



# **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

**Zusammenfassung**

## 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 fünfeinhalb Jahre später, etwas über 13 Jahre nach Projektbeginn, die vollen 10 GW elektrischer Leistung übertragen und würde somit das Ausbauziel bis 2035 verfehlen.

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 H<sub>2</sub> um 0,50 EUR/kg H<sub>2</sub> (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 & Schifftransport 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, CO<sub>2</sub> und/oder andere Partikel, während Pipelines und Seekabel CO<sub>2</sub>-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.

## **Haftungsausschluss**

AFRY hat die vorliegende Studie mit größtmöglicher Sorgfalt erstellt und erachtet die in ihr enthaltenen Informationen und Aussagen als sachgerecht und wohlbegründet. Nichtsdestotrotz unterliegt ihre Nutzung zwingend der individuellen Sachkenntnis und Sorgfalt der Nutzer. AFRY übernimmt weder ausdrücklich noch implizit Verantwortung 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*, *Gascade*, *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 Ä F P ö y r y-Gruppe, eines internationalen Ingenieur- und Beratungsunternehmens mit über 17.000 Experten in den Bereichen Infrastruktur, Industrie und Energie.



AFRY

ÅF PÖYRY