkurrenz zu anderen Großprojekten, was zu Engpässen bei Ressourcen und Kapazitäten führen kann.

Onshore-Entsalzungsanlagen wurden nicht als technologische Innovation betrachtet. Durch die hohen Reinheitsanforderungen an das von PEM-Elektrolyseuren verwendete Wasser sind jedoch zusätzliche Gerätespezifikationen notwendig. Diese wurden in jüngerer Vergangenheit von Prototypenversuchen im Zuge des *SEA2H2 Projekts* in der Produktivumgebung nachgewiesen (siehe Schaeffler Deutschland, 2021), sodass Produktionslinien aufgesetzt werden können (TRL 8). Gleichzeitig wurden verbleibende Risiken beim Aufbau bzw. Hochlauf der Lieferketten berücksichtigt. Bei der Ressourcenverfügbarkeit fällt weiterhin ins Gewicht, dass die Wasserstoffproduktion aus Salzwasser ein signifikantes Entwicklungspotential hat. Somit ist zu erwarten, dass die Nachfrage nach solchen Technologien ansteigt.

Onshore-Elektrolyseure auf Grundlage der PEM-Technologie stellen heute keine technologische Neuerung mehr dar (TRL 9), so dass auch die Reife der Lieferketten als hoch eingeschätzt wurde. Allerdings ist die Nachfrage nach Elektrolyseuren derzeit bereits hoch und wird erwartungsgemäß weiter ansteigen. Verzögerungen durch Engpässe in der Lieferkette sind bereits heute zu beobachten und könnten weiter ansteigen.

Onshore-Wasserstoffkompressoren müssen wegen der physikalischen und chemischen Eigenschaften von Wasserstoff erhöhten technischen Anforderungen genügen. Derartige Komponenten sind bereits heute technologisch ausgereift und werden zur Speicherung, für den Transport oder die Verflüssigung von Wasserstoff und die Anpassung an den notwendigen Betriebsdruck genutzt (TRL 9). In den Lieferketten der Hersteller sind zurzeit keine höheren Risiken zu sehen, allerdings kann es auch hier zu Kapazitätsengpässen entlang der Lieferkette kommen.

Offshore-Transformatoren und Spannungswandler sind bereits vielfach in Betrieb. Dadurch ergibt sich in der technologischen Bewertung sowie in der Einschätzung der etablierten Lieferketten ein hoher Reifegrad (TRL 9). Bei der Umsetzungsplanung sollte beachtet werden, dass durch die zunehmende Anzahl von Projekten dieser oder ähnlicher Art, die oligopolistische Marktstruktur und die daraus resultierende starke Verhandlungsposition der Zulieferer ein erhöhtes Lieferkettenrisiko besteht und es zu Verzögerungen durch Ressourcenengpässe kommen kann.

Eine ähnliche Einschätzung wurde für HGÜ-Seekabel getroffen. Auch diese werden bereits in Offshore-Projekten verlegt und basieren auf etablierten Lieferketten (TRL 9). Aufgrund der höheren Menge an Kabeln, die für dieses und andere Projektvorhaben benötigt werden, der erforderlichen Mengen an Rohstoffen für die Herstellung und der komplexen Fertigungsprozesse wurde von einem moderaten bis erhöhten Risiko bei der Verfügbarkeit von Kabelkapazitäten ausgegangen. Die seit längerer Zeit sichtbare Nachfragezunahme bei HGÜ-Kabeln führt zusätzlich dazu, dass Produktionskapazitäten voraussichtlich nicht zeitnah in Anspruch genommen werden können, sodass im Rahmen der Studie von erheblichen Verzögerungspotenzialen ausgegangen wurde.

Offshore-Wasserstoffproduktion & Pipelinetransport

Die Wasserstoffproduktion auf einer Offshore-Plattform sowie der Transport des Gases zum deutschen Wasserstoffstartnetz via Pipeline ist bisher in diesem Umfang weder getestet noch im Betrieb. Einzelne Komponenten des Systems, z.B. wasserstofffähige Sammel- oder Übertragungspipelines, Transformatoren, Spannungswandler oder Entsalzungsanlagen laufen allerdings seit einigen Jahren erfolgreich im Onshore-Betrieb.

Systemkomponenten	Technologischer Reifegrad	Lieferkettenreifegrad	Ressourcenverfügbarkeiten
Offshore Plattform H₂ System	5 → 6 → 7 → 8 → 9	● ● ○	● ○ ○
Offshore Trafo/Wandler	5 → 6 → 7 → 8 → 9	● ● ●	● ○ ○
Offshore Entsalzer	5 → 6 → 7 → 8 → 9	● ○ ○	● ○ ○
Offshore Elektrolyseur	5 → 6 → 7 → 8 → 9	● ○ ○	● ○ ○
Offshore H₂ Kompressor	5 → 6 → 7 → 8 → 9	● ○ ○	● ○ ○
Offshore H₂ Sammel- & Übertragungspipeline	5 → 6 → 7 → 8 → 9	● ● ●	● ○ ○

Abbildung 6: Offshore-Wasserstoffproduktion & Pipelinetransport: Technologischer Reifegrad, Lieferkettenreifegrad und Ressourcenverfügbarkeiten

Diverse Konzeptstudien zur Offshore-Wasserstoffproduktion wurden bereits erstellt (TRL 6). Ein konkreter Entwurf sieht eine derartige Plattform inklusive der hier aufgeführten technischen Komponenten vor und entwirft diese über die hier betrachtete Dimensionierung hinaus bis zu 800 MW (siehe Tractebel Engineering, 2019 und 2020). Ein ähnliches, jedoch nicht baugleiches Konzept zur Wasserstoffproduktion

auf einer designierten Gasplattform wird derzeit durch das *PosHYdon Konsortium* im Zuge eines Pilotprojekts vor der niederländischen Küste getestet. Dementsprechend wurde der technologische Reifegrad in dem hier beschriebenen Umfang an der Schwelle zwischen simulierter und realer Demonstration im Produktivumfeld (TRL 6-7) bewertet. Für die Lieferkette wird ein erhöhtes Risiko gesehen, da von einer parallelen Konstruktion der Plattform sowie der involvierten technischen Komponenten in einer Werft ausgegangen wurde und diese Prozesse in ähnlicher Form für Offshore-Projekte bestehen, aber nicht alltäglich sind. Darüber hinaus wurden die Ressourcenverfügbarkeiten in jeglicher Hinsicht als risikobehaftet angesehen. Grund dafür sind insbesondere der seit längerer Zeit hohe Auslastungsgrad von Werften und der hohe und erwartbar steigende Wettbewerb zwischen dem Schiffbau und der Strukturerstellung für Offshore-Energieprojekte.

Offshore-Transformatoren und -Spannungswandler werden in bestehenden Offshore-Projekten wie BorWin 3 und DolWin 3 bereits betrieben (TRL 9). Dementsprechend wurden hier sowohl beim technologischen Reifegrad als auch der Bewertung der Lieferkettenstrukturen keine kritischen Risiken gesehen. Die Verfügbarkeit von Ressourcen wurde jedoch als moderat kritisch eingeschätzt, insbesondere aufgrund der oligopolistischen Marktstrukturen, der darin begründeten starken Verhandlungsposition der Lieferanten und damit verbundener Abhängigkeitsrisiken der Projektträger.

Entsalzungsanlagen für Elektrolyseure sind seit einiger Zeit Gegenstand von Produktivtests (TRL 7). Das *PosHYdon Konsortium* setzt im Pilotverfahren Offshore-Elektrolyse einschließlich Meerwasserentsalzung ein. Darüber hinaus entstehen weitere Anlagen direkt an der Küste bzw. im Inselumfeld. Dabei ist hohe Reinheit des erzeugten Süßwassers für die hier betrachtete PEM-Elektrolyse entscheidend. Hierfür wurden erste Realbetriebstests im Zuge des SEAH2H Projekts abgeschlossen und Produktionslinien aufgesetzt. Eine Serienfertigung für derartige Offshore-Anlagen wird daher spätestens mittelfristig erwartet, aber die kurzfristige Lieferkettenverfügbarkeit wurde als noch nicht reif kategorisiert. Dies ist darin begründet, dass Entsalzungsanlagen zwar keine technologische Innovation darstellen, Offshore-Anlagen jedoch bisher nicht im industriellen Maßstab hergestellt und geliefert werden. Darüber hinaus sind Ressourcenengpässe aufgrund des anstehenden Hochlaufs von Wasserstoffinfrastrukturprojekten zu erwarten. Entgegenwirken soll hier die deutsche Wasserstoffstrategie und damit einhergehend auch die politische Unterstützung für eine zügige Schaffung von Kapazitäten, allerdings sind besonders in der Anfangsphase Verzögerungen plausibel.

Eine ähnliche Einschätzung ergibt sich für Offshore-Elektrolyseure. Im Onshore-Betrieb sind PEM-Elektrolyseure zwar keine technologische Neuerung, aber offshore werden diese Anlagen derzeit erst in Pilotsystemen in Realumgebung getestet (TRL 7). Auch hier ist mit Risiken beim Auf- bzw. Ausbau der Lieferkette sowie mit limitierten Kapazitäten für die Beschaffung, Produktion und Konstruktion zu rechnen, sodass bei der Zeitplanung für das gesamte System entsprechende Zeitpuffer als sinnvoll erachtet werden.

Offshore-Wasserstoffkompressoren haben aufgrund der technischen Anforderungen, die durch den Umgang mit Wasserstoff entstehen, einem gesteigerten Komplexitätsgrad. Tractebel hat ein Konzept entwickelt, das skalierbare Offshore-Plattformen zur Kompression und Speicherung von Wasserstoff vorsieht (Tractebel Engineering, 2021). Im Produktivumfeld wurden bisher im Zuge verschiedener Projekte wie Nord Stream 1 und Norpipe Erdgaskompressoren für den Offshore-Einsatz geplant bzw. verbaut. Für Wasserstoffkompression ist ein solcher Produktiveinsatz

bisher nicht bekannt. Hinzu kommt, dass Wasserstoffkompressoren zwar als Einzelanfertigungen existieren, das System im Zusammenspiel mit weiteren Systemen zur Offshore-Wasserstoffproduktion aber bisher nur simuliert und noch nicht real getestet wurde. Dementsprechend wurden die im vorliegenden System notwendigen Kompressionskapazitäten und -dimensionen für Offshore-Einsätze mit dem Reifegrad einer Frühphasentechnologie bewertet (TRL 6). Daraus entstehen Unsicherheiten bei der Bewertung der Lieferkette. Eine Offshore-Betriebsfähigkeit kann zwar unterstellt, aber nicht nachgewiesen werden. Ressourcenverfügbarkeiten weisen ähnliche Herausforderungen auf wie die anderen hier betrachteten Systeme zur Wasserstoffproduktion.

Die Wasserstoffpipelines stellen sowohl in den Maßen der DN400-Sammelpipelines als auch der DN1100-Übertragungspipeline keine technische Neuerung dar (TRL 9). Auch wenn im bisherigen Offshore-Umfeld vorwiegend Erdgasleitungen verlegt sind, gibt es z.B. in der Ostsee Referenzprojekte, bei denen von wasserstofffähigen Pipelinesystemen ausgegangen wird. Aufgrund dieser Umstände wurden auch für die Lieferketten keine Risiken angenommen. Des Weiteren ergibt die Einschätzung der Ressourcenverfügbarkeit keine nennenswerten Risiken, vor allem begründet in den wenig komplexen Konstruktionsanforderungen und effizienten Produktionsprozessen. Allerdings wurde der Einfluss anderer Großprojekte in Form verlängerter Bestell- und Lieferzeiten berücksichtigt.

4.3 Umsetzungsplanung der Systemkomponenten

Bei der Analyse der Umsetzungszeitpfade wurden die oben beschriebenen Projektphasen für die beiden Systeme Onshore-Wasserstoffproduktion und Offshore-Wasserstoffproduktion jeweils pro Systemkomponente bewertet. Dabei wurde zwischen dem wasserstoffproduzierenden Teil, dem Transportteil und der Schnittstelle zwischen diesen beiden Teilen unterschieden. Für beide Systeme wurde zwischen sequenziellen und parallelen Planungs- und Umsetzungsverfahren unterschieden. Für die wasserstoffproduzierenden Komponenten sowie für die Schnittstellenkomponenten wurde parallele Beschaffung, Produktion, Installation sowie Inbetriebnahme angenommen. Damit erscheint eine Fertigstellung innerhalb von 11 Jahren möglich, d.h. bei einem Projektstart im Jahr 2023 könnten 10 GW Elektrolysekapazität bis 2035 aufgebaut sein.

Für die Transportsysteme (Kabel und Pipeline) wird eine sequenzielle Beschaffung, Produktion, Installation und Inbetriebnahme angenommen, um die Vergleichbarkeit der Transportinfrastrukturen zu gewährleisten. Weiterhin reduziert die Wahl eines sequenziellen Ansatzes den Administrationsaufwand für die Vergabe der Aufträge, insbesondere im Projektmanagement. Alternativ wäre angesichts der im Markt verfügbaren parallel nutzbaren Ressourcen wie Verlegeschiffen und der generellen Möglichkeit, bei beiden Transportsystemen Installationen an unterschiedlichen Orten parallel durchzuführen, auch ein Ansatz mit parallelisierten Prozessschritten denkbar. Eine solche Parallelisierung, die für die beiden Systeme erwartbar unterschiedlich ausgeprägt wäre, würde allerdings die Vergleichbarkeit mindern und die Plankomplexität erhöhen. Darüber hinaus würde eine derartige parallele Auftragsvergabe in dem vorliegenden oligopolistisch strukturierten Verkäufermarkt den Preis und somit die Gesamtsystemkosten erwartbar erhöhen. Um derartige einseitig die Systemvariante Seekabel & Onshore-Wasserstoffproduktion betreffende Auswirkungen zu vermeiden, wurde eine parallele Produktion und Installation für die gesamte Studie nicht betrachtet, um einen konsistenten Systemvergleich zu gewährleisten.

Für die Kalkulation der Verlegedauern wurden sowohl unterschiedliche Aufwände als auch unterschiedliche Verlegegeschwindigkeiten in den Onshore-, Nearshore- und Offshore- Bereichen betrachtet. Zusätzlich zu den Verlegeprozessen selbst wurde ein erweiterter Zeitaufwand von ca. 45% bezogen auf die Gesamtdauer für notwendige Schritte zur Minensuche und -beseitigung, Vorbereitung und (De-)Mobilisierung der Verlegekapazitäten sowie Erdarbeiten berücksichtigt. Für die Nordsee typische Wetterbedingungen wurden über entsprechende Pufferzeiten berücksichtigt. Die spezifische Verlegedauer für das Verlegen der Pipeline wurde mit dem dreifachen Zeitfaktor gegenüber dem Kabelsystem berechnet. Für die aufgeführten Hilfsprozesse rund um die Verlegung wurden für beide Systeme dieselben Geschwindigkeiten zugrunde gelegt.

Seekabel & Onshore-Wasserstoffproduktion

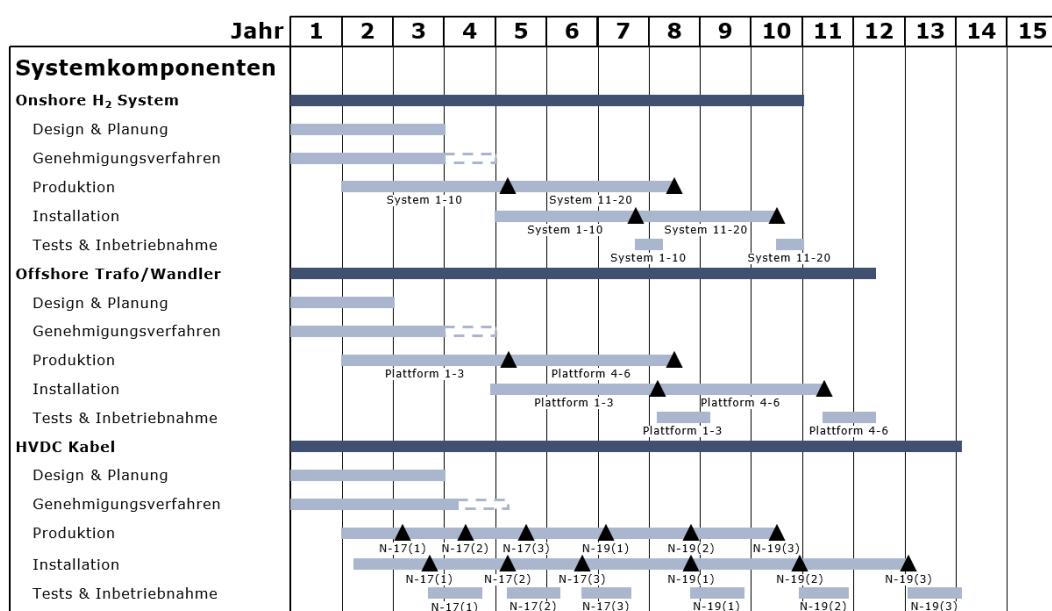


Abbildung 7: Umsetzungszeitleiste für Seekabel & Onshore-Wasserstoffproduktion

Die Umsetzungsplanung für die Onshore-Wasserstoffproduktion setzt voraus, dass zehn Onshore-Elektrolyseanlagen gleichzeitig geplant, genehmigt, produziert, installiert und in Betrieb genommen werden. Anders würde das Ziel, vor 2035 10 GW Produktionskapazität aufzubauen, nicht erreicht werden. Unter den Voraussetzungen der parallelen Produktion und Installation gehen wir davon aus, dass innerhalb von zehn Jahren die notwendigen Wasserstoffproduktionskapazitäten geschaffen werden können. Ebenso wird bei den Offshore-Transformatoren und -Spannungswandlern von parallel verlaufenden Prozessen bei Design & Planung, Genehmigungsverfahren, Produktion und Inbetriebnahme ausgegangen, um die notwendigen 12 GW Transformations- und Wandlungsleistung innerhalb von elfeinhalb Jahren zu erreichen.

Die Umsetzungsprozesse von See- und Landkabeln wurden aus den bereits beschriebenen Gründen ebenfalls rein sequenziell geplant. Die Annahmen beruhen auf AFRY-Erfahrungen aus vergleichbaren Offshore-Infrastrukturprojekten, sodass die Plausibilität der Annahmen im Vergleich zu relevanten bereits in Betrieb befindlichen Systemen gewährleistet ist. Alle Prozesse wurden auf einen synchronen Systemaufbau ausgerichtet und daher ein zusammengefasster Erstellungsprozess mit einem einzigen Konsortium für alle Anlagen sowohl in N-17* als auch in N-19 unterstellt. Die Produktionsprozesse beginnen ein Jahr nach Projektstart, da zu diesem Zeitpunkt

erfahrungsgemäß das Design abgeschlossen sein kann. Für die Produktionskette wurde unterstellt, dass die kürzeren Kabeltrassen zum Anschluss der im Gebiet N-17* gelegenen Systeme vor den für das Gebiet N-19 benötigten Kabelsträngen produziert werden. Der Installationsprozess wird begonnen, sobald die mittlere Ladekapazität eines heute typischen Verlegeschiffes von 100 km Kabel produziert wurde. Auch die Installation wurde so kalkuliert, dass erst die Anlagen in N-17* vollständig per Kabel verbunden, individuell getestet und in Betrieb genommen werden. Danach erfolgt ein Anschluss der Anlagen in N-19 parallel zum Betrieb der Anlagen in N-17*.

Unter diesen Randbedingungen zeigt die Zeitleiste, dass eine Bereitstellung der notwendigen Übertragungskapazität von 12 GW elektrischer Leistung zum Betrieb von 10 GW Elektrolyseleistung innerhalb des Zeitbudgets von dreizehn Jahren bis zum Jahr 2035 nicht erreicht wird. Wenn die Design- und Genehmigungsverfahren Anfang 2023 begonnen werden, wäre die Inbetriebnahme der Kabelsysteme erst 2036 abgeschlossen. Wesentliche Gründe dafür sind die für die gewünschte Leistung notwendigen Kabellängen und die damit verbundenen signifikanten Produktions- und Installationsdauern.

Offshore-Wasserstoffproduktion & Pipelinetransport

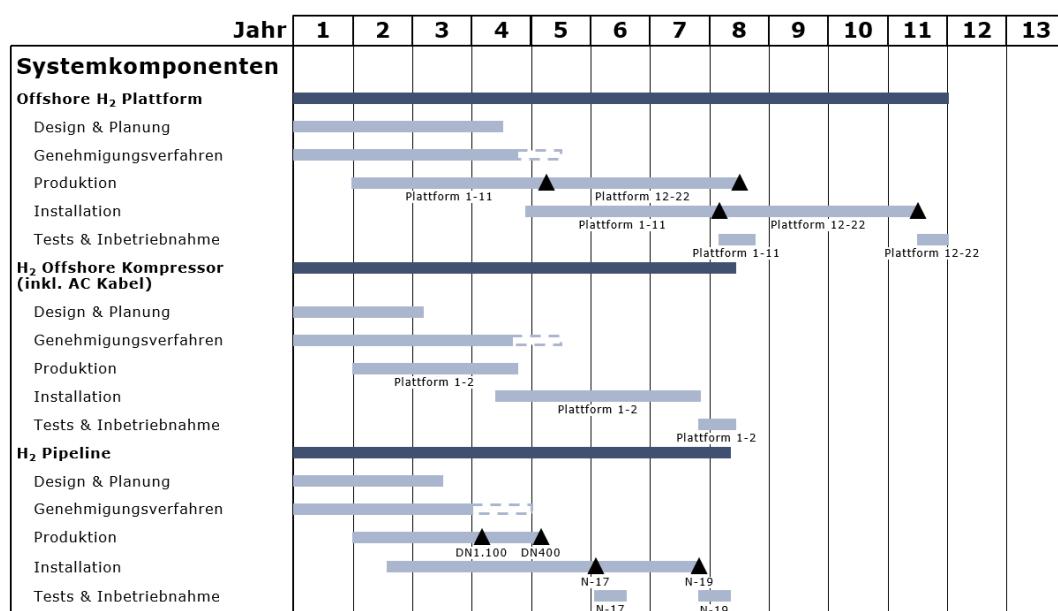


Abbildung 8: Umsetzungszeitleiste für Offshore-Wasserstoffproduktion & Pipelinetransport

Die Planungs- und Umsetzungszeiten für die Komponenten der Offshore-Wasserstoffproduktion unterscheiden sich deutlich vom Onshore-System. Zur Vergleichbarkeit wurden die Annahmen hinsichtlich paralleler und sequenzieller Bearbeitung für beide Systeme gleich gewählt. Ebenso wurden die unterschiedlichen technischen Reifegrade, Lieferketten- und Ressourcenverfügbarkeiten in Form von erhöhtem Zeitaufwand für die Komponenten in die Planungen einbezogen.

Es wurde unterstellt, dass die Offshore-Wasserstoffplattformen ebenfalls jeweils zur Hälfte in zwei aufeinanderfolgenden Phasen hergestellt und auf See aufgestellt werden. Da bei dieser Variante zwei zusätzliche Plattformen für weitere Transformatoren hinzukommen, wurde mit elf statt zehn parallel zu bauenden Plattformen geplant. Dafür wird auch eine höhere am Markt verfügbare Fertigungs- und Installationskapazität vorausgesetzt. Unter diesen Bedingungen können die

Plattformen innerhalb von elf Jahren fristgerecht mit der gewünschten Elektrolyseleistung von 10 GW in Betrieb genommen werden.

Die zwei Plattformen an den beiden Einspeisepunkten in die zentrale Übertragungspipeline werden ebenfalls parallel geplant. Sie sind mit je sechs Kompressoren zur Verdichtung von jeweils 5 GWh Wasserstoff pro Stunde ausgestattet. Im Vergleich zur Onshore-Variante sind nicht sechs, sondern nur zwei Plattformen für die Komponenten zu errichten.

Ein deutlicher Unterschied ergibt sich bei den Prozessen für die Transportinfrastruktur. Auch hier wurden gemeinsame Prozesse für Design & Planung sowie Genehmigungsverfahren für das Gesamtprojekt angenommen. Der Produktionsprozess wurde zur Minimierung von Maschinenrüstzeiten so gewählt, dass erst die DN1100-Pipeline vollständig produziert wird, bevor mit der Herstellung der für die Sammelpipelines benötigten DN400-Rohre begonnen wird. Sobald 100 km Pipeline produziert sind, wird die Installation der Übertragungspipeline bis zum ersten Einspeisepunkt im Gebiet N-17* begonnen. Sobald dieser Strang abgeschlossen ist, sind ausreichend DN400 Rohre produziert, sodass die Sammelpipelines in N-17* vollständig installiert werden können.

Aufgrund der geringeren zu beschaffenden Materialmengen, weniger aufwändiger Produktion und damit einhergehenden kürzeren Produktionszeiten ergibt sich gegenüber der Variante Seekabel & Onshore-Wasserstoffproduktion eine Zeitersparnis von ca. 60%. Ein ebenfalls deutlicher Unterschied ergibt sich bei der Verlegung der Pipeline. Die gesamte Transportinfrastruktur kann plausibel innerhalb von siebeneinhalb Jahren installiert und in Betrieb genommen werden. Der Zeitbedarf ist gegenüber der Kabel-Variante um ca. fünfeinhalb Jahre geringer.

4.4 Gegenüberstellung der kritischen Pfade zur Erreichung des Ausbauziels

Ein Vergleich der beiden Systemvarianten zeigt signifikante Unterschiede bei den Umsetzungsdauern. Auch die kritischen Pfade je System fallen recht unterschiedlich aus.

Während die Onshore-Wasserstoffproduktion in der betrachteten Anlagenstruktur eine Gesamtlänge an zu verlegenden Seekabeln von 3.720 km benötigt, benötigt die Pipelineinfrastruktur lediglich Kabel mit einer Länge von 24 km zwischen Trafo- & Wandlerplattformen zu den Kompressoren, DN400-Pipelines mit einer Gesamtlänge von 240 km und eine DN1100-Pipeline mit einer Länge von 330 km. Die Unterschiede in den Längen der Transportsysteme haben einen wesentlichen Einfluss auf die kritischen Pfade der Gesamtsysteme.

Aufgrund der angenommenen sequenziellen Beschaffung, Produktion und Installation der Transportinfrastrukturen ist zu erwarten, dass die Onshore-Wasserstoffproduktion die Ausbauziele von 10 GW Elektrolyseleistung bis 2035 verfehlt. Bei dieser Variante befindet sich das Kabelsystem auf dem kritischen Pfad und sorgt für das Verfehlen der Kapazitätsziele. Zudem ist der angenommene Projektstart im Jahr 2023 aufgrund der Kurzfristigkeit mit erhöhtem Machbarkeitsrisiko behaftet. Eine Optimierung der Umsetzungsdauern könnte durch eine parallele Nutzung von Produktionslinien und durch den parallelen Einsatz mehrerer Verlegeschiffe erreicht werden. Dies bedeutet jedoch einen erhöhten administrativen und koordinativen Aufwand bei Produktion und Installation sowie erhöhte Kostenrisiken, die aus einer Mehrlieferantenstrategie in einem Verkäufermarkt resultieren.

Bei der Offshore-Wasserstoffproduktion liegt der Ausbau der Pipelineinfrastruktur nicht auf dem kritischen Pfad. Selbst eine sequenzielle, aufeinanderfolgende Produktion, Installation und Inbetriebnahme der Pipelines könnte bis 2035 im vollen Umfang realisiert werden. Die geringere Umsetzungsdauer des Gesamtsystems würde einen um bis zu zwei Jahre verspäteten Projektstart im Jahr 2025 erlauben, um trotzdem das Erreichen der Ausbauziele bis 2035 zu gewährleisten. In dieser Systemvariante liegen die Hauptrisiken für die Fertigstellung des 10 GW-Gesamtsystems in den Offshore-Produktionskapazitäten für Wasserstoff. Hier muss sichergestellt werden, dass Systemkomponenten wie Transformatoren, Spannungswandler, Entsalzungsanlagen und Elektrolyseure möglichst frühzeitig, parallel und ggf. von mehreren Herstellern beschafft werden und der Plattformbau auf mehreren Werften gleichzeitig erfolgt. Diese Empfehlung gilt jedoch auch für die kabelbasierte Systemvariante.

4.5 Fazit und Empfehlungen

Beide Systeme erfordern technische Innovationen und bergen entsprechende Risiken in den Lieferketten und der Verfügbarkeit von Ressourcen. Insbesondere beim System Offshore-Wasserstoffproduktion & Pipelinetransport sind einige Komponenten noch nicht abschließend getestet und in Betrieb. Die Zusammenstellung von Transformatoren, Spannungswandlern, Entsalzungsanlagen und Elektrolyseuren auf einer gemeinsamen, neu im Hafen zu bauenden und dann auf See zu installierenden Plattform stellt eine Neuheit dar. Auch die Wasserstoffkompression ist im Offshore-Bereich bisher nicht langfristig erprobt und bewertet.

Für die Systemvariante Seekabel & Onshore-Wasserstoffproduktion sind die jeweiligen Systemkomponenten bereits an Land erprobt. Dementsprechend ist ihr Reifegrad in Technologie und Lieferkette höher.

Eine Gegenüberstellung der beiden Systemvarianten zeigt hinsichtlich der Umsetzungsdauern signifikante Unterschiede, vor allem beim Bau der Transportsysteme. Die Kabelverlegung liegt bei sequenzieller Bearbeitung auf dem kritischen Pfad und wird nach ca. 13 Jahren abgeschlossen. Der Bau einer Pipeline kann bei ebenfalls sequenzieller Bearbeitung nach ungefähr siebeneinhalb Jahren und damit mit einem zeitlichen Vorsprung von ca. fünfeinhalb Jahren gegenüber der Seekabelvariante abgeschlossen werden. Das Gesamtsystem Offshore-Wasserstoffproduktion & Pipelinetransport würde dadurch einen signifikanten Zeitpuffer erlauben und das Erreichen der 10 GW Ausbauziele bis 2035 selbst bei verspätetem Projektstart ermöglichen.

Bei der Onshore-Wasserstoffproduktion liegt unter den oben genannten Prämissen das Seekabelsystem auf dem kritischen Pfad für das Gesamtprojekt, während bei der Offshore-Elektrolyse die parallele Herstellung und Installation von elf Plattformen den am meisten zeitkritischen Teil des Gesamtsystems darstellt. Die Verfügbarkeit von Ressourcen und Kapazitäten erscheint für das System Seekabel & Onshore-Wasserstoffproduktion kritischer als für das System Offshore-Wasserstoffproduktion & Pipelinetransport. Aktuell ist eine Vielzahl von Offshore-Windprojekten in der Planung bzw. Umsetzung. Kapazitäten für die Produktion und Verlegung der Unterseekabel sind dadurch weltweit bereits stark ausgebucht. Der Markt für Pipelines weist im Vergleich zu Kabeln weniger Engpässe auf. Bei der Offshore-Variante ist allerdings anzumerken, dass die Integration von Systemkomponenten zu einer Offshore-Elektrolyseplattform noch nicht existiert und der Bau der Gesamtplattform somit erhebliche zeitliche Umsetzungsrisiken für den Projektverantwortlichen beinhaltet.

Zusammenfassend lässt eine Pipeline aus Sicht der Projekt- und Umsetzungsplanung einen deutlichen Zeitvorteil gegenüber einer Lösung mit Seekabeln erwarten. Zur Minderung der Umsetzungsrisiken für das technisch risikoreichere Offshore-System würde eine frühzeitige Auswahl und Einbindung aller wesentlichen Lieferanten in das Projekt und eine möglichst parallele Beauftragung, Genehmigung und Umsetzung die Erreichung des Ausbauziels von 10 GW Elektrolyseleistung bis 2035 zu unterstützen.

5 Systemvergleich Investitions- & Betriebskosten

5.1 Beschreibung der Methodik

Die beschriebenen Varianten Offshore-Wasserstoffproduktion & Pipelinetransport sowie Seekabel & Onshore-Wasserstoffproduktion wurden im Folgenden im Hinblick auf ihre Gesamtsystemkosten sowie die resultierenden spezifischen Systemkosten pro Kilogramm Wasserstoff quantitativ analysiert. Einem Bottom-up-Ansatz folgend wurden dabei sowohl die Kapitalkosten als auch die Betriebskosten der einzelnen Systemkomponenten in die Analyse einbezogen. Weiterhin fließen in die Kostenbetrachtung beider Systemvarianten spezifische Kosten für verbundene Dienstleistungen ein, um eine möglichst umfassende Bewertung zu gewährleisten. Nicht in den Vergleich einbezogen wurden die Kosten der Stromerzeugung sowie die Rückbaukosten der Systeme.

Bei der Analyse der spezifischen Systemkosten pro Kilogramm Wasserstoff werden die Beiträge der einzelnen Kostenelemente im Rahmen eines LCOE-Ansatzes¹ unter Einbezug ihrer spezifischen Lebensdauer auf die gelieferte Menge Wasserstoff umgelegt. Dabei wurde eine jährliche Produktionsmenge von 945 kT Wasserstoff zugrunde gelegt. Weiterhin wurden die Betriebskosten in der Kostenrechnung für jedes Systemelement als jährlicher fixer Anteil an den Investitionskosten bestimmt. Für die Betriebskosten im System Offshore-Wasserstoffproduktion mit Pipelinetransport wurde von einem Anteil von 1,9 % ausgegangen, für Seekabel mit Onshore-Wasserstoffproduktion beträgt der Anteil 1,7 %.

Kostenwerte werden in Euro von 2021 angegeben. Das Bezugsjahr für Technologiekosten ist ebenfalls das Jahr 2021. Zukünftige Kostendegressionsentwicklungen bei einzelnen Systemkomponenten wurden nicht betrachtet. Die Infrastrukturalternative Schiffstransport wurde bei dem Vergleich der Investitions- & Betriebskosten lediglich qualitativ bewertet.

5.2 Kosten bei Seekabel & Onshore-Wasserstoffproduktion

Die Gesamtkosten der Variante Seekabel & Onshore-Wasserstoffproduktion belaufen sich auf circa 36,5 Mrd. Euro. Abbildung 9 gibt eine Übersicht über den Beitrag der einzelnen Kostenelemente. Mit einem Anteil von etwa 45% dominieren die Kosten für Wasserstoffbereitstellung (16 Mrd. Euro) die Investitionsausgaben. Der Kostenblock der Wasserstoffbereitstellung umfasst neben den Elektrolyseuren die Verdichter sowie die Meerwasserentsalzungsanlagen. Stromkosten sind in den Gesamtkosten nicht enthalten.

Neben der Wasserstoffbereitstellung ist das Transportsystem für elektrische Energie mit insgesamt etwa 15,7 Mrd. Euro ein weiterer großer Kostentreiber. Es umfasst

¹ LCOE: Levelised cost of energy; Diskontierungsfaktor: 5% p.a.

neben den notwendigen Offshore-Konverterplattformen und HGÜ-Seekabeln auch alle notwendigen Elemente für die Onshore-Stromversorgung des Elektrolyseurs.

Für die einzelnen Systemkomponenten wird darüber hinaus die Bildung marktüblicher Rückstellungen berücksichtigt (2 Mrd. Euro). Weiterhin enthält die Kostenanalyse im Block Sonstige Kosten (1,5 Mrd. Euro) die Elemente Design, Genehmigung & Entschädigung, Maritime Dienstleistungen, Routenplanung und -vorbereitung sowie Personal. Kosten für Versicherungen werden mit 1,3 Mrd. Euro angesetzt.

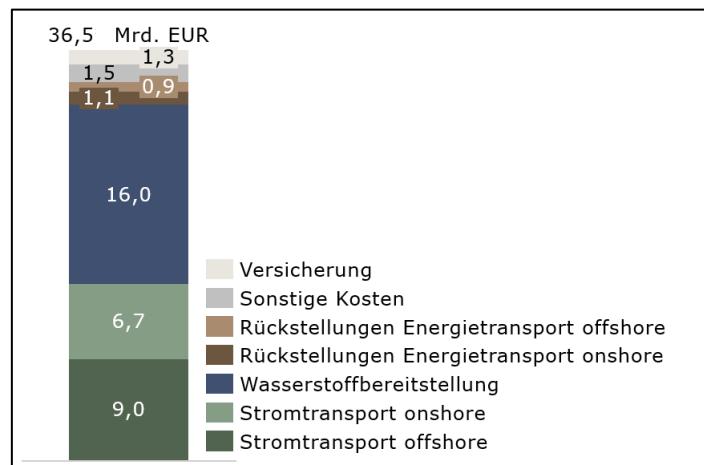


Abbildung 9: Gesamtsystemkosten der Variante Seekabel & Onshore-Wasserstofferzeugung
 (Bezugsjahr der Technologiekosten 2021)

Die aus den Kapitalkosten und operativen Kosten abgeleiteten spezifischen Systemkosten je Kilogramm Wasserstoff belaufen sich auf 3,2 EUR/kg, wobei das Elektrolyseursystem und der Stromtransport die wesentlichen Kostentreiber sind. Die Kosten zur Stromerzeugung sind hierin nicht enthalten. Abbildung 10 schlüsselt die Beiträge der einzelnen Systemkomponenten auf.

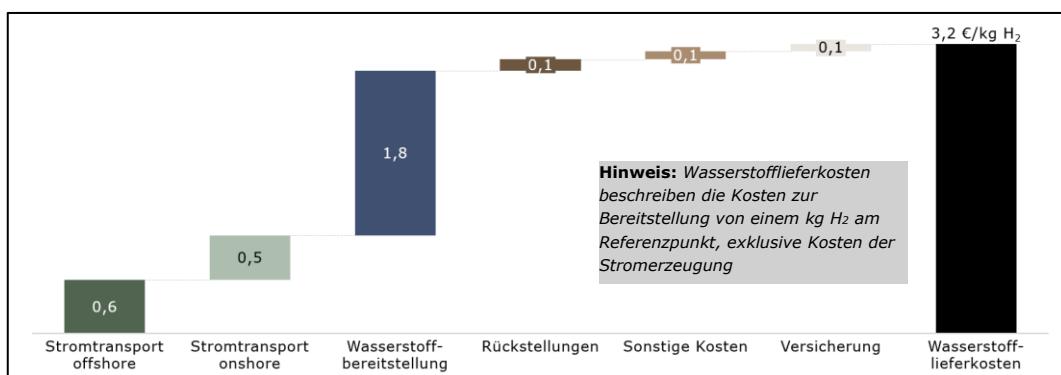


Abbildung 10: Spezifische Systemkosten der Variante Seekabel & Onshore-Wasserstofferzeugung
 (Bezugsjahr der Technologiekosten 2021)

5.3 Kosten bei Offshore-Wasserstoffproduktion & Pipelinetransport

In Bezug auf die Gesamtkosten ist die Systemalternative Offshore-Wasserstoffproduktion & Pipelinetransport mit 30,3 Mrd. Euro die kostengünstigere Alternative. Abbildung 11 schlüsselt die Systemkosten nach Komponenten auf. Mit einem Beitrag von knapp 70% sind die Investitionen für die Wasserstoffbereitstellung

(21 Mrd. Euro) der wesentliche Kostentreiber. Die Wasserstoffbereitstellung umfasst dabei neben den Elektrolyseuren, Verdichtern und Meerwasserentsalzungsanlagen die entsprechenden Offshore-Plattformsysteme. Stromkosten sind in den Gesamtkosten nicht enthalten.

Im Bereich der Transportkosten stellt der Offshore-Stromtransport mit etwa 3 Mrd. Euro den größten Kostenblock dar, während die Pipeline für den Wasserstofftransport auf See und an Land insgesamt knapp 1,6 Mrd. Euro erfordert.

Neben der Bildung marktüblicher Rückstellungen in Höhe von etwa 2,5 Mrd. Euro tragen sonstige Kosten (Design, Genehmigung & Entschädigung, Maritime Dienstleistungen, Routenplanung und -vorbereitung sowie Personal) etwa eine Milliarden Euro zu den Gesamtsystemkosten bei. Kosten für Versicherungen wurden mit etwa 1,1 Mrd. Euro veranschlagt.

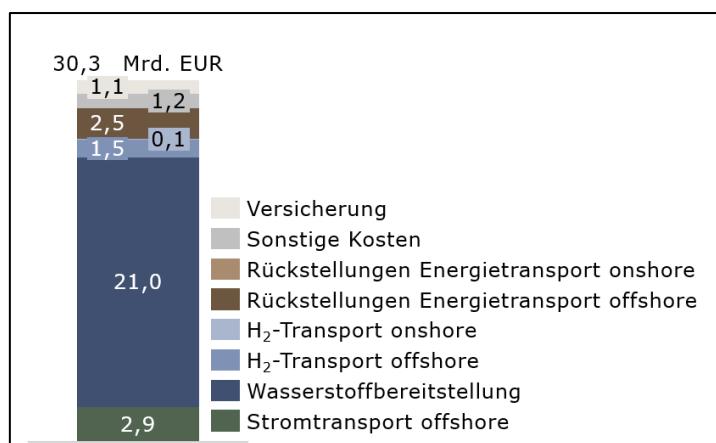


Abbildung 11: Gesamtsystemkosten der Variante Offshore-Wasserstoffproduktion & Pipelinetransport (Bezugsjahr der Technologiekosten 2021)

Die aus den Kapital- und Betriebskosten abgeleiteten spezifischen Systemkosten je Kilogramm Wasserstoff belaufen sich im betrachteten System auf 2,7 EUR/kg. Analog zur Variante Seekabel & Onshore-Wasserstoffproduktion stellen die Wasserstoffbereitstellung den wesentlichen Kostentreiber dar. Die Kosten der Stromerzeugung sind wiederum nicht enthalten. Abbildung 12 schlüsselt die Beiträge der einzelnen Systemkomponenten auf.

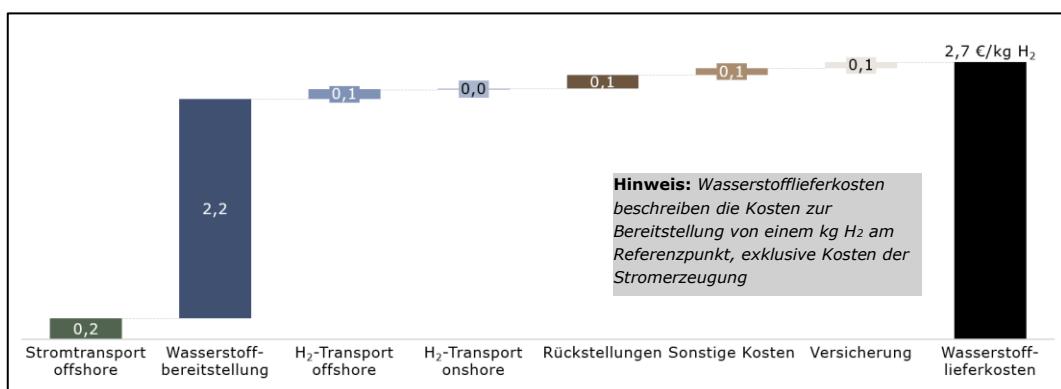


Abbildung 12: Spezifische Systemkosten der Variante Offshore-Wasserstoffproduktion & Pipelinetransport (Bezugsjahr der Technologiekosten 2021)

5.4 Kosten bei Offshore-Wasserstoffproduktion & Schifftransport

Aufgrund von Unsicherheiten und fehlenden Datenpunkten im Hinblick auf die Kostenbewertung der Variante Offshore-Wasserstoffproduktion & Schifftransport ist ein sachgerechter Kostenvergleich dieser Alternative zum aktuellen Zeitpunkt nicht möglich. Der Transport von Wasserstoff per Schiff wird derzeit noch erprobt. Eine optimierte Dimensionierung und geeignete technische Systemgestaltung aus Tanker, Be- und Entladeinfrastruktur sind noch nicht abschließend erkennbar. Es ist jedoch zu erwarten, dass die Transportkosten bei Offshore-Wasserstoffproduktion mit anschließendem Schiffstransport im Vergleich der Systemalternativen höhere operative Kosten, jedoch niedrige Kapitalkosten aufweisen würden. Grund dafür sind die zu erwartenden niedrigeren Investitionskosten für eine Flotte zukünftig ggf. verfügbarer Großtanker im Vergleich zu Kabeln und Pipeline, die mit steigender Schiffsgröße stark sinken. Der Investitionsbedarf für kleinere LNG-Tanker mit 30.000 m³ Transportvolumen kann heute indikativ mit rund 75 Millionen EUR veranschlagt werden, während ein LNG-Großtankschiff mit 150.000 m³ Ladekapazität indikativ rund 150 Millionen EUR kostet. Über die Lebenszeit eines Schiffes können die gesamten fixen Betriebskosten und Brennstoffkosten als dem Kapitalbedarf grob entsprechend geschätzt werden, sodass pro Schiff je nach Größe Lebensdauerkosten von rund 150 bis 300 Millionen angenommen werden können (siehe u.a. US Department of Energy, 2018). Unter der Annahme, dass die Transportvolumina und Baukosten für seriell gefertigte Flüssigwasserstoff-Tanker zukünftig in ähnlichen Größenordnungen liegen, ergeben sich überschlägige Lebensdauerkosten für eine Tankerflotte im einstelligen Milliardenbereich. Dazu kommen Kosten für die Be- und Entladeterminals, die ebenfalls in dieser Größenordnung erwartet werden.

5.5 Fazit und Empfehlungen

Die abschließende Gegenüberstellung der Gesamtsystemkosten und der spezifischen Systemkosten zeigt die Variante Offshore-Wasserstoffproduktion mit Pipelinetransport als kostengünstigstes mit bekannter Technik planbares System. Für das Gesamtsystem ergeben sich Kostenvorteile in Höhe von circa sechs Milliarden Euro (17%). Die spezifischen Systemkosten pro Kilogramm Wasserstoff liegen mit 2,7 EUR/kg H₂ um 0,5 EUR/kg H₂ (15%) niedriger als in der Variante Seekabel mit Onshore-Wasserstoffproduktion. Aus Kostensicht ist daher der Aufbau einer Offshore-Wasserstoffproduktion mit Pipelinetransport für die betrachtete 10 GW-Ausbaustufe zu empfehlen.

6 Systemvergleich Umweltverträglichkeit und Genehmigungsfähigkeit

6.1 Beschreibung der Methodik

Grundsätzlich entstehen durch Infrastrukturprojekte zwei Kombinationen von Umwelt- und Genehmigungsrisiken: eine, die durch die Bauphase ausgelöst wird und eine weitere für die Betriebsphase. Die Bewertung erfolgt anhand einer qualitativen Abschätzung der Intensität der identifizierten Wirkfaktoren und der Wirkdauer der jeweiligen Effekte. Die in Tabelle 1 dargestellten Umwelt- und Genehmigungsrisiken werden in der Betrachtung der einzelnen Systeme erläutert.

Tabelle 1: Wirkfaktoren der abgeprüften Systeme, aufgeteilt in Bauphase und Betriebsphase

Wirkfaktoren - Bauphase		Wirkdauer
Schallemissionen		Temporär
Temporäre Flächeninanspruchnahme an Land		Temporär
Nutzungskonflikte an Land		Temporär
Entsorgung von Gefahr- und Baustoffen		Temporär
Geologische Risiken		Permanent
ESG-Risiko der Lieferkette		Temporär

Wirkfaktoren - Betriebsphase		Wirkdauer
Permanente Flächeninanspruchnahme an Land		Permanent
Entsorgung von Gefahr- und Abfallstoffen		Permanent
Wasserentnahme & Einleitung von Sole		Permanent
Havarie-Risiko		Permanent
Schallemissionen		Permanent

6.2 Umwelt- und Genehmigungsrisiken der Seekabel-Variante

Bauphase

Für die Variante Seekabel & Onshore-Wasserstoffproduktion werden durch Schallemissionen verursachte Umwelt- und Genehmigungsrisiken unter Anwendung der „Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zum Schutz gegen Baulärm“ sowie der Geräte- und Maschinenlärmverordnung vermieden. Die entsprechenden Grenzwerte sind in den Verordnungen für Tag- und Nacharbeiten sowie für individuelle Maschinen aufgeschlüsselt.

Durch Baustelleneinrichtungsflächen erfolgt eine temporäre Flächeninanspruchnahme an Land. Diese können mit geeigneten Maßnahmen im Anschluss an die Bauphase in ihrem ursprünglichen Zustand wiederhergestellt werden. Im Offshore-Bereich muss während der Bauphase im Vergleich zur Pipeline ein breiterer Unterwasserkorridor geprüft werden, was zu Mehraufwand führt.

In der Planungs- und Genehmigungsphase besteht das Risiko von Nutzungskonflikten, die auch andere norddeutsche Vorhaben beeinträchtigt haben. Beispiele sind die Landstation Dieksand der Ölplattform Mittelplate A, die Nationalparkerweiterung in Schleswig-Holstein sowie diverse Freileitungsvorhaben. Es ist davon auszugehen, dass größere Greenfield-Vorhaben nur gegen einen gut organisierten, öffentlichen Widerstand durchsetzbar sind.

Die Kontamination von marinen und terrestrischen Ökosystemen durch Betriebsstoffe, Abfälle und Gefahrengüter, die in der Bauphase genutzt und entsorgt werden müssen, stellt ein grundsätzliches Risiko dar. Durch Anwendung der gängigen Vorschriften und Maßnahmen für die fachgerechte Entsorgung dieser Güter sowie durch den sicheren Betrieb der Baufahrzeuge kann dieses Risiko vermieden werden.

Entlang der Offshore-Kabeltrasse besteht grundsätzlich die Möglichkeit, dass Installationen durch geologische Aktivität (Erdrutsche oder ähnliches) beschädigt oder

zerstört werden können. Zur Steuerung dieses Risikos wird der Methodenstandard für Baugrundkundung (BSH, 2014) angewendet. In dieser Arbeitshilfe werden die Mindestanforderungen für geotechnische Untersuchungen im Rahmen des Genehmigungsverfahrens durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie festgelegt.

Die Produktion von mehreren tausend Kilometern Kabeltrasse ist ressourcenintensiv und erfordert eine weitreichende, internationale Lieferkette für die Beschaffung der entsprechenden Rohstoffe. Je mehr Rohstoffe erforderlich sind, umso größer der Bedarf an verschiedenen Zulieferern. Damit erhöht sich der Steuerungsbedarf von möglichen ESG-Risiken entlang der Lieferkette. Zur Minimierung dieser Risiken empfiehlt sich eine OECD-konforme Prüfung von Sozial-, Umwelt- und Governance-Kriterien für Hochrisiko-Zulieferer (z.B. Betriebe im Rohstoffabbau, Produktion von Materialien in Ländern mit niedrigen Standards für Arbeitnehmersicherheit oder ähnliches, siehe auch OECD, 2018).

Betriebsphase

Unter der Annahme eines Greenfield-Ansatzes werden durch die Konstruktion der Produktionseinrichtungen sowie entlang der Kabeltrasse Flächen permanent in Anspruch genommen. Dies stellt an Land einen dauerhaften Verlust von Siedlungsraum, landwirtschaftlichen Produktionsraum und Lebensraum dar. Die permanente Inanspruchnahme ist unumkehrbar und steht dem Ziel der Bundesregierung entgegen, gemäß des integrierten Umweltprogramms die tägliche Flächenversiegelung auf unter 20 ha zu begrenzen (BMUB, 2016). Die negativen Umwelteffekte könnten reduziert werden, indem die Produktionseinrichtungen an bestehende Industrie- und Gewerbegebiete angegliedert werden.

Die für die Bauphase genannten Risiken bei der Entsorgung von Abfall- und Gefahrenstoffen, sowie Maßnahmen zum fachgerechten Umgang können auch in der Betriebsphase des Vorhabens angewendet werden.

Die Entnahme von Wasser sowie die Rückführung der Sole mit erhöhter Salzkonzentration muss getrennt vom Umgang mit den restlichen Gefahrstoffen betrachtet werden. Für die Onshore-Elektrolyse bedeutet dies eine Entnahme signifikanter Mengen Brackwasser aus dem Elbmündungsbereich. Das Wasser ist durch die nahegelegenen Wattflächen sowie den Schiffsbetrieb, der den Meeresboden aufwirbelt, stark mit Schwebteilchen gesättigt. Die genauen Mengen können im Rahmen dieser Studie nicht ermittelt werden, jedoch ist absehbar, dass die Abundanz von Schwebstoffen die Leistungsfähigkeit der Onshore-Anlagen negativ beeinflussen wird.

Des Weiteren stellt die Rückführung der Sole, auch wenn diese eine nur um wenige Prozent erhöhte Salinität mit sich führt, ein nicht abschätzbares Umweltrisiko für die Elbe und die Wattflächen des Nationalpark Hamburgisches Wattenmeer dar. Die Entnahme sowie Einleitung von Wasser sind an dieser Position stark tidenabhängig und die Gewässer sind nicht sehr tief. Beide Faktoren begünstigen eine Ablagerung der Sole auf dem Grund der Elbe sowie eine Verteilung auf den flussnahen Wattflächen, sodass diese im Laufe des Betriebes versalzen und Langzeitschäden davontragen können. Eine Genehmigung ohne eine entsprechende Vorstudie sowie geeignete Vermeidungsmaßnahmen ist sehr unwahrscheinlich. Eine mögliche Vermeidungsmaßnahme wäre das Sammeln der Sole an Land. Im Anbetracht der Mengen und der Tatsache, dass die Methoden zur Verwertung der Sole technisch noch

nicht ausgereift bzw. nicht wirtschaftlich sind, erscheint diese Maßnahme jedoch nicht sicher umsetzbar.

6.3 Umwelt- und Genehmigungsrisiken der Pipeline-Variante

Bauphase

An den für das Offshore-Elektrolysesystem erforderlichen Onshore-Anbindungen werden durch Schallemissionen verursachte Umweltrisiken unter Anwendung der „Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zum Schutz gegen Baulärm“ sowie der Geräte- und Maschinenlärmenschutzverordnung vermieden. Die entsprechenden Grenzwerte sind in den Verordnungen für Tag- und Nacharbeiten, sowie für individuelle Maschinen aufgeschlüsselt.

Durch den Bau von Offshore-Plattformen werden insbesondere während der Rammarbeiten für die Fundamente starke Schallemissionen freigesetzt. Diese können das Gehör von Schweinswalen und anderen Meeressäugern, die sich mit Echolokation orientieren, schwer verletzen oder die betroffenen Tiere töten. Zur Minimierung dieses Risikos sieht das BSH den Einsatz von Schallminderungs- und Vergrämungsmaßnahmen vor. Diese werden im Rahmen der Genehmigungsplanung entwickelt und können den Einsatz von sogenannten *Seal Scarern* und *Blasenschleibern* umfassen (ITAP, 2014). Die Installation ist technisch und logistisch aufwendig, wird jedoch vor allem im Rahmen der Windpark-Konstruktion standardmäßig und erfolgreich durchgeführt.

Die durch temporäre Flächeninanspruchnahme, Gefahrstoffe sowie geologische Faktoren ausgelösten Umweltrisiken sowie deren Steuerungsmechanismen entsprechen denen der Onshore-Option. Die Risiken entlang der Lieferkette bestehen auch für die Offshore-Option. Grundsätzlich wird der Ressourcenverbrauch für den Bau der Pipelineelemente jedoch als geringer eingeschätzt als für die Herstellung der Kabel und die dafür benötigten Rohstoffe.

Betriebsphase

Durch den Aufbau von Offshore-Elektrolyseuren wird ein permanenter Flächenverlust an Land vermieden, bzw. im Rahmen des Landanschlusses zumindest stark minimiert. Nach Errichtung ist ein positiver Effekt des Vorhabens auf die lokale Biodiversität, wie er bereits in Windparks beobachtet wird, möglich. Begünstigt werden u.a. Meeressäuger, die sich in einem von der Schifffahrt ausgenommenen Gebiet ausruhen, Fische, deren Bestandsgrößen, Artenzusammenhang und Altersstruktur sich in einem fischereifreien Gebiet erholen können, sowie Mikroorganismen, Muscheln und andere Bodenlebewesen, die die Fundamente der Plattformen als künstliche Riffe nutzen (vgl. van Deurs et al., 2012).

Die für die Bauphase genannten Risiken bei der Entsorgung von Abfall- und Gefahrenstoffen, sowie Maßnahmen zum fachgerechten Umgang bestehen auch in der Betriebsphase. Die Entsorgung ist hierbei für Offshore-Plattformen komplexer als die Entsorgung an Land.

Die Entnahme von größeren Wassermengen auf hoher See ist unbedenklich. Die Sättigung des Wassers mit Schwebstoffen wird aufgrund der höheren Wassertiefe geringer sein als im Elbmündungsbereich. Hinsichtlich der Rückführung von Sole ist die Wahrscheinlichkeit des Eintretens von Umweltschäden im Vergleich zur Onshore-Elektrolyse deutlich geringer. Um möglicher Kontamination des Meeresgrunds bestmöglich vorzubeugen, empfiehlt es sich, die Sole vor der Rückführung zusätzlich mit Meerwasser anzureichern, um eine maximale Diffusion zu erreichen. Die

Rückführung der Sole wird voraussichtlich eine Vorstudie im Rahmen der umweltrechtlichen Genehmigung bedingen, um die möglichen Effekte besser zu verstehen. Diese Untersuchung wäre der eigentlichen Umweltverträglichkeitsprüfung vorgelagert. Es ist zu empfehlen, dieses Thema zusammen mit der Genehmigungsbehörde frühstmöglich zu betrachten, um Verfahrensverzögerungen zu vermeiden.

6.4 Umwelt- und Genehmigungsrisiken Schiffstransport-Variante

Bauphase

Die durch Schallemissionen, Gefahrstoffe und geologische Faktoren ausgelösten Risiken entsprechen der Variante Offshore-Wasserstoffproduktion mit Pipelinetransport. Durch Baustelleneinrichtungsflächen erfolgt eine temporäre Flächeninanspruchnahme an Land für den Bau der Terminals. Diese können mit geeigneten Maßnahmen im Anschluss an die Bauphase in ihrem ursprünglichen Zustand wiederhergestellt werden.

Der Bau einer Schiffsflotte für den Transport des Wasserstoffs ist ressourcenintensiv und erfordert abseits der Produktionskapazitäten eine weitreichende, internationale Lieferkette für die Beschaffung der entsprechenden Rohstoffe. Je mehr Rohstoffe erforderlich sind, umso höher der Bedarf an verschiedenen Zulieferern. Damit erhöht sich der Steuerungsbedarf von möglichen ESG-Risiken entlang der Lieferkette. Zur Minimierung dieser Risiken empfiehlt sich eine OECD-konforme Prüfung von Sozial-, Umwelt- und Governance-Kriterien für Hochrisiko-Zulieferer (z.B. Betriebe im Rohstoffabbau, Produktion von Materialien in Ländern mit niedrigen Standards für Arbeitnehmersicherheit oder ähnliches, siehe auch OECD, 2018). Grundsätzlich wird der Ressourcenverbrauch für den Bau der Schiffe sowie die Komplexität der Lieferkette noch höher eingeschätzt als bei der Variante Seekabel mit Onshore-Wasserstoffproduktion.

Betriebsphase

Die Risiken hinsichtlich der Entnahme von Wasser sowie Rückführung von Sole entsprechen der Variante Offshore-Wasserstoffproduktion mit Pipelinetransport. Die für die Bauphase genannten Risiken bei der Entsorgung von Abfall- und Gefahrenstoffen, sowie Maßnahmen zum fachgerechten Umgang kommen auch in der Betriebsphase des Vorhabens zum Tragen. Die Logistik ist hierbei für Offshore-Plattformen etwas komplexer als die Entsorgung an Land. Durch den Schiffsbetrieb wird die Menge an Abfällen, Betriebsstoffen und Emissionen deutlich höher ausfallen als für die Systeme mit Pipeline- oder Kabeloption. Des Weiteren wird die Schiffsflotte im Betrieb erhebliche CO₂-Emissionen verursachen, wenn für den Antrieb konventionelle Kraftstoffe verwendet werden.

Bei Annahme eines Greenfield-Ansatzes werden durch den Bau der Terminals Flächen permanent in Anspruch genommen. Die damit verbundenen Risiken entsprechen denen der Seekabelvariante.

Der Schiffsbetrieb kleinerer Tanker bringt erhöhtes Verkehrsaufkommen durch den Pendelverkehr mit sich. Weiterhin erhöht er das Havarierisiko im Bereich der Windparks sowie in den Nationalparkgebieten im Elbmündungsbereich. Dieses Risiko ist bei zukünftig möglicherweise verfügbaren Tankschiffgrößen auf dem Niveau heutiger großer LNG-Tanker mit 200m und mehr Länge nochmals erhöht, gerade im Bereich der Parks. Außerdem können diese Schiffsgrößen im Bereich der Beladepunkte

Schlepperhilfe und laufende Havariesicherung durch zusätzliche Hochseeschlepper benötigen, was die Systemkomplexität weiter erhöhen würde.

Eine weitere Risikoerhöhung ergibt sich aus den Betankungsvorgängen selbst, die in den anderen Optionen nicht erforderlich sind und nur bis zu einem bestimmten Seegang durchgeführt werden können. Der Abtransport des Wasserstoffs ist dementsprechend wetterabhängig und kann bei entsprechendem Schlechtwetter über mehrere Tage unterbrochen sein, was wegen der fehlenden Speichermöglichkeit auf den Plattformen zu zwangswiseen Produktionsausfällen führt und auch aus Sicht der laufenden Versorgungssicherheit nachteilig ist. Außerdem entstehen durch den zunehmenden Schiffsverkehr in der Deutschen Bucht erhöhte Schallemissionen. Diese können Meeressäuger in der vorbelasteten Nordsee zusätzlich schädigen.

6.5 Umweltrechtliche Genehmigungsplanung

Die umweltrechtliche Genehmigungsplanung sowie die damit verbundenen (Vor-) Untersuchungen werden in den drei Systemen einen bedeutenden Teil des finanziellen und zeitlichen Aufwands für das Genehmigungsverfahren ausmachen. In diesem Zusammenhang kann der Karte in Abbildung 13 die komplexe Schutzgebietskulisse der deutschen Nordseeküste entnommen werden, in der die Wattenmeer-Nationalparks in grün hervorgehoben sind. Insbesondere im Wattenmeer sowie entlang der Küste besteht erhöhtes Risiko, mit artenschutzrechtlichen Konflikten und Bebauungsbeschränkungen konfrontiert zu werden. Beeinträchtigungen des NATURA-2000-Gebietes Doggerbank sowie dessen Zielarten Schweinswal (*Phocoena phocoena*) und Seehund (*Phoca vitulina*) im nordwestlichen Entenschnabel werden lediglich für die Bauphase erwartet. Diese können mit den oben genannten Maßnahmen mitigiert werden.



Abbildung 13: Schutzgebiete entlang der deutschen Küste

Um mögliche Ursachen einer Verfahrensverzögerung besser zu verstehen und diesen vorzubeugen, sind folgende Punkte beachtenswert:

- Die Genehmigung der Systeme wird umfangreiche Voruntersuchungen erfordern, auch eine feste Vorgabe zur Durchführung von Grundlagenstudien zum besseren Verständnis der Umweltauswirkungen ist möglich.
- Faunistische und ökologische Untersuchungen sind jahreszeiten- und tidenabhängig und können mehr als ein Jahr in Anspruch nehmen. Grundsätzlich müssen Erfassungen wie Seevogelzählungen in bestimmten Kalenderwochen erfolgen. Sollte ein Zeitfenster auch nur um wenige Tage verpasst werden, wird die Kartierung von der zuständigen Behörde zur Vermeidung rechtlicher Angreifbarkeit in der Regel für ungültig erklärt und muss im nächsten Jahr erneut durchgeführt werden.
- Für faunistische und ökologische Untersuchungen besteht ein zwingender Bezug zum Planungsgebiet. Sollte das Verfahren während der Erfassungen eine Planänderung auslösen, in deren Folge sich die Fläche ändert, müssen die laufenden Kartierungen im Folgejahr in der Regel noch einmal von vorne beginnen.
- Die Vergabe der umweltrechtlichen Genehmigungsunterlagen an ein erfahrenes Planungsbüro mit On- und Offshore-Erfahrung ist ein wesentlicher Erfolgsfaktor. Planungsbüros arbeiten auf unterschiedlichen Erfahrungs- und Reifegraden. Um ein mögliches finanzielles Risiko einer Planverzögerung zu minimieren, können die umweltrechtlichen Planungsschritte vertraglich genau festgelegt und das zuständige Planungsbüro in die Verantwortung genommen werden, sämtliche für die Genehmigung erforderlichen Erfassungen im Angebot klar zu definieren und fristgerecht durchzuführen. Die Verantwortung für das behördkonforme Untersuchungsdesign liegt zweckdienlicher Weise beim Planungsbüro, während eine Abwälzung auf den Vorhabenträger den Erfolg des Genehmigungsprozesses grundsätzlich gefährden kann.
- Umweltplanung bedeutet auch, den Umfang des Eingriffs zu bilanzieren. Zur Kompensation müssen im Laufe des Verfahrens ausreichend Flächen für ökologische Ausgleichmaßnahmen zur Verfügung gestellt werden (z.B. Streuobstwiesen, Wiedervernässung von Wiesen, Anlage von Hecken und Ersatzhabitaten). Es empfiehlt sich, diese Flächen frühestmöglich zu sichern. Weiterhin ist zu beachten, dass sich bei einer Planänderung die Summe der Eingriffsbilanzierung ändern kann. Eine Überarbeitung der Berechnung bringt in der Regel eine längere Bearbeitungszeit der umweltrechtlichen Unterlagen mit sich. Die zu kompensierende Fläche kann zudem größer als geplant ausfallen, auch können völlig neue Maßnahmen erforderlich werden. Ein Notfallpuffer bei der Flächensicherung mindert dieses Risiko.

6.6 Fazit und Empfehlungen

Aus umweltfachlicher und genehmigungsrechtlicher Sicht ist das System Offshore-Wasserstoffproduktion mit Pipelinetransport den beiden anderen Systemen vorzuziehen. Insbesondere für die Onshore-Produktion besteht im Rahmen der Genehmigung die Gefahr von Interessenkonflikten mit der lokalen Bevölkerung und Verbänden, die ein kritisches Risiko für das gesamte Vorhaben darstellen. Längere Projektverzögerungen und Klageverfahren sind wahrscheinlich. Weiterhin ist die Einleitung von Sole im Wattenmeergebiet voraussichtlich nicht genehmigungsfähig. Die Möglichkeiten zur Verarbeitung der Sole an Land sind aktuell nur eingeschränkt und nicht wirtschaftlich.

Das Schiffssystem vermeidet zwar die küstennahe Einleitung der Sole und Teile der Nutzungskonflikte an Land, allerdings würde der erhöhte Schiffsverkehr neue Risiken in Form von Schallemissionen und möglichen Havarien mit sich bringen. Der Bau der

Schiffe ist noch komplexer als die Beschaffung der Ressourcen für die Kabel und erhöht damit die ESG-Risiken entlang der Lieferkette. Abschließend sind für den Fall konventioneller Antriebs noch laufende Kohlenstoffemissionen des Transportwegs zu berücksichtigen.

Die Variante Offshore-Wasserstoffproduktion mit Pipelinetransport beugt diesen Risiken vor. Zwar entstehen durch die Rammarbeiten für die Fundamente der Offshore-Installationen erhöhte Schallemissionen, die jedoch mit bewährten Systemen mitigiert werden können.

Tabelle 2: Vergleich der Systeme hinsichtlich möglicher Umwelt- und Genehmigungsrisiken

Wirkfaktoren - Bauphase	Kabel	Pipeline	Schiff
Schallemissionen	● ● ● ● ●	● ● ● ● ●	● ● ● ● ●
Temporäre Flächeninanspruchnahme an Land	● ● ● ● ●	● ● ● ● ●	● ● ● ● ●
Interessenkonflikte an Land	● ● ● ● ●	● ● ● ● ●	● ● ● ● ●
Entsorgung von Gefahr- und Baustoffen	● ● ● ● ●	● ● ● ● ●	● ● ● ● ●
Geologische Risiken	● ● ● ● ●	● ● ● ● ●	● ● ● ● ●
ESG-Risiko der Lieferkette	● ● ● ● ●	● ● ● ● ●	● ● ● ● ●

Wirkfaktoren - Betriebsphase	Kabel	Pipeline	Schiff
Permanente Flächeninanspruchnahme an Land	● ● ● ● ●	● ● ● ● ●	● ● ● ● ●
Entsorgung von Gefahr- und Abfallstoffen	● ● ● ● ●	● ● ● ● ●	● ● ● ● ●
Wasserentnahme & Einleitung von Sole	● ● ● ● ●	● ● ● ● ●	● ● ● ● ●
Havarie-Risiko	● ● ● ● ●	● ● ● ● ●	● ● ● ● ●
Schallemissionen	● ● ● ● ●	● ● ● ● ●	● ● ● ● ●

7 Ausblick

Die betrachteten Systemalternativen sind realistisch funktionsfähig und gleichzeitig möglichst einfach gestaltet, um Vergleichbarkeit und einfache Diskutierbarkeit zu gewährleisten. Letzterem dient auch die Anbindung an einen gemeinsamen Referenzpunkt zur Übergabe in das für die Energiewende erwartbar erforderliche Startnetz H₂ bzw. den *European Hydrogen Backbone*. Die Technikannahmen bilden den heutigen Stand von Technik und Forschung ab und sind auf das Ziel von 10 GW Elektrolyseleistung bezogen.

Für die betrachtete Aufgabe des wirksamen und effizienten Energietransports in einem Massenproduktionssystem für Wasserstoff ergeben sich auf dieser Grundlage entscheidungsrelevante Vorteile für eine Offshore-Elektrolyse mit Pipelinetransport. Die Vorteile erstrecken sich über alle drei betrachteten Dimensionen Umsetzungsdauer, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit und sind im Rahmen der gewählten Ziel- und Systemstruktur sowie der aktuell erwarteten technischen Entwicklungen robust.

Alternative Systemgestaltungen und Umsetzungsannahmen können zu abweichenden Ergebnissen führen. Beispiele hierfür sind

- Politisch getriebene Veränderungen des Annahmerahmens, z.B. Erweiterungen von Produktionskapazitäten oder verringerte Genehmigungsauflagen
- Parallelisierung weiterer Umsetzungsschritte bzw. stärkere sequenzielle Bearbeitung der Umsetzungsschritte
- Annahme stärkerer bzw. schnellerer Innovationen und/oder Kostendegressionen z.B. für die Elektrolysetechnik oder die Größenlimits der Offshore-Plattformen
- Differenzierte Optimierung der Elektrolyseurstandorte und Netzübergabepunkte je Variante
- Veränderung des Wirtschaftlichkeits- und Kapazitätsprofils durch Verschiebung der Umsetzung auf spätere Jahre, mit verstärkter Nutzung erwarteter Kostendegressionen, aber Verringerung der im Betrachtungszeitraum erreichbaren Elektrolyseleistung

Wenn die Zielkapazität gegenüber den hier betrachteten 10 GW Elektrolyseleistung erhöht wird, wachsen die Vorteile der Offshore-Elektrolyse mit Pipeline gegenüber der Kabel-Variante. Die angenommene Dimensionierung des Pipeline-Systems ist durch die Möglichkeit der Kompressionserhöhung auch für die Aufnahme höherer Wasserstoffmengen aus größeren Elektrolyseleistungen ausreichend, während der Transport zusätzlicher Strommengen von See zu einer vergrößerten Onshore-Elektrolyse zusätzliche Kabel mit einer Wiederholung aller oben beschriebenen Umsetzungsschritte und Umweltwirkungen erfordern würde.

Im Rahmen der einschlägigen Net-Zero-Szenarien für Deutschland ist jeweils mehr CO₂-neutraler Wasserstoff erforderlich als 10 GW Elektrolyseleistung bereitstellen können. Die Anbindung an Offshore-Windkraftanlagen statt Onshore-Windkraftanlagen oder Solaranlagen ermöglicht eine effiziente Auslastung der CAPEX-intensiven Elektrolyseure. Sowohl das deutliche Überschreiten der 10 GW-Kapazität als auch die Anbindung an zusätzliche Offshore-Windkraftanlagen im Betrachtungsgebiet sind daher mittel- bis langfristig plausibel. Die Flächen im Bereich des „Entenschnabels“ und der an die deutsche AWZ angrenzenden internationalen Flächen an der Doggerbank bieten erhebliche zusätzliche Aufstellpotenziale für Offshore-Windkraftanlagen, welche für die Wasserstoffproduktion nutzbar sind. Insbesondere im Hinblick auf höhere nationale, wie internationale Produktionsmengen von (offshore produziertem) Wasserstoff wirken dabei verstärkend positiv auf die Vorteilhaftigkeit einer Pipelineinfrastruktur für die Nordsee.

Ein weiterer Vorteil der Offshore-Elektrolyse mit Pipeline kann sich aus einer Integration der Anlagen im „Entenschnabel“ mit zukünftigen Wasserstoffmengen aus Norwegen ergeben, wo derzeit die Entwicklung von Produktionspotenzialen für grünen und blauen Wasserstoff vorangetrieben wird.

Die Kapazität einer großen Gastransportleitung kann über die Erhöhung der Druckstufe erheblich höher sein als die im Projekt anfallenden H₂-Mengen. Im Bereich der Gebiete N-17 und N-19 verlaufen die vier Erdgas-Transportleitungen Norpipe und Europipe I sowie Franpipe und Zeepipe, die Norwegen mit der deutschen Nordseeküste sowie mit der belgischen Küste verbinden. Eine Mitnutzung der hier betrachteten neuen Pipeline als „letzte Meile“ einer etwaigen neuen Wasserstoffleitung aus Norwegen entlang dieser Routen ist ebenso denkbar wie eine Konversion einer bestehenden Pipeline auf Wasserstofftransport. Auch Querverbindungen des Systems mit Windkraftanlagen

und/oder Elektrolyseanlagen in den dänischen, englischen und niederländischen Hoheitsgewässern an der Doggerbank sind denkbar.

Eine solche Integration großer internationaler Windstrom- und Wasserstoff-Produktionsstandorte kann je nach Systemgestaltung weitere erhebliche Synergiepotenziale bieten, die bei der Onshore-Elektrolyse mit Kabeln und der Offshore-Elektrolyse mit Schiffstransport systembedingt nicht zur Verfügung stehen.

Die Kombination von Offshore-Windkraft und Offshore-Wasserstoffproduktion bietet im nationalen wie auch im europäischen Vergleich gegenüber Onshore-Windkraft und Photovoltaik eine vorteilhafte Kombination von hohem und lokal konzentriertem Energiepotenzial, hoher und schneller Skalierbarkeit, Elektrolyseeffizienz, Speicherbarkeit des erzeugten Energieträgers, niedrigem sozialen Konfliktpotenzial, Synergiepotenzialen aus internationaler Integration und noch akzeptablen Umweltwirkungen. Sie ist für eine mittel- bis langfristige Substitution großer Mengen von importiertem Erdgas besonders geeignet.

Unter den gesetzten Randbedingungen und Annahmen ist das System Offshore-Wasserstoffproduktion mit Pipelinetransport vorteilhaft gegenüber den betrachteten Systemalternativen.

8 Quellenverzeichnis

- Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2014). *Standard Baugrunderkundung – Mindestanforderungen an die Baugrunderkundung und -untersuchung für Offshore-Windenergieanlagen, Offshore-Stationen und Stromkabel* (2. Fortschreibung). BSH.
- Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. (2021). *Vorentwurf Flächenentwicklungsplan*. Hamburg.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMUB)(2016). *Den ökologischen Wandel gestalten – Integriertes Umweltprogramm 2030*. BMUB.
- Calado, G.; Castro, R. (2021). *Hydrogen Production from Offshore Wind Parks: Current Situation and Future Perspectives*. Applied Sciences 2021, 11, 5561. <https://doi.org/10.3390/app11125561>
- Creos et al. (2021). *Extending the European Hydrogen Backbone*, von https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/European-Hydrogen-Backbone_April-2021_V3.pdf
- Dambeck, H. et al. (2020). *Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Wasserstofferzeugung aus Offshore Windstrom*. (Prognos AG)
- Desalination Institute DME (Deutsche Meerwasser Entsalzung) GmbH. (2022)
- Díez, N. G. et al. (2020). *Technical assessment of Hydrogen transport, compression, processing offshore*. (North Sea Energy)
- FNB Gas (2021). *Netzentwicklungsplan 2020*, von https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/fnb_gas_nep_gas_2020_de-1.pdf
- itap (2020). *Unterwasserschall während des Impulsrammverfahrens: Einflussfaktoren auf Rammschall und technische Möglichkeiten zur Einhaltung von Lärmschutzwerten*. BSH.
- Jones, E. et al. (2019). *The state of desalination and brine production: A global outlook*. Science of The Total Environment, Volume 657, 2019, Pages 1343-1356, <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.12.076>.
- Nord Stream 2 AG. (2021). *Hintergrund: Pipelinebau*. Von <https://docplayer.org/206206410-Hintergrund-pipelinebau-nord-stream-2-ag-nov-20.html> abgerufen
- National Renewable Energy Laboratory (NREL) (2020). *Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs*, von <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/58564.pdf>
- Organisation for Economic Co-Operation and Development (OECD) (2018). *OECD Due Diligence Guidance for Responsible Business Conduct*. OECD.
- PosHYdon. *For the first time green hydrogen will be offshore on an operational platform* Von <https://poshydon.com/en/home-en/> abgerufen
- Royal HaskoningDHV (2017). *Offshore Wind Capacity Dogger Bank*. Report for TenneT TSO B.V. Royal HaskoningDHV.

Schaeffler Deutschland. (20. Dezember 2021). *Pilotprojekt erzeugt grünen Wasserstoff aus Meerwasser – Schaeffler stärkt seine Wasserstoff-Kompetenz.* Von Singlitico, A. et al. (2021). *Onshore, offshore or in-turbine electrolysis? Techno-economic overview of alternative integration designs for green hydrogen production into Offshore Wind*

Singlitico, A. et al. (2021). *Onshore, offshore or in-turbine electrolysis? Techno-economic overview of alternative integration designs for green hydrogen production into Offshore Wind Power Hubs.* Renewable and Sustainable Energy Transition, Volume 1, 2021, 100005, <https://doi.org/10.1016/j.rset.2021.100005>.

Tractebel Engineering GmbH (17. Dezember 2020). *Grüner Wasserstoff: Optimierte H2-offshore-Plattform treibt Energiewende voran.* Von <https://tractebel-engie.de/de/nachrichten/2020/gruener-wasserstoff-optimierte-h2-offshore-plattform-treibt-energiewende-voran> abgerufen

Tractebel Engineering GmbH. (01. Oktober 2019). *Offshore-Wasserstoff-Produktion mit 400 MW in neuer Dimension.* Von <https://tractebel-engie.de/de/nachrichten/2019/offshore-wasserstoff-produktion-mit-400-mw-in-neuer-dimension> abgerufen

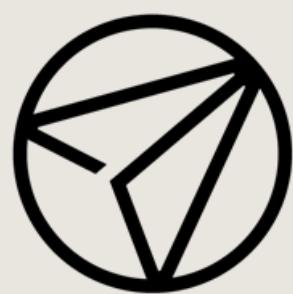
Tractebel Engineering GmbH (17. Dezember 2021). *World's first offshore hydrogen storage concept developed by Tractebel and partners.* Von <https://tractebel-engie.com/en/news/2021/world-s-first-offshore-hydrogen-storage-concept-developed-by-tractebel-and-partners> abgerufen

PosHYdon. *For the first time green hydrogen will be offshore on an operational platform* Von <https://poshydon.com/en/home-en/> abgerufen

Power Hubs. Renewable and Sustainable Energy Transition, Volume 1, 2021, 100005, <https://doi.org/10.1016/j.rset.2021.100005>

https://www.schaeffler.de/de/news_medien/pressemitteilungen/pressemitteilungen_detail.jsp?id=87756992 abgerufen

van Deurs, M. et al. (2020). *Short- and long-term effects of an offshore wind farm on three species of sandeel and their sand habitat.* Marine Ecology Progress Series 458, 169-180. doi:10.3354/meps09736



AFRY
ÅF PÖYRY