



Projekt OffsH2ore - Endbericht

Offshore-Wasserstoffherzeugung mittels
Offshore-Windenergie als Insellösung

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Projekt OffsH2ore

Offshore-Wasserstoffherzeugung mittels Offshore-Windenergie als Insellösung Endbericht

Forschungsprojekt im Rahmen der Förderbekanntmachung „Angewandte nichtnukleare Forschungsförderung“ im 7. Energieforschungsprogramm „Innovationen für die Energiewende“ vom 1. Oktober 2018 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)

Förderkennzeichen:

03EI3031A - F

Projektlaufzeit:

01.12.2020 - 30.11.2022

Projektpartner und Autoren:

PNE AG (Projektkoordination)

Arne Rudolph, Michael Ball, Thorsten Fastenau

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Marius Holst, Anna Wunsch, Christoph Hank, Johannes Jacobs,
Felix Kulenkampff, Connor Thelen, Joachim Went

SILICA Verfahrenstechnik GmbH

Andreas Hartbrich

KONGSTEIN GmbH

Lukas Niebergall, Rune Tvedt, Thore Schreiber, Florian Merlet, Guilherme
Romar Borzacchiello, Bei-Jhen Liou, Michel Voss, Steffen Knodt, Giacomo Mix

Wystrach GmbH

Dirk Paeßens

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

© Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, PNE AG, SILICA Verfahrenstechnik GmbH, KONGSTEIN GmbH, Wystrach GmbH 2023

Cover: Jesse De Meulenaere auf Unsplash

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis.....	5
Zusammenfassung.....	6
1 Einleitung, Projektziele und Vorgehensweise	9
1.1 Motivation und Zielsetzung des Vorhabens	9
1.2 Vorgehensweise.....	10
1.3 Bezug zu den förderpolitischen Zielen.....	12
2 Verfahrenstechnisches Konzept und Komponenten	13
2.1 Wasserstoff-Produktionsebenen der Offshore-Plattform.....	13
2.2 Offshore-Elektrolyse.....	16
2.3 Gasreinigung.....	21
2.4 Verdichtung.....	23
2.5 Eduktwasser-Bereitstellung.....	25
2.6 Kühlwasserbereitstellung.....	26
3 Elektrotechnisches Gesamtkonzept.....	28
3.1 Auslegung Offshore-Windpark	28
3.2 Entwicklung der Verschaltungsvariante für eine AC-Kopplung	33
3.3 Gleichrichter für die Elektrolyse.....	39
3.4 Konzepte zur DC-Anbindung.....	43
4 Systemintegration und Design Offshore-Wasserstoff-Plattform	45
4.1 Design Offshore-Wasserstoff-Plattform	45
4.2 Wartung der Offshore-Plattform.....	50
4.3 Analyse anzuwendender Regularien und Genehmigungsverfahren	51
4.4 Untersuchung der Umweltauswirkungen	52
4.5 Umsetzungszeitplan.....	56
5 Offshore-Wasserstofflogistik.....	58
5.1 Maritimes Logistikkonzept für CGH ₂	58
5.2 Logistik.....	59
5.3 Wasserstofftransportschiff	62
5.4 Be- und Entladesystem	68
5.5 Instandhaltung.....	70
5.6 Normen und Regularien	72
6 Techno-ökonomische Analyse der Offshore-Wasserstoffproduktion.....	74
6.1 Methodisches Vorgehen.....	74
6.2 Basisszenarios – 500 bar Schiffstransport.....	76
6.3 Ergebnisse Basisszenario	80
6.4 Alternative Transportpfade (GH ₂ -Pipeline, LOHC, LH ₂)	85
6.5 Gegenüberstellung der Szenarioanalysen.....	91
6.6 Auswirkung von Verfügbarkeit und Wartung.....	94
6.7 Lebenszyklusanalyse – Life Cycle Assessment.....	98

Danksagung

Unser Dank gilt dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz für die finanzielle Unterstützung des Vorhabens sowie dem Projektträger Jülich für dessen inhaltliche und organisatorische Begleitung.

Über die gesamte Projektlaufzeit standen uns eine Vielzahl von Experten und Expertinnen aus Unternehmen der Offshore-Branche, der Wasserstoffwirtschaft und Unternehmen aus weiteren Bereichen für einen intensiven Erfahrungsaustausch zur Seite. Die Experten und Expertinnen haben mit ihrer Expertise das Projekt maßgeblich unterstützt. Für die engagierte Unterstützung möchten wir uns recht herzlich bedanken!

Unser besonderer Dank gilt:

Alfa Laval AB, APL Norway AS, Boll & Kirch Filterbau GmbH, DNV AS Maritime, DNV Energy Systems Germany GmbH, Dräger Safety AG & Co. KGaA, EUROWATER Wasseraufbereitung GmbH, Framo AS, GE Energy Power Conversion GmbH, Hitachi Energy Ltd., HyET Hydrogen BV, IPS Fest GmbH, KSB SE & Co. KGaA, Neuman & Esser GmbH & Co. KG, PFISTERER Kontaktsysteme GmbH, Prysmian Kabel und Systeme GmbH, Ramboll Deutschland GmbH, Siemens Energy AG, TÜV SÜD Industrie Service GmbH

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
AC	Wechselstrom (engl. <i>Alternating Current</i>)
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BoL	Lebensdauerbeginn (engl. <i>Begin-of-Life</i>)
BSH	Bundesanstalt für Schifffahrt und Hydrographie
CAPEX	Investitionsausgaben (engl. <i>Capital Expenditure</i>)
CGH ₂	Komprimiert gasförmiger Wasserstoff (engl. <i>Compressed Gaseous Hydrogen</i>)
CNG	Komprimiertes Erdgas (engl. <i>Compressed Natural Gas</i>)
DC	Gleichstrom (engl. <i>Direct Current</i>)
DP	Dynamische Positionierung
EDI	Elektrodeionisation
EoL	Lebensdauerende (engl. <i>End-of-Life</i>)
FINO	Forschungsplattform in Nord- und Ostsee
FLH	Volllaststunden (engl. <i>Full Load Hours</i>)
GIS	gasisolierte Schaltanlage
H ₂	Wasserstoff
HVAC	Heating, Ventilation, and Air Conditioning
IGBT	Insulated-gate bipolar transistor
IGC-Code	International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk
IMDG-Code	International Maritime Dangerous Goods Code
IMO	Internationale Seeschiffahrts-Organisation (engl. <i>International Maritime Organization</i>)
ISO	International Organization for Standardization
LCOH	Wasserstoffgestehungskosten (engl. <i>Levelized Cost of Hydrogen</i>)
LOHC	Flüssiger organischer Wasserstoffträger (engl. <i>Liquid Organic Hydrogen Carrier</i>)
MED	Multi-Effekt-Destillation
O&M	Betrieb und Instandhaltung (engl. <i>Operation & Maintenance</i>)
OPEX	Betriebskosten (engl. <i>Operating Expenditure</i>)
OPWS	Offshore-Plattform-Wasserstoff
OWEA	Offshore-Windenergieanlage
PEM	Proton Exchange Membrane / Polymer Electrolyte Membrane
RO	Reverse Osmosis
ROV	Ferngesteuertes Unterwasserfahrzeug (engl. <i>Remotely Operated Vehicle</i>)
SAL	Single Anchor Loading
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
STATCOM	static synchronous compensator
THG	Treibhausgas (engl. <i>Greenhouse Gas - GHG</i>)
TRL	Technologie-Reifegrad (engl. <i>Technology Readiness Level</i>)
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
WACC	Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten (engl. <i>Weighted Average Cost of Capital</i>)

Zusammenfassung

Wasserstoff auf dem Meer produzieren und an Land transportieren: Wie das technisch und wirtschaftlich gelingen könnte, haben die Konsortialpartner im Rahmen des Projekts *OffsH2ore* untersucht. Die Erkenntnisse hat das Team in einem Konzept zusammengefasst, das als Blaupause für die Entwicklung von Pilot- und Großprojekten dienen kann.

Ausgangspunkt ist ein fiktiver Offshore-Windpark in der Deutschen Nordsee, der direkt mit einer 500-Megawatt-Elektrolyseplattform verbunden ist. Diese kann bis zu 50.000 Tonnen grünen Wasserstoff pro Jahr produzieren. Das System basiert auf einem skalierbaren und modularen Aufbau, der sich leicht an unterschiedliche Wasserstoffproduktionskapazitäten anpassen lässt. Das Frischwasser für die PEM-Elektrolyse wird durch Entsalzung von Meerwasser bereitgestellt. Dabei wird die Abwärme der Elektrolyse genutzt. Der erzeugte Wasserstoff wird gereinigt und getrocknet, auf 500 bar komprimiert und auf ein Transportschiff geladen, das bis zu 400 Tonnen Wasserstoff pro Fahrt von der Offshore-Plattform an Land liefert.

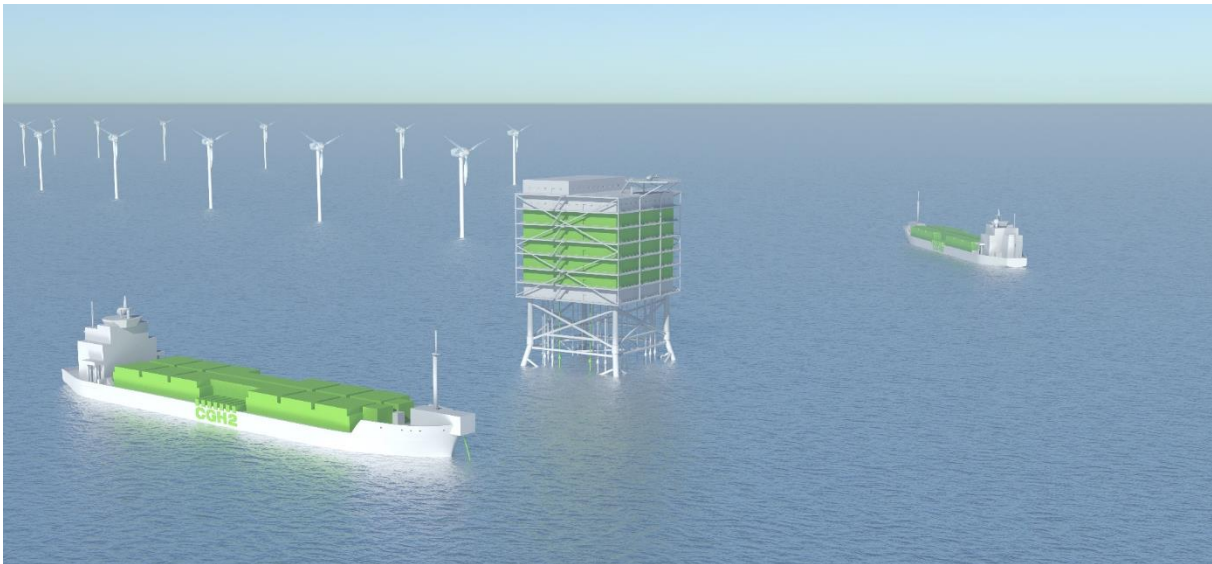


Abbildung 0-1: Schematische Darstellung des OffsH2ore Konzepts mit Wasserstoffproduktionsplattform und 500 bar Druckgastransport

Neben den technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen im Hinblick auf die Betriebsbedingungen auf See hat sich das erfahrene und industrienaher Konsortium insbesondere mit Fragen der Speicherung, des Transports und der Logistik von Wasserstoff, des Betriebs und der Wartung der Offshore-Anlagen sowie mit regulatorischen Aspekten auseinandergesetzt. Das Projekt zielte ferner darauf ab, innovative technische Lösungen für eine maritime Wasserstoffversorgungskette basierend auf dem Schiffstransport von komprimiertem gasförmigem Wasserstoff zu erarbeiten. Dies umfasste zum Beispiel die Entwicklung eines Wasserstoffbeladesystems, das Design eines Transportschiffes sowie die Erarbeitung eines Logistikkonzepts vom Offshore-Standort zum Entladehafen.

Für das Erreichen der Klimaziele spielt grüner Wasserstoff aus erneuerbaren Energien eine maßgebliche Rolle. Hieraus leitete sich die Motivation für das Vorhaben ab: Wasserstoff, erzeugt aus Offshore-Windenergie, kann dabei einen Beitrag zur Deckung des zukünftigen Wasserstoffbedarfs leisten und zur Diversifizierung der Wasserstoffversorgung beitragen. In Ländern wie Deutschland stellt die großtechnische Produktion von grünem Wasserstoff an Land aufgrund von Flächennutzungskonkurrenzen oder anderen Hürden bei der Entwicklung von Projekten für erneuerbare Energien eine Herausforderung dar. Die Wasserstoffproduktion auf

See mit Hilfe von Offshore-Windstrom kann einige dieser Herausforderungen überwinden. Diese Option näher zu untersuchen, war daher das Ziel der Projektpartner.

Von anderen Konzepten und Forschungsansätzen hob sich das Projekt insbesondere dadurch ab, dass es den Fokus auf die Speicherung und den Transport von Wasserstoff in komprimierter gasförmiger Form legte. Obwohl das Team das Logistikkonzept speziell für eine Offshore-Wasserstoffproduktionsplattform entwickelte, ist die vorgeschlagene Transportlösung nach Angaben der Fachleute unabhängig von der Offshore-Wasserstoffproduktion und prinzipiell auch für den Ferntransport von Wasserstoff per Schiff geeignet (Port-to-Port).

Im Verlauf der Forschungsarbeiten trugen die Projektpartner zunächst die wesentlichen Rahmenbedingungen für die Offshore-Wasserstoffproduktion und den Transport des Wasserstoffs zum Hafen zusammen. Außerdem legten sie gemeinsam die Basis einer Offshore-Wasserstoffproduktionsplattform fest. Darauf aufbauend untersuchten sie die wesentlichen Prozessschritte wie Elektrolyse, Speicherung, Logistik, Elektrotechnik und Wasserbereitstellung im Detail und erarbeiteten technische Lösungen. Die Ergebnisse flossen in die Erstellung eines ersten vorläufigen Gesamtkonzeptes für die Offshore-Wasserstoffproduktionsplattform ein. In einem weiteren Schritt analysierte das Team alternative Speicher- und Transportkonzepte wie Pipeline, Flüssigwasserstoff und LOHC (englisch: *Liquid Organic Hydrogen Carrier*). Begleitend erfolgte eine techno-ökonomische Bewertung, in welcher auf Basis von Systemsimulations- und Kostenmodellen die Wasserstoffgestehungskosten bis zur Anlieferung im Hafen berechnet wurden.

Die größte Herausforderung war für die Projektpartner, dass grüner Wasserstoff bislang noch nicht auf See produziert worden ist. Deswegen lag das Augenmerk des Konzepts auf den Schnittstellen zwischen den Einzelkomponenten, auf den für einen Betrieb erforderlichen Nebenanlagen, auf Fragen zur Wartung sowie generell zu genehmigungsrechtlichen Anforderungen. Dieser Herausforderung begegneten die Partner, indem sie sich kontinuierlich und in einem iterativen Prozess miteinander abstimmten. So konnten sie beispielsweise das räumliche Aufstellungskonzept der einzelnen Komponenten so weit optimieren, dass die benötigte Plattformgrundfläche auf ein Minimum reduziert werden konnte.

Das Forschungsteam erarbeitete unter anderem die folgenden wichtigen Erkenntnisse:

1. Eine Offshore-Wasserstoffversorgungskette auf Grundlage von komprimiertem gasförmigem Wasserstoff ist technisch machbar.
2. Die „Proton Exchange Membrane“ (PEM)-Elektrolyse ist aufgrund der hohen Leistungsdichte und des hohen Wasserstoffdrucks die bevorzugte Elektrollysetechnologie.
3. Das Transportschiff kann als schwimmender Speicher genutzt werden.
4. "Composite"-Druckspeicher auf Basis von Kohlefaserverbundwerkstoff sind die bevorzugte Wahl für die Speicherung von Wasserstoff bei einem Druck von 500 bar.
5. Bei der Wasserentsalzung erscheint das Verfahren der Multi-Effekt-Destillation (MED) am besten geeignet, aufgrund Synergien hinsichtlich der Nutzung der Abwärme der Elektrolyse.
6. Bei einigen technischen Komponenten besteht weiterer Entwicklungsbedarf bei der Anpassung auf Hochdruckwasserstoff sowie das Erfordernis, Produktionskapazitäten hochzukalieren. Die größte technische Entwicklungsherausforderung birgt dabei das Be- und Entladesystem des Schiffs.
7. Es liegen derzeit keine anwendbaren Normen und Regularien für die Produktion Offshore und den Transport von Wasserstoff per Schiff vor.
8. Insgesamt erscheinen Wasserstoffgestehungskosten von 6-7 €/kg_{H₂} (LCoH = Levelised Costs of Hydrogen) bis Anlieferung zur Hafenkante als realisierbar.

Um die erarbeiteten Lösungen künftig praktisch umsetzen zu können, empfiehlt das Forschungsteam politischen Entscheidungsträgern, die rechtlichen Rahmenbedingungen sowie entsprechende regulatorische und finanzielle Anreize für ein Leuchtturmprojekt in Deutschland oder in Europa zu schaffen.

Bei zeitnaher Entwicklung eines Wasserstoffmarkts erscheint ein Umsetzungszeitraum bis 2030 realistisch. Hierzu müssten gemäß der Projektpartner insbesondere folgende Voraussetzungen geschaffen werden:

- a. Entwicklung von Normen und Regelwerken für die Produktion, Speicherung, Übergabe und den Transport von Wasserstoff auf See, inklusive Zertifizierungsvorgaben;
- b. Ausweisung von Flächen für die Offshore-Wasserstoffproduktion, sowie
- c. Bereitstellung landseitiger Wasserstoffinfrastruktur.

1 Einleitung, Projektziele und Vorgehensweise

1.1 Motivation und Zielsetzung des Vorhabens

Zur Erreichung der Klimaschutzziele und für ein Gelingen der Energiewende in Deutschland ist Sektorenkopplung, sprich die Vernetzung der Sektoren Stromerzeugung, Verkehr und Industrie, eine unabdingbare Voraussetzung. In diesem Zusammenhang wird nachhaltig erzeugter Wasserstoff zu einer tragenden Säule des zukünftigen Energiesystems: sei es als alternativer Kraftstoff im Mobilitätssektor, zur Energiespeicherung, als Ersatz fossil hergestellter Wasserstoffs beispielsweise in der chemischen Industrie oder in Raffinerien oder als Grundstoff zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe.

So kann Wasserstoff verbrauchsseitig in vielen Sektoren im großen Maßstab eingesetzt werden, wobei dieser Absatzmarkt allerdings von den politischen Rahmenbedingungen abhängt. Aufgrund der vielseitigen Einsatz- bzw. Substitutionsmöglichkeiten von grünem Wasserstoff sowie des steigenden politisch-gesellschaftlichen Handlungsdrucks wird jedoch davon ausgegangen, dass dieser Markt kurz- bis mittelfristig entstehen und ausreichend Absatzpotenzial bieten wird.

Da der Onshore-Ausbau von Windenergieanlagen an Akzeptanzgrenzen stößt und in Konkurrenz mit alternativen Flächennutzungen steht, ein Netzausbau teuer und zeitaufwändig ist und die Offshore-Wasserstoffherzeugung hinsichtlich Netzanbindung und Flexibilität in Bezug auf die Belieferung verschiedener Märkte und frühzeitig realisierbarer Skaleneffekte Vorteile gegenüber anderen Ansätzen zur Wasserstoffproduktion aufweist, wird von guten Markt- und Absatzperspektiven für die Offshore-Wasserstoffherzeugung ausgegangen.

Die Flexibilität beim Transport des offshore produzierten Wasserstoffs gewährt eine schnelle Belieferung von lokalen als auch von international unterschiedlich nachfragenden Märkten im Sinne eines offenen Marktes für grünen Wasserstoff. Des Weiteren können mit der Offshore-Wasserstoffherzeugung perspektivisch auch Offshore-Standorte erschlossen werden, die für eine Netzanbindung zu weit vom Ufer entfernt sind. Gegenüber gegenwärtig viel diskutierten Wasserstoffimporten bietet die Offshore-Wasserstoffherzeugung mit hohen Volllaststunden darüber hinaus die Chance, die gesamte Wertschöpfungskette auch auf nationaler Ebene abzubilden; aufbauend auf der Erfahrung und Pionierleistung der Offshore-Windindustrie in Deutschland, der mit Wasserstoff eine vielversprechende Zukunftsperspektive eröffnet wird.

Folglich bietet die Offshore-Wasserstoffherzeugung ein hohes Potential, einen signifikanten Beitrag zur Erreichung der ambitionierten Ziele der Energiewende zu leisten. Jedoch sind bisher für die Offshore-Wasserstoffwirtschaft noch keine belastbaren Nutzungs- und Anlagenkonzepte für Erzeugung, Logistik und Transport des Wasserstoffs erarbeitet worden. Auch ist eine Offshore-Wasserstoffherzeugung bisher nicht realisiert worden und es gilt neben technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen hinsichtlich Betriebsbedingungen auf See, Wasserstoffspeicherung, -Transport, -Logistik und Wartung auch genehmigungsrechtliche Aspekte zu adressieren.

Im Rahmen des Verbundvorhabens *OffsH2ore* mit dem Projektkoordinator PNE AG, dem Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, der SILICA Verfahrenstechnik GmbH, der KONGSTEIN GmbH und der Wystrach GmbH wurde daher die Offshore-Wasserstoffherzeugung mit ihren Vorteilen erstmals umfassend wissenschaftlich-technisch durch ein breites Konsortium aus Industrie und Forschung untersucht. Dabei wurden innovative technische Lösungen für die Herausforderungen einer maritimen Wasserstoff-Logistikkette adressiert und erstmalig entsprechende Anlagen- und Transportkonzepte erarbeitet. Mit der Fokussierung auf Druckwasserstoff grenzte sich der gewählte technische Lösungsansatz ferner deutlich und bewusst von existierenden Projektideen und Konzeptstudien zur Offshore-Wasserstoffherzeugung ab.

Zielsetzung des Vorhabens war die Erarbeitung eines technischen Anlagenkonzepts und die Erstellung eines Preliminary Design einer für den Offshore-Einsatz unter technischen und wirtschaftlichen Aspekten optimierten Wasserstoff-Erzeugungsanlage durch ein industriell geprägtes Konsortium. Das Konzept sollte möglichst alle Fragestellungen hinsichtlich Betrieb, Logistik und Anlagendesign sowie bestehender und ggf. anzupassender Regularien beantworten und als Blaupause für eine schnelle und großskalige Umsetzung in nachgelagerten, konkreten Projekten dienen. Die Konzepterstellung und die Entwicklung der technischen Lösungen haben sich am Beispiel einer Elektrolyseanlage im 500 MW-Maßstab an einem fiktiven Standort in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) sowie einer auf Druckwasserstoff basierten maritimen Transportlogistik zur Anlieferung an Land orientiert. Als Realisierungshorizont einer solchen Anlage wurde der Zeitraum 2025-2030 angenommen.

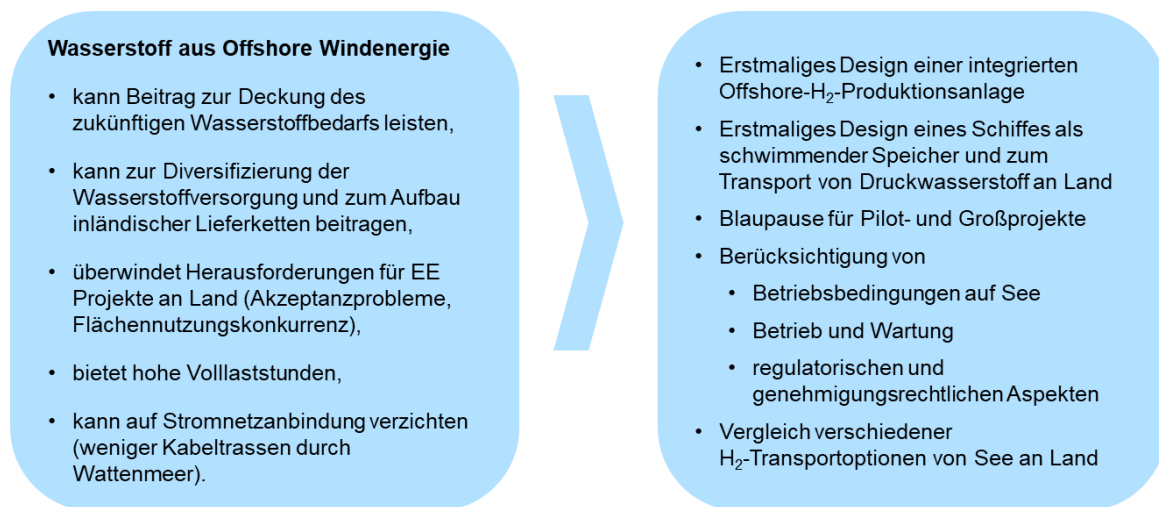


Abbildung 1-1: Motivation und Zielsetzung des Verbundvorhabens OffsH2ore

Für das Konzept wurden einerseits wirtschaftliche Fragestellungen mithilfe von Berechnungsmodellen beantwortet, andererseits wurden auch konkrete technische Lösungen erarbeitet. Es galt, den kostenoptimalen Bereitstellungspfad hinsichtlich Konditionierung des Wasserstoffs für den Transport an Land zu identifizieren sowie die heutige und zukünftig zu erwartende Wirtschaftlichkeit der Konzepte auszuarbeiten, um den zeitnahen Aufbau einer Offshore-Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland zu ermöglichen. Zentrale Aspekte, die im Projekt betrachtet wurden, waren eine Konzepterstellung unter Berücksichtigung der besonderen Offshore-Randbedingungen, die optimale Auslegung eines Windparklayouts, das Design eines offshore-tauglichen Elektrolysesystems, die Wartung der Anlagen, der Wasserstofftransport sowie die Bestimmung der Wasserstoffgestehungskosten. Ferner erfolgte ein qualitativer Vergleich des auf Wasserstoffspeicherung und -transport im gasförmigen Zustand unter Druck basierenden Ansatzes mit alternativen Transportmöglichkeiten, basierend auf Flüssigwasserstoff, Liquid-Organic-Hydrogen-Carriers (LOHC) und dem Pipeline-Transport.

1.2 Vorgehensweise

Das betrachtete technische System ist in Abbildung 1-2 als vereinfachtes Konzeptschaubild dargestellt. Der vom Offshore-Windpark produzierte Windstrom wird über Seekabel an die Offshore-Plattform angebunden. Auf der Plattform wird die elektrische Energie auf ein gefordertes Spannungsniveau für die Gleichrichter der Elektrolyse gewandelt. Das Elektrolysesystem produziert Wasserstoff, welcher anschließend gereinigt, getrocknet sowie in einer Verdichtereinheit auf den geforderten Speicherdruck verdichtet wird. Das Eduktwasser für die

Elektrolyse wird über eine Meerwasserentsalzungsanlage gewonnen. Der Transport des komprimierten Wasserstoffs an Land erfolgt per Schiff. Landseitig wird die Entladung des Schiffs in einem Hafen berücksichtigt. Die betrachtete Systemgrenze endet jedoch mit der Bereitstellung des Wasserstoffs „an der Hafenkante“, sprich landseitiges Handling, Speicherung und Weitertransport des Wasserstoffs vom Hafen waren nicht Bestandteil des Projekts.

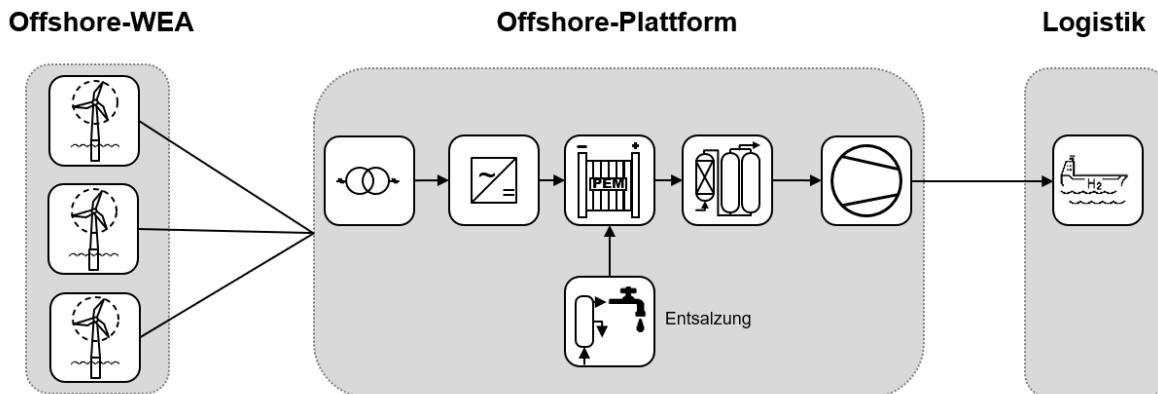


Abbildung 1-2: Schematische Darstellung der betrachteten Projektinhalte von der Erzeugung der Offshore Windenergie, der Wasserstoffproduktion auf der Plattform und dem schiffsbasierten Wasserstofftransport zum Hafen

Das Verbundvorhaben OffsH2ore war in 9 Arbeitspakete (AP) untergliedert. Zur Erarbeitung des grundlegenden Konzepts wurden in AP1 die wesentlichen Rahmenbedingungen für die Offshore-Wasserstoffherzeugung und den Transport des Druckwasserstoffs zum Hafen zusammengetragen und bewertet sowie erste Lösungsoptionen eruiert. Außerdem wurde die gemeinsame Vision einer Wasserstoff-Plattform festgelegt. Darauf aufbauend wurden in AP2 bis AP6 die wesentlichen Teile der Wasserstoffbereitstellungskette wie Elektrolyse, Speicherung, Logistik, Elektrotechnik und Wasserbereitstellung im Detail untersucht und technische Lösungen erarbeitet. Dazu fand ein iterativer Austausch zwischen den Arbeitspaketen statt, um alle Abhängigkeiten entsprechend zu berücksichtigen. Die Ergebnisse von AP2 bis AP6 flossen dann in AP7 zusammen, welches die Erstellung des Gesamtkonzepts für die Offshore-Plattform in Form eines Preliminary Designs zum Ziel hatte. In AP8 wurden alternative Speicher- und Transportkonzepte wie Pipeline, Flüssigwasserstoff und LOHC untersucht. Begleitet wurden die Arbeitspakete AP2 bis AP8 durch eine techno-ökonomische Bewertung in AP9, in welchem auf Basis von Systemsimulations- und Kostenmodellen die Wasserstoffgestehungskosten bis zur „Hafenkante“ bestimmt wurden.

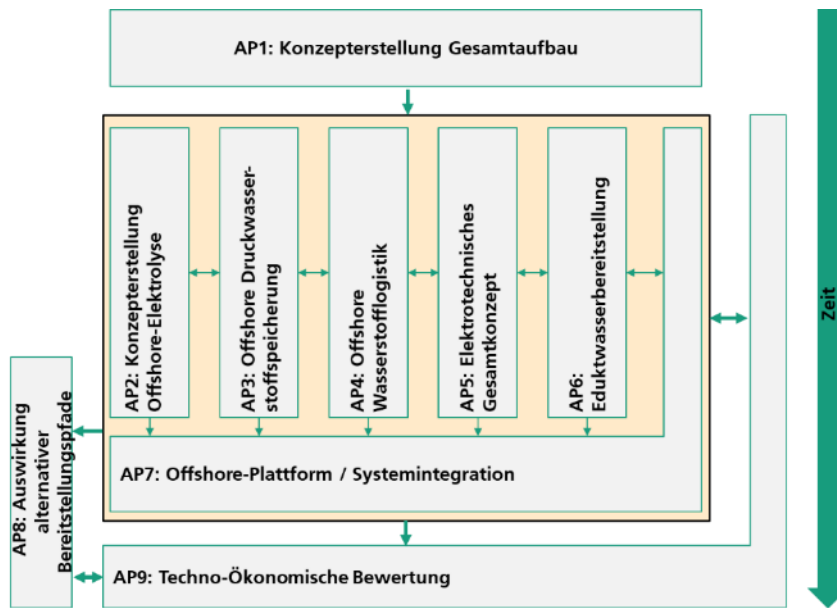


Abbildung 1-3: Ablaufplan des Projektes

1.3 Bezug zu den förderpolitischen Zielen

Dieses Projekt beantragte eine Förderung im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms. Das Projekt ist dem Schwerpunkt III der Förderbekanntmachung zugeordnet und fällt dort unter den Punkt „Sektorenkopplung und Wasserstofftechnologien“ und greift wesentliche Themen der Energie- und Klimaschutzpolitik der Bundesregierung auf. Es wurden sowohl die Wasserstoffherzeugung, die Speicherung und Handhabung sowie der maritime Transport von Wasserstoff betrachtet. Das Projekt verfolgte dabei das Ziel, durch die Kombination und Anpassung bestehender Technologien die Grundlage einer nachhaltigen und kostengünstigen Wasserstoffherzeugung offshore zu schaffen. In Summe leistete das Verbundprojekt damit einen wertvollen Beitrag zu einer wirtschaftlich tragfähigen Energieversorgung der Zukunft und einer Stärkung des (Offshore-) Industriestandorts Deutschlands.

2 Verfahrenstechnisches Konzept und Komponenten

In diesem Kapitel wird das verfahrenstechnische Konzept für die Offshore-Wasserstoffproduktion erläutert und die eingesetzten Komponenten näher beschrieben. Ausgangsbasis für die Konzeptentwicklung waren eine Elektrolysekapazität von $500 \text{ MW}_{\text{DC}}$ und der schiffsbasierte Transport von Druckwasserstoff bei 500 bar. Der schematische Systemaufbau des Gesamtkonzepts ist in Abbildung 2-1 dargestellt. Die Wasserstoffproduktion erfolgt auf Basis von Offshore-Windenergieanlagen, die direkt mit der Plattform verbunden sind. Die Plattform wird dabei als Inselnetz unabhängig vom Stromnetz betrieben. Für die Wasserstoffproduktion wird auf die Technologie der PEM-Elektrolyse zurückgegriffen. Der produzierte Wasserstoff wird aufbereitet und anschließend auf 500 bar komprimiert und an Land transportiert. Hierfür werden zwei Transportschiffe eingesetzt, von denen immer eins an der Plattform liegt und mit Wasserstoff beladen wird. Das benötigte Wasser für die Elektrolyse wird aus dem Meer entnommen. Zuvor muss dieses entsalzt werden. Dafür wird in dem Konzept ein Teil der Elektrolyseabwärme genutzt. Im Folgenden erfolgt eine Beschreibung des Konzepts und der verfahrenstechnischen Kernkomponenten.

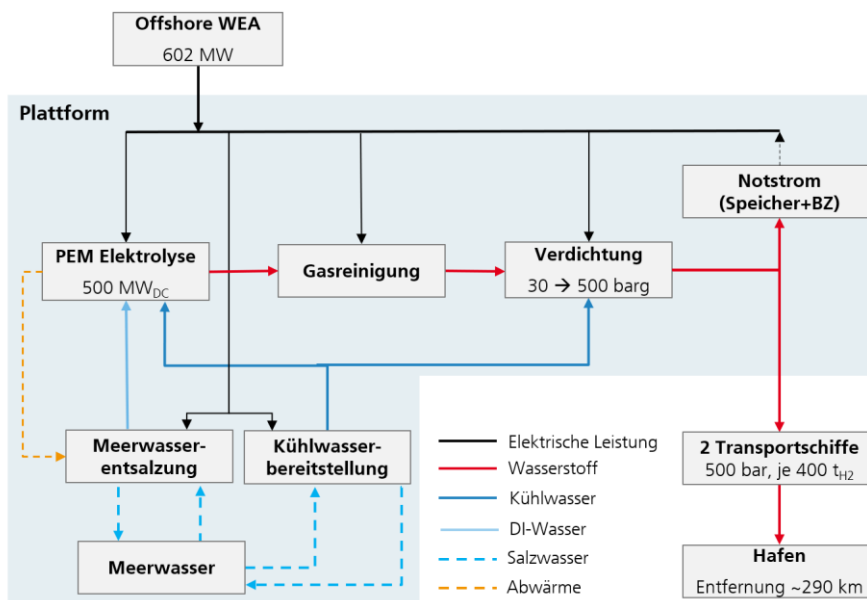


Abbildung 2-1: Schematischer Systemaufbau der Offshore-Wasserstoffproduktion

2.1 Wasserstoff-Produktionsebenen der Offshore-Plattform

Um die Baukosten der Plattform durch größtmögliche Standardisierung zu reduzieren, wurde eine modulare Bauweise gewählt. Dazu wurde die geplante Kapazität der Elektrolyse von 500 MW auf 5 Produktionsebenen zu je 100 MW Elektrolyseleistung aufgeteilt. Jede Ebene enthält dabei alle Komponenten und Anlagen, die zur Wasserstoff-Produktion, -Reinigung und -Verdichtung notwendig sind. Darüber hinaus befinden sich alle notwendigen Nebenanlagen wie z.B. Druckluft- und Stickstoffherzeugung, Raumlufsystem, Kühlwasserbereitstellung, Meerwasserentsalzung und Eduktwasserbereitstellung auf der jeweiligen Produktionsebene. Dies ermöglicht eine einfache Skalierung der Kapazität für andere Anwendungsfälle. Eine 500 MW Wasserstoff-Plattform benötigt fünf Produktionsebenen, für eine Plattform mit 700 MW Leistung wären zwei weitere Ebenen vorzusehen. Abbildung 2-2 zeigt den Aufbau der 5 übereinander liegenden Wasserstoff-Produktionsebenen.

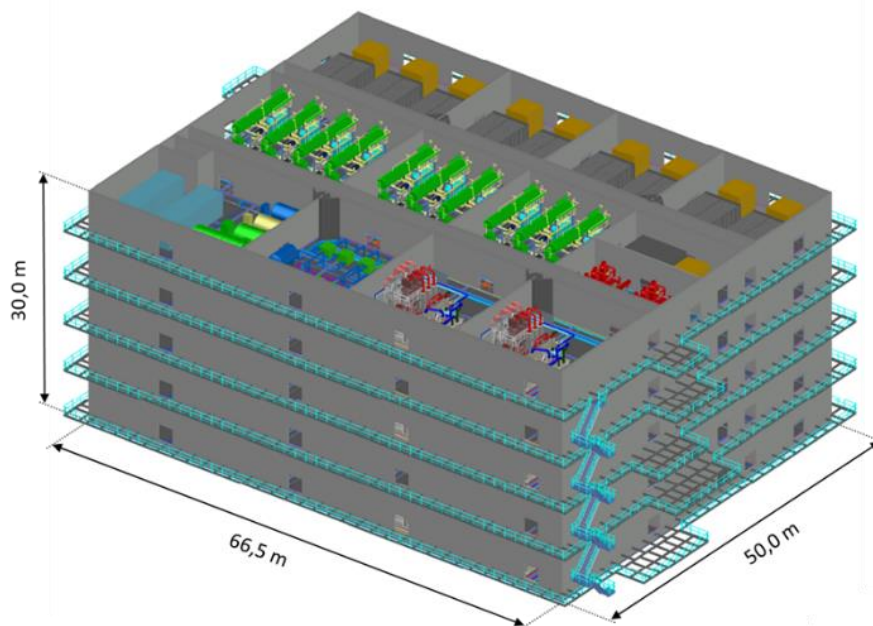


Abbildung 2-2: Generelles Layout der 5 Wasserstoff-Produktionsebenen

Die Raumhöhe jeder Ebene beträgt ca. 6 Meter, sodass sich eine Gesamthöhe der Wasserstoff-Produktionsebenen von rund 30 Metern ergibt. Die Grundfläche der Plattform hat die Abmessungen 66,5 Meter x 50,0 Meter. Die Plattform ist mit umlaufenden Balkonen ausgestattet, die gleichzeitig als Fluchtweg genutzt werden können. Auf den beiden Stirnseiten der Plattform sind außenliegende Treppen vorgesehen. Zusätzlich befindet sich im Inneren der Plattform ein wettergeschütztes Treppenhaus. Abbildung 2-3 zeigt den Grundriss einer Wasserstoff-Produktionsebene in Draufsicht. Zentral angeordnet sind jeweils 10 PEM-Elektrolysesysteme mit einer Leistung von jeweils 10 MW_{DC}.

Aus Platzgründen werden die Transformatoren und Gleichrichter in L-Form um die Elektrolysesysteme angeordnet. Mit dieser Anordnung wird darüber hinaus die Länge der Anschlussleitungen zwischen den Elektrolysestacks und den Gleichrichtern minimiert. Dem Fluss des produzierten Wasserstoffs folgend, befinden sich die beiden Gasreinigungsanlagen ebenfalls im zentralen Bereich der Ebene. Im unteren Bereich der Abbildung 2-3 befinden sich die beiden Wasserstoff-Kompressoren sowie die gesamten zum Betrieb der Wasserstoff-Produktionsanlage notwendigen Nebenanlagen.

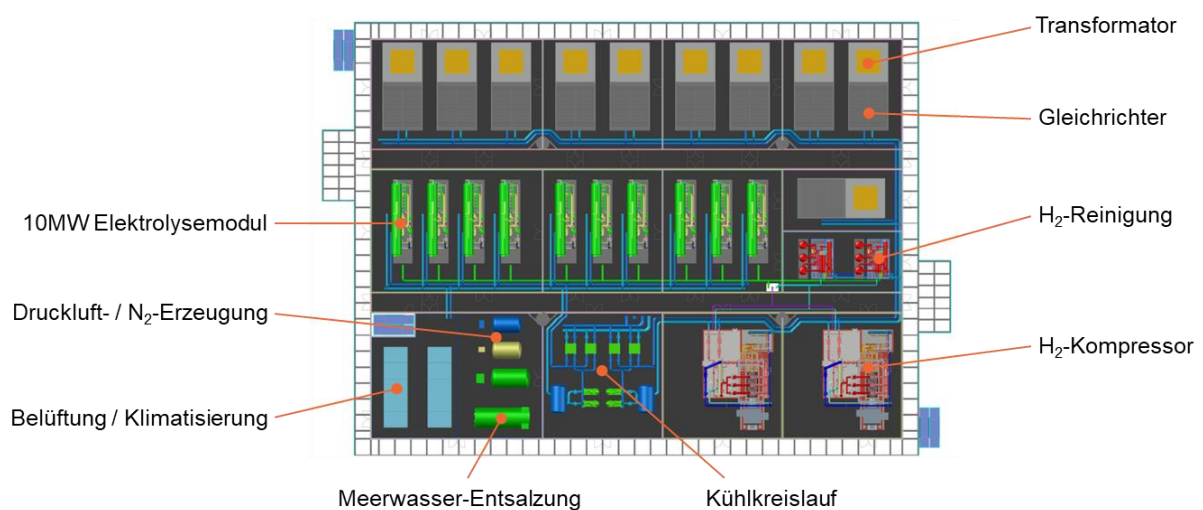


Abbildung 2-3: Draufsicht der Wasserstoff-Produktionsebene

Um die Wartung und den Austausch von großen und schweren Komponenten zu ermöglichen, befinden sich auf jeder Ebene zwei durchgehende Gänge, die in einer außenliegenden Plattform an der jeweiligen Stirnseite enden. Über diese Plattform können die auszutauschenden Komponenten mit Hilfe eines auf dem Top-Deck der Plattform befindlichen Kran auf bzw. von den entsprechenden Wartungsschiffen geladen werden. Die beiden zentralen Gänge dienen gleichzeitig als Fluchtweg. Jeder abgeschlossene Raum einer Produktionsebene verfügt über mindestens zwei voneinander unabhängige Fluchttüren.

Zur Sicherung der Fluchtwege sowie zur besseren Zugänglichkeit der verschiedenen Apparate und Komponenten wird, ähnlich einem Maschinenraum im Schiffbau, eine Zwischenebene (Bilge) eingezogen. Das Bedien- bzw. Wartungspersonal bewegt sich auf Grätings, die die Bilge mit einer Höhe von 1 Meter abdecken. Die Fundamente zur Befestigung der schweren Apparate und Komponenten befinden sich am Boden der Bilge. Innerhalb der Bilge verlaufen, soweit möglich, die gesamten Rohrleitungen des Wasserstoffsystems bzw. der notwendigen Hilfs- und Betriebsstoffe. Eine schematische Darstellung einer Bilge zeigt Abbildung 2-4.

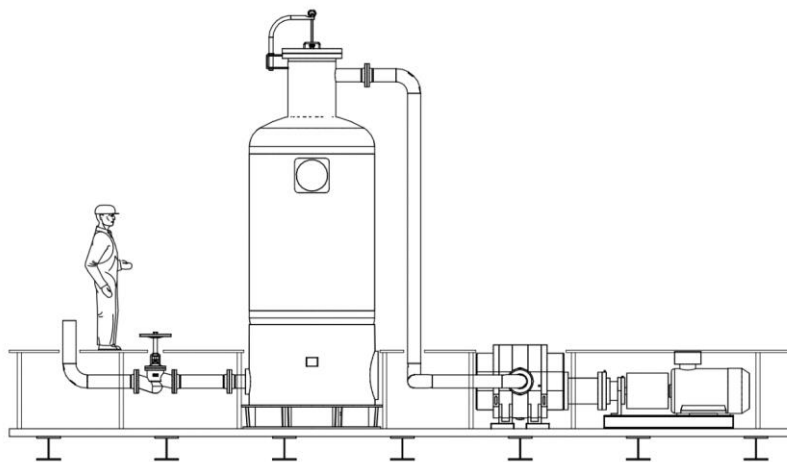


Abbildung 2-4: Verbesserte Zugänglichkeit durch Einführung einer Zwischenebene (Bilge)

Eine Offshore-Produktionsplattform sollte generell eine möglichst hohe Verfügbarkeit aufweisen. Diese kann in der Regel nur durch entsprechende Redundanzen realisiert werden, die die aufgrund von Betriebsstörungen oder Wartungen ausgefallenen Komponenten oder Anlagen kompensieren. Um die Grundfläche der Produktionsebenen möglichst klein zu halten, wurde darauf verzichtet, redundante Systeme zu installieren, die nur im Störfall genutzt werden. Stattdessen wird die Redundanz im Bereich der Wasserstoff-Produktionsebenen durch Überkapazitäten der entsprechenden Apparate und Komponenten der Wasserstoff-Produktions- und Nebenanlagen abgesichert.

Die Apparate und Komponenten einer Produktionsebene wurden mit einer Kapazität von 125% des notwendigen Wertes dimensioniert und ausgewählt. Sollte eine Komponente oder eine Anlage störungs- oder wartungsbedingt ausfallen, können die Überkapazitäten der verbleibenden vier Ebenen die ausgefallenen Aggregate komplett ersetzen. Das Drosseln der Wasserstoff-Produktionsleistung ist in einem solchen Fall nicht notwendig. Die Plattform kann weiter mit voller Leistung betrieben werden. Dazu sind die fünf Produktionsebenen sowohl im Bereich der Wasserstoff-Produktion als auch in der Bereitstellung der Hilfs- und Betriebsstoffe miteinander durch Rohrleitungen verbunden (siehe Abbildung 2-5). Der Ausfall einer Komponente oder Anlage auf einer Produktionsebene kann über die entsprechenden Verbindungsleitungen mit den Überkapazitäten der verbleibenden Ebenen kompensiert werden.

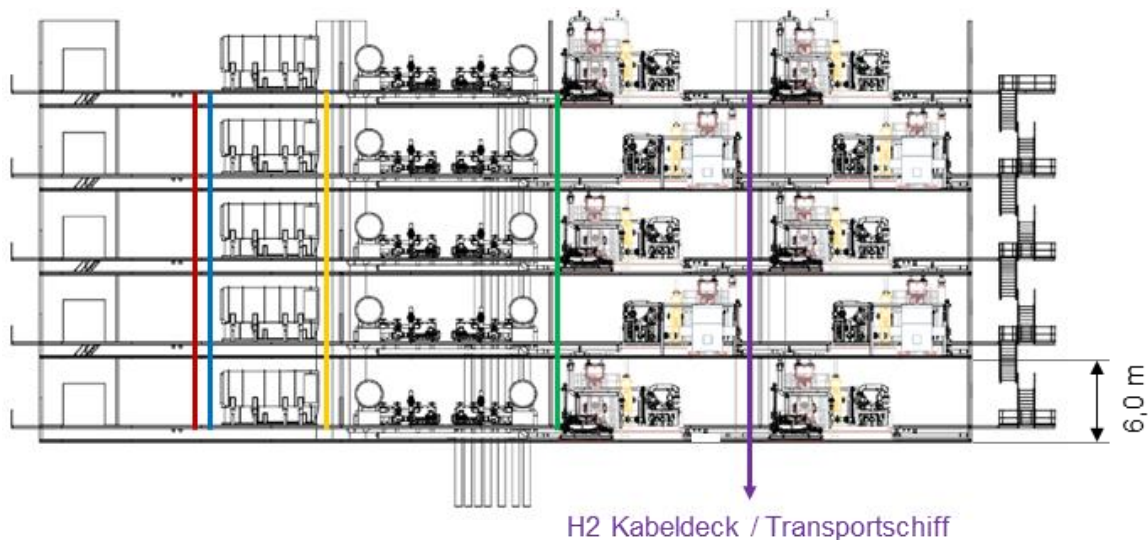


Abbildung 2-5: Verbindungsleitungen zwischen den Ebenen zur Absicherung der Redundanz im Falle einer Störung von Wasserstoff-Produktions- oder Nebenanlagen

2.2 Offshore-Elektrolyse

2.2.1 Technologie-Auswahl

Aufgrund der anvisierten Elektrolysekapazität von 500 MW_{DC} und einem Realisierungshorizont bis 2030 können für die Anlage nur Elektrolysetechnologien in Betracht gezogen werden, die schon heute im MW-Maßstab kommerziell auf dem Markt erhältlich sind und deren Produktionskapazitäten in den kommenden Jahren drastisch gesteigert werden können. Hersteller wie Siemens Energy, Cummins (ehemals Hydrogenics), ITM Power, Plug Power, NEL und ThyssenKrupp Nucera bauen aktuell ihre Fertigungskapazitäten auf jeweils mindestens 1 GW aus. Potenziell ist auch eine Steigerung der Produktionskapazitäten für die Hochtemperaturelektrolyse zu erwarten (siehe Hersteller Sunfire und Haldor Topsoe), jedoch benötigt die Technologie neben elektrischer Leistung auch thermische Energie (z.B. in Form von industrieller Abwärme). Diese steht in der Umgebung der Offshore-Plattform nicht zur Verfügung. Zudem weist die Technologie ein weniger dynamisches Betriebsverhalten auf, welches die direkte Kopplung mit einer fluktuierenden Energieerzeugung erschweren würde. Damit wird die Hochtemperaturelektrolyse als unpassend für diese Anwendung angesehen und nicht weiter betrachtet. Weitere Elektrolysetechnologien wie die Meerwasserelektrolyse erscheinen zwar vor dem Hintergrund einer direkten Nutzung von Salzwasser für die Wasserstoffproduktion interessant, jedoch hat die Technologie noch einen sehr geringen Technologie-Reifegrad (TRL) und ein kommerzieller Markteintritt ist nicht unmittelbar zu erwarten.

Bedingt dadurch beschränkt sich die Technologieauswahl auf die alkalische Elektrolyse (AEL) sowie die Proton-Exchange-Membrane-Elektrolyse (PEMEL). Eine Übersicht über die charakteristischen Parameter der alkalischen Elektrolyse und der PEM Elektrolyse sowie deren generellen Vor- und Nachteile zeigt Tabelle 2-1. Sowohl bei der AEL als auch bei der PEM-Technologie sind heute Systeme im zweistelligen Megawatt-Bereich kommerziell erhältlich. Anlagen mit Eingangsleistungen von mehreren Hundert Megawatt sind in den nächsten Jahren zu erwarten. Die Investitionskosten für ein alkalisches Elektrolysesystem sind geringer, jedoch bringt die PEM-Elektrolyse einige Vorteile mit sich, die im Offshore-Bereich von Bedeutung sind.

Tabelle 2-1: Charakteristische Parameter und Bewertung von Alkalischer und PEM-Elektrolyse^{1,2,3}

	AEL	PEMEL
Elektrolyt	Flüssiger Elektrolyt (Kalilauge)	Saure Polymermembran
Temperatur Bereich	60 – 90°C	<80°C
Elektroden/Katalysatoren	Katalysator bedecktes Nickelsubstrat	Edelmetalle (Platin, Iridium)
Typische Stromdichte	0.2 – 0.6 A/cm ²	1.0 – 2.5 A/cm ²
Teillast-Limit	10-20%	5-10%
Technologie-Reifegrad (TRL)	8-9 (industriell etabliert)	7-8 (kommerziell verfügbar)
Typischer H ₂ -Druck	Atm. – 30 bar	Atm. – 50 bar (350 bar Feldtest)
Stack / Modulgröße	< 1,000 Nm ³ /h 0.5 – 2.5 MW _{el}	< 250 Nm ³ /h 0.1 – 1.5 MW _{el}
Spezifischer elektrischer Energiebedarf	4.2 – 5,8 kWh/Nm ³ H ₂	4.5 – 6.8 kWh/Nm ³ H ₂
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • Etablierte, robuste Technologie • Multi-MW Stacks ermöglichen bereits heute großskalige Produktionssysteme • Potenziell mögliche Verwendung reichhaltig vorhandener und günstiger Materialien 	<ul style="list-style-type: none"> • Sehr hohe Leistungsdichte • Kompaktes Design und kleiner Fußabdruck • Kurze Kaltstart-Dauer, schnelle Lastwechsel möglich • Geeignet für Hochdruck-Betrieb • Stacks im MW-Bereich verfügbar • Hohe Reinheit des Produktgases
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> • Hoher Materialaufwand auf Systemebene durch Verwendung hoch alkalischer Flüssigkeiten als Elektrolyt • Geringe Leistungsdichte und großer Fußabdruck • Zusätzlicher Aufwand zur Gasreinigung benötigt • Lange Kaltstart-Dauer 	<ul style="list-style-type: none"> • Verwendung teurer Materialien wie Titanium und kritischer Platingruppenmetalle (PGM) auf Zellebene • Langfristige Stabilität im MW-Bereich muss noch belegt werden

Bedingt durch die offshore Wasserstoffproduktion ergeben sich weitere Anforderungen an die Technologien, die bei onshore Anlagen eine untergeordnete Rolle spielen. In Tabelle 2-2 sind die Technologien hinsichtlich eines offshore Einsatzes qualitativ bewertet. Aufgrund höherer Stromdichten sind PEM-Systeme kompakter und sparen somit potentiell Platz und Kosten auf

¹ Chatenet et al. (2022): Water electrolysis: from textbook knowledge to the latest scientific strategies and industrial developments. In: Chemical Society reviews 51 (11), S. 4583–4762. DOI: 10.1039/d0cs01079k.

² IRENA (2020): Green Hydrogen Cost Reduction. Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal.

³ Smolinka, Tom (2020): Grundlagen der Wasserelektrolyse zur Wasserstofferzeugung: Vulkan-Verlag.

der Plattform ein. Zudem hat die PEM-Elektrolyse im Vergleich zur alkalischen Elektrolyse eine kürzere Start-up Zeit, eine höhere Betriebsdynamik sowie einen größeren Teillastbereich, was bei der Koppelung mit fluktuierenden Energiequellen in einem Inselnetz von Vorteil ist. Des Weiteren kann beim Einsatz der PEM-Technologie auf den Einsatz von Kalilauge als Elektrolyt verzichtet werden, was vor Allem im Hinblick auf die Betrachtung der Risiken für die Umwelt von Vorteil ist. Ein weiterer Grund für die Wahl eines PEM-Systems ist der Ausgangsdruck des Wasserstoffs, der bei der PEM-Elektrolyse im Bereich von 30-40 bar liegt. Ein Großteil der alkalischen Elektrolysesysteme produziert Wasserstoff hingegen bei atmosphärischem Druck, jedoch sind auch Systeme mit Wasserstoffproduktionsdrücken von zu 30 bar verfügbar. Als nachteilig erweist sich die höhere Reinheitsanforderung des Eduktwassers für die PEM-Elektrolyse, welches dadurch eine intensivere Aufbereitung benötigt. Basierend auf der qualitativen Auswertung zeigt sich, dass die PEM-Elektrolyse die geeignetere Elektrolysetechnologie für eine offshore Wasserstoffproduktion ist, weshalb diese für das in diesem Projekt entwickelte Konzept eingesetzt wird.

Tabelle 2-2: Qualitative Bewertung der Eignung von alkalischer Elektrolyse und PEM-Elektrolyse für die Offshore-Wasserstoffproduktion (+: Vorteil; -:Nachteil)

	AEL	PEMEL
Dynamik und Teillastverhalten	o	+
Baugröße/ Leistungsdichte	-	+
Wartungsaufwand	o	+
Einsatz von Chemikalien	-	+
Anforderungen Eduktwasserqualität	+	o

2.2.2 Elektrolyse-Stack

Basierend auf einer Analyse aktueller Elektrolysestacks verschiedener Hersteller sowie Entwicklungspfaden und Forschungstrends, wurde ein Stack für die Offshore-Wasserstoffproduktion spezifiziert. Dieser orientiert sich an der zu erwartenden typischen Kapazität, Zellfläche, Stromdichte, Zellspannung und Betriebsdruck im anvisierten Realisierungshorizont von 2025-2030. Die spezifischen Parameter repräsentieren einen Stack, welcher potentiell in den nächsten Jahren von einer Vielzahl von Herstellern hergestellt werden kann. Basierend auf den Spezifikationen wurde eine stationäre Simulation der Massenströme in dem System durchgeführt, welche für die Auslegung der Balance-of-Plant (BoP)-Komponenten benötigt werden.

In Tabelle 2-3 sind die Spezifikationen des repräsentativen Elektrolysestacks aufgelistet. Abbildung 2-6 zeigt das schematische Layout des Stacks.

Tabelle 2-3: Spezifizierte OffsH2ore-Stackparameter ^{4,5}

Stackparameter	Wert	Einheit
Leistungsaufnahme Stack	2,5	MW _{DC}
Zellfläche	1.800	cm ²
Anzahl Zellen	300	-
Max. Stromdichte	2,5	A/cm ²
Zellspannung (bei Nennleistung, BoL)	1,85	V
Druck Kathode (H ₂)	30	barg
Druck Anode (O ₂)	2	barg
Betriebstemperatur	70	°C

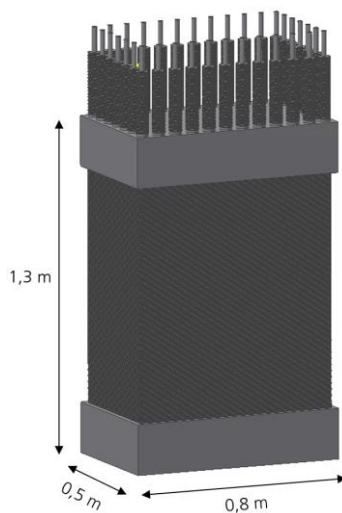


Abbildung 2-6: Abmaße des 2,5 MW OffsH2ore-Stacks

2.2.3 Elektrolysesystem

Für die Elektrolyse auf der Plattform wurde ein modulares Konzept gewählt. Dafür wurde als Grundeinheit ein Elektrolysesystem mit einer Anschlussleistung von 10 MW_{DC} definiert, welche durch vier Stacks bereitgestellt wird und die Grundfläche eines 40-Fuß-Containers aufweist. Neben den Elektrolysestacks beinhaltet das System alle notwendigen verfahrenstechnischen BoP-Komponenten. Die erforderliche Leistungselektronik (Gleichrichter und Transformator) wird separat aufgestellt. Wasseraufbereitung, Verdichtung sowie die Gasreinigung und -trocknung erfolgen übergeordnet für eine gesamte Produktionsebene.

⁴ Marius Holst, Stefan Aschbrenner, Tom Smolinka, Christopher Voglstätter, Gunter Grimm (2022): Cost forecast for low temperature electrolysis - Technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. Freiburg.

⁵ Clean Hydrogen Joint Undertaking, Strategic Research and Innovation Agenda 2021 – 2027: Annex to GB decision no. Clean-Hydrogen-GB-2022-02, 2022

Die modulare Bauweise in 10-MW-Systemen erlaubt eine einfache Skalierung des Systems. Durch die standardisierte Grundfläche eines 40-Fuß-Containers wird zudem ermöglicht, das System beim gewählten Zulieferer mit einem sehr hohen Vorinstallationsgrad aufzubauen und vor der Auslieferung die grundsätzliche Funktion des Systems zu testen. Dadurch kann der Aufbau der Wasserstoffproduktionsplattform beschleunigt werden, da der Installationsaufwand vor Ort stark reduziert werden kann.

Bei Nennlast produziert ein Elektrolysesystem ca. 197,5 kg Wasserstoff pro Stunde. Aufgrund von Degradationseffekten nimmt der Wirkungsgrad über die Lebensdauer des Stacks infolge eines Spannungsanstiegs der Zellen ab. Dies ist bei der Auslegung des Systems zu beachten. In dem vorliegenden Konzept ist das System dementsprechend ausgelegt, dass die Nennleistungsleistung über die Stacklebensdauer bei 10 MW verbleibt. Dies geht mit einer reduzierten Wasserstoffproduktionsrate einher, jedoch muss die Leistungselektronik nicht größer ausgelegt werden. Um die Eingangsleistung eines Elektrolysesystems bei konstant 10 MW zu halten, wird aufgrund der steigenden Einzelzellspannung die maximal mögliche Stromdichte reduziert. Die daraus resultierende Reduktion der Wasserstoffproduktion bei End-of-Life (EoL) im Vergleich zu BoL entspricht ~12 %. Die abzuführende Wärmeenergie eines Systems steigt von 2 MW_{th} auf 3 MW_{th}, was bei der Auslegung des Kühlkreislaufs berücksichtigt wurde. Die spezifischen Systemparameter bei BoL und EoL sind in Tabelle 2-4 aufgeführt.

Tabelle 2-4: Spezifikationen des 10-MW-Elektrolysesystems

Parameter 10-MW-System	Wert BoL	Wert EoL	Einheit
Elektrische Leistungsaufnahme	10	10	MW _{DC}
Stromdichte (Nennleistung)	2,5	2,2	A/cm ²
Zellspannung Stack (Nennleistung)	1,85	2,1	V
Spezifischer Energiebedarf	51	58	kWh/kg
H ₂ – Produktion (Nennlast)	197,5	173,8	kg/h
H ₂ O Verbrauch (bei Nennlast)	1800	1590	kg/h
Abwärme	2000	3000	kW

Im Blockschaltbild in Abbildung 2-7 sind der Anodenwasserkreislauf und der Kreislauf für die Wasseraufbereitung abgebildet. Die Abführung der thermischen Energie aus dem System erfolgt über zwei Hauptwärmeübertrager. Auf der Anodenseite erfolgt eine kontinuierliche Zirkulation von Wasser durch die Stacks und die Wärmeübertrager. Abhängig vom Kühlbedarf zirkulieren bei BoL der Elektrolyse 576 m³/h und bei EoL 860 m³/h Reinstwasser, angetrieben durch eine Kreislaufpumpe. Bei BoL der Elektrolysestacks wird die Abwärme hauptsächlich über den Wärmeübertrager (Heat Exchanger 1) abgeführt. Dieser Wärmeübertrager ist mit der Meerwasserentsalzungsanlage verbunden, welche die thermische Energie für die Meerwasserentsalzung nutzt.

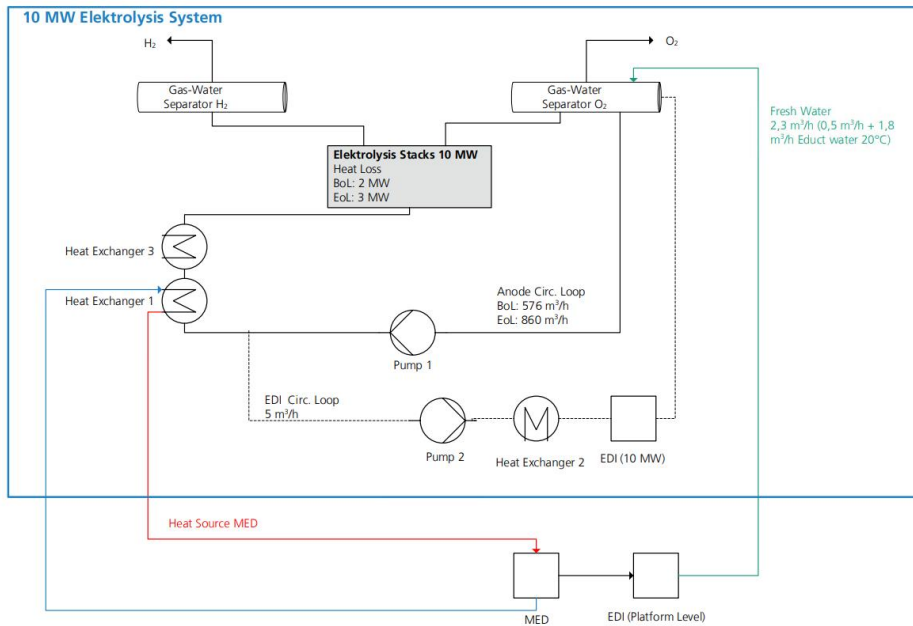


Abbildung 2-7: Blockschaftbild des 10-MW-Elektrolysesystems

Der konzeptionelle Aufbau des 10-MW-Elektrolysesystems ist in Abbildung 2-8 dargestellt.

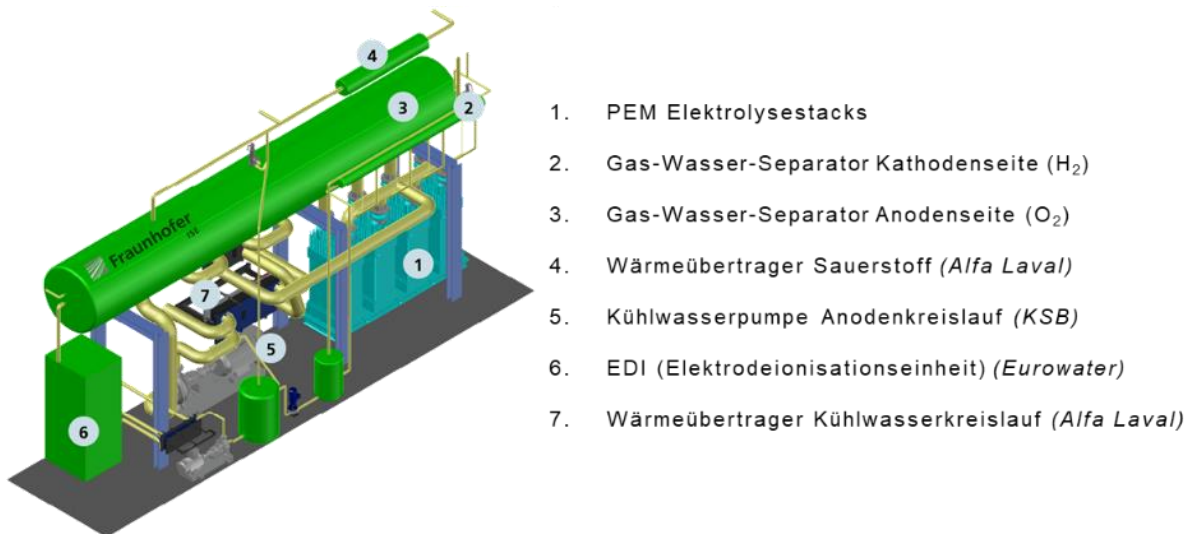


Abbildung 2-8: Konzeptionelles Design eines 10-MW-Systems

2.3 Gasreinigung

Die Gasreinigungseinheit trocknet und reinigt den von der Elektrolyse produzierten Wasserstoff auf die Zielqualität 5.0. An dieser in der Industrie gängigen Bezeichnung „5.0“ als Angabe für die Wasserstoffreinheit lässt sich die Reinheit des Wasserstoffs in Prozent ablesen. Die „5“ gibt hierbei die Anzahl der Ziffer 9 in der Prozentzahl an und ergibt eine Reinheit von $\geq 99,999\%$ an. Bei der Angabe „3.5“ würde es sich um Wasserstoff mit einer Reinheit von $\geq 99,95\%$ handeln⁶.

⁶ Häussinger, Peter; Lohmüller, Reiner; Watson, Allan M. (2007): Hydrogen. Weinheim: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA.

Es wird eine kombinierte Wasserstoffreinigungs- und trocknungsanlage eingesetzt, bestehend aus einem Reaktor, zwei Adsorbern, zwei Elektro-Erhitzen sowie Kühler/Kondensator für die Regeneration der Wasserstofftrocknung.

Für Rohrleitungen, Flansche und Apparate der Anlage wird der Edelstahl 1.4541 verwendet. Mit dieser Materialauswahl wird der bestmögliche Korrosionsschutz der Wasserstoff-Reinigungsanlage sichergestellt. Durch die komplette Einhausung der Plattform-Ebenen und entsprechender Luftaufbereitung ist die Verwendung eines höherwertigen seefesten Edelstahls wie z.B. V4A-Edelstahl 1.4401 nicht notwendig.

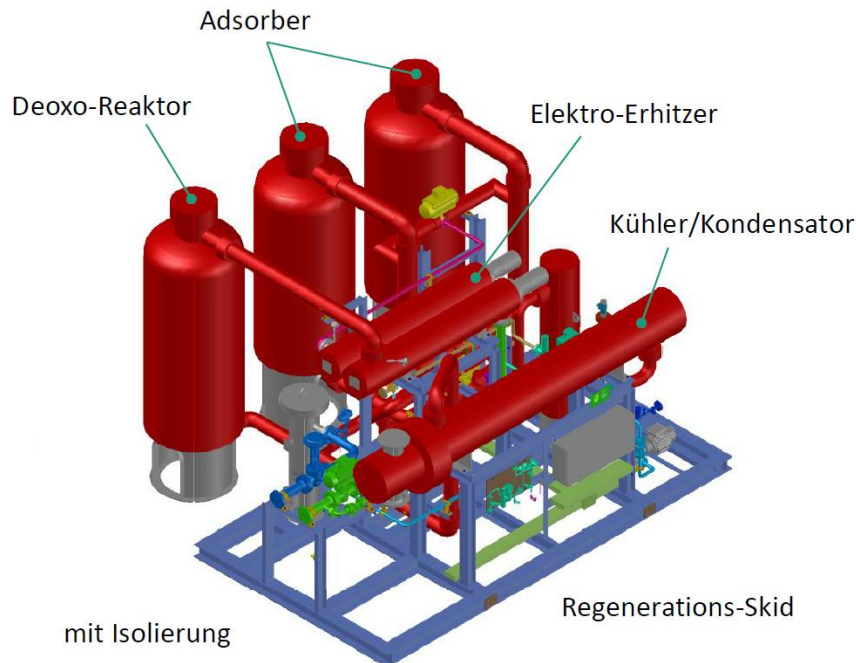


Abbildung 2-9: Schematische Darstellung der Gasreinigungseinheit für die Offshore-Wasserstoffproduktion

In der Gasreinigung reagiert der im einströmenden Wasserstoff befindliche Rest-Sauerstoff in einem mit Platin- oder Palladium-Katalysator gefüllten Reaktor katalytisch zu Wasser. Danach wird der feuchte Wasserstoff im Kühler/Kondensator abgekühlt und das kondensierte Wasser abgetrennt. Anschließend durchströmt der Wasserstoff einen mit Silica-Gel bzw. Molekularsieb gefüllten Adsorber von unten nach oben und wird dabei endgültig getrocknet. Während ein Adsorber den Wasserstoff trocknet, befindet sich der jeweils andere Adsorber im Regenerationsmodus. Zur Regeneration wird dem trockenen Wasserstoffstrom am Austritt mit einem Gas-Booster eine Teilmenge entnommen. Das entnommene Regenerationsgas wird in einem Elektroerhitzer auf die Regenerationstemperatur erhitzt. Das auf dem Adsorptionsmittel gebundene Wasser wird mit dem heißen Regenerationsgasstrom desorbiert und abtransportiert. Der Regenerationsgasstrom wird vor dem Kühler/Kondensator wieder dem feuchten Gasstrom zugegeben. Das desorbierte Wasser wird im Kühler/Kondensator kondensiert und abgeschieden. Mit diesem Verfahren wird die Regeneration des Adsorptionsmittels ohne Wasserstoffverluste durchgeführt. Der große Vorteil des durch die Silica Verfahrenstechnik GmbH patentierten Regenerationsprozesses besteht in der Möglichkeit, die Regeneration des jeweils beladenen Adsorbers auch dann fortzusetzen und zu Ende zu führen, wenn die Elektrolyse, beispielsweise aufgrund eines Mangels an regenerativem Strom, abgeschaltet werden muss. Der zum Beenden der Regeneration notwendige Strombedarf ist vergleichsweise gering und kann durch die Notstromversorgung der Plattform sichergestellt werden. Nach Wiederaufnahme der Elektrolyse wird der erzeugte Wasserstoff in der vollständig regenerierten Anlage sofort auf die spezifizizierte Qualität gereinigt und muss nicht wie bei anderen Regenerationsverfahren zunächst verworfen werden, da die Adsorber nicht bzw. nicht vollständig regeneriert wurden.

Für jede Wasserstoff-Produktionsebene der Plattform sind zwei Reinigungsanlagen vorgesehen. Gemäß des spezifizierten Elektrolysesystems hat jedes 10 MW-Modul eine BoL-Wasserstoffproduktionsleistung von 197,5 kg/h. Die aus 10x 10MW-Modulen aufgebaute Wasserstoff-Produktionsebene der Plattform hat somit eine maximale Produktionsleistung von 1.975 kg/h. Die notwendige Reinigungskapazität wurde in zwei baugleiche Reinigungsanlagen aufgeteilt, um die Höhe des Reaktors bzw. der Adsorber möglichst gering zu halten und damit bei der vorgegebenen Raumhöhe von 6 Metern das problemlose Befüllen mit Katalysator bzw. Adsorptionsmittel zu ermöglichen.

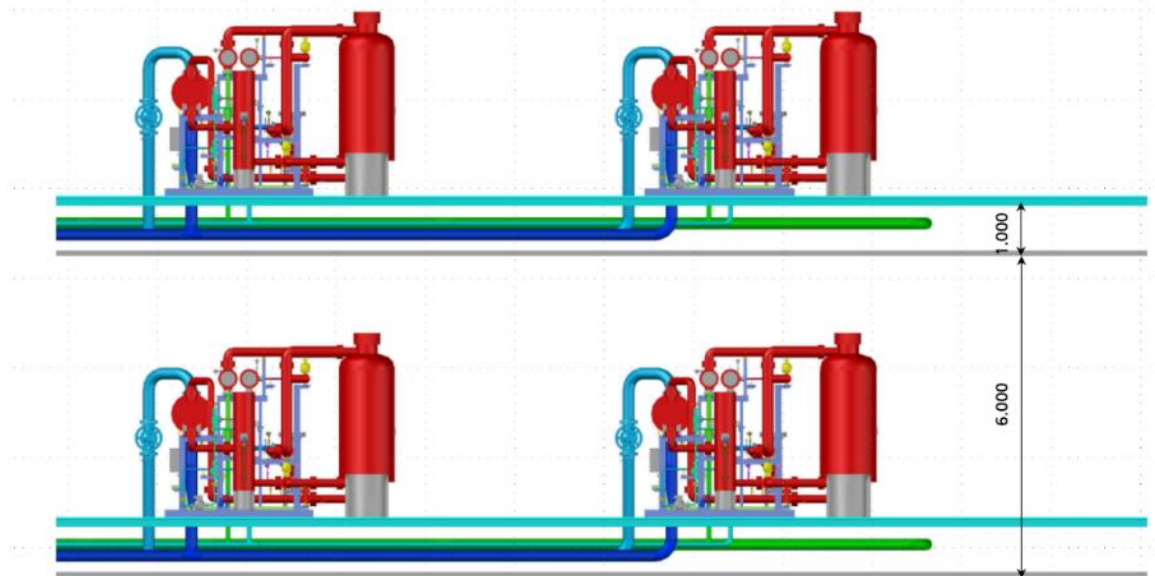


Abbildung 2-10: Gasreinigung, Schnitt durch zwei Plattformebenen

Jede Reinigungsanlage hat eine maximale Kapazität von 1.250 kg/h Wasserstoff. Pro Produktionsebene ergeben sich damit 2.500 kg/h Reinigungskapazität. Bei einer maximalen Wasserstoffproduktion von 1.975 kg/h bleibt eine Überkapazität von etwa 26%. Da sowohl die beiden Reinigungsanlagen einer Ebene als auch der Ein- und Austritt der Anlagen über die fünf Wasserstoff-Produktionsebenen verbunden sind, können mit der erwähnten Überkapazität maximal zwei Reinigungsanlagen störungs- oder wartungsbedingt ausfallen, ohne dass die Wasserstoffproduktion der gesamten Plattform gedrosselt werden muss. Die Überkapazität der verbleibenden acht Reinigungsanlagen deckt in diesem Fall die ausfallbedingte Leistung ab.

2.4 Verdichtung

Auf jeder der fünf Wasserstoff-Produktionsebenen arbeiten zwei Kompressoren mit einer Gesamtkapazität von mindestens 2.500 kg/h. Das entspricht etwa 125% der maximalen Wasserstoff-Produktion der Elektrolyseure. Wie auch bei der Gasreinigung, können somit maximal 2 der insgesamt 10 Kompressoren aufgrund einer Wartung bzw. Störung ausfallen, ohne dass die maximal mögliche Produktionsleistung der Plattform gedrosselt werden muss. Sowohl die 30 bar Eintritts- als auch die 500 bar Austrittsleitung der Kompressoren ist über alle fünf Plattformebenen verbunden, sodass die volle Wasserstoffproduktion mit 100%iger Kapazität aufrechterhalten werden kann, wenn nicht mehr als 2 Kompressoren außer Betrieb oder in Wartung sind.

Bei der Auswahl des Kompressor-Konzepts stellte die Bauhöhe des Kompressors eine Herausforderung dar. Für die einzusetzende Baugröße des Kompressors ist generell eine vertikale Anordnung der Zylinder bzw. des Kolbens zu bevorzugen. Horizontal oder auch schräg angeordnete Zylinder bzw. Kolben bringen zwar Vorteile bezüglich der Kompressor-Bauhöhe mit sich, jedoch ist die Abdichtung der Kolben im Zylinder aufgrund der Größe und des

Gewichts der Bauteile gerade für die Verdichtung von Wasserstoff sehr schwierig und dauerhaft unzuverlässiger als eine vertikale Zylinder- bzw. Kolbenanordnung.

Für die Wasserstoff-Verdichtung auf der Offshore-Plattform wurde ein Kompressor bei Neuman & Esser (NEA) angefragt. Ein Kompressor, der über die für die Offshore-Produktion von Wasserstoff benötigten Spezifikationen verfügt, ist derzeit kommerziell nicht verfügbar. Bei dem angebotenen Kompressor handelt es sich um ein Entwicklungsprojekt. Er soll laut Herstellerangabe in den nächsten Jahren verfügbar sein. Abbildung 2-11 zeigt eine schematische Darstellung des Verdichters.

Die Regelung des Wasserstoff-Volumenstroms erfolgt bei dem angebotenen Kompressor durch eine variable Hub-Verstellung der Kolben. Dieses sogenannte NEA-Bluestroke-System bietet die derzeit energieeffizienteste Methode einer nahezu verlustfreien Steuerung des Volumenstroms. Da der Elektromotor des direkt angetriebenen Kompressors bei der Volumenstromanpassung mit gleicher Drehzahl weiterläuft, werden mögliche Schwingungseinflüsse auf die Plattform minimiert.

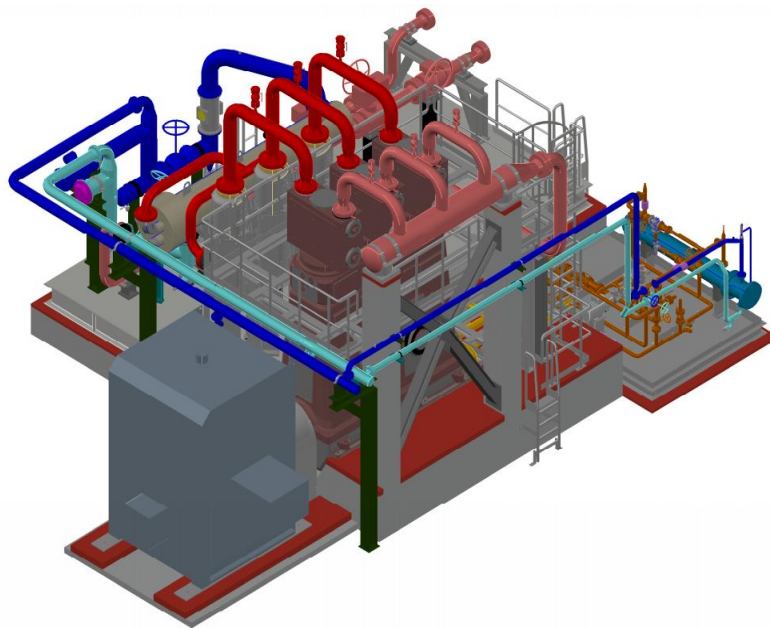


Abbildung 2-11: Schematische Darstellung des 4-stufigen Wasserstoffkompressors von Neuman & Esser

Die in Abbildung 2-12 dargestellte, spiegelbildlich versetzte Anordnung der Kompressoren auf den Wasserstoff-Produktionsebenen ermöglicht es, die Wartung bzw. den Austausch von Kolben, Kolbenabdichtung und Zylindern trotz einer Raumhöhe von 6 Meter problemlos vom jeweils darüber befindlichen Deck durchzuführen. Entsprechende Wartungsöffnungen sind in den Kompressoren-Räumen der jeweiligen Ebenen vorgesehen.

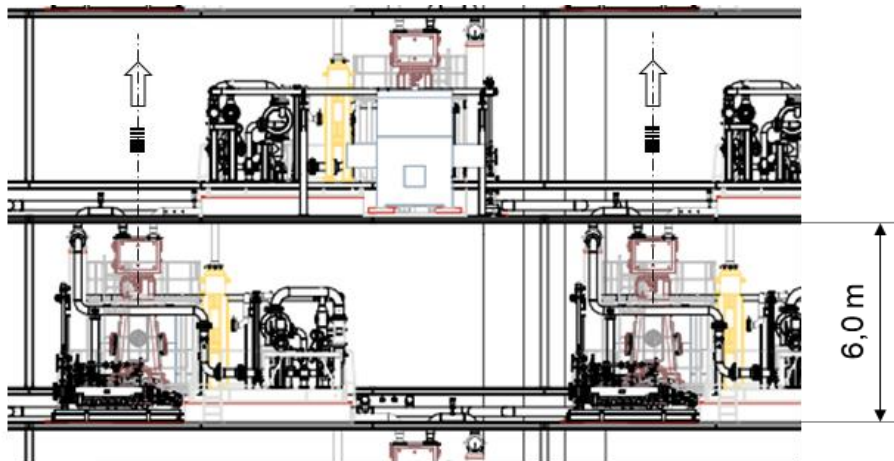


Abbildung 2-12: Spiegelbildlich versetzte Anordnung der Kompressoren auf den Wasserstoff-Produktionsebenen

2.5 Eduktwasser-Bereitstellung

Die Wasserelektrolyse erfordert eine hohe Wasserreinheit, die üblicherweise über eine niedrige elektrische Leitfähigkeit definiert wird. Andernfalls kann es zu einer Beschädigung der Membranen in der PEM-Elektrolyse kommen. Als einzige Wasserquelle ist salzhaltiges Meerwasser verfügbar. Um dieses für die Elektrolyse nutzbar zu machen, ist eine Entsalzung und DI-Wasseraufbereitung notwendig. Theoretisch ist auch ein Transport von Frischwasser vom Land zur Plattform denkbar, geht aber mit einem höheren logistischen Aufwand einher.

Bei Nennlast der Elektrolyse besteht ein DI-Wasserbedarf von rund 20 m³/h pro Plattformebene (insgesamt 100 m³/h). Die erforderliche Qualität wird als elektrische Leitfähigkeit mit einer Zielqualität 0,1 µm/cm vorgegeben. Für das Eduktwasser wird eine Bevorratung von 20 m³ pro Ebene vorgesehen, was einer Autonomiezeit von 1 h entspricht.

Für die Entsalzung von Meerwasser erfolgte eine nähere Analyse der Umkehrosmose (SWRO) und der Multi-Effekt-Destillation (MED), wobei letztere für die Entsalzung im OffsH2ore-Projekt gewählt wurde. Die MED bietet die Möglichkeit, die anfallende Abwärme der Elektrolyse in den Prozess zu integrieren. Des Weiteren zeichnet sich die MED durch einen robusten und wartungsarmen Betrieb aus und wird auch auf großen Schiffen zur Meerwasserentsalzung unter Nutzung der Motorabwärme eingesetzt⁷. Zudem liefert die MED eine sehr hohe Destillatqualität, wodurch der Aufwand einer nachfolgenden Aufbereitung reduziert wird. Dies hat sich auch anschließend in Gesprächen mit dem Hersteller Alfa Laval konkretisiert⁸.

Bei Nennbetrieb der Elektrolyse fällt auf einer Wasserstoff-Produktionsebene eine Abwärmemenge von 20 MW_{therm} Abwärme bei 55-60°C an. Diese wird auf dem Elektrolyseprozess ausgekoppelt und für die Entsalzung in der MED genutzt. Dabei reicht bereits ein einstufiger Verdampfungsprozess aus, um die erforderliche Eduktwassermenge zu produzieren. In Abbildung 2-13 sind die Massen- und Energiebilanzen einer MED-Einheit im Auslegungspunkt auf einer Plattformebene dargestellt.

⁷ Woodbridge, Clive (2015): Freshwater generation technology delivers energy efficiency. Erschienen in: Passenger Ship Technology. [https://www.alfalaval.com/globalassets/documents/products/process-solutions/desalination-solutions/mep-in-passenger-ship-technology-aug-2015.pdf](https://www.alfalaval.com/globalassets/documents/products/process-solutions/desalination-solutions/multi-effect-desalination/mep-in-passenger-ship-technology-aug-2015.pdf). zuletzt geprüft am 06.04.2023.

⁸ Alfa Laval: High Efficiency Evaporator, <https://www.alfalaval.com/globalassets/documents/products/process-solutions/desalination-solutions/multi-effect-desalination/mep-multi-effect-plate-evaporator-datasheet.pdf> zuletzt geprüft am 06.04.2023.



Abbildung 2-13: Massen- und Energiebilanz der MED auf einer Plattformebene

Obwohl die MED bereits eine hohe Destillatqualität liefert, wurde eine weitere Aufbereitung des Wassers zu Reinstwasser durch eine Elektrodeionisation (EDI) für das Make-Up-Wasser berücksichtigt. Nach der MED ist ein Wasserspeicher vorgesehen, der initial mit 30 m³ angenommen wurde und so die Zeit des Anfahrens der Elektrolysesysteme überbrückt, in der noch nicht ausreichend Abwärme für die MED bereitgestellt werden kann. Vor der EDI Einheit befindet sich ein weiterer Wärmeübertrager, da die maximale Wassertemperatur für diese Einheit 35°C beträgt. Mittels einer weiteren Pumpe wird das Eduktwasser über eine Versorgungsleitung in die anodenseitigen Gas-Wasser-Separatoren der Elektrolyse Systeme gepumpt. Dies geschieht in Abhängigkeit des Frischwasserbedarfs der Elektrolyse-Systeme.

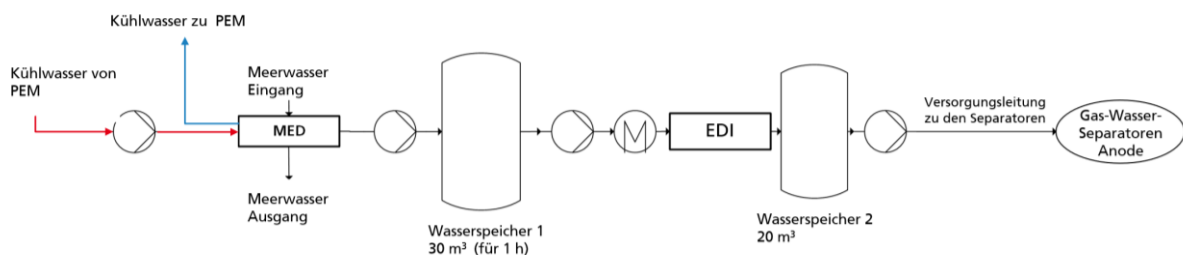


Abbildung 2-14: Schematische Darstellung der Wasseraufbereitung auf jeder Plattformebene

2.6 Kühlwasserbereitstellung

Neben der Elektrolyse müssen weitere Komponenten auf der Plattform mit Kühlwasser versorgt werden. Hierzu gehören die Gasreinigung, die Kompressoren und auch die Leistungselektronik. Bei Onshore-Anlagen erfolgt die Kühlwasserbereitstellung in der Regel über Rückkühler, welche die Abwärme an die Umgebungsluft abgeben. Aufgrund des limitierten Platzbedarfs auf dem Dach der Plattform und dem reichlichen Angebot an Meerwasser wurde dieses für die Systemkühlung eingeplant.

In Abbildung 2-15 ist der schematische Aufbau des Kühlwassersystems dargestellt. Fünf Tauchwasserpumpen, wie sie zum Beispiel von FRAMO hergestellt werden, befördern das Kühlwasser auf das Kabeldeck. Für den Normbetrieb sind vier Pumpen ausreichend. Eine Pumpe wurde als Reserve berücksichtigt. Bevor das Kühlwasser in eine Sammelleitung gelangt, durchströmt es nach jeder Tauchpumpe einen Seewasserfilter, welcher das Seewasser von Sedimenten befreit. Für die Reduktion des Wartungsaufwands werden automatisch reinigende Filter eingesetzt, wie sie beispielsweise von der Firma Boll hergestellt werden.

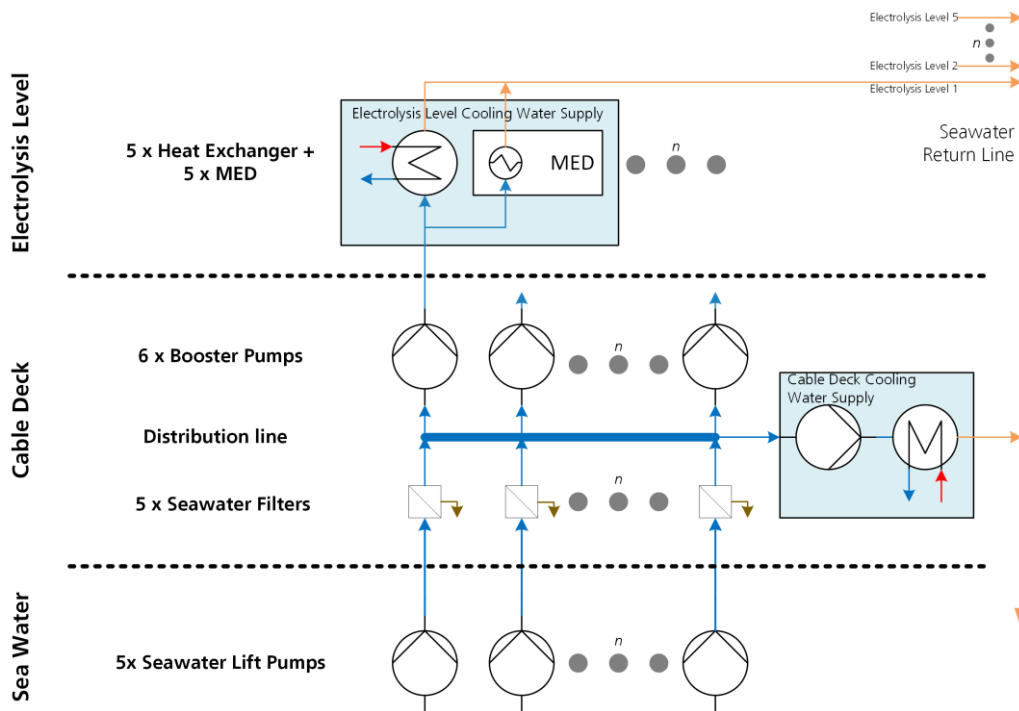


Abbildung 2-15: Schematische Darstellung Kühlwassersystem

Von der Sammelleitung aus erfolgt die Verteilung des Kühlwassers mittels Boosterpumpen auf die einzelnen Wasserstoff-Produktionsebenen. Für jede Ebene ist eine Pumpe vorgesehen. Zusätzlich ist eine Boosterpumpe mit jeder Wasserstoff-Produktionsebene verbunden, um diese im Falle eines Ausfalls mit Kühlwasser zu versorgen.

Auf den einzelnen Wasserstoff-Produktionsebenen befinden sich jeweils Wärmeübertrager, an welchen die Kühlkreisläufe von Leistungselektronik (Transformator, Gleichrichter), Elektrolyse, Gasreinigung sowie Verdichtung angeschlossen sind. Die sekundären Kühlkreisläufe auf den Ebenen arbeiten mit entsalztem Wasser. Auf jeder Produktionsebene befinden sich zwei separate geschlossene Kühlkreisläufe, bestehend aus jeweils zwei Plattenwärmeübertragern, zwei Kühlwasser-Kreislaufpumpen und einem Puffertank. Ein Kühlkreislauf versorgt die 10 PEM-Elektrolysesysteme sowie die Kühlung der aufbereiteten Luft der Raumlufsysteme (HVAC). Der zweite Kühlkreislauf ist mit den Gleichrichtern, den Gasreinigungsanlagen und den Wasserstoff-Kompressoren verbunden.

Da innerhalb der Plattenwärmeübertrager insbesondere auf den mit Seewasser in Kontakt befindlichen Teilen mit einem starken Belag bzw. Bewuchs, sogenanntem Fouling, zu rechnen ist, sind die Wärmeübertrager zu 100% redundant ausgeführt. D.h. ein Plattenwärmeübertrager wird aktiv zur Kühlung verwendet, der jeweils zweite kann nach Ausbau und Demontage an einem speziell ausgerüsteten Platz innerhalb des Raums gereinigt werden. Die Kühlwasser-Kreislaufpumpen sind für jeden Kühlkreislauf ebenfalls zu 100% redundant ausgelegt.

Ein Teil des auf die jeweilige Produktionsebene beförderten Seewassers wird zudem in die MED geleitet und entsalzt, um es anschließend für die Wasserstoffproduktion zu nutzen.

Über eine Sammelleitung wird das erwärmte Kühlwasser wieder zurück ins Meer geleitet. Das Kühlwassersystem ist dementsprechend ausgelegt, dass die maximal anfallende Abwärme abgeführt werden kann und die Temperatur in der Kühlwasserrücklaufleitung 35°C nicht übersteigt. Bei der Auslegung der Wärmeübertrager wurde für den Kühlwasservorlauf eine maximale Seewassertemperatur von 20°C berücksichtigt.

3 Elektrotechnisches Gesamtkonzept

3.1 Auslegung Offshore-Windpark

Für die Entwicklung des elektrotechnischen Konzepts in diesem Projekt wurde ein exemplarischer Offshore-Windpark in der deutschen AWZ (Ausschließliche Wirtschaftszone) entsprechend der zur Verfügung stehenden Fläche ausgelegt und die einzelnen Windturbinen (OWEA) positioniert. Das Layout des Offshore-Windparks und die Positionierung der Offshore-Wasserstoffproduktionsplattform erfolgte unter Berücksichtigung einer optimalen Energieausbeute der Windenergieanlagen und optimierten Kabellängen sowie vorhandener Schifffahrtswege. Aus zur Verfügung stehenden Daten wurde eine Erzeugungszeitreihe des Windparks ermittelt, welche sowohl für die Auslegung von Komponenten als auch für die techno-ökonomischen Analysen herangezogen wurde.

Gemäß des Regionalen Raumordnungsprogramms der BSH (Bundesanstalt für Schifffahrt und Hydrographie) vom Juni 2021 wurde ein Gebiet ausgewählt, welches zu diesem Zeitpunkt nicht als Fläche für netzgebundene Offshore-Windenergie im Rahmen des Ausbauziels von 40 GW Offshore-Wind bis 2040 vorgesehen war.⁹ Der gewählte Bereich befindet sich in einem als „Vorbehaltsgebiet Wind“ ausgewiesenen Gebiet, siehe Abbildung 3-1.

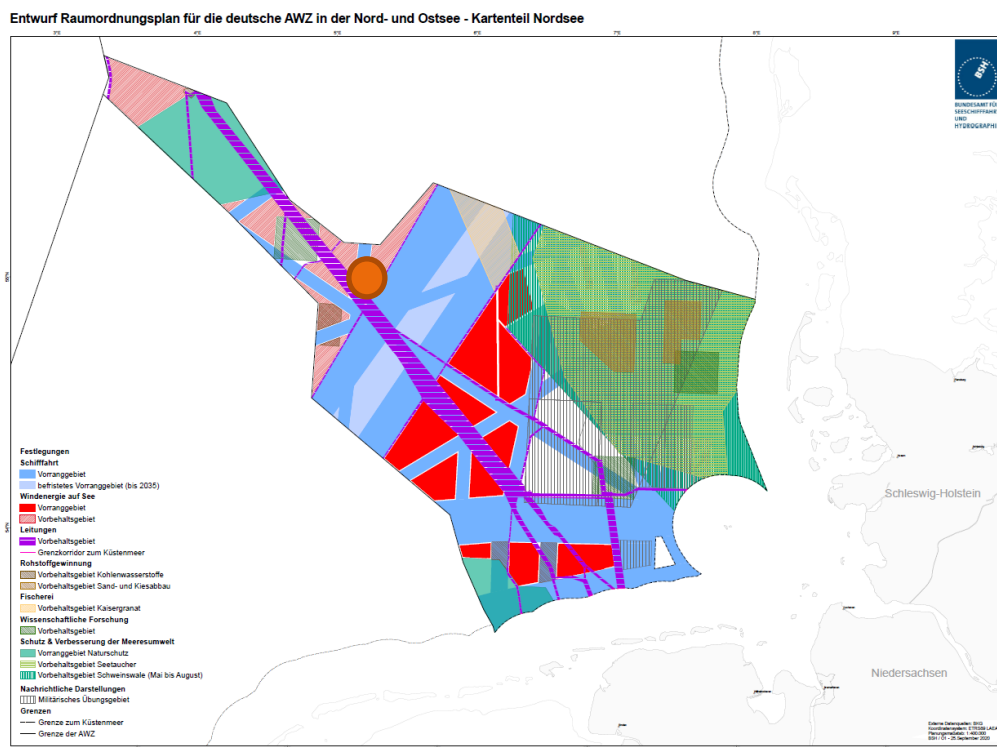


Abbildung 3-1: Entwurf Raumordnung AWZ (Stand Juni 2021)

⁹ Zum Zeitpunkt der Erstellung des Endberichts (Januar 2023) wurde das Ausbauziel für 2035 auf 40 GW festgelegt und für 2045 auf 70 GW.

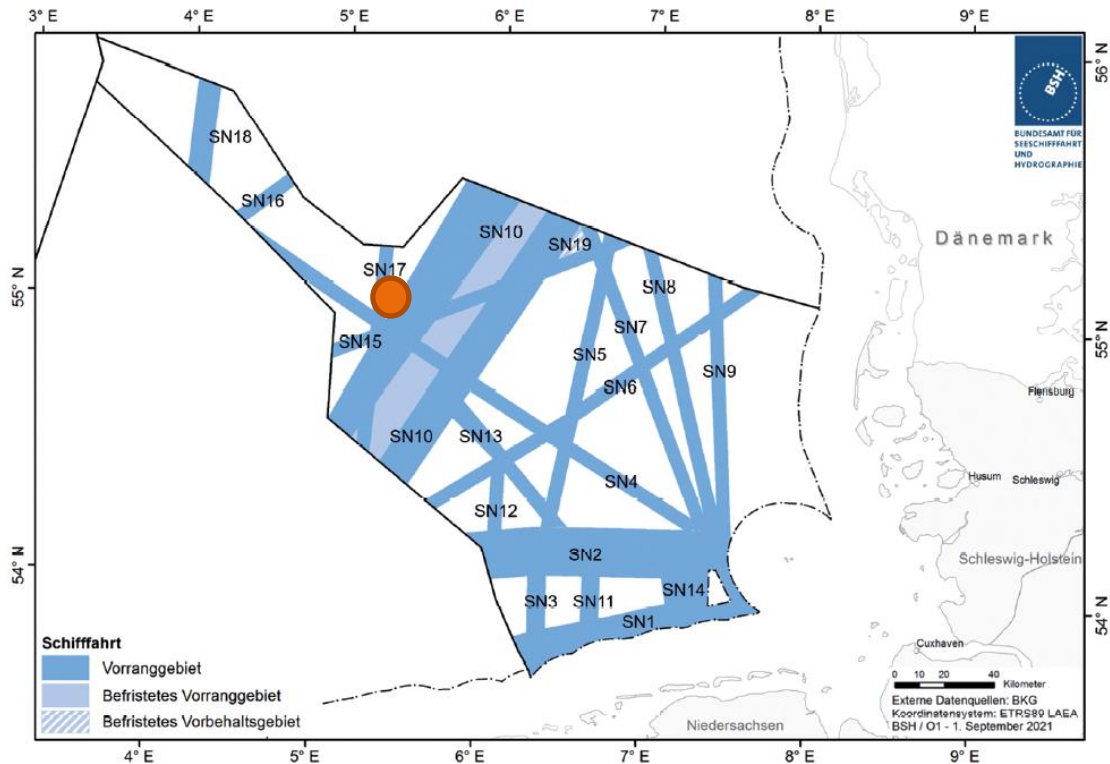


Abbildung 3-2: Schifffahrtsstraßen in der deutschen AWZ

Die Lage des virtuellen Windparks wurde unter den geltenden Vorgaben der GDWS (General-direktion Wasserstraßen und Schifffahrt) hinsichtlich erforderlicher Abstände zu Schifffahrtsstraßen und Abständen zu den Vorbehaltsgebieten Schifffahrt (Schifffahrtsrouten SN7 und SN10) derart gewählt, dass die Entwicklung einer Offshore-Produktionsstätte Wasserstoff vielversprechend erschien (siehe Abbildung 3-2).

Die Entfernungen zu den nahegelegenen Häfen betragen für Cuxhaven ca. 150 nm, für Brunsbüttel ca. 162 nm und für Eemshaven ca. 138 nm.

Unter Berücksichtigung des erforderlichen Sicherheitsabstands zu den Schifffahrtsrouten und des in der Raumplanung vorgesehenen Vorranggebiets für Leitungen von je 500 Metern wurden die Windenergieanlagen mit einem Abstand von 6,5x Rotordurchmesser in Hauptwindrichtung und 5,5x Rotordurchmesser in Nebenwindrichtung in diesem Gebiet positioniert. Die Positionierung der Windenergieanlagen in dem gewählten Gebiet sowie die Verkabelung an die Offshore-Wasserstoffproduktionsplattform sind in Abbildung 3-3 dargestellt.

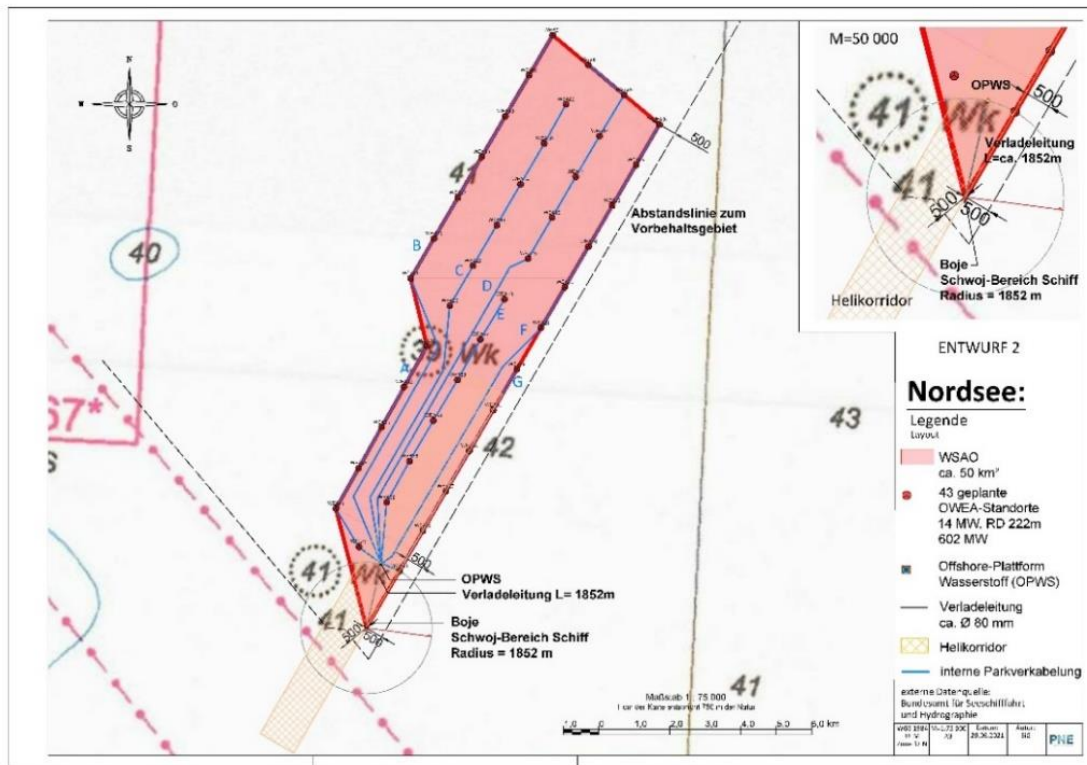


Abbildung 3-3: Windpark-Layout (Detailübersicht Kabelstränge)

Das Layout des Offshore-Windparks basiert auf den Abmessungen der SG14-222DD von SGRE (Siemens Gamesa Renewable Energy) mit 14 MW Leistung und einem Rotordurchmesser von 222 Metern. Auf Basis des gewählten Layouts konnten maximal 43 OWEA auf der analysierten Fläche positioniert werden, was einer installierten Gesamtleistung von 602 MW entspricht. Die gewählte OWEA entspricht somit einer Offshore-Windturbine der nächsten Generation. Die bisherige Leistung von OWEA zum Zeitpunkt der Studie beträgt bis zu 10 MW.¹⁰

3.1.1 AC-Verkabelung des Offshore-Windparks

Das Kabellayout des Offshore-Windparks ist als Strahlennetz entworfen worden. Dabei wurde berücksichtigt, dass die Leistung eines Kabelstrangs 100 MW nicht überschreitet. Der Betrieb des Offshore-Stromnetzes erfolgt bei einer Spannung von 66 kV, welche üblicherweise bei heutigen Offshore-Windparks eingesetzt wird. Als Kabel wurde ein 66-kV-Seekabel der Firma Prysmian mit XLPE- (cross-linked polyethylene) Isolation und Kupferleiter gewählt.

Unter Berücksichtigung der Stromtragfähigkeit der Kabel und der Reihenschaltung der OWEA wurden als Leiterquerschnitte 150 mm², 300 mm², 500 mm² und 630 mm² festgelegt (siehe Tabelle 3-1).

¹⁰ International Energy Agency (2019): Offshore Wind Outlook 2019: World Energy Outlook Special Report. Hg. v. International Energy Agency, zuletzt geprüft am 11.03.2022.

Tabelle 3-1: Strombelastbarkeit von AC-Kabeln in Abhängigkeit der Leiterquerschnitte

		3 x 95 mm ²	3 x 120 mm ²	3 x 150 mm ²	3 x 185 mm ²	3 x 240 mm ²	3 x 300 mm ²	3 x 400 mm ²	3 x 500 mm ²	3 x 630 mm ²	3 x 800 mm ²
Buried in Seabed (1m)	[A]	345	385	430	480	545	605	670	735	805	870
Buried in Seabed (2m)	[A]	330	370	410	455	520	575	630	695	760	815
Buried in Seabed (3m)	[A]	320	360	400	445	505	560	615	670	735	790
Buried in Seabed (4m)	[A]	315	355	390	435	495	545	600	655	720	770
Buried in Seabed (5m)	[A]	310	350	385	430	490	540	590	645	705	755
Buried in Seabed (6m)	[A]	305	345	380	425	485	535	585	640	695	745
In Air (protected from sun)	[A]	335	380	425	480	555	625	695	780	870	955
J-Tube	[A]	305	350	390	435	500	565	625	700	780	850

Auf Basis des Windparklayouts ergaben sich damit folgende Kabellängen für die jeweiligen gewählten Querschnitte:

Tabelle 3-2: AC-Kabellängen für den Offshore-Windpark

Kabelquerschnitte [mm ²]	Stranglänge [m]							Summe [m]
	A	B	C	D	E	F	G	
150	3.338	3.367	3.310	3.396	3.354	3.367	3.377	23.509
300	3.347	21.881	3.376	3.196	3.372	3.376	3.320	41.868
500	1.619	1.688	1.663	1.688	1.692	1.688	1.857	11.895
630	1.070	1.660	8.135	10.203	2.019	8.371	815	32.273

Für die weitere Berechnung der Erzeugungsreihe wurden die 10-Minuten-Mittelwerte der Winddaten des Messmastes "FINO3" (<https://www.fino3.de/de/>) aus dem Zeitraum 2010-2020 über die Webseite des BSH heruntergeladen. Die Daten wurden mittels der Software WindPro verifiziert und analysiert. Zur Korrelation wurden "ERA5" Langzeitdaten (von 2006-2020) herangezogen. ERA5 stellt eine langjährige Zeitreihen-Datenbasis der atmosphärischen Parameter Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Lufttemperatur, Luftdruck, relative Feuchte, Luftdichte, Niederschlag, lang- und kurzweiliger Einstrahlung dar¹¹. Da keine aktuelle Leistungskurve für die SG14-222DD zur Verfügung stand, wurde diese aus einer vorliegenden Leistungskurve der SWT-7.0-154 von Siemens Gamesa extrapoliert (siehe Abbildung 3-4).

¹¹ European Centre for Medium-Range Weather Forecasts: ERA5: data documentation. Verfügbar unter: <https://confluence.ecmwf.int/display/CKB/ERA5%3A+data+documentation>, zuletzt geprüft am 06.04.2023.

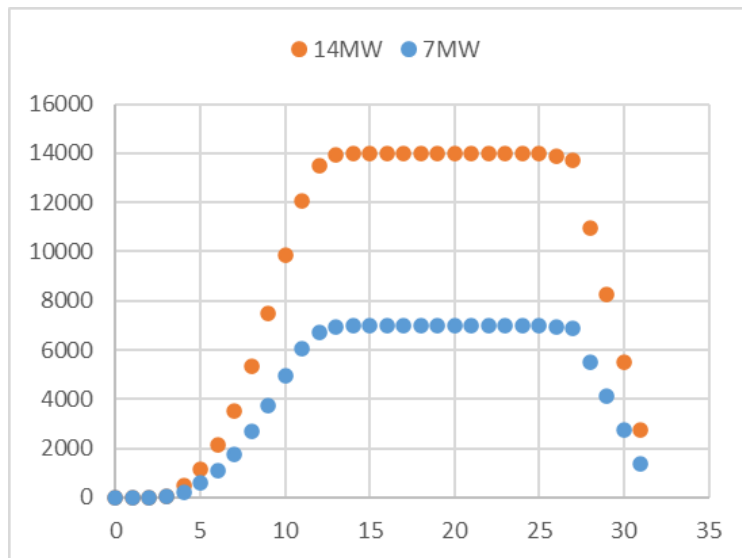


Abbildung 3-4: Herangezogene Leistungskurve der SG14-222DD (14 MW; orangene Punkte) auf Basis der SWT-7.0-154 (7 MW; blaue Punkte)

3.1.2 Berechnung Energieproduktion Offshore-Windpark

Zur Berechnung des Energieertrags wurde das Jahr 2019 als repräsentatives Windjahr festgelegt. Mittels der Software WindPro erfolgte unter Berücksichtigung der Abschattungseffekte der OWEA eine Berechnung der jährlichen Brutto-Energieproduktion von rund **2.890.431 MWh**, was etwa 4.800 Volllaststunden entspricht. Die Ermittlung der Netto-Energieproduktion berücksichtigte die nachfolgend angenommenen Verluste, welche auch üblicherweise für Ertragsgutachten Verwendung finden.

Tabelle 3-3: Angenommene Ertragsverluste OWEA

OWEA interne Verluste	0,1%
Verfügbarkeit Windpark	2%
Verluste Parkverkabelung	3%
OWEA Eigenbedarf	1%

Demnach betragen die Gesamtverluste bis zur Schaltanlage auf der Offshore-Plattform ca. 6,1% der jährlich produzierten Energiemenge. Damit stehen für die Elektrolyse nebst Versorgung von Nebenanlagen auf der Produktionsplattform **2.714.114 MWh** pro Jahr zur Verfügung.

3.1.3 Kosten Offshore-Windstrom

Für den betrachteten Offshore-Windpark konnten im Rahmen des Projekts keine Investitionskosten von Windturbinenherstellern bereitgestellt werden, da in diesem Projekt einerseits mit Windturbinen der nächsten Generation geplant wurde und entsprechende Kosten immer projektspezifisch sind. Basierend auf einer Literaturrecherche wurde ein Kosten-Breakdown für Offshore-Windenergieanlagen erstellt. Als Base Case wird von Kosten von **50 EUR/MWh** für Offshore Windstrom ausgegangen, basierend auf der Annahme eines CAPEX von <2000 Euro/kW und WACC (Kapitalkosten) <7%, wie nachfolgend illustriert.

LCOE (EUR/MWh)	Specific Offshore Wind Turbine Costs (EUR/kW)																				
	1500	1600	1700	1800	1900	2000	2100	2200	2300	2400	2500	2600	2700	2800	2900	3000	3100	3200	3300	3400	3500
5.0	38	40	43	45	48	50	53	55	58	60	63	65	68	70	73	75	78	80	83	85	88
5.5	39	41	44	47	49	52	54	57	59	62	65	67	70	72	75	78	80	83	85	88	90
6.0	40	43	45	48	51	53	56	59	61	64	67	69	72	75	77	80	83	85	88	91	93
6.5	41	44	47	50	52	55	58	61	63	66	69	72	74	77	80	83	85	88	91	94	96
7.0	43	45	48	51	54	57	60	62	65	68	71	74	77	79	82	85	88	91	94	97	99
7.5	44	47	50	53	56	59	61	64	67	70	73	76	79	82	85	88	91	94	97	100	102
8.0	45	48	51	54	57	60	63	66	69	72	75	78	81	84	87	90	94	97	100	103	106
8.5	47	50	53	56	59	62	65	68	71	75	78	81	84	87	90	93	96	99	103	106	109
9.0	48	51	54	58	61	64	67	70	74	77	80	83	86	90	93	96	99	102	106	109	112
9.5	49	53	56	59	63	66	69	72	76	79	82	86	89	92	96	99	102	105	109	112	115
10.0	51	54	58	61	64	68	71	75	78	81	85	88	91	95	98	102	105	108	112	115	119

Abbildung 3-5: Stromgestehungskosten von Offshore-Windstrom in Abhängigkeit der spezifischen Investitionskosten sowie der Kapitalkosten für den ermittelten Energieertrag

Dies deckt sich auch mit anderen Analysen der zukünftigen Stromgestehungskosten von Offshore-Wind, welche teilweise auch deutlich geringere Kosten nennen.^{12,13,14,15}

3.2 Entwicklung der Verschaltungsvariante für eine AC-Kopplung

Das elektrotechnische Konzept für die Offshore-Wasserstoffproduktion sieht die Errichtung eines elektrischen Inselnetzes vor. Die einzelnen Stränge der Offshore-Windenergieanlagen (66 kV) werden mit der Plattform verbunden, auf welcher eine Verteilung der Eingangsleistung auf die einzelnen elektrischen Verbraucher erfolgt. Ein Anschluss an ein bestehendes Stromnetz erfolgt nicht. Im Rahmen des Projekts wurden verschiedene Verschaltungsvarianten untersucht und gegenübergestellt. Unter anderem war ein DC-Konzept Bestandteil der Untersuchungen. Aufgrund eingeschränkter Komponentenverfügbarkeit ist eine Realisierung als DC-Netz nicht in näherer Zukunft zu erwarten. Im Folgenden wird nur die finale AC-Verschaltungsvariante näher vorgestellt.

Die wichtigsten und aufgrund der hohen Anschlussleistung in großer Anzahl benötigten Komponenten zur Anbindung und Aufteilung der Windenergie auf der Plattform sind:

- 66-kV-Schaltanlagen, kurz: GIS (Gas Insulated Switchgear)
- Transformatoren zur Wandlung von 66 kV auf niedrigere Spannungsebenen
- Gleichrichter zur elektrischen Anbindung der Elektrolyseure

Neben den Gleichrichtern gibt es weitere elektrische Verbraucher auf der Plattform. Dies sind vor allem diverse Pumpen der Elektrolysesysteme und des Kühlwasserkreislaufs, Verdichter und weitere Komponenten zur Gas- und Wasser-Aufbereitung. Da das Konzept, wie beschrieben, als Inselnetz konzeptioniert ist, ist für Perioden ohne Windstromerzeugung eine Notstromversorgung über einen Wasserstoffspeicher und ein Brennstoffzellensystem berücksichtigt, um Netzspannung und -frequenz in Zeiten ohne Windenergieproduktion aufrecht zu erhalten. Die Gleichrichtung des Stroms für die Elektrolyse erfolgt im favorisierten Konzept mit Thyristor-Gleichrichtern, sodass zudem eine Einrichtung zur Kompensation induktiver Blindleistung (STATCOM) benötigt wird.

¹² Bulder, B. H.; Krishna Swanmy, S.; Warnaar, P. M.; Maasen van den Brink, I. D.; de la Vieter, M. L. (2021): Pathways to potential cost reductions for offshore wind energy, zuletzt geprüft am 11.03.2022.

¹³ Rujigrok, E. C.; van Druten, E. J.; Bulder, B. H.: Cost Evaluation of North Sea Offshore Wind Post 2030. Online verfügbar unter <https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/Cost-Evaluation-of-North-Sea-Offshore-Wind-1.pdf>, zuletzt geprüft am 11.03.2022.

¹⁴ Shields et al (2021): Impacts of turbine and plant upsizing on the levelized cost of energy for offshore wind. Hg. v. Elsevier. Applied Energy 298.

¹⁵ Wisner, Ryan; Rand, Joseph; Seel, Joachim; Beiter, Philipp; Baker, Erin; Lantz, Eric; Gilman, Patrick (2021): Expert elicitation survey predicts 37% to 49% declines in wind energy costs by 2050. In: Nat Energy 6 (5), S. 555–565. DOI: 10.1038/s41560-021-00810-z.

Abbildung 3-6 zeigt das entwickelte Single Line Diagram der Verschaltung der elektrischen Komponenten über alle Ebenen der Offshore-Plattform hinweg. Die Anbindung der Seekabel an die Plattform erfolgt über ein Eingangsschaltfeld aus Mittelspannungs-Schaltanlagen (GIS), die zu einer Doppel-Sammelschiene verschaltet werden. Einzelne Wasserstoff-Produktionsebenen der Plattform können auf diese Weise zu- oder abgeschaltet werden.

Die Eingangsspannung der Windturbinen von 66 kV kann durch keine Komponente direkt genutzt werden. Insgesamt werden auf der Plattform drei verschiedene AC-Spannungslevel benötigt, welche durch Transformatoren bereitgestellt werden müssen. Diese sind folgend aufgelistet.

- 400 V für alle elektrischen Verbraucher außer Elektrolyseuren und Verdichter, sowie für die Notstromversorgung
- 455 – 520 V als Eingangsspannung der Gleichrichter (bei favorisierter Thyristor-Variante)
- 6 kV für Seewasserpumpe und H₂-Verdichter

Der Haupt-Leistungspfad von den Seekabel-Anschlüssen zu den Elektrolyseuren soll möglichst lange auf 66-kV-Ebene gehalten werden, um Platz und Kosten der Verkabelung zu reduzieren. Daher wird die Spannungswandlung von 66 kV auf die Gleichrichter-Eingangsspannung erst nah am Gleichrichter im sogenannten 10-MW-Schaltfeld eingeplant. Im Falle der favorisierten Realisierung mit Thyristor-Gleichrichter sind hierfür zwei 6-MVA-Trafos vorgesehen, die zur Minimierung des Footprints aber in ein Gehäuse verbaut werden können. In Abbildung 3-6 ist der Abgang von der 66-kV-Doppel-Sammelschiene zur Ebene 1 vereinfacht mit drei von zehn 10-MW-Schaltfeldern dargestellt. Jedes 10 MW-Schaltfeld versorgt dabei ein Elektrolysesystem bestehend aus vier Stacks mit einer maximalen Eingangsleistung von 10 MW_{DC}. Die Schaltfelder unterscheiden sich nur in der Leistungsdimensionierung der T-Verbindungen und der Kabel zwischen ihnen. Die Abgänge zu den Ebenen 2 bis 5 sind identisch aufgebaut, der Übersichtlichkeit halber aber nicht in der Abbildung dargestellt. Aus der Positionierung der Windenergieanlagen und der Dimensionierung der Seekabel ergeben sich sieben an der Plattform ankommende Stränge A bis G. Strang B stellt eine maximale Anschlussleistung von 98 MW zur Verfügung und wird in zwei parallel verlegten Seekabeln an die Plattform geführt. Alle weiteren Stränge stellen eine Anschlussleistung von je 84 MW zur Verfügung und werden über je ein Seekabel an die Plattform geführt.

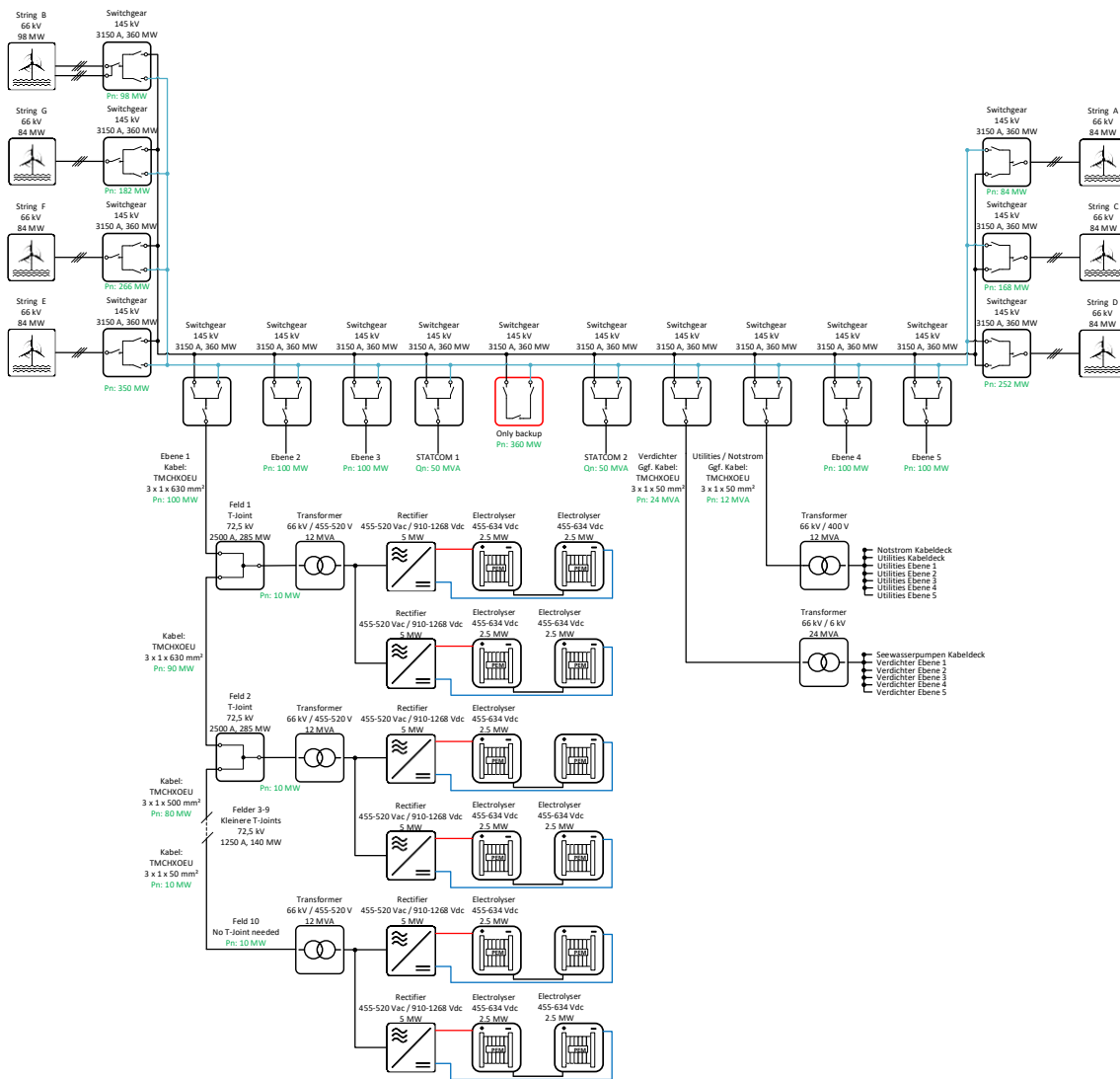


Abbildung 3-6: Single Line Diagram der elektrischen Verschaltung über alle Plattform-Ebenen

Die Installation der elektrotechnischen Komponenten erfolgt zu einem Großteil auf einem separaten Deck der Plattform, dem sogenannten Kabeldeck, welches sich unter den Wasserstoff-Produktionsebenen befindet und somit das unterste Deck der Plattform darstellt. Hier erfolgt die Anbindung der 66-kV-Seekabel der Windenergieanlagen und die weitere Verteilung der Energie auf die fünf Ebenen zur Wasserstoffherzeugung. Folgende Komponenten werden auf dem Kabeldeck untergebracht:

- Fixierung der 3-phasigen Seekabel. Von der Fixierung aus ist eine Aufsplittung in drei 1-phasige Kabel zur Anbindung an die GIS notwendig. Die Aufsplittung des Kabels erfolgt von Hand mithilfe von passendem Equipment durch den Kabelhersteller. So kann die notwendige Robustheit und Isolationsfestigkeit des aufgesplitteten Kabels sichergestellt werden.
- Mittelspannungs-Schaltanlagen (GIS), die die Seekabel an zwei 66-kV-Sammelschienen anbinden und schaltbare Abgänge von den Sammelschienen zu den fünf Ebenen ermöglichen.
- Je ein MS-Trafo, um aus 66 kV die Spannungsniveaus 6 kV und 400 V zur plattform-internen Spannungsversorgung zu erzeugen.

- Zwei STATCOMs (bzw. eine je Sammelschiene) zur Bereitstellung kapazitiver Blindleistung. Diese kompensiert die durch Thyristor-Gleichrichter erzeugte induktive Blindleistung und stabilisiert damit das Inselnetz. Im Falle einer Realisierung mit IGBT-Gleichrichtern kann auf die STATCOMs verzichtet werden.
- Insgesamt sechs Seewasser-Pumpen, davon eine je Plattform-Ebene und eine Reservepumpe.
- Ein Gasspeicher, eine Brennstoffzelle und ein Wechselrichter für eine Notstromversorgung der Plattform für 36 Stunden mit einer geschätzten Standby-Leistung von 5 MW.

Nachfolgende Grafiken zeigen eine mögliche Anordnung aller Komponenten des Kabeldecks auf der zur Verfügung stehenden Grundfläche sowie das in Zusammenarbeit mit PNE und Rambøll festgelegte Design.

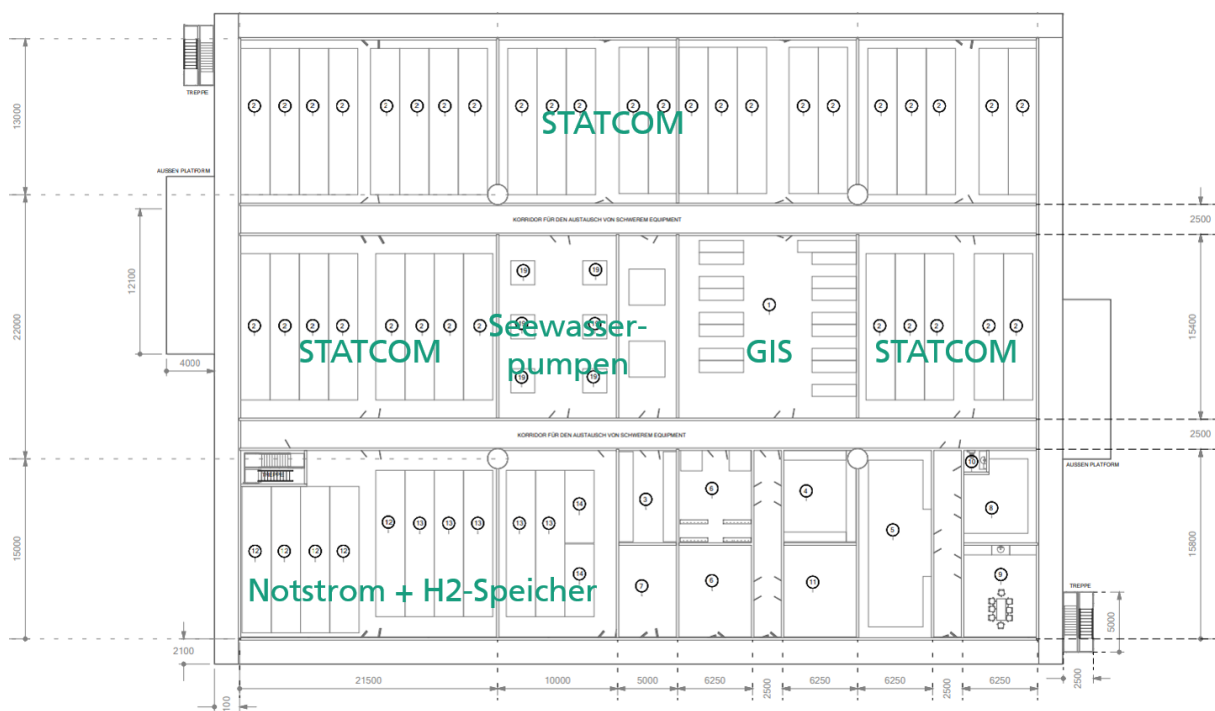


Abbildung 3-7: Grundriss des Kabeldecks im aktuellen Plattform-Design (Quelle: Rambøll)

Im Folgenden werden die zentralen Komponenten auf dem Kabeldeck näher erläutert:

Mittelspannungs-Schaltanlagen (GIS)

Die Mittelspannungs-Schaltanlagen erfüllen die Aufgabe, jeden ankommenden Seekabel-Strang schaltbar an eine 66-kV-Busbar anzubinden und damit ein sogenanntes Eingangsschaltfeld zu bilden. Weiterhin soll in einem Ausgangsschaltfeld jede der fünf Plattform-Ebenen zur Elektrolyse schaltbar an die Busbar angebunden werden. Die MS-Trafos für die 400-V- und die 6-kV-Versorgungsspannungen sowie die STATCOMs werden ebenfalls mit eigener GIS als Teil des Ausgangs-Schaltfeldes eingeplant.

Die GIS beinhalten eine Strom- und eine Spannungsmessung und können an eine Plattform und Windpark übergeordnete Parkregelung angebunden und darüber angesteuert werden. Sie sind modular aufgebaut, so dass beispielsweise die Abgänge passend zur Anbindung eines Kabels oder eines Transformators gewählt werden können. Elemente wie Spannungswandler, Schnellerder, Trenn- und Erdungsschalter können optional ausgewählt werden, um verschiedene Verschaltungsarchitekturen zu realisieren. Kernelement ist stets ein unter Last trennbarer Leistungsschalter, der in einer mit SF₆-Gas gefüllten oder favorisierten vakuumierten Kammer untergebracht ist.

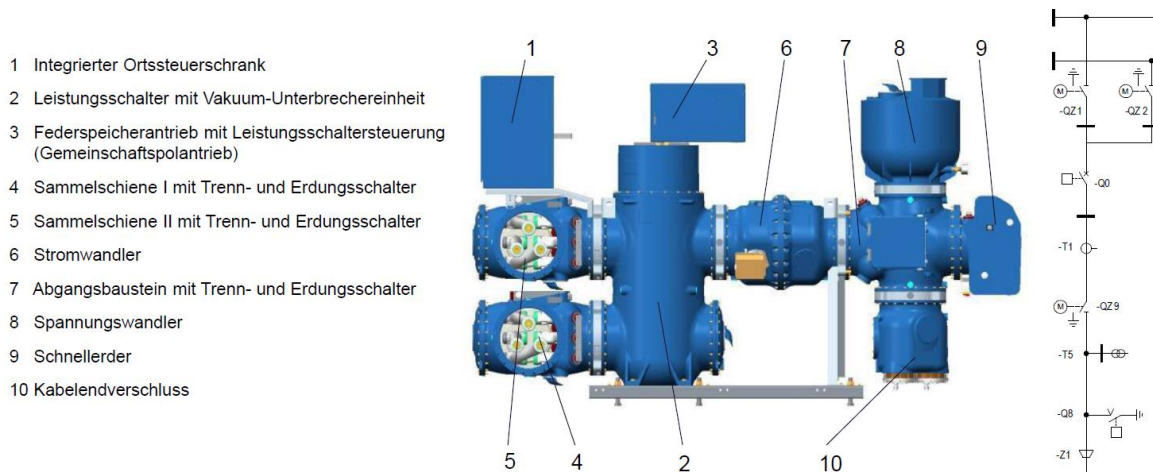


Abbildung 3-8: Aufbau einer GIS zur Anbindung eines Ein- oder Abgangs an eine oder zwei Sammelschienen (Quelle: Siemens¹⁶)

Ein seit Kurzem auf dem Markt erhältlich GIS-Typ mit einer Nominalspannung von 72,5 kV ist speziell für 66-kV-Anwendungen gedacht und wird für Nominalströme bis 1250 A z.B. von Siemens als Standardprodukt angeboten. Die Nominalströme sind für die in diesem Projekt geplante Anschlussleistung des Windparks von 602 MW und eine maximale Elektrolyse-Leistung der Plattform von 500 MW allerdings zu gering. Daher muss auf die nächstgrößere Spannungs-kategorie von 145 kV zurückgegriffen werden, die für Nominalströme bis zu 3150 A erhältlich sind. Mehrere Hersteller bieten passende Standardprodukte an. Dazu gehören Siemens, GE und ABB. Die Hersteller Siemens und GE bieten GIS in der benötigten Spannungs- und Leistungsklasse mit vakuumierter statt mit SF₆-Gas gefüllter Schaltkammer unter der Produktbezeichnung 8VN1 blue GIS bzw. F35g an. Der Anschaffungspreis ist etwas höher, allerdings ergeben sich Vorteile über die Lebensdauer des Produkts. Der technologische Trend zeigt klar in Richtung SF₆-freier Technologien.

Notstromversorgung

Aufgrund des Designs als AC-Inselnetz muss auf der Plattform eine Notstromversorgung sichergestellt werden, die in Zeiten ohne Windstromproduktion Netzspannung und -frequenz aufrechterhält und die Versorgung (sicherheitsrelevanter) Komponenten sicherstellt. Dazu zählen Komponenten wie die Klimatisierung, die Windturbinen und die Trocknungsanlage, um einen Regenerationszyklus beenden zu können. Auf Basis des Leistungsbedarfs im Standby wird eine Notstromleistung von 5 MW_{el} angenommen. Für die Rückverstromung von Wasserstoff eignen sich entweder Wasserstoff-BHKW oder stationäre Brennstoffzellensysteme. Generell können auch herkömmliche Dieselgeneratoren für diesen Einsatz in Betracht gezogen werden. Im Sinne eines emissionsfreien Systems auf der Plattform ist allerdings die Verwendung des Wasserstoffs die naheliegendste Lösung. Wasserstoff-BHKWs und stationäre Brennstoffzellensysteme sind von verschiedenen Herstellern auf dem Markt verfügbar. Wasserstoff-BHKWs werden unter anderem von Innio und 2G Energy angeboten und sind in einem Leistungsbereich von 0,4 bis 1 MW verfügbar. Bei stationären Brennstoffzellensystemen werden unterschiedliche Technologien eingesetzt¹⁷. Neben der Proton-Exchange-Membrane Fuel Cells (PEMFC) werden auch Phosphoric-Acid Fuel Cells (PAFC) und Alkaline Fuel Cells (AFC) in stationären Anwendungen eingesetzt. Jede dieser Technologien bringt Vor- und Nachteile mit sich, die für die Tauglichkeit auf einer Offshore-Plattform berücksichtigt werden müssen.

¹⁶ Torsten Köhler: Blue Portfolio - SF₆-freie Hochspannungstechnik. Windenergietage 2018. Siemens. Spreewind GmbH. Online verfügbar unter https://windenergietage.de/2018/wp-content/uploads/sites/3/2018/11/27WT07_F13_BluePortfolio_Spreewindtage_181107.pdf, zuletzt geprüft am 06.04.2023.

¹⁷ Abed Alaswad et al (2022): Fuel Cell Technologies, Applications, and State of the Art. A Reference Guide.

Alkalische Brennstoffzellen sind zu günstigen Investitionskosten erhältlich. Allerdings benötigen AFC reinen Wasserstoff und Sauerstoff als Eduktgase, da CO_2 mit dem alkalischen Elektrolyten reagieren kann. Da die Brennstoffzelle auf der Offshore-Plattform mit Luft betrieben werden soll, wird die alkalische Brennstoffzelle im Folgenden nicht weiter betrachtet. Grundsätzlich würde reiner Sauerstoff von der Elektrolyse zur Verfügung stehen. Jedoch würde dies eine Reinigung, Verdichtung und Speicherung des Sauerstoffs erfordern.

Phosphorsäure-Brennstoffzellen stellen im Vergleich zu PEMFC Abwärme auf einem höheren Temperaturniveau zur Verfügung, die auf der Plattform keine Verwendung findet. Im Allgemeinen sind die Anlaufzeiten von Hochtemperaturbrennstoffzellen länger als die der Niedertemperaturbrennstoffzellen, was die Verwendung einer zusätzlichen Batterie im Falle eines kurzfristigen Leistungsbedarfs mit sich bringen würde. Im Vergleich zur PEM-Brennstoffzelle ist zudem die leistungsbezogene Systemgröße größer, was auf einer Offshore-Plattform unnötige Kosten verursacht.

PEM-Brennstoffzellen setzen im Allgemeinen eine hohe Wasserstoffqualität voraus, was jedoch bei der Herstellung durch die PEM-Elektrolyse auf der Offshore-Plattform kein Problem darstellt. Die zur Verfügung stehende Abwärme einer PEMFC ist im Niedertemperaturbereich. Da die Brennstoffzelle aber lediglich für die Rückverstromung genutzt wird und keine Wärmenutzung geplant ist, kann dieser Aspekt ignoriert werden. Die in der Luft enthaltenen Salze können sich jedoch auf der Kathode absetzen und so zu einer Leistungsminderung führen. Dies ist allerdings ein reversibler Vorgang, die Ablagerungen können mit Hilfe von Wasser wieder ausgespült werden, ohne die Stackleistung auf Dauer zu beeinflussen. Es werden jedoch Filter empfohlen, die das Salz vor Eintreten in den Stack aus der Luft filtern¹⁸.

Unter Berücksichtigung aller Vor- und Nachteile der jeweiligen Technologien wurde sich für die Verwendung einer PEM-BZ als Notstromsystem auf der Offshore-Plattform entschieden. Stationäre PEM-Brennstoffzellensysteme werden unter anderem von Nedstack und Ballard angeboten. Teco2030 entwickelt zudem ein System, welches primär für maritime Anwendungen gedacht ist.

Die Auslegung des Wasserstoffspeichers auf der Plattform richtet sich nach dem Windprofil des durchschnittlichen Windjahres 2019 inklusive eines Puffers, um auch in schlechten Windjahren genug Wasserstoff zu bevorraten. Der Speicher beinhaltet 5500 kg Wasserstoff und kann somit eine Windflaute von 36 h überbrücken. Der Footprint des Speichers umfasst fünf 40Fuß-MultiElementGascontainer der Firma Wystrach mit einem Speicherdruck von 500 bar. Diese können an die 500-bar-Leitung nach den Verdichtern angeschlossen werden, sodass kein zusätzlicher Verdichter erforderlich ist.

Blindleistungs-Kompensation

Im elektrischen Inselnetz aus Windenergieanlagen, Seekabeln sowie Trafos, elektrischen Verbrauchern und Elektrolyseuren auf der Plattform entsteht elektrische Blindleistung. Sie reduziert die Wirkleistung, die den Elektrolyseuren zur Produktion von Wasserstoff zur Verfügung steht. Eine Kompensation der Blindleistung erhöht daher den Wasserstoffenergieertrag bei gleichbleibender angeschlossener elektrischer Leistung. Zudem kann über eine Regelung der Blindleistung die Spannung innerhalb des Inselnetzes bei schwankender Erzeugungs- und Verbraucherleistung oder bei Ausfällen stabil gehalten werden. Dies wird auch als Q(U)-Regelung bezeichnet. Beide Punkte sprechen dafür, im Inselnetz des Projekts OffsH2ore eine Blindleistungskompensation zu berücksichtigen. Grundlage für die Auslegung der Blindleistungs-

¹⁸ B. Viswanath Sasank (2016): Performance analysis of polymer electrolyte membrane (PEM) fuel cell stack operated under marine environmental conditions. Hg. v. Sci Technology 21:471–478.

Kompensation ist eine Simulation des Inselnetzes inkl. der festgelegten Längen und Parameter der Seekabel mit der Netzberechnungssoftware DigSILENT PowerFactory¹⁹.

Die Seekabel erzeugen eine kapazitive Blindleistung, die mithilfe der Nennspannung, den Kabellängen und den kapazitiven Leitungsbelägen bestimmt werden kann. Die kapazitiven Leitungsbeläge finden sich im Datenblatt des festgelegten Kabeltyps und werden in der Simulation berücksichtigt. Es ergibt sich eine Gesamtkapazität der Seekabel von 25,19 µF. Daraus lässt sich die kapazitive Blindleistung der Seekabel berechnen:

$$Q_{kap,Seekabel} = -U_{nom} \cdot C_{Seekabel} \cdot 2 \cdot \pi \cdot f = -34,48 \text{ MVar}$$

Weiterhin ist eine induktive Blindleistung der MS-Trafos für die Elektrolyse sowie der Pumpen und Verdichter zur Wasser- und Gasbehandlung zu berücksichtigen. Diese ist lastabhängig. Bei Nennlast werden mithilfe der Simulation induktive Blindleistungen von +34,5 MVar für die Elektrolyse-Trafos bestimmt. Für alle Pumpen und Verdichter der Plattform wird zusätzlich insgesamt +1 MVar abgeschätzt.

Bis zu diesem Punkt gleichen sich die Blindleistungen bei Nennlast nahezu aus. Die zu kompensierende Blindleistung wird daher vor allem durch die Elektrolyse-Gleichrichter bestimmt. Thyristor-basierte Gleichrichter erzeugen durch ihren Phasenanschnitt eine last- und AC-spannungsabhängige induktive Blindleistung. Herstellerangaben zufolge wird über den gesamten Arbeitsbereich ein $\cos \varphi$ von 0,98 garantiert. Damit lässt sich die zu kompensierende Blindleistung bei Nennlast bestimmen zu:

$$Q_{ind,Gleichrichter} = \frac{P_{nom}}{\cos \varphi} \cdot \sin \varphi = +101,53 \text{ MVar}$$

Die in den Windenergieanlagen eingesetzten modernen IGBT-basierten Umrichtersysteme besitzen eine integrierte Q(U)-Regelung, um die Anforderungen der Netzanschlussrichtlinien VDE-AR-N 4105 (Niederspannung) und 4110 (Mittelspannung) zu erfüllen. Daher wird angenommen, dass die Umrichter in den Windkraftanlagen die Blindleistung der MS-Trafos in den Windkraftanlagen ausregeln und diese in der Kompensation auf der Plattform nicht berücksichtigt werden muss. Aufgrund der Systemplanung als Inselnetz müssen alle OWEA-Umrichter mit einer netzbildenden Regelung ausgestattet sein. Dies wird in der Simulation berücksichtigt.

Für eine vollständige Kompensation der entstehenden Blindleistung wird daher eine Kompensationsanlage berücksichtigt, die -100 MVar kapazitiv bereitstellen kann. Da die Blindleistung erzeugungs- und lastabhängigen Schwankungen unterworfen ist, wird ein dynamisch reagierendes und stufenlos regelbares System benötigt, das das Inselnetz nicht mit zusätzlichen harmonischen Schwingungen belastet. Eine sogenannte STATCOM erfüllt diese Anforderungen. Nach einer Größenabschätzung des Herstellers Hitachi Energy lässt sich ein 100-MVar-System auf dem Kabeldeck der Plattform unterbringen. Weitere mögliche Hersteller sind ABB, Siemens oder GE.

Die Simulationsergebnisse haben gezeigt, dass schon ab einer STATCOM-Leistung von -70MVar die Stabilität von Spannung und Frequenz des Inselnetzes im Normalbetrieb und bei Ausfällen von bis zu 7 Windturbinen (entspricht einem Strang) gesichert werden kann¹⁹.

3.3 Gleichrichter für die Elektrolyse

Elektrolyseure benötigen eine DC-Spannung und einen DC-Strom, um eine Reaktion von Wasser zu Wasserstoff und Sauerstoff anzustoßen. Dazu muss eine sinusförmige 3-phasige Netzspannung gleichgerichtet werden. Bisheriger Stand der Technik zur Gleichrichtung von

¹⁹ Stefan Eichner, Felix Kulenkampff, Ammar Salman (2022): OffsH2ore island grid for hydrogen production – Electrical simulation on how to reach grid stability; 21st Wind & Solar Integration Workshop | The Hague, Netherlands & virtually | 12 – 14 October 2022

Leistungen im Kilowatt- bis in den Megawattbereich sind Stromrichter-Schaltungen mit Thyristoren. Ein Thyristor ist im elektrischen Verhalten mit einer Diode vergleichbar. Allerdings wird er in Durchlassrichtung erst leitfähig, wenn ein äußerer Steuerimpuls angelegt wird. Ein Abschalten kann im Unterschied zum IGBT-Gleichrichter nicht gesteuert werden, sondern erfolgt erst, wenn der Durchlassstrom einen Mindestwert erreicht, der meist nahe 0 A liegt. Daher werden Stromrichterschaltungen mit Thyristoren als netzgeführte Umrichter bezeichnet. Ihre Schaltfrequenz entspricht in der Anwendung der Netzfrequenz.

Im Rahmen des Projekts wurden verschiedene Gleichrichter-Topologien verglichen. Aufgrund der Marktverfügbarkeit in der diskutierten Leistungsklasse sowie der zu erwartenden Komponentenkosten wurden für die weitere Betrachtung Thyristor-Gleichrichter gewählt. Ein 5 MW Gleichrichter soll dabei die jeweils zwei 2,5-MW-Elektrolysestacks versorgen.

Um den 5-MW-Gleichrichter mit zwei 2,5-MW-Elektrolyseuren zu verbinden, müssen diese entweder in einer elektrischen Serienschaltung oder in einer Parallelschaltung angeschlossen werden. Bei einer Serienschaltung verdoppelt sich die notwendige DC-Spannung des Gleichrichters auf 910 – 1266 V bei gleichbleibendem Strom von max. 4500 A. Bei einer Parallelschaltung verdoppelt sich der Strom des Gleichrichters auf max. 9000 A bei gleichbleibender Spannung von 455 – 633 V. Diese Variante ist nur mit Thyristor-Gleichrichtern sinnvoll umsetzbar. Allerdings wird das technische Risiko als hoch eingeschätzt und die Parallelschaltung daher als Lösung ausgeschlossen.

Die Arbeitspunkte des Elektrolyseurs wurden so ausgelegt, dass sowohl bei Begin-of-Life, wie auch bei End-of-Life die DC-Leistung eines Elektrolysestacks maximal 2,5 MW beträgt. Der Gleichrichter muss also während des gesamten Lebenszyklus für eine maximale DC-Leistung von 5 MW ausgelegt werden. Der maximale Strom von 4500 A_{DC} wird bei Begin-of-Life erreicht. Der DC-Spannungsbereich des Gleichrichters muss die minimale Spannung von ca. 455 V_{DC} bei 10% Teillast bei Begin-of-Life sowie die maximale Spannung von ca. 633 V_{DC} bei Vollast bei End-of-Life am Elektrolyseur erreichen. Aufgrund des AC-Inselnetzes muss für die Gleichrichter berücksichtigt werden, dass die Belastungen auf das Netz durch Blindleistung oder Oberschwingungen stark begrenzt werden müssen.

Bei einer Serienschaltung von Elektrolyseuren muss beachtet werden, dass sich das Potential der DC-Pole gegenüber Erde anhebt. Zwar entspricht das Potential zwischen den Polen weiterhin der Stack-Spannung von 455 – 633 V_{dc}, allerdings beträgt das Potential des positiven DC-Pols eines der Stacks gegenüber Erde nun bis zu 1266 V_{dc}. Auswirkungen wie beschleunigte elektrochemische Degradation der Elektrolysestacks sind nicht bekannt, allerdings auch nicht auszuschließen. Da bei geringeren Elektrolyseleistungen eine Serienschaltung von Stacks nicht notwendig ist, gab es lange keine entsprechenden Produkte am Markt. Neueste Generationen von Elektrolyseuren wie der Siemens Silyzer 300 setzen allerdings eine Serienschaltung von Elektrolysestacks ein. Daher wird das Risiko als vertretbar bewertet. Bei zwei seriellen Elektrolysestacks steigt der DC-Spannungsbereich des Gleichrichters auf 910-1266 V. Der maximale DC-Strom entspricht dem Stack-Strom von 4500 A.

Bei Thyristor-Gleichrichtern gibt es einen Zusammenhang zwischen der maximal zu erzeugenden Gleichspannung U_{d0} mit der notwendigen AC-seitigen Strangspannung U_S . Bei seriellen verschalteten Elektrolysestacks mit einer maximalen DC-Spannung von 1266 V wäre eine AC-Spannung (Phase-Phase) von nahezu 1000 V notwendig. Dies ist unvorteilhaft, da für solch hohe AC-Spannungen keine Trennschalter erhältlich sind.

Der Hersteller IPS-Fest hat allerdings ein durchdachtes Konzept ausgearbeitet, das einerseits durch eine Reihenschaltung von Brückenschaltungen die AC-Spannung an den Thyristoren halbiert. Andererseits wird nur eine Brücke als Thyristorschaltung (B6C), die andere als klassische Diodenbrücke (B6) ausgeführt. Dies reduziert die Verschiebe-Blindleistung Q, wie in nachfolgender Grafik symbolisch dargestellt. Dieser Aufbau wird als halbgesteuerte Brückenschaltung bezeichnet.

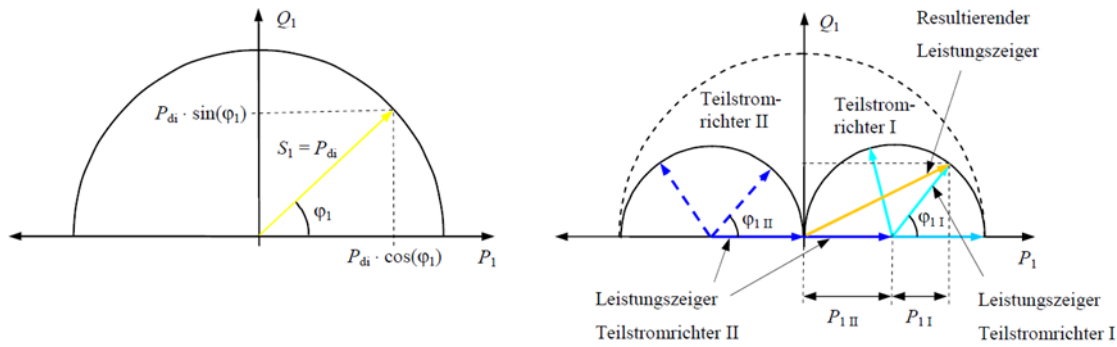


Abbildung 3-9: Vergleich der Grundschwingungs-Verschiebblindleistung Q_1 bei einer vollgesteuerten und einer halbgesteuerten Brückenschaltung²⁰

Nachfolgend ist der grundlegende Aufbau mit Anschlüssen an den Trafo und die Elektrolysestacks dargestellt.

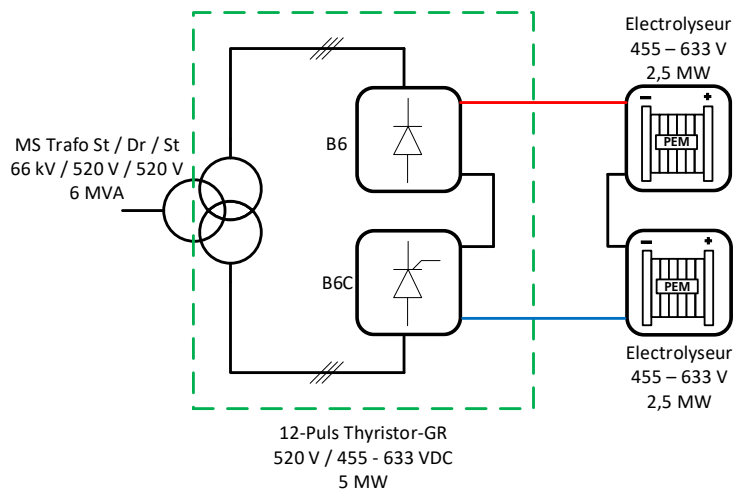


Abbildung 3-10: Anschlussschema des favorisierten Konzepts aus in Serie geschalteten Elektrolyseuren an einem 5 MW 12-Puls Thyristor-Gleichrichter mit Dreiwickler-Trafo

Aufgrund der gewählten Gleichrichter-Topologie werden an den Transformator besondere Anforderungen gestellt. Es sollte ein Drei-Wicklungs-Trafo mit je einem sternförmigen und einem dreieckförmigen Anschluss an der Niederspannungsseite eingesetzt werden. Dies resultiert in einer elektrischen Phasenverschiebung um 30° . Dadurch ergeben sich die typischen Vorteile einer 12-pulsigen Schaltung. Der Oberschwingungsgehalt des Stroms und der Spannung reduzieren sich deutlich, da sich viele harmonische Schwingungen beider Teilschaltungen gegenseitig kompensieren. Die Verzerrungsblindleistung D verringert sich.

Eine weitere Verringerung der Verschiebe-Blindleistung Q_1 ist möglich, wenn der Drei-Wicklungs-Trafo auf der Oberspannungsseite mit einem Stufenschalter ausgestattet ist, der eine Anpassung des Spannungsniveaus am Gleichrichter ermöglicht. Die AC-Spannung kann dadurch an das je nach Auslastungsgrad und Alterung des Elektrolysestacks schwankende DC-Spannungsniveau angepasst werden, um möglichst kleine Ansteuerwinkel α und dadurch einen optimierten Blindleistungsbedarf zu gewährleisten. Es sollte ein automatisiert ansteuerbarer Stufenschalter vorgesehen werden. Die Ansteuerlogik sollte so parametrisiert werden, dass die zu erwartenden Schaltspiele pro Tag dennoch eine Lebensdauer der Stufenschalter

²⁰ F. Renken, Vorlesungsskript Leistungselektronik, JADE Hochschule Wilhelmshaven

von mindestens 10 Jahren gewährleisten. Der Wechsel eines Stufenschalters ist ohne Ausbau des Trafos vor Ort möglich.

Eine weitere Verringerung der Verzerrungsblindleistung D ist möglich, wenn die zwei benachbarten 5 MW Gleichrichter eines 10 MW Abgangsfeldes zu einem 24-Puls-System verschaltet werden. Dazu müssen die Drei-Stufen-Trafos überspannungsseitig um $-7,5^\circ$ bzw. $+7,5^\circ$ gegeneinander phasenverschoben arbeiten. Der Oberschwingungsgehalt in Strom und Spannung reduziert sich noch einmal deutlich.

Wenn ein solcher Aufbau als 24-Puls-System gegeben ist und in jedem Gleichrichter zusätzlich eine *Power Factor Correction* (PFC) vorgesehen wird, kann in jedem Arbeitspunkt ein Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ von 0.98 oder höher erreicht werden. Dadurch ergeben sich folgende maximalen Schein-, Wirk- und Blindleistungen an einem 5 MW Gleichrichter:

$$\begin{aligned}P_1 &= 5 \text{ MW} \\S_1 &= \frac{P_1}{\cos(\varphi)} = 5,10 \text{ MW} \\Q_1 &= S_1 \cdot \sin(\cos^{-1}(\varphi)) = 1,02 \text{ MW} \\S &= \frac{S_1}{THD_I} = \frac{5,10 \text{ MW}}{0,997} = 5,12 \text{ MW} \\D &= \sqrt{S^2 - S_1^2} = 0,39 \text{ MW}\end{aligned}$$

Der in den Formeln angegebene Grundschwingungsgehalt oder Total Harmonic Distortion (THD_I) des Stroms ist für Brückenschaltungen konstant und abhängig von der Pulszahl p des Systems. Für $p > 2$ gilt:

$$THD_I = \frac{p}{\pi} \cdot \sin\left(\frac{\pi}{p}\right)$$

Der Grundschwingungsgehalt des Stroms für 12-Puls-Systeme beträgt 0,989. Für 24-Puls-Systeme verbessert er sich auf 0,997. Der Grundschwingungsgehalt der Spannung bewegt sich nach Angaben von IPS-Fest innerhalb der Grenzen der EMV-Norm IEC 61000-2-4 class 2, insofern eine ausreichende Kurzschlussleistung sichergestellt werden kann.

Die hohe Güte des Leistungsfaktors $\cos(\varphi)$ und des Grundschwingungsgehalts THD_I , die in dem vorgeschlagenen 24-Puls-System erreicht werden kann, macht die Thyristor-Gleichrichter entgegen ursprünglichen Annahmen für den Einsatz im Projekt Offsh2ore interessant. Die Lösung wird favorisiert und die Komponenten der Offshore-Plattform entsprechend spezifiziert. IPS-Fest wird aufgrund der guten Zusammenarbeit und großen Vorerfahrung als Hersteller empfohlen. Vorteile gegenüber IGBT-Umrichtern sind die niedrigeren Anschaffungskosten der Gleichrichter um etwa Faktor zwei, sowie der etwas höhere Wirkungsgrad (99% spezifiziert von IPS-Fest, 98% angenommen für IGBT-Umrichter). Zudem sind deutlich niedrigere Betriebskosten zu erwarten. Einzelne Sub-Komponenten sollten nach ca. 20 Jahren ausgetauscht werden. Die Wahrscheinlichkeit für weitere ungeplante Serviceeinsätze ist bei Einhaltung der Herstellerspezifikationen sehr gering. Die jährlichen Betriebskosten (OPEX) werden auf maximal 2% der CAPEX geschätzt. Nachteile sind die etwas höheren Anschaffungskosten für die Trafos, sowie der zwar verringerte, aber noch vorhandene induktive Blindleistungsbedarf, der mithilfe einer externen STATCOM kompensiert werden muss.

3.4 Konzepte zur DC-Anbindung

Neben der bisher beschriebenen elektrischen Anbindung der OWEA an die Offshore-Plattform über AC-Kabel mit 66 kV wurde auch das Potential einer DC-Anbindung untersucht. Die Motivation dafür waren die Betrachtung möglicher Einsparungen bei der Energieverteilung auf der Plattform durch den Wegfall von Transformatoren und den Einsatz von DC/DC-Stellern anstelle der Gleichrichter. Viele der dazu notwendigen Komponenten sind aktuell nicht als Serienprodukte oder gar nicht am Markt verfügbar. Daher fielen die Betrachtungen theoretisch und deutlich weniger detailliert aus als die Entwicklung des Verschaltungsplans zur AC-Anbindung.

Es zeigte sich, dass die unterschiedlichen Komponenten, die für solch einen Gleichstromanschluss notwendig sind, sich in einem sehr unterschiedlichen technischen Reifegrad befinden. Die Bewertung des Reifegrades der untersuchten Komponenten und Technologien erfolgte anhand der Methodik nach „Technology Readiness Level (TRL)“. Diese Methode wurde als die EU Horizon 2020 Skala entwickelt, die separat Reifegrade definiert, welche die Entwicklung einer Technologie von der Konzeption (TRL 0) bis zum tatsächlich wettbewerbsfähigen Produkt (TRL 9) beschreiben. Der TRL eines technischen Systems ist dabei bestimmt von den TRL seiner Subsysteme und Komponenten. Der niedrigste TRL eines Subsystems oder einer Komponente bestimmt den TRL des technischen Gesamtsystems. Beispielsweise wird diese Methodik angewendet, wenn der TRL einer OWEA mit DC-Anschluss bewertet wird, welche aus verschiedenen Komponenten wie Generator, Umrichter, etc. besteht. In Tabelle 3-4 ist das Ergebnis der Bewertung für die einzelnen Komponenten zusammengefasst.

Fazit DC-Anbindung

Ausgehend von der jüngsten Analyse ist für die Gleichstromtechnik für eine windparkinterne Verkabelung von Offshore- Windparks noch ein erheblicher Entwicklungsaufwand erforderlich, bevor sie in einem betriebsbereiten Windpark eingesetzt werden kann. Neben der Verfügbarkeit von erprobten Einzelkomponenten erfordert eine Realisierung eines Gleichstromnetzes Konzepte zur sicheren Erkennung und Klärung interner Fehler, wie z.B. Kurzschlüsse oder Abschaltungen von OWEA. Eine Anwendung der Gleichstromtechnik im Offshore-Windpark könnte noch über 10 Jahre weit entfernt sein.

Tabelle 3-4: Bewertung des TRL der Komponenten eines DC-Anschlusses der OWEA

Technologie		TRL	Maturity Status	Erläuterung	
DC OWEA	DC OWEA Integration	3	Immature	Kein Hersteller bietet aktuell ein kommerzielles Produkt für OWEA mit DC-Anschluss an. Einige Hersteller forschen an OWEA mit direktem DC-Anschluss, sind aber noch in einem sehr frühen Stadium. Eine Vielzahl von Herstellern setzt weiterhin auf die bisherige Technik mit AC-Anschluss und verweist auf eine zu geringe Marktnachfrage für DC-OWEA.	
	OWEA (AC-DC-AC)	9	Mature	Die Technologie ist einsatzreif. OWEA mit Vollrichter und Gleichstromzwischenkreis werden als kommerzielles Produkt angeboten. Aktuell sind Anlagen bis 15 MW am Markt verfügbar.	
	OWEA Konverter	AC-DC	8-9	Semi-mature	Die Technologie der Gleichrichter ist prinzipiell verfügbar und wird für Industrieanlagen und Bahnanwendungen auch mit Spannungen oberhalb von 1,5 kV angewendet. Eine Anwendung für OWEA erfolgte bisher nicht.
		DC-DC	3-4	Immature	DC-DC Konverter im Mittelspannungsbereich sind aktuell nicht als kommerzielles Produkt verfügbar. Einige Hersteller oder Forschungseinrichtungen haben Prototypen in der Entwicklung bzw. im Laboreinsatz. Hier sind weitere Entwicklungsarbeiten notwendig um für den Einsatz in OWEA zur Verfügung zu stehen.
	DC Schaltanlage	7-8	Early stage	Im Mittelspannungsbereich sind DC-Schaltanlagen verfügbar, die vor allem für Bahnanwendungen und auf Schiffen zum Einsatz kommen. Einige Hersteller bieten DC GIS Schaltanlagen im Hochspannungsbereich >100 kV an. Prinzipiell können diese Schaltanlagen auch für niedrigere Spannungen hergestellt werden (z.B. 80 kV). Im Bereich der OWEA sind noch keine DC Schaltanlagen eingesetzt worden.	

4 Systemintegration und Design Offshore-Wasserstoff-Plattform

4.1 Design Offshore-Wasserstoff-Plattform

4.1.1 Methodisches Vorgehen

Im Folgenden erfolgt die Beschreibung des Designs der Offshore-Plattformstruktur. Das vorläufige Design der Offshore-Plattform und der Tragstruktur wurde im Rahmen eines Unterauftrags durch die Firma Rambøll erstellt. Zielsetzung war die Erstellung der Blaupause einer für den Offshore-Einsatz unter technischen und wirtschaftlichen Aspekten optimierten Wasserstoff-Erzeugungsanlage. Dabei galt es, bei der Erstellung eines integrierten Plattform-Designs insbesondere die Schnittstellen zwischen den Einzelkomponenten, die für einen Betrieb erforderlichen Nebenanlagen wie auch wartungsrelevante Fragestellungen sowie generell genehmigungsrechtliche Anforderungen für die Gesamtplattform zu adressieren.

Dahingehend fand unter Koordination von PNE ein iterativer Review des Plattform-Designs (inkl. elektrotechnischer Ausführung) statt, um die Erkenntnisse und Ergebnisse aller Arbeitspakete, deren Fokus auf der Optimierung der Einzelkomponenten lag, zu berücksichtigen und in ein vorläufiges Gesamtdesign umzusetzen. So ergaben beispielsweise die Analysen, dass eine stationäre Wasserstoffspeicherung auf der Plattform nicht erforderlich war, was zu erheblichen Kosteneinsparungen führt, da das Transportschiff zugleich als „schwimmender Speicher“ genutzt werden kann. Des Weiteren wurde das räumliche Aufstellungskonzept der Komponenten so weit optimiert, dass die benötigte Plattformgrundfläche auf ein Minimum reduziert werden konnte.

4.1.2 Beschreibung Gesamtkonzept

Die untersuchte Offshore-Plattform Wasserstoff (OPWS) mit einer Elektrolyseleistung von 500 MW ist mit einer Toppide aus Stahl geplant, welche auf einer Jacket-Tragstruktur (nachfolgend Jacket) mit einem Cellar Deck, welches Kabelaufhängung und Pumpendeck integriert, installiert wird. Die OPWS wurde als unbemannte Plattform konzipiert und nur während Service- und Reparaturarbeiten für kurze Zeiträume mit Personal besetzt. Die Kontroll- und Überwachungs- sowie Steuerungsmaßnahmen der OPWS werden von einer Warte an Land durchgeführt. Im Folgenden wird aufgezeigt, wie eine OPWS exemplarisch für einen Offshore-Windpark in der Nordsee mit ca. 600 MW installierter Leistung bei einer Wassertiefe von ca. 41 m ausgelegt werden könnte. Die Stromanbindung an die Plattform soll dabei mittels 66 kV Seekabeln erfolgen.

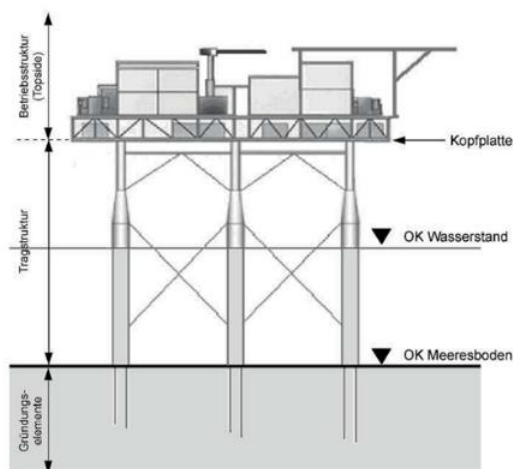


Abbildung 4-1: Prinzip OPWS²¹ (Bildquelle: BSH)

²¹ Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2015): Mindestanforderungen an die konstruktive Ausführung von Offshore-Bauwerken in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ)

Für die Installation der OPWS wird das Jacket mit Mudmats und Pile-Sleeves auf den Meeresboden abgesetzt und die Gründungpfähle nach dem Ausrichten des Jackets in den Meeresboden gerammt. Die Pfähle werden anschließend mit den Pile-Sleeves kraftschlüssig mittels eines hochfesten Groutmörtels verbunden. Danach wird die Topside auf das Jacket aufgesetzt und anhand von Schweißverbindungen mit dem Jacket verbunden und damit fixiert. Abschließend werden die Seekabel an die Topside angeschlossen und die Seewasserpumpen zur Kühlung der Anlagen und der Seewasseraufbereitung in Betrieb genommen.

4.1.3 Topside der OWPS

Auf der Topside der Offshore-Plattform sind für die Elektrolyse fünf Ebenen (Decks) mit einer Leistung von je 100 MW geplant. Darunter ist ein Kabeldeck für die weiteren notwendigen Einrichtungen vorgesehen.

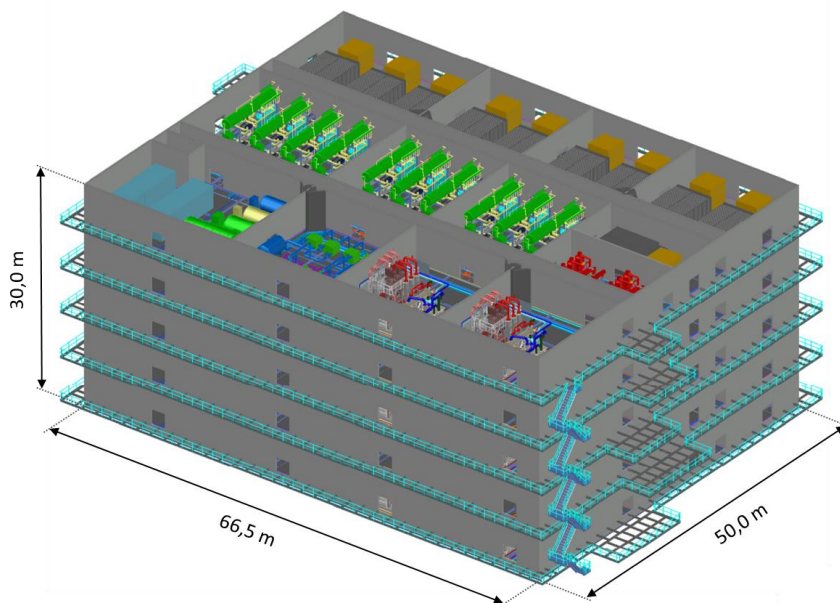


Abbildung 4-2: Fünf Elektrolyse Decks der OPWS-Topside

Für jede der fünf Ebenen ist eine Abmessung von 66,5 x 50 m vorgegeben; die Höhe jeder Ebene soll ca. 6 m betragen. Auf dem jeweils umlaufenden Zugangssteg sind Laydown- bzw. Ablageplattformen zum Austausch von Anlagenkomponenten sowie Treppenanlagen je Ebene vorgesehen. Für den Austausch von Komponenten sind zwei durchgehende Flure/Korridore je Ebene vorgesehen. Für die Erreichbarkeit der einzelnen Ebenen ist neben den äußeren Treppenanlagen auch ein internes Treppenhaus eingeplant.

Die Topside soll in Stahlbauweise mit ausgesteiften Wänden für die einzelnen Räumlichkeiten erstellt werden. In Bereichen hoher Lasteinleitungen werden auch größere Wandstärken zum Einsatz kommen. Die Decksebenen sind ebenfalls in Stahlbauweise mit entsprechenden Tragstrukturen (Trägerlagen) vorgesehen. Details zu den Wänden und Decksebenen wurden im Rahmen der Arbeiten nicht betrachtet; hierfür wurde auf Erfahrungswerte vergleichbarer Bauwerke (z.B. Offshore-Umspannplattformen oder Offshore-Clusterplattformen) zurückgegriffen.

Unterhalb der Elektrolyse decks ist ein Kabeldeck für die gasisolierten Schaltanlagen (nachfolgend GIS) für die 66 kV Seekabel und die zusätzlichen Transformatoren (für Utilities und für die Verdichter) sowie eine große STATCOM-Kompensationsanlage in mehreren 40-Fuß-Containern vorgesehen.

In dem Kabeldeck befinden sich weitere Räume für Schaum- und CO₂-Feuerlöschanlagen einsch. Schaumtank, Klimatechnik (HVAC), Steuerung und Kontrollräume, SCADA, Batterien,

Umkleide- und Aufenthaltsräume sowie Toilette und Lager. Auch sind H₂-Notstromaggregate (Brennstoffzellen) mit Speicher und Inverter, Seewasser-Boosterpumpen einschließlich Filter für die Kühlung und weiteres Equipment auf dem Kabeldeck vorgesehen.

Alle in der Toppide vorgesehenen Räume sind mit je zwei Türen versehen, um die Anforderungen aus dem Arbeitsschutz hinsichtlich der Fluchtwege zu erfüllen. Für die Gewährleistung des erforderlichen Brandschutzes sind neben Schaum- und CO₂-Löschanlagen alle Stahlwände und Decken mit Brandschutzverkleidungen (siehe Abbildung 4-3) auszurüsten.

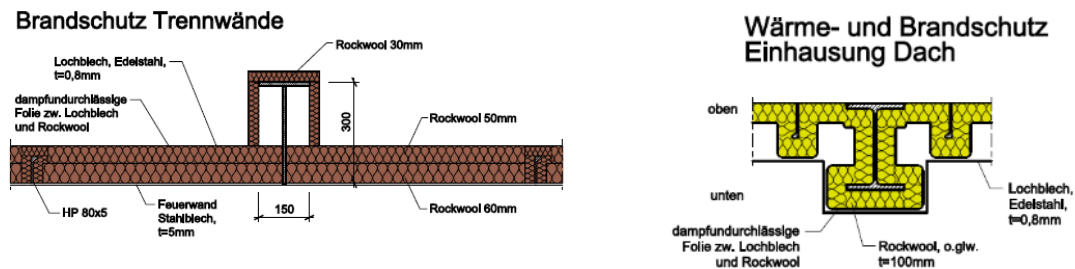


Abbildung 4-3: Mögliche Brandschutzverkleidung der Wände und Decken der Toppide

Auf dem integrierten Cellar Deck des Jackets sind Kabelaufhängungen für die 66 kV Seekabel und Pumpencaissons für die Wasserkühlung der Elektrolyse, für die Gleichrichter-Transformatoren und für die Seewasseraufbereitung vorgesehen. Auch Rohrleitungen für die Wasserrückführung sind eingeplant.

Als Zugangssystem ist neben einem Bootsanleger an der Gründung ein Helikopterlandedeck auf dem Dach der Toppide nutzbar. Für den Austausch von Anlagenkomponenten sind zwei Offshore-Kräne auf dem Dach der Toppide zu berücksichtigen. Mit Hilfe der Offshore-Kräne können somit auch größere Anlagenkomponenten von den außenliegenden Laydown- bzw. Ablageplattformen auf ein Schiff oder eine Hubinsel geladen werden oder umgekehrt.

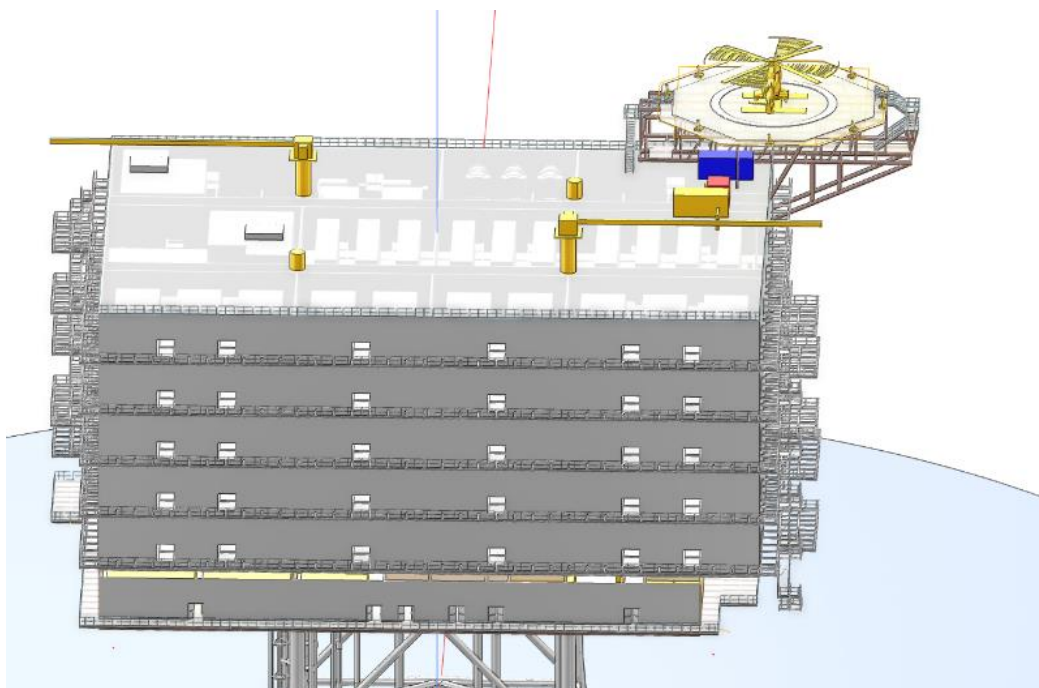


Abbildung 4-4: Helikopterlandedeck und Offshore-Kräne auf der Toppide der OPWS

Auf Basis der auf der Topside vorgesehenen Ausrüstungskomponenten ergibt sich aufgrund von Erfahrungen ein grob geschätztes Gesamtgewicht der Topside inkl. aller Stahlstrukturen von ca. 13.000 t (KPI Based Design Steel / Total Weight for Substations). Die für den Entwurf der OPWS verwendete Terminologie ist in Abbildung 4-5 dargestellt. Die Topside hat eine Höhe von ca. 36,20 m ohne Helikopterdeck und 39,20 m mit Helikopterdeck.

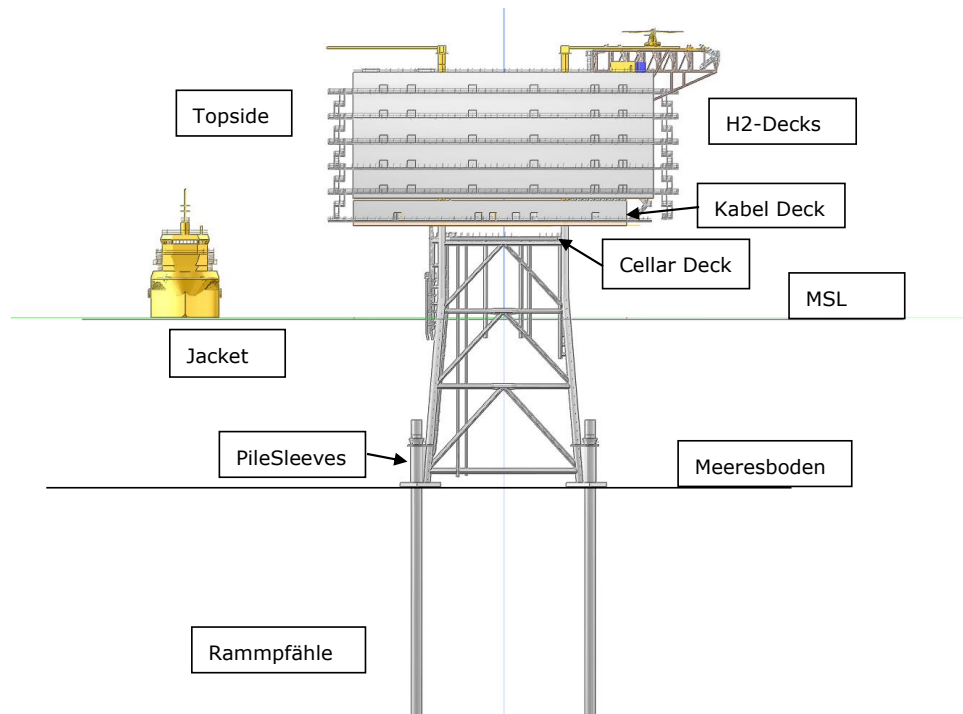


Abbildung 4-5: Strukturdefinitionen der OPWS

4.1.4 Gründung der OPWS

Für die Gründung der OPWS bietet sich ein vierbeiniges Jacket an. Basierend auf der Struktur der Topside ist ein oberer Footprint auf Interfacehöhe von 15 x 30 m und ein unterer Footprint auf dem Meeresboden von ca. 42 x 33 m zu erwarten.

Das Jacket wird mit Mudmats und Pile-Sleeves ausgerüstet, bei der Installation auf den Meeresboden abgesetzt und mit vier gerammten Gründungspfählen im Meeresboden verankert. Die kraftschlüssige Verbindung der Pilesleeves mit den Gründungspfählen wird nach Ausrichtung des Jackets mit einem hochfesten Groutmörtel hergestellt.

Für die Offshore-Erreichbarkeit der Plattform ist ein Bootsanleger an der Gründungsstruktur vorgesehen.

Zur Verhinderung von Auskolkungen am Meeresgrund sollte eine Kolkschutzschicht aus Schüttsteinen vorgesehen werden. Der Kolkschutz sollte aus einer Filterlage und einer Deckschicht bestehen.

Die gewählte Gründungsstruktur für die Offshore-Plattform Wasserstoff ist auf der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

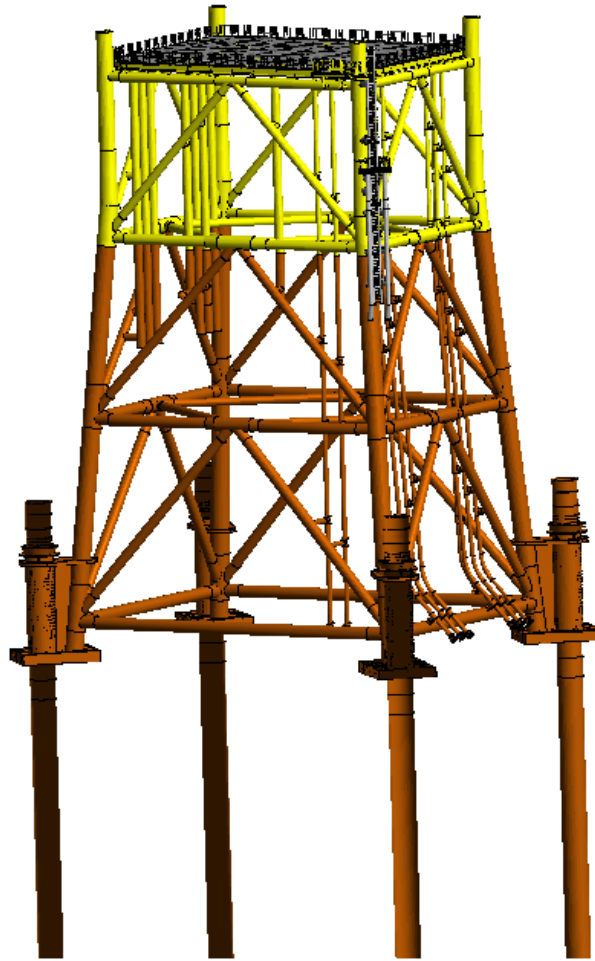


Abbildung 4-6: 3D-Darstellung der Jacketgründung für die OPWS

4.1.5 Transport und Installation der OPWS

Nachfolgend werden Anforderungen und Voraussetzungen für den Transport der Topside und der Gründung an Land und auf See beschrieben. Vor der Ausführungsphase ist ein Transport und Installationskonzept zu erstellen und entsprechend anzupassen.

Herstellung und Transport an Land

Beim Transport und Handling der Topside und des Jackets ist eine Beschädigung der Schutzanstriche zu vermeiden. Der vollständige Zusammenbau der Topside und des Jackets mit allen Einzelteilen erfolgt möglichst an Land, so dass der Seetransport nur mit fertig montierten Komponenten durchgeführt wird.

Transport auf See sowie Absetzen des Jackets

Der Transport des Jackets zur geplanten Offshore-Lokation kann auf einem Transportschiff/Ponton erfolgen. Nach Erreichen der Einbaulokation wird das Jacket vom Transportschiff/Ponton mittels Schwimmkran abgehoben und auf dem Meeresgrund abgesetzt.

Installation der Gründungspfähle

Die Gründungspfähle werden in die am Jacket vorhandenen Pile Sleeves eingefädelt und mittels hydraulischem Rammbar und Rammhaube in den Baugrund eingebracht. Die Rammenergie wird zur minimalen Reduktion der Lebensdauer der Gründungspfähle dem Baugrund und der jeweiligen Schichtdurchdringung angepasst. Die Ermittlung der Gesamtschädigung infolge des Rammvorganges erfolgt im Rahmen der Rammanalyse.

Ausrichten und VergROUTEN

Nach Einbau der Gründungspfähle wird das Jacket mit geeigneten Mitteln (Levelling tool) ausgerichtet und mittels Grout-Verbindungen aus hochfestem Beton kraftschlüssig verbunden und angeschlossen.

Installation der Topside

Abschließend erfolgt die Installation der Topside der OPWS auf das Jacket. Hierzu wird das Topside mit Hilfe von Pin Guides in die vertikalen Jacketanschlussbeine eingefädelt und kraftschlüssig verschweißt.

Herstellung der Stromanschlüsse und Inbetriebnahme der Seewasserkühlung

Nach Installation der Topside auf dem Jacket können die 66 kV Seekabel eingezogen und an die Schaltanlagen im Kabeldeck angeschlossen werden. Anschließend können die Seewasserpumpen an die Booster-Pumpen im Kabeldeck angeschlossen und in Betrieb genommen werden.

4.2 Wartung der Offshore-Plattform

4.2.1 Wartungen der Anlagen und Komponenten auf der Topside

Beim Layout der Offshore-Plattform Wasserstoff muss auch ein künftiges Wartungskonzept berücksichtigt werden. In diesem Zusammenhang werden die Wartungszyklen der Einzelanlagen betrachtet und in ein optimiertes Wartungskonzept für die Gesamt-Plattform zusammengeführt.

4.2.2 Wartung der strukturellen Bestandteile der OPWS

Die Offshore-Plattform Wasserstoff, bestehend aus Topside und Jackettragstruktur in Stahlbauweise, wird typischerweise für eine Auslegungslbensdauer von bis zu 30 Jahren geplant.

Um den Auswirkungen der Wasserstoffherzeugung und der Umwelt standzuhalten, müssen die Trag- und Stützstrukturen der Topside (hier: überwiegend ausgesteifte Wände und Decks) und des Jackets (Jacketbeine, Diagonalen, Horizontalen etc.) angemessen inspiziert und gewartet werden.

Bei der Gestaltung der Tragstrukturen der Topside und des Jackets muss die Umsetzung der Durchführung von Inspektionen relevanter Strukturen berücksichtigt werden.

Ein Programm zur Inspektion der Tragstrukturen der Offshore-Plattform Wasserstoff sollte definiert und umgesetzt werden. Im Allgemeinen muss der Entwurf eines Inspektionsprogramms auf einer systematischen Bewertung möglicher Fehler basieren (risk-based inspection). Programme für wiederkehrende Prüfungen von Tragstrukturen der Topside und der Jacketgründung hängen von der Konstruktion und den spezifischen Umgebungsbedingungen usw. ab. Wo eine Inspektion nicht praktikabel ist, müssen die Strukturen so entworfen und gebaut werden, dass eine ausreichende Haltbarkeit über die gesamte Betriebsdauer der Anlage gewährleistet ist.

4.3 Analyse anzuwendender Regularien und Genehmigungsverfahren

Unter Berücksichtigung der Wasserstoffkomponenten (im Wesentlichen der Elektrolyseanlage mit allen Betriebssystemen) wurde eine Recherche der vorhandenen Regelwerke durchgeführt, die Anforderungen bezüglich sicherheitsrelevanter Aspekte beinhalteten (unter Betrachtung wasserstoffspezifischer Gefährdungen wie Druck, Brand, Explosion) sowie Vorgaben für die Inverkehrbringung und Genehmigung einer Offshore-Wasserstoffherstellungsanlage.

Die wesentlichen Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Durch die Definition des Seeanlagengesetzes gilt eine Offshore-Wasserstoffherstellungsanlage als sonstige Energiegewinnungsanlage. Eine sonstige Energiegewinnungsanlage ist demnach „jede Anlage zur Erzeugung von Strom auf See aus anderen erneuerbaren Energien als Wind, [...], oder zur Erzeugung anderer Energieträger, insbesondere Gas oder anderer Energieformen [...]“.
- Die Analyse der relevanten Regularien und Genehmigungsverfahren hat ergeben, dass keine Regelwerke vorhanden sind, die eine Errichtung einer Offshore-Wasserstoffherstellungsanlage (oder sonstige Energiegewinnungsanlage) direkt und gesamtheitlich regeln.
- Die vorhandenen Offshore-Normen im Bereich der Windenergie beinhalten relevante Vorgaben, die auch für die Tragstruktur und die Betriebsstruktur einer Offshore-Wasserstoffherstellungsanlage anwendbar sind.
- Für das Inverkehrbringen einer Wasserstoffherstellungsanlage und deren Nebensysteme wie Wasserstofflagerung, Wasseraufbereitung, Notstromsysteme, Klima-Lüftungs-Anlagen und Brandschutz sollte eine Gefährdungsbeurteilung unter Berücksichtigung aller relevanten projektspezifischen Vorgaben durchgeführt werden.
- Für die Betriebssysteme existieren keine Vorgaben, welche spezifisch für den Offshore-Einsatz gelten. Allerdings existiert eine Vielzahl an Normen und Richtlinien für den Onshore-Einsatz, welche Anforderungen an die verwendeten Systeme und Komponenten enthalten. Diese wurden im Detail aufgelistet, definieren den Stand der Technik und enthalten nützliche Regularien und Anhaltspunkte, welche überwiegend auf eine Offshore-Verwendung übertragbar sind. Die dabei auftretenden Lücken sind begleitend zum Detailed Engineering durch Anwendung eines risikobasierten Ansatzes zu schließen, um die sich ergebenden Risiken zu beheben bzw. auf ein annehmbares Maß abzumindern. Die Maßnahmen, die sich daraus ergeben, definieren das Sicherheitskonzept für die entsprechende Anlage.
- Schlussendlich lässt sich festhalten, dass keine technisch nicht lösbaren Aspekte aufgedeckt wurden, die einer Errichtung einer Offshore-Wasserstoffherstellungsanlage im Wege stehen. Durch die GAP-Analyse wurden offene Punkte und Fragestellungen aufgeworfen, die einer tiefergehenden Betrachtung bedürfen, um projektspezifische Lösungen zu erarbeiten. Konkrete Vorgaben bezogen auf diese Aspekte werden womöglich in Bezug auf die Herstellung von Wasserstoff an einem Offshore-Standort in zukünftigen Regelwerken berücksichtigt und integriert. Momentan können diese Fragestellungen durch die Anwendung analoger Normen anderer Industriezweige oder durch spezifische Gefährdungsanalysen beantwortet werden.
- Es wird davon ausgegangen, dass ein entsprechender energiepolitischer Rahmen dafür sorgen wird, dass existierende Regelwerke überarbeitet bzw. neue Regelwerke erstellt werden, welche die betrachteten Fragestellungen entsprechend dieser Arbeit berücksichtigen. Dies ist notwendig, um eine wirtschaftliche Skalierbarkeit darstellen zu können und eine Planungssicherheit für Projektentwickler und Investoren zu schaffen.

4.4 Untersuchung der Umweltauswirkungen

Im Rahmen der Betrachtungen zur Umweltauswirkung einer Offshore-Wasserstoff-Plattform wurden die Vorgaben aus einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) herangezogen, da der zuständigen Behörde ein Bericht zu den voraussichtlichen Umweltauswirkungen des Vorhabens vorzulegen wäre. Die Umweltprüfungen umfassen die Ermittlung, Beschreibung und Bewertung der erheblichen Auswirkungen eines Vorhabens, eines Plans oder Programms auf die Schutzgüter. Sie dienen einer wirksamen Umweltvorsorge nach Maßgabe der geltenden Gesetze und werden nach einheitlichen Grundsätzen sowie unter Beteiligung der Öffentlichkeit durchgeführt.

Die Schutzgüter im Sinne der UVP sind:

1. Menschen, insbesondere die menschliche Gesundheit,
2. Tiere, Pflanzen und die biologische Vielfalt,
3. Fläche, Boden, Wasser, Luft, Klima und Landschaft,
4. kulturelles Erbe und sonstige Sachgüter sowie
5. die Wechselwirkung zwischen den vorgenannten Schutzgütern.

Die Umsetzung eines Vorhabens wie einer Offshore-Wasserstoffherstellungsanlage kann nur erfolgen, wenn die Meeresumwelt und der Vogelzug nicht gefährdet werden. Dazu ist erforderlich, die Auswirkungen des Vorhabens während der Errichtung und des Betriebs auf die vorgenannten Schutzgüter zu betrachten und zu bewerten. Hierzu wurden die wichtigsten Merkmale der Bau- und Betriebsphase beschrieben und deren Auswirkung auf die einzelnen Schutzgüter bewertet. Ein besonderer Fokus lag auf der Rückführung der Sole aus der Meerwasserentsalzung sowie der Entnahme und Rückführung des Kühlwassers der Elektrolyse.

Art und Menge der verwendeten Rohstoffe

Am Standort wird Meerwasser entnommen, welches als Kühlwasser verwendet wird. Es ist vorgesehen, dieses aus einer Tiefe von ca. 10 m zu entnehmen und in einer Tiefe von ca. 5 m mit einer Temperatur von max. 35 °C wieder einzuleiten. Der mittlere tägliche Bedarf an Kühlwasser wird auf 3.600 m³/h = 86.400 m³/d geschätzt.

Abschätzung der erwarteten Rückstände und Emissionen

Bei der Abschätzung der erwarteten Rückstände und Emissionen geht es vor allem um Verunreinigungen des Wassers, der Luft, des Bodens, Lärm, Erschütterungen, Licht, Wärme und Strahlung. Generell kann festgehalten werden, dass die Offshore-Wasserstoffherzeugung, im Vergleich zu herkömmlichen Methoden der Wasserstoffproduktion aus fossilen Rohstoffen, emissionsfrei erfolgt.

Baubedingte Rückstände und Emissionen

Verunreinigungen des Wassers, der Luft, des Bodens und des Untergrundes sowie Lärm und Erschütterungen können in geringem Umfang und zeitlich begrenzt etwa durch Baumaschinen und Bauarbeiten auftreten. Durch geeignete Maßnahmen können diese jedoch verringert bzw. teilweise kompensiert werden. Werden die Bauarbeiten am Tag durchgeführt, können Lichtemissionen vermieden werden. Die von den Rammarbeiten ausgehenden Schall- und Lärmemissionen können durch das Verwenden eines Blasenschleiers bzw. eines Schallschutzrohres gemindert werden.

Betriebsbedingte Rückstände und Emissionen

Betriebsbedingte Rückstände und Emissionen können vor allem in Hinblick auf die Schutzgüter Wasser, Tiere und Pflanzen und biologische Vielfalt auftreten. Diese können jedoch durch geeignete Maßnahmen verringert und teilweise kompensiert werden. Rückstände treten vor allem während des Entsalzungsprozesses des Meeresswassers auf. Um den Einfluss der Sole auf die Meeresumwelt so gering wie möglich zu halten, kann deren Salzgehalt unter anderem durch eine Verdünnung mit Kühlwasser reduziert werden. Das Einleiten der Sole zusammen mit dem Kühlwasser in Regionen mit natürlichen Turbulenzen fördert eine schnelle Durchmischung des Abwassers mit dem Umgebungswasser. Andernfalls können Turbulenzen künstlich durch das Einleiten über mehrere Düsen erzeugt werden.

Rückstände wie Betriebsstoffe, die während der Wartungsarbeiten anfallen können, sind sachgerecht und ohne Umweltgefährdung zu entsorgen.

Abschätzung des während der Bau- und Betriebsphase erzeugten Abfalls

Bezüglich des anfallenden Abfalls während der Bauphase konnten aufgrund fehlender Informationen zum Bau im Rahmen des Förderprojekts keine Aussagen getroffen werden.

Abfall fällt, wie oben erwähnt, während der Betriebsphase der Offshore Wasserstofferzeugungsanlage in Form von Sole an, welche zusammen mit dem Kühlwasser in die Nordsee eingeleitet werden soll. Die Sole als auch das Kühlwasser können Chemikalien (z.B. Anti-Scaling) beinhalten, die so ebenfalls in die Nordsee gelangen. Während der Wartung der Anlage können weiterhin Betriebsstoffe wie Fette und Öle als Abfallstoffe anfallen, welche umweltgerecht entsorgt werden müssen.

Auswirkungen (Zusammenfassung)

Für den späteren Betrieb der Offshore-Wasserstofferzeugungsanlage ist die Anlage eines Fundaments erforderlich. Der Boden wird auf diesen Bereichen der aktuellen Nutzung langfristig entzogen und versiegelt. Hinsichtlich des Schutzguts Boden bewirkt die Flächenversiegelung bzw. die Flächenbeanspruchung einen Verlust bzw. eine Funktionsbeeinträchtigung aller Bodenfunktionen (Lebensraum-, Filter- und Puffer-, Regelungs- und Speicher-, Ertrags- und Archivfunktion).

Das geplante Fundament (Jacket-Fundament) umfasst eine Fläche von insgesamt ca. 33x43 m. Hinzukommen würde noch ein Kolkenschutz mit einer geschätzten Größe von ca. 45x55 m (ca. 2.500 m²). Diese Fläche kann als versiegelte Fläche verstanden werden. Bei dem Jacket-Fundament handelt es sich um eine fachwerkartige Stahlkonstruktion. Zur Sicherstellung der Standsicherheit wird das Jacket-Fundament mittels Rammpfählen am Meeresboden fixiert. Durch die Versiegelung des Meeresbodens an dieser Stelle gehen seine ursprünglichen Funktionen verloren, wodurch auch hier vorkommende Organismen beeinträchtigt werden können.

Auf folgende Weise kann der Meeresboden beeinträchtigt werden:

- Abtragung des Sediments während des Baus
- Durchmischung und Aufwirbelung des vorzufindenden Sediments
- Umlagerung vorzufindender Sedimente
- Verdichtung des Meeresbodens vor allem an der Stelle der versiegelten Fläche → Verlust wichtiger Funktionen
- Schädigung durch Errichtung von Pipelines und Seekabeln auf dem Meeresboden
- Salzhaltige Sole kann sich unter Umständen am Meeresboden sammeln → Beeinträchtigung vor allem der Funktion als Lebensraum

Durch die Versiegelung der Fläche wird vor allem die Sedimentstruktur und -dynamik verändert. Dies kann sich wiederum negativ auf den Stoffaustausch zwischen Sediment und Bodenwasser auswirken. Infolge von Bauarbeiten kann es zur Aufwirbelung und Umlagerung von Sedimenten und Schwebstoffen kommen, was weitere benthische Lebensgemeinschaften beeinträchtigen kann. Durch Aufwirbelung des Sediments kommt es zu einer zeitweisen Trübung des Wassers an den betroffenen Stellen. Außerdem ist eine Trennung der Korngrößenfraktionen möglich, da Feinsedimente länger in der Wassersäule verbleiben können und durch die Strömung weitergetragen werden. Wie stark sich die Aufwirbelung bzw. die Umlagerung der Sedimente während der Bauphase ausprägt, hängt unter anderem von der Strömungsrichtung, der Sedimentzusammensetzung sowie der für den Bau verwendeten Technik ab.

Einfluss der Sole-Einleitung in das Meer

Die Umweltauswirkungen hängen von der Methode der Entsalzung, der damit entstehenden Sole sowie vom Ort der Sole-Einleitung ab. Für die Meerwasserentsalzung kommt das Multi-Effect-Distillation-Verfahren (MED-Verfahren) zum Einsatz. Grundsätzlich handelt es sich bei der Destillation um ein thermisches Entsalzungsverfahren, bei dem Sole mit einer durchschnittlichen Salzkonzentration von 50 g/l (50 PSU) entsteht.

Durch die Einleitung der Sole in das Meer kann die Wasserqualität negativ beeinträchtigt werden, was sich vor allem in einem verringerten Gehalt an Sauerstoff oder einem veränderten pH-Wert im Gewässer widerspiegelt. Der durchschnittliche Salzgehalt am gewählten Standort beträgt 35 PSU (3,5 %). Die in das Meerwasser zurückgeführte Sole weist einen Salzgehalt von 45 PSU (4,5 %) auf.

Durch die Einleitung der Sole aus thermischen Entsalzungsprozessen besteht die Gefahr der Erhöhung der Gewässertemperatur vor allem in unmittelbarer Nähe zur Einleitungsstelle. Die Temperaturerhöhung kann mit der erhöhten Temperatur des Kühlwassers erklärt werden, welche zusammen mit der Sole in das Meerwasser eingeleitet werden soll. Demnach kann es zu einer thermischen Verschmutzung des Meerwassers kommen. Im Vergleich zur Sole, welche beim Reverse-Osmosis-Verfahren (kurz RO-Verfahren) entsteht, weist Sole aus Destillationsprozessen einen geringeren Salzgehalt auf. Durch die Einleitung von Sole aus Destillationsprozessen kann es trotzdem zur Erhöhung des Salzgehaltes kommen, was vor allem in unmittelbarer Nähe zur Einleitungsstelle spürbar wäre. Aufgrund des im Vergleich zum Meerwasser erhöhten Salzgehaltes kann es bedingt durch die höhere Dichte zum Absinken der Sole kommen. Dies kann vor allem schädigend auf benthische Organismen wirken. Keine bzw. eine nur langsame Vermischung der Sole mit dem Umgebungsgewässer kann sich, trotz der im Vergleich zur Sole aus RO-Verfahren geringeren Salzkonzentration, negativ auswirken. Kombiniert mit einer kontinuierlichen oder großflächigen Einleitung könnte es zu einer höheren Dichte im Vergleich zum Meerwasser führen. Dies würde zu einem Absinken der Sole in die unteren Gewässerschichten führen, was in der Ausbildung einer Soleschicht am Meeresboden resultieren könnte.

Grundsätzlich ist jedoch von keiner Beeinträchtigung des Schutzgutes Wasser durch die alleinige Erhöhung des Salzgehaltes bezüglich der Sauerstoffkonzentration im Gewässer auszugehen. Der Grenzwert für eine gute bis mäßige Sauerstoffversorgung liegt bei 6 mg/l und sollte auch bei einer Erhöhung des Salzgehaltes von 10 PSU nicht unterschritten werden. Entscheidend für die Sauerstofflöslichkeit ist neben dem Salzgehalt die Wassertemperatur, die sich wesentlich deutlicher auf den Gehalt an gelöstem Sauerstoff auswirkt und demnach nicht unbeachtet bleiben sollte.

Weiterhin können sauerstoffzehrende Chemikalien, z.B. Korrosionsschutzmittel, Anti-Scalants (Kalkschutzmittel) oder Mittel zur Säuberung der Anlage, über die Sole in das Gewässer gelangen, was ebenfalls zur Senkung des Sauerstoffgehaltes bzw. einer chemischen

Verschmutzung führen kann. Ein erhöhter Salzgehalt bzw. das Einleiten unterschiedlicher Chemikalien kann außerdem zur zeitweisen Trübung des Wassers führen, was ebenfalls in einer Beeinträchtigung der Wasserqualität resultiert und negative Auswirkungen auf Flora und Fauna mit sich bringen kann.

Entnahme und Rückführung von Kühlwasser

Die Entnahme sowie Rückführung von Kühlwasser der Elektrolyse kann negative Auswirkungen auf das marine Ökosystem mit sich führen. Das Schutzgut Wasser wird dabei vor allem durch die Rückführung erwärmten Kühlwassers beeinträchtigt. Dieses soll mit einer Temperatur von max. 35 °C bei ca. 5 m Wassertiefe eingeleitet werden. Temperaturen von 35°C sind auf natürliche Weise vor allem in den unteren Gewässerschichten nicht zu erwarten, wodurch die Einleitung des Kühlwassers zu einer Gewässererwärmung vor allem in der näheren Umgebung der Einleitungsstelle führt. In Verbindung mit einer Erhöhung des Salzgehaltes kann eine erhöhte Gewässertemperatur die Sauerstofflöslichkeit negativ beeinträchtigen, was im Extremfall zum zeitweisen Sauerstoffmangel führen kann. Dies würde sich ebenfalls negativ auf die marine Flora und Fauna auswirken. Die Gewässerdurchmischung durch beispielsweise Wind könnte die Temperatur vor allem an der Einleitungsstelle reduzieren. Fraglich ist, ob eine solche Durchmischung in einer Tiefe von ca. 5 m noch gegeben ist.

Durch die Entnahme und Rückführung von Kühlwasser werden vor allem Zooplankton sowie Fischeier und -larven, aber auch kleine Fischarten bzw. Individuen geschädigt. Die Entnahme von Kühlwasser führt zu einer mechanischen, thermischen sowie chemischen Beeinträchtigung. Die jeweiligen Auswirkungen sind artspezifisch und hängen von der Tiefe der Entnahmestelle sowie von den Entwicklungsstadien der Fischeier und -larven ab. Diese soll bei etwa 10 m Tiefe liegen. Wie schnell bzw. in welchem Ausmaß sich die Organismen von dem durch die Kühlwasserentnahme hervorgerufenen Stress erholen können, ist ebenfalls stark von der betroffenen Art abhängig. Je nach Einsauggeschwindigkeit können ebenso benthische Lebensgemeinschaften, ausgehend von einer Gewässertiefe von bis zu 50 m, unterschiedlich stark geschädigt werden. Die größte Gefahr für Schädigungen besteht allerdings für die sich in unmittelbarer Nähe zur Entnahmestelle befindlichen Organismen.

Zusammenfassend kann folgendes bzgl. der Umweltauswirkungen der Offshore-Wasserstoff-Plattform festgehalten werden:

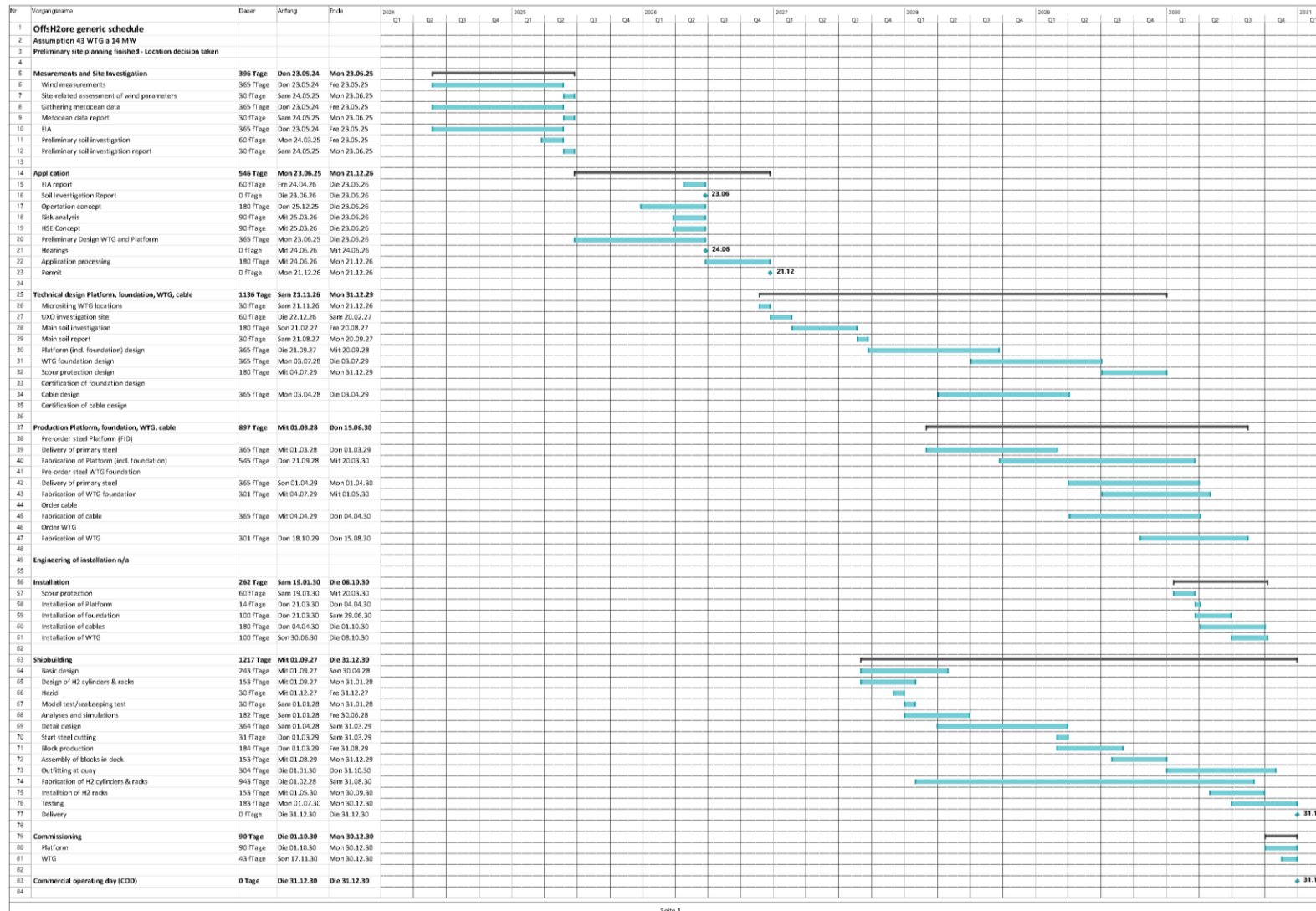
- Der Vorhabenträger hat der zuständigen Behörde einen Bericht zu den voraussichtlichen Umweltauswirkungen des Vorhabens (UVP-Bericht) vorzulegen.
- Für die Schutzgüter Mensch, Landschaft und Landschaftsbild, Klima und Luft gehen keine Beeinträchtigungen durch das Vorhaben aus.
- Für die Schutzgüter Boden, Wasser, Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt wurde geprüft, inwieweit Beeinträchtigungen durch das geplante Vorhaben bestehen. Auch hier müssen entsprechende Maßnahmen definiert werden, um erhebliche Umweltauswirkungen zu vermeiden. Für das Schutzgut Boden ist nur eine geringe Beeinträchtigung zu erwarten. Durch den Bau des Fundaments gehen die Bodenfunktionen an der betroffenen Stelle verloren. Weiterhin können Sedimentabtragungen und Aufwirbelungen zu zeitweisen Beeinträchtigungen führen.
- Die Schutzgüter werden vor allem durch die Einleitung der Sole beeinträchtigt. Die Auswirkungen hängen dabei von der Methode der Entsalzung, der entstehenden Sole und dem Ort der Einleitung ab. Durch den im Vergleich zum Nordseewasser erhöhten Salzgehalt kommt es zur Reduzierung der Wasserqualität, was sich vor allem in einem verminderten Sauerstoffgehalt widerspiegelt. Aufgrund des erhöhten Salzgehaltes besitzt die Sole eine höhere Dichte, was zu einem Absinken dieser zum Meeresboden

hin bewirkt. Erfolgt keine bzw. eine nur langsame Durchmischung der Sole mit dem Umgebungswasser, kann dies die Ausbildung einer Soleschicht am Meeresboden hervorrufen. Dadurch können benthische Lebensgemeinschaften negativ beeinträchtigt werden. Sauerstoffzehrende Chemikalien, die über die Sole mit in das Gewässer gelangen, können ebenfalls zu einer Beeinträchtigung der Wasserqualität führen.

- Zusammen mit der Sole wird Kühlwasser der Elektrolyse in die Nordsee eingeleitet. Dies führt zu einer Erhöhung der Gewässertemperatur vor allem in der unmittelbaren Nähe der Einleitungsstelle und resultiert in einer thermischen Verschmutzung des Gewässers. In Kombination mit einer erhöhten Temperatur führt der erhöhte Salzgehalt zu einer verminderten Sauerstofflöslichkeit.
- Die Einleitung von Sole sowie die Entnahme und Rückführung von Kühlwasser kann sich schädlich auf die hier vorkommenden Organismen auswirken. Mobile Organismen sind dabei weniger betroffen als sessile. Wie stark die jeweiligen Organismen auf eine Änderung der Umweltbedingungen reagieren, ist art- und individualspezifisch. Vor allem kleinere Fische, Fischlarven, Zoo- oder Phytoplankton sind von der Kühlwasserentnahme negativ betroffen. Die Rückführung der Sole und des Kühlwassers wirkt sich vor allem negativ durch die erhöhte Temperatur und den erhöhten Salzgehalt aus. Eine schnelle Durchmischung mit dem salzärmeren und kälteren Umgebungswasser kann eine starke Schädigung der Organismen verhindern.
- Unter Einhaltung entsprechender Maßnahmen können erhebliche Umweltauswirkungen durch das Projekt ausgeschlossen werden. Zu diesen Maßnahmen zählen unter anderem das Einleiten des Abwassers in strömungsreichen Gebieten bzw. die Verwendung mehrerer Düsen. Dadurch würde eine schnellere Durchmischung mit dem Nordseewasser gegeben sein, was die negativen Beeinträchtigungen der Sole reduzieren würde.

4.5 Umsetzungszeitplan

Bevor ein Projekt realisiert werden kann, sind umfangreiche Untersuchungen und Datenanalysen wie Windmessung, Ermitteln von Wellenhäufigkeit, -frequenzen und -höhe, vorläufige Baugrunduntersuchung sowie eine mindestens einjährige Umweltuntersuchung im Projektgebiet erforderlich. Diese Untersuchungen und Datenerhebungen gehen mit einem vorläufigen Design der zu installierenden Strukturen in den Antragsprozess ein. Nach Erhalt einer Genehmigung zum Bau des Projektes erfolgen nach der Durchführung einer vollständigen Baugrunduntersuchung verfeinerte Analysen der erhobenen Daten im weiteren Konstruktionsprozess. Dies führt abschließend zu einem finalen und baubaren Design der geplanten Strukturen. Abbildung 4-7 zeigt einen generischen Zeitplan, wie er für ein Offshore-Windprojekt inklusive einer Offshore-Wasserstoff-Plattform anwendbar ist. Es wird davon ausgegangen, dass die Dauer des Antrags- und Designprozesses der beschriebenen Offshore-Wasserstoff-Produktionsplattform mit der einer normalen Konverterstation, wie sie in Offshore-Windpark-Projekten eingesetzt wird, vergleichbar ist.



Seite 1

Abbildung 4-7: Generischer Projektablaufplan

5 Offshore-Wasserstofflogistik

5.1 Maritimes Logistikkonzept für CGH₂

Der durch Offshore-Windenergieanlagen erzeugte erneuerbare Strom wird vor Ort zur Produktion von grünem Wasserstoff mittels Elektrolyse eingesetzt. Der Wasserstoff wird anschließend auf 500 bar komprimiert und für den Transport an Land bereitgestellt. Der hier primär betrachtete Transportpfad stellt den Schifftransport dar, welcher durch seine Flexibilität, die gute Skalierbarkeit und den vergleichsweise kurzen Realisierungszeitraum Vorteile gegenüber anderen Transportpfaden wie beispielsweise dem Pipelinetransport bietet.

Der Wasserstoff wird in komprimiert gasförmiger Form (CGH₂, engl. compressed gaseous hydrogen) bei 500 bar mit speziell dafür ausgelegten Transportschiffen ohne Zwischenspeicherung vom Offshore-Standort an Land transportiert. Im Basisfall stellt Brunsbüttel (Deutschland) den Entladehafen dar. Die Entfernung zwischen Basishafen und dem Offshore-Windpark bzw. der Wasserstoffproduktionsplattform liegt bei etwa 156 Seemeilen (~290 km). Die Transportroute verläuft ausschließlich durch die deutsche AWZ und wird in Abbildung 5-1 dargestellt.

Die Transportschiffe pendeln zwischen der Wasserstoffproduktionsplattform und dem Entladehafen und dienen gleichzeitig als primärer Speicher für den produzierten Wasserstoff. Der Wasserstoff wird weder auf der Offshore-Plattform noch im Windpark zwischengespeichert, sondern direkt komprimiert auf das Transportschiff transferiert. Sobald das Transportschiff vollständig beladen wurde, wird der Wasserstoff zum Basishafen gebracht, wo dieser entladen wird. Währenddessen übernimmt ein weiteres Transportschiff die Funktion als schwimmender Speicher. Die Beladezeit ist abhängig von der Wasserstoffproduktion. Die Speicherkapazität an Bord und die Anzahl einzusetzender Transportschiffe richtet sich nach der Höhe der Wasserstoffproduktion, der Entfernung zum Entladehafen sowie der Entladedauer und der daraus resultierenden Zeit für einen Logistikzyklus.

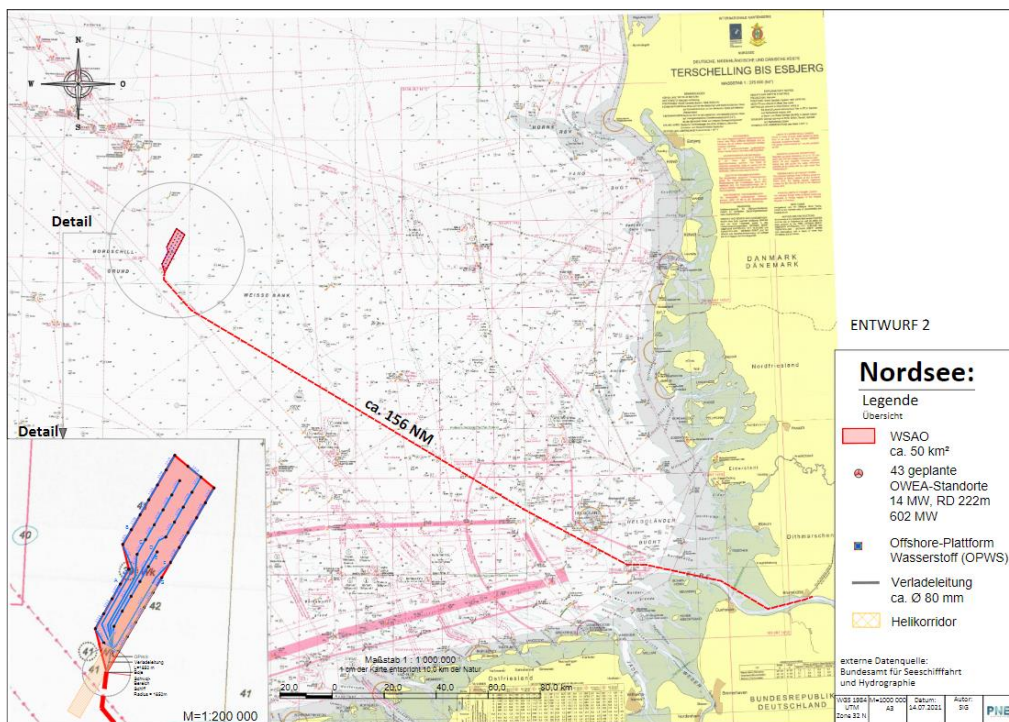


Abbildung 5-1: Transportroute OWP - Brunsbüttel (GER)

Neben den bereits genannten Abhängigkeiten für den Logistikzyklus sind darüber hinaus die vorherrschenden Wetterbedingungen vor Ort zu berücksichtigen. Die Transportschiffe sowie die Beladesysteme werden für Extremwettersituationen ausgelegt, um eine hohe Verfügbarkeit der Systeme zu erreichen. Eine hohe Verfügbarkeit ist unerlässlich, um eine stetige Produktion und den direkten Abtransport von Wasserstoff zu gewährleisten. Für den ausgewählten Standort liegt die Verfügbarkeit bei über 96%. Die Transportschiffe sind entsprechend ausgelegt und können bis zu einer signifikanten Wellenhöhe von 4,5 Metern an das Beladesystem ankoppeln und den Wasserstoff laden.

5.2 Logistik

Die Wasserstoff-Transportlogistik von der Offshore-Produktionsplattform an Land kann in drei Bereiche untergliedert werden: Operationen im Feld, Transitphase und Operationen im Hafen. Alle Prozessschritte eines Logistikzyklus sind in Abbildung 5-2 dargestellt.

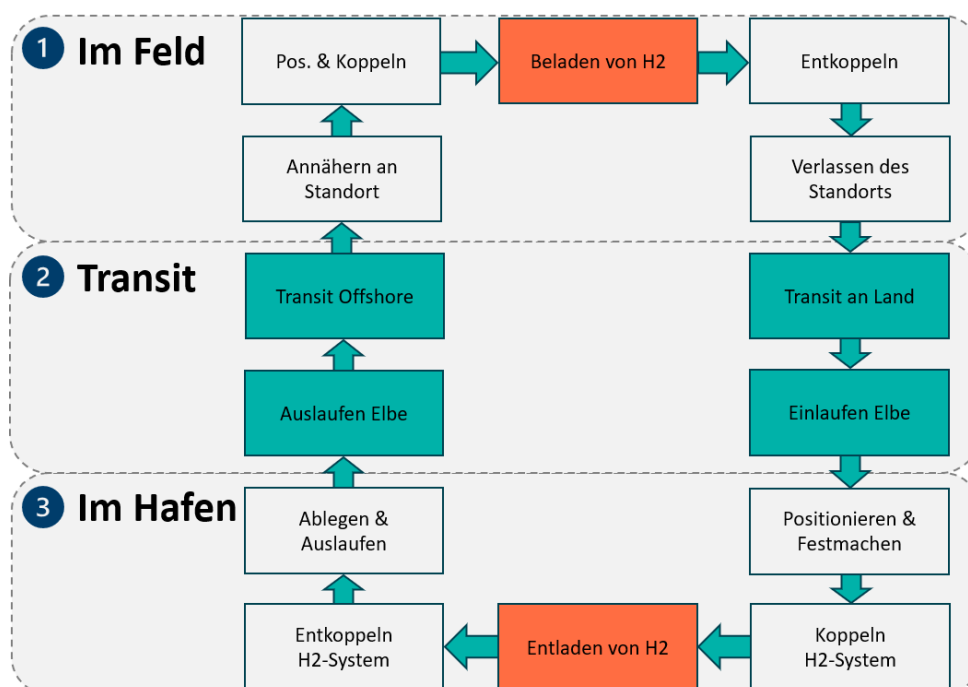


Abbildung 5-2: Prozessschritte der Wasserstoff-Transportlogistik

5.2.1 Operationen im Feld

Es wird davon ausgegangen, dass eine ähnliche Methode, wie sie in der Offshore-Öl-, -Gas- und -Windindustrie Anwendung findet, für die Annäherung an den Offshore-Standort verwendet wird. Bei Annäherung an den OWP und den Standort des Beladesystems muss das Schiff seine Geschwindigkeit reduzieren. Zusätzlich wird das Schiff mit dem DP-Betrieb (Dynamisches Positionierungssystem) beginnen, sobald es in die Sicherheitszone um das Beladesystem eintritt.

Sobald das Schiff im DP-Modus neben dem Beladesystem positioniert ist, kann es mit der schwimmenden Ankerleine koppeln. Anschließend wird die Beladeleitung angeschlossen und getestet.

Nach erfolgreichem Wasserstofftransfer wird das Schiff die Beladeleitung und anschließend die Ankerleine abkoppeln und zurück ins Meer absenken.

Ähnlich wie bei der Annäherung an den Standort wird das Schiff diesen auch wieder verlassen.

5.2.2 Transitphase

Die Überfahrt an Land bzw. bis zur Elbmündung und das Ein- und Auslaufen in die Elbe werden getrennt voneinander betrachtet. Die typische Höchstgeschwindigkeit eines solchen Shuttleankers liegt bei ca. 13 Knoten. Die Geschwindigkeit zwischen Cuxhaven und Brunsbüttel ist auf 15 Knoten limitiert, was jedoch für dieses Schiff keinerlei Einschränkung bedeutet.

Das Ein- und Auslaufen in die Elbe kann viele Auswirkungen auf den logistischen Zeitplan des Schiffes haben. Zum einen sollten mögliche Wartezeiten für einen freien Kai im Hafen bei der Logistikplanung und zum anderen die Aufnahme von Lotsen berücksichtigt werden. Des Weiteren sind die Tidenfenster in der Elbe zu berücksichtigen, da die Tidenströmungen mit ca. 4 Knoten beim Ein- sowie Auslaufen Auswirkungen auf die Transitgeschwindigkeit haben können.

Normalerweise müssen Schiffe, die in die Elbe einfahren, Lotsen aufnehmen, was die Wartezeit vor der Küste verlängern und die jährlichen Betriebskosten drastisch erhöhen kann. Schiffe, die Wasserstoff transportieren, gelten nach § 30 Abs. 1 der Seeschiffahrtsstraßen-Ordnung (SeeSchStrO) als Tankschiffe. Nach § 10 Abs. 1 der Elbe-Lotsverordnung (Elbe-LV) können Tankschiffe auf Antrag nur bis zu einer Länge von 90 Metern von der Lotsenannahmepflicht befreit werden. Eine solche Befreiung wird frühestens dann in Betracht gezogen, wenn eine gewisse Erfahrung mit diesen Schiffen im Revier gesammelt worden ist. Die Art der transportierten Ladung spielt bei der Beurteilung eine große Rolle. Aufgrund der Länge des Schiffes wird hier vorerst keine Befreiung von der Annahmepflicht eines Bordlotsen in Betracht gezogen.

5.2.3 Operationen im Hafen

Da der Elbehafen Brunsbüttel aufgrund seiner einfachen Gestaltung für die Schifffahrt keine große Herausforderung darstellt, kann davon ausgegangen werden, dass die Positionierung und das Festmachen im Hafen zügig durchgeführt werden können.

Die Entladung im Hafen hängt in hohem Maße vom Anschluss an die Wasserstoffinfrastruktur und von den landseitigen Begebenheiten ab. Sobald das Schiff entladen wurde, wird das Schiff abgekoppelt und von den Festmacherleinen gelöst.

Vor allem im Sommer, wenn weniger Wasserstoff Offshore produziert wird, muss das zurückkehrende Schiff häufiger warten, bevor es mit der Beladung beginnen kann, da sich ein weiteres Schiff noch im Beladeprozess befindet. In dem Fall hat das Schiff einerseits die Möglichkeit, die Reisegeschwindigkeit zu reduzieren und somit Kraftstoff zu sparen. Andererseits besteht die Möglichkeit, dass sich das Schiff mit der Offshore-Beladevorrichtung und dem integrierten Verankerungssystem verbindet, um sicher und kraftstoffsparend vor Ort zu liegen und auf den Einsatz zu warten.

5.2.4 Auswahl der Transportschiffe

Für das betrachtete Szenario wurden Berechnungen durchgeführt, um die optimale Anzahl der Transportschiffe sowie deren Speicherkapazität zu bestimmen. Dafür wurden die definierten Logistikprozesse inkl. der Prozessdauer und die windabhängige Produktion von Wasserstoff auf der Plattform berücksichtigt. Das Ergebnis dieser Simulationen ist ein optimierter Basisfall, welcher für die weitere Betrachtung verwendet wird:

- 2 Schiffe mit einer Nettotransportkapazität von rund 400 Tonnen CGH₂

Diese zwei Schiffe sind in der Lage, die gesamte produzierte Menge an Wasserstoff ohne Verluste an Land zu transportieren.

In Abbildung 5-3 wird die stündliche Wasserstoffproduktion über das Jahr 2019 veranschaulicht. Die stündliche Wasserstoffproduktion liegt bei maximal 9,9 Tonnen (Jahresdurchschnitt 5,66 t). Über das Jahr betrachtet werden bis zu 50.000 Tonnen Wasserstoff produziert und an Land transportiert.

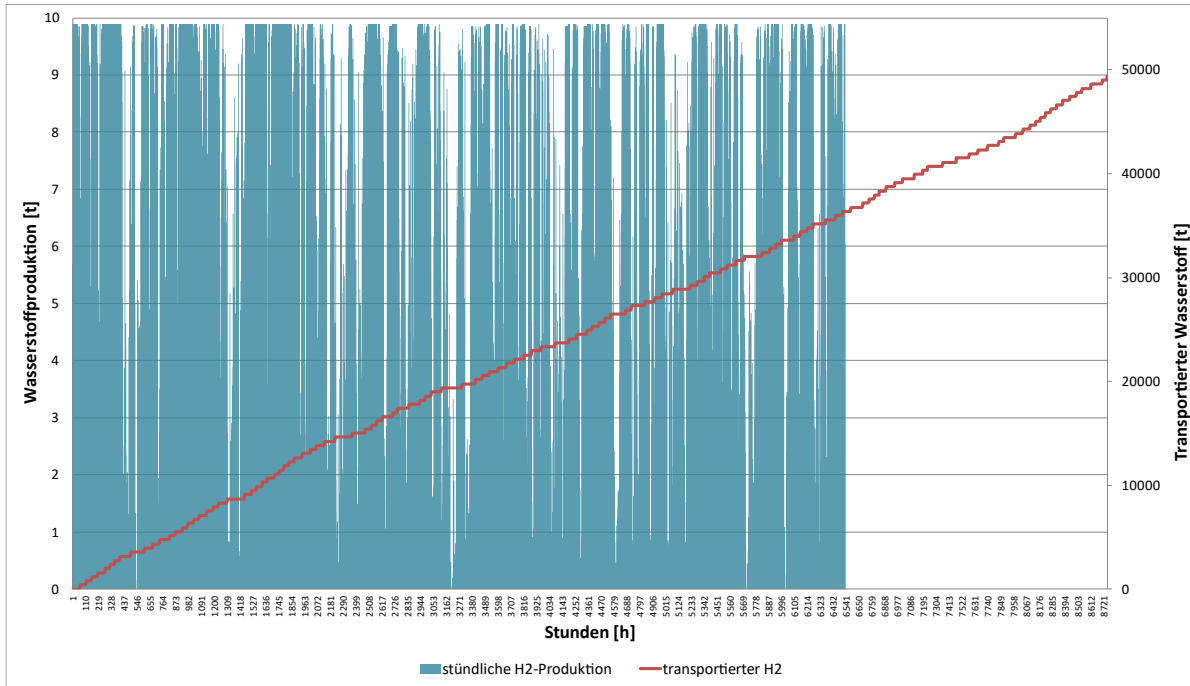


Abbildung 5-3: Wasserstoffproduktion und -transport [t] über das Basisjahr 2019

Die Interaktion beider Transportschiffe wird in der Abbildung 5-4 dargestellt. Während das erste Schiff beladen wird, befindet sich das zweite Schiff in der Transitphase bzw. steht bereits Offshore bereit, um beladen zu werden. Sobald das erste Schiff befüllt und vom Beladesystem abgekoppelt wurde, beginnt der Beladeprozess des zweiten Schiffes. Das befüllte Schiff beginnt mit der Transitphase zum Entladehafen, entlädt und tritt anschließend die Rückreise zum Offshore-Standort an.

Im Idealfall befindet sich zu jeder Zeit ein Transportschiff zum Beladen vor Ort. Die Auslastung der Transportschiffe ist für die verschiedenen Prozessschritte in Abbildung 5-5 dargestellt. Im Basisjahr 2019 beträgt die Auslastung der Schiffe durch die Wasserstoffbeladung 50%. Die durchschnittliche Beladezeit pro Schiff liegt bei 70 Stunden. Der Anteil für das Warten auf den Ladeprozess eines Schiffes liegt bei 25%. Im Durchschnitt sind das in etwa 31 Stunden, wobei hier die Spanne zwischen 1 – 133 Stunden liegt.

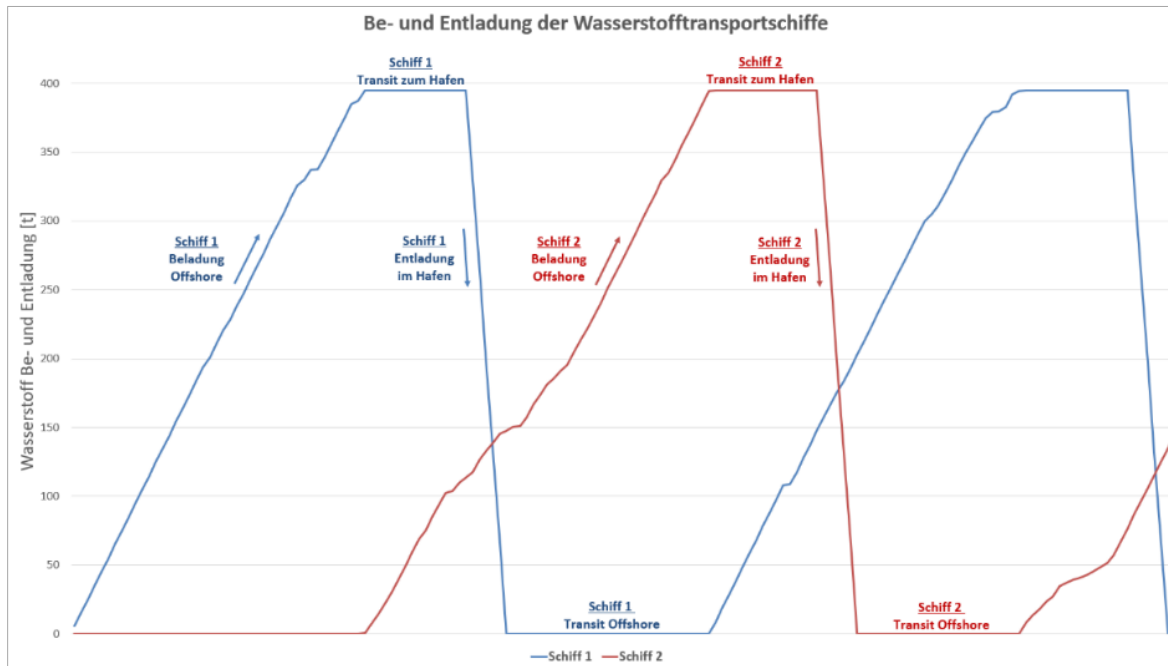


Abbildung 5-4: Logistikprozesse der Transportschiffe im Detail

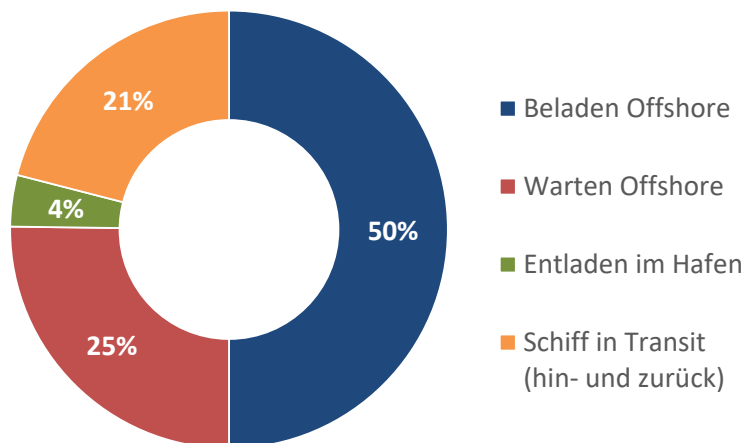


Abbildung 5-5: Auslastung der Transportschiffe für das Basisjahr 2019

Sollte sich zu einem Zeitpunkt kein Transportschiff zum Beladen vor Ort befinden, wird die Produktion entsprechend heruntergefahren.

5.3 Wasserstofftransportschiff

5.3.1 Schiffsdesign

Die Konstruktion und Anordnung der Systeme basiert auf einer konventionellen Rumpfkonstruktion (Einrumpfschiff) mit Doppelboden und doppelwandigen Seitenkästen. Die Unterbringung der Crew erfolgt achtern, wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt wird, wobei sich der Maschinenraum unter dem Hauptdeck befindet.

Das Transportschiff wird als voll seetüchtiges Schiff für den uneingeschränkten weltweiten Einsatz in voller Übereinstimmung mit allen internationalen Normen und Regularien und gemäß den einschlägigen Vorschriften der Klassifikationsgesellschaft ausgelegt.

Der Laderaum ist in Längs- und Querrichtung in Abteilungen unterteilt, die sich nach der strukturellen Festigkeit, den Anforderungen an die Aufnahme der Racks und der Widerstandsfähigkeit gegen Beschädigungen richten. Jede Abteilung ist von der benachbarten Abteilung durch einen Kofferdamm getrennt, der sich von der Behälteroberseite bis zum Boden der Behälter erstreckt. Als Kofferdamm wird im Schiffbau eine leere Zelle zwischen zwei voneinander sicher zu trennenden Räumen an Bord bezeichnet. Die Kofferdämme sind so angeordnet, dass sie mit Wasser gefüllt werden können, um die Sicherheit zu erhöhen und die Abschottung zu verstärken.

Das schiffseitige Beladesystem befindet sich im Bug des Schiffes, während die Entladesysteme back- und steuerbordseitig installiert werden. Dies ermöglicht dem Schiff eine flexible Entladung im Hafen.

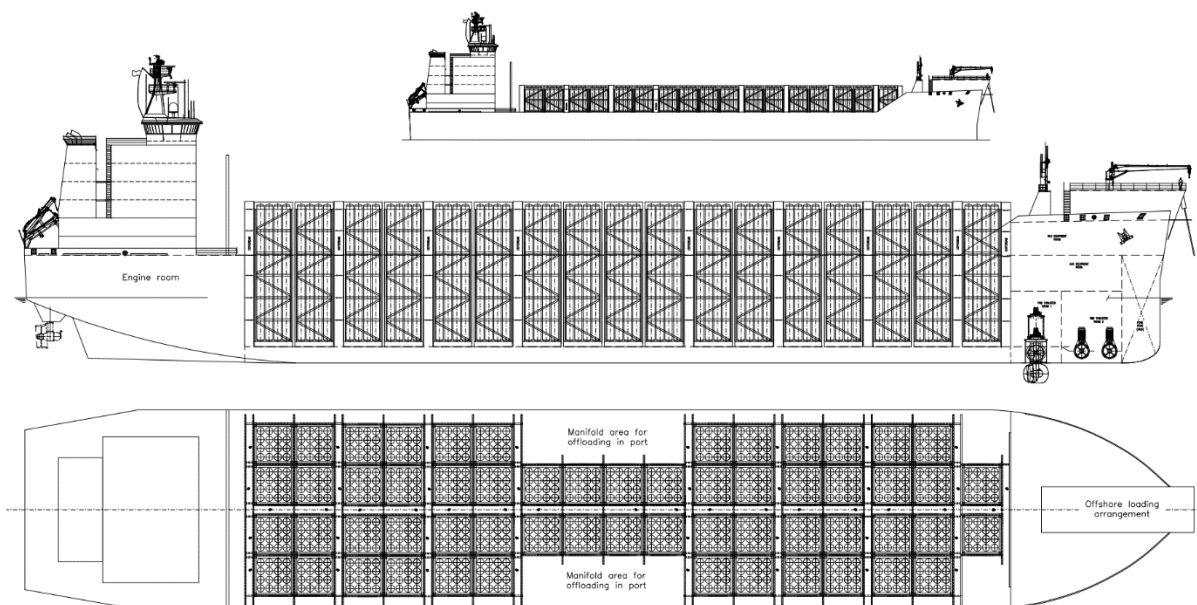


Abbildung 5-6: Design des Transportschiffes für CGH₂

Die Gesamtabmessungen des Transportschiffes sind wie folgt:

- Länge: 177 m
- Breite: 31 m
- Tiefe: 16,5 m
- Tiefgang: 9 m
- Verdrängung: ca. 36.000 mt
- Kapazität: ~400 Tonnen netto (435 brutto) CGH₂

Das Antriebssystem basiert auf einem Azimut-Strahlruder am Heck und einem festen Seitenstrahlruder im Bugbereich in Kombination mit einem einziehbaren Azimut-Strahlruder.

Das Schiff ist mit einem dynamischen Positionierungssystem (Typ DP2) ausgestattet. Es ist so konzipiert, dass es Feuer sowie einer Flutung eines Maschinenraumes standhalten kann, ohne die Fähigkeit zu verlieren, sich sicher von dem Offshore-Beladesystem zu trennen und sicher in den Hafen zurückzukehren.

Die Stromerzeugung erfolgt durch einen Dual-Fuel-Verbrennungsmotor, der entweder mit Methanol oder Ammoniak betrieben werden kann (je nach Verfügbarkeit des Kraftstoffs zum Zeitpunkt des Baus).

Um das Wasserstoffspeichersystem vor Kollisionen mit anderen Schiffen und/oder Strukturen zu schützen, wird das Schiff mit einer Doppelhüllenstruktur und einem Mindestabstand zwischen der Außenhülle und den Abteilungen konzipiert. Die Doppelhüllenstruktur wird normalerweise verwendet, um die Risiken der Umweltverschmutzung bei Chemikaliertankern usw. im Falle von Kollisionen und Hüllenschäden, durch Hinzufügen einer zusätzlichen und redundanten Hüllenschale, zu verringern.

5.3.2 H₂-Speicherbehälter

Zur Konzeptionierung eines Speichersystems für den Transport von Druckwasserstoff auf einem Schiff sind die Behältertypen 1 und 2 ungeeignet. Vorrangig sind es die Kriterien Gewicht und Korrosionsanfälligkeit, die hier zum Ausschluss führen.

Bei der Wahl zwischen Typ-3- und Typ-4-Behältern verliert der Typ 3, da er bei der Herstellung von großen Volumina gegenüber dem Typ-4-Behälter begrenzt ist. Der Typ-4-Behälter ist derjenige, der unter Betrachtung der Kriterien Gewicht, Speichervolumen und Korrosionsbeständigkeit klar im Vorteil ist. Für den Einsatz in einem Transportschiff wird daher der Typ-4-Behälter festgelegt.

Die Installation von einzelnen Druckgasbehältern, die fest im Schiffsrumpf befestigt wären, wird nicht favorisiert, da der Einsatz einer modularen Baugruppe in Form eines Container-Racks Vorteile in der Handhabung und Wartung mit sich bringt. Zudem kann an einem Ort parallel an der Fertigung der Speicher-Racks gearbeitet werden, wo gleichzeitig an anderer Stelle das Schiff gebaut wird. Zu einem planbaren Zeitpunkt werden dann die Speichersysteme wie Container in den Schiffsrumpf eingesetzt und installiert. Das Verfahren spart Zeit und reduziert Kosten.

Für den Transport von Druckwasserstoff auf der Straße, mit der Bahn, oder mit Containerschiffen, werden sogenannte Multiple Element Gas Container (MEGC) verwendet. Diese bieten unter Einsatz aller Behälterkategorien Typ 1 bis Typ 4 und der Nutzung der ISO-Containerngrößen 20ft. bis 45ft. diverse Kombinationsmöglichkeiten. Wystrach fertigt diese MEGC unter dem Produktname WyCarrier.

Die Untersuchung der Behälter hat zur Auswahl eines idealen Typ-4-Transportbehälters geführt, der eine Länge von 68 Fuß, etwa 20.700 mm aufweist, bei einem Durchmesser von etwa 1.200 mm. Diese Behälter haben ein nominales Füllvolumen von 16.655 Liter und bestehen hauptsächlich aus einem Kohlefaser-Verbundwerkstoff mit einem Liner aus HDPE-Kunststoff (High-Density Polyethylen). Die Besonderheit dieser Behälter besteht in der Korrosionsbeständigkeit sowie in der sehr hohen Belastbarkeit, wodurch diese Behälter für einen hohen Arbeitsdruck ausgelegt werden können. In diesem Fall sind sie für einen Arbeitsdruck von 500 bar ausgelegt.

Ein auf diesen Basisdaten aufsetzendes Rack-Design wurde bei Wystrach entwickelt und im Rahmen des Schiffdesigns KONGSTEIN zur Verfügung gestellt.

Anforderungen der Klassifizierungsgesellschaft hinsichtlich Brandschutz-, Ex-Schutz sowie Not-Druckentlastung und deren Auslegung wurden technisch berücksichtigt, ebenso wie die Auslegung der Befüll- und Entleerungsauslegung, -dimensionierung und thermischen Anforderungsparameter.

Ein Druckgasspeicher (Rack) besteht aus einem geschweißten Fachwerkrahmen, siehe nachfolgende Konstruktionszeichnung in Abbildung 5-7.

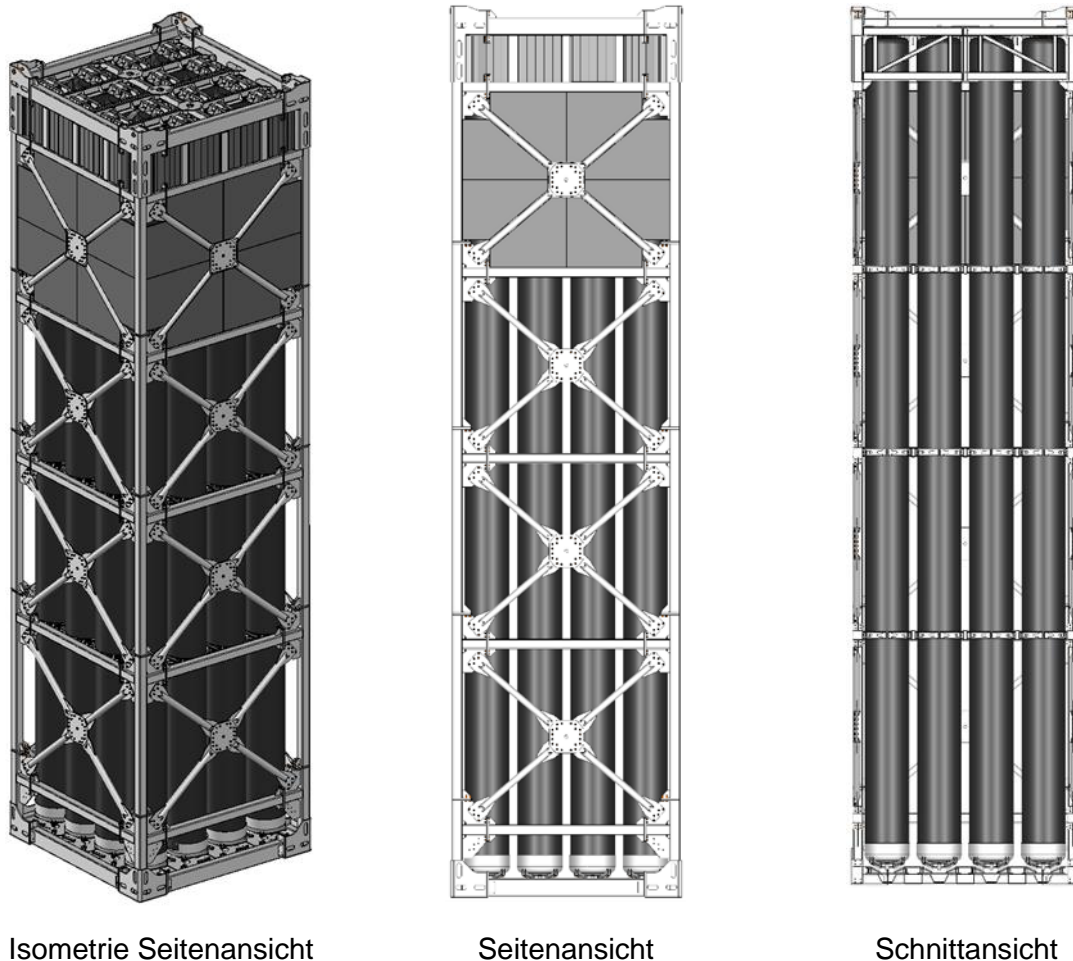


Abbildung 5-7: Konstruktionszeichnung Rack für H2-Speicherbehälter

Ein Rack kann insgesamt 16 Typ-4-Behälter aufnehmen, die innerhalb des Stahlrahmens federnd gelagert befestigt sind. Die Federung dient dem Längenausgleich der Behälter, der durch die Volumenänderung des gespeicherten Gases beim Be- oder Entladen entsteht, oder durch Temperaturänderung des gespeicherten Wasserstoffs.

Die konstruktive Auslegung der Feder-Lagerung der Behälter dient demnach der Positionierung, Führung, Fixierung und Stabilisierung der Behälter im Rack unter Berücksichtigung der Beschleunigungswerte von 0,5 G in X-, Y- und Z-Richtung.

Durch die große Länge der Behälter und die zu erwartenden Bewegungen des Schiffs ist es unerlässlich, dass die Behälter eine seitliche Führung erhalten. Diese umfasst die Behälter

elastisch an der Zylindermantelfläche, um der Behälterdurchmesser-Änderung durch Volumenänderung entgegenzuwirken. Eine starre Umreifung ist an dieser Stelle nicht erlaubt.

Zur Installation der gastechnischen Verrohrung und dem Anschluss der Behälter an das Be- und Entladesystem wurde im Rahmen der Untersuchung eine Materialaufstellung erzeugt.

Der Behälter ist mit einem On-tank-Valve ausgerüstet. Darin befindet sich ein Temperatursensor, ein Drucksensor und eine thermische Druckentlastungsvorrichtung. Das Rack ist mit einem Absperrventil ausgerüstet, welches als Sektionsventil bezeichnet wird.

Mehrere Racks werden zu einem Abteil zusammengeschlossen, welches mit einem Absperrventil ausgerüstet ist, welches eine Redundanz besitzt. Jede Befüll- und Entladeleitung ist mit einem Absperrventil ausgerüstet, welches eine Redundanz besitzt. Zusätzlich sind Sicherheitsventile installiert.

5.3.3 H₂-Speichersystem

Die Integration des Wasserstoffspeichersystems basiert auf einem "Open Top" Konzept (die Laderäume sind zur Atmosphäre hin offen), was die Sicherheit erhöht und das Risiko des Einschlusses von Wasserstoff im Laderaum, im Falle einer unwahrscheinlichen Leckage aus den Speicherflaschen, verringert. Eine Ausführung ohne Luken wird unweigerlich das Eindringen von Meerwasser in die Laderäume verstärken, wodurch größere und leistungsfähigere Bilge-Pumpen erforderlich sind.

Die Speicherkapazität der Schiffe resultiert aus Logistiksimulationen und ist für den betrachteten Anwendungsfall optimiert, um den produzierten Wasserstoff ohne Verluste in den Zielhafen zu bringen. Sollte sich die Entfernung, die Produktionskapazität oder der Logistikzyklus ändern, so würde sich zugleich die Transportkapazität ändern.

Die H₂-Speicherbehälter werden vertikal in vormontierten Racks mit jeweils 16 Behältern angeordnet. Um die Ausdehnung/Kontraktion aufgrund von Druck- und Temperaturschwankungen zu kompensieren, werden die Behälter im oberen Teil der Behälterstruktur gestützt/gesperrt, so dass keine zusätzlichen Kräfte in das Rohrleitungssystem eingeleitet werden. Die Oberseite der Behälter wird über entsprechend angeordneter, vergitterter Laufstege zugänglich sein.

Die Tragstruktur und die Gestelle werden als offene Gitterstruktur mit begrenzter Möglichkeit zum Auffangen möglicher H₂-Lecks konzipiert. Da Wasserstoff ca. 14-mal leichter als Luft ist, verflüchtigt sich dieser somit im Freien sehr schnell und das Risiko zur Schaffung einer gefährlichen Wasserstoffkonzentration wird erheblich reduziert.

Jedes Abteil wird mit einem Speichersystem mit insgesamt 4 Racks ausgestattet, wie es in Abbildung 5-8 dargestellt wird.

Alle Rohrverbindungen/ Anschlüsse befinden sich oberhalb der Speicherbehälter, d.h. es gibt keine Leckagepunkte im Laderaum/unterhalb des Hauptdecks von Seiten der Ventile und Anschlüsse. Eine Permeation von Wasserstoff durch die Behälterhülle (Polymerliner und Faser-verbundwerkstoff) ist hier zu vernachlässigen.

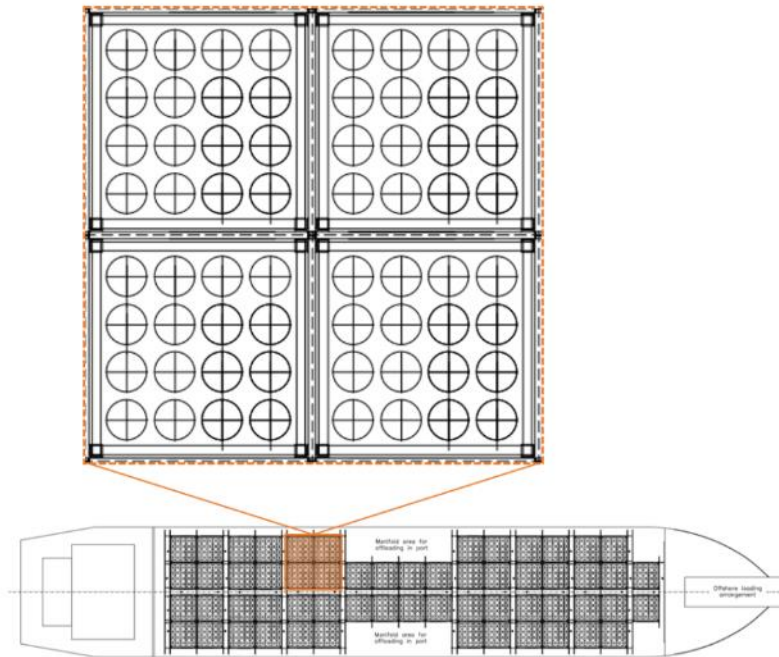


Abbildung 5-8: Ausschnitt eines Abteils mit vier (4) Racks

Die Speichersysteme/Abteile sind über ein Rohrleitungssystem mit der Be- und Entladevorrichtung sowie dem Not-Ausblasesystem verbunden.

5.3.4 Sicherheitssystem

Für zusätzliche Sicherheit sorgt ein ausgearbeitetes Gas- und Brandmeldesystem sowie Systeme zur Bekämpfung und Eindämmung von Feuer auf dem Schiff. Für diese spezielle Anwendung wurde gemeinsam mit der Firma Dräger Safety ein Sicherheitskonzept entwickelt, das vorwiegend aus stationären Gasmesssystemen besteht. Dieses setzt sich aus Ultraschallsensoren zur akustischen Überwachung von Leckagen, Gasmesssensoren zur Überwachung von Wasserstoffkonzentrationen in der Luft und Infrarot-Flammdetektoren zur Erkennung von nicht sichtbaren Bränden/Flammen zusammen. Die Bekämpfung von Feuer und das Herunterkühlen von Systemen basiert auf Sprinkler- und Überflutungssystemen mit Wasser.

Die Systeme sind Teil des ESD-Systems (engl. Emergency Shut Down System). Dieses System hat die Aufgabe, den Be- oder Entladevorgang abubrechen, sollte eine kritische Situation eintreten, d.h. entweder eine Leckage entdeckt werden, Fehler in Systemen oder Komponenten auftreten oder eine kritische Betriebssituation eintreten.

Im unwahrscheinlichen Falle eines Feuers und dem daraus resultierenden Druckanstieg in den Behältern wird der Wasserstoff durch eine geeignete Vorrichtung ausgeblasen.

5.4 Be- und Entladesystem

5.4.1 Offshore-Beladesystem

Das Konzept basiert auf der Verwendung einer am Meeresboden verankerten Beladevorrichtung vom Typ SAL (engl. Single Anchor Loading) von NOV APL, in Kombination mit einem schiffseitigen Bug-Beladesystem und einer Verankerungsleine. Das Konzept wurde als bevorzugte Offshore-Beladevorrichtung ausgewählt, da es den besten Kompromiss in Bezug auf CapEx und OpEx darstellt. Darüber hinaus ist es optimal für die Wassertiefe am Standort ausgelegt und hat eine hohe Wetterverträglichkeit (hohe Verfügbarkeit). Das System ist dargestellt in Abbildung 5-9.

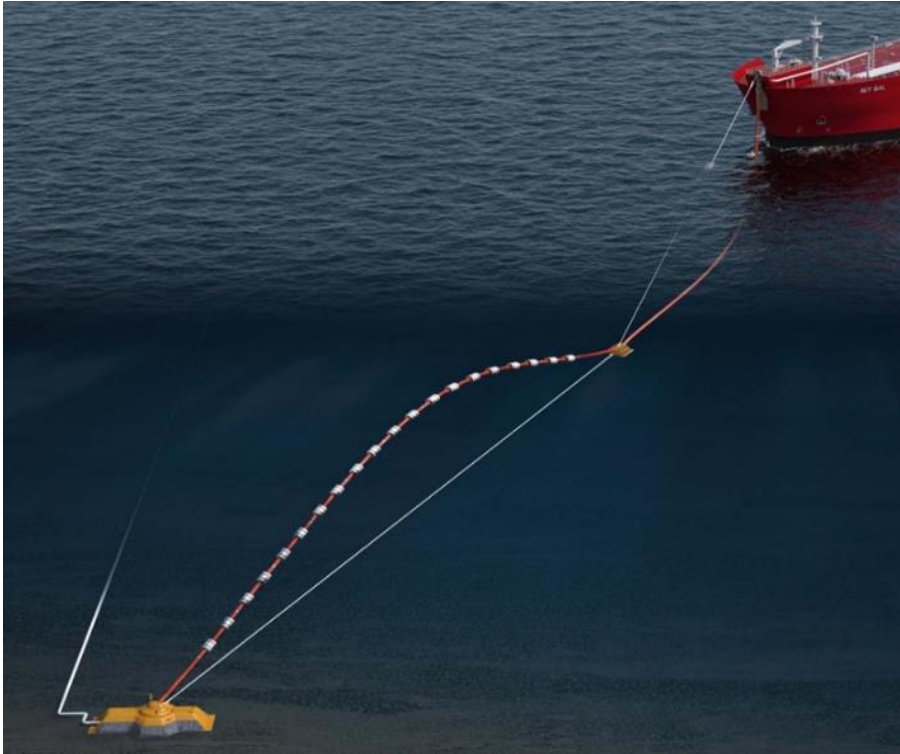


Abbildung 5-9: SAL - Allgemeine Anordnung mit Verankerungsleine (APL, 2022)

Das am Meeresboden verankerte Drehgelenk ermöglicht eine 360°-Drehung des Beladesystems, so dass sich das Schiff während der Dauer der Beladung frei rotieren und nach dem vorherrschenden Wetter ausrichten kann. Das verbaute Positionshaltesystem hält die Position des Schiffes, sobald es an das Offshore-Beladesystem angeschlossen ist. Es besteht aus einer am Drehgelenk befestigten Ankerleine und kann mit dem DP-System des Schiffes kombiniert werden. Dadurch wird nicht nur die Sicherheit während des Beladevorgangs erhöht, sondern auch der Kraftstoffverbrauch erheblich verringert. Die flexible Steigleitung für den Wasserstofftransfer ist über eine Kupplung mit dem Transportschiff verbunden.

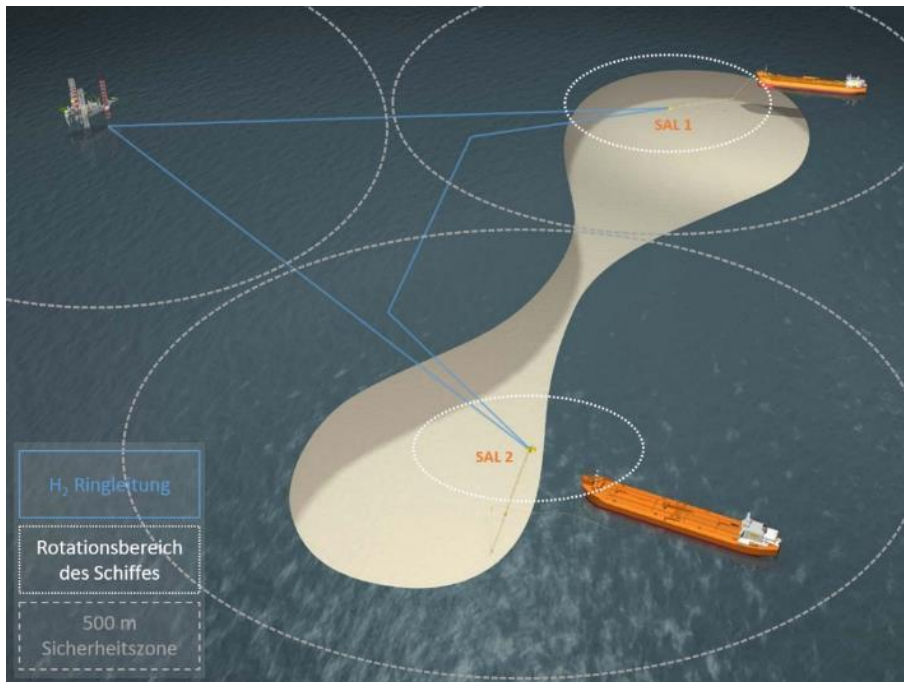


Abbildung 5-10: H₂-Ringleitung u. Position der SAL-Systeme (APL, 2022)

Zwei SAL-Systeme werden in einer Entfernung von ca. 1 Kilometer (jeweils 500 m Sicherheitsradius) zueinander sowie zur Produktionsplattform installiert (siehe Abbildung 5-10). Eine Ringleitung verbindet die beiden SAL-Systeme mit der Produktionsplattform. Die zwei parallel verfügbaren Beladesysteme erhöhen zum einen die Redundanz und somit die Verfügbarkeit und zum anderen ermöglichen sie den nahtlosen Übergang des Beladeprozesses vom einen zum anderen Schiff.

5.4.2 Hafenseitiges Entladesystem

Wie auch für das Offshore-Beladesystem gibt es für die Entladung von Wasserstoff an Land/ im Hafen derzeit nur eine begrenzte Auswahl an geeigneter Technologie.

Da die verfügbare Zeit im Hafen für die Entladung im Vergleich zur Beladedauer auf See kurz ist, wird das Entladesystem in mehrere parallele Entladevorrichtungen aufgeteilt.

Die Entladevorrichtungen befinden sich mittschiffs, sowohl auf der Steuerbord- als auch auf der Backbordseite. Durch eine beidseitige Installation des Entladesystems wird neben der Redundanz auch die Flexibilität erhöht. Neben einer freien Hafenwahl (Demand-Driven) kann auch die Entladeseite je nach Wetter und Begebenheit im Hafen frei gewählt werden. Die Anordnung des Entladesystems ist auf dem Schiffslayout (Abbildung 5-6) dargestellt.

Das Entladesystem wurde lediglich schiffseitig betrachtet, während die Hafeninfrastuktur vernachlässigt wurde. Im nächsten Schritt ist es wichtig, die notwendige Hafeninfrastuktur für die Abnahme und Speicherung bzw. Weiterleitung ins Inland zu betrachten. Die Infrastruktur kann erheblichen Einfluss auf die Auslegung des Entladesystems auf dem Schiff sowie die Entladezeit haben. In diesem Vorhaben wurde angenommen, dass hafen- und landseitige Infrastruktur für die Annahme von Wasserstoff vorbereitet ist.

5.5 Instandhaltung

Die Instandhaltung eines Schiffes und seiner integrierten Systeme und Ausrüstungen ist Teil eines von der Klassifikationsgesellschaft festgelegten Erhebungsverfahrens.

5.5.1 Instandhaltungsanforderungen Speichersystem

Derzeit gibt es nur begrenzte Betriebserfahrungen mit Speichersystemen für Wasserstoff in maritimer Umgebung an Bord eines Schiffes. Da jedoch das gesamte Speichersystem als feste Installation an Bord des Schiffes betrachtet wird, ist es Teil des von der Klasse festgelegten Instandhaltungsprogramms, d.h. höchstwahrscheinlich jährliche Prüfung und Bewertung (und Instandhaltung nach Bedarf) aller kritischen Komponenten und Anlagen.

Die Wartung der Typ-4-Behälter des Wasserstoffspeichers ist innerhalb der Nutzungsdauer (25 Jahre) im laufenden Betrieb nicht erforderlich. Allerdings ist normativ geregelt, dass eine wiederkehrende Prüfung fünf Jahre nach Herstellung durchzuführen ist. Dazu ist der Behälter auszubauen und einem zertifizierten Prüfwerk zur Prüfung zu übergeben. Der zu prüfende Behälter wird zunächst einer Sichtkontrolle von außen unterzogen, bei der Beschädigungen an der Wicklung erkannt werden sollen. Danach folgt eine Innenbesichtigung mittels einer Endoskop-Kamera. Die Strukturfestigkeit wird mittels einer Wasserdruckprüfung vorgenommen, bei der der gesamte Behälter mit Wasser gefüllt und anschließend auf Prüfdruck gebracht wird. Der Behälter wird getrocknet und einer abschließenden Innen- und Außeninspektion unterzogen. Anschließend wird der Behälter für den befristeten Betrieb von weiteren fünf Jahren zugelassen, bis eine erneute wiederkehrende Prüfung vorgenommen werden muss.

Bei der geplanten Dimension der Behälter und der großen Anzahl pro Schiff ist die konventionelle normative Prüfung nicht praktikabel anwendbar. Die Stillstandzeit des Schiffes bei einer Wartung ist im Vergleich zur Nutzungsdauer der Behälter unverhältnismäßig hoch, daher wurde bei der Untersuchung nach einem tragbaren Lösungsansatz gesucht.

Der Austausch mit der Industrie hat einen Lösungsansatz hervorgebracht, der derzeit in Entwicklung ist, und zwar der Einsatz eines Digital Twin. Ein Digital Twin ist die digitale Repräsentanz von physikalischen realen Produkten, also eine virtuelle Abbildung eines realen Objektes. Diese digitalen Zwillinge können ihr Potential im gesamten Produktlebenszyklus, von der Konstruktion über die Fertigung, den Betrieb bis hin zur Wartung entfalten. Für das geplante Vorhaben beschränkt sich der Einsatzbereich auf den Betrieb der Behälter im Wasserstoffspeicher auf dem Schiff.

Ziel ist eine kontinuierliche Überwachung mit einer damit einhergehenden Datenerhebung, um die Effizienz der Behälter zu steigern und ungeplante Ausfallzeiten zu vermeiden. Ein virtuelles Abbild eines jeden im Speicher eingesetzten Behälters, sowie vom gesamten Speichersystem und den verschiedenen Prozessen wie z.B. Beladen und Entladen wird in einem Modell erstellt. Gleichzeitig wird die gesamte Hardware und Peripherie des Speichers mit Sensorik ausgestattet, die Sensordaten in Echtzeit an das virtuelle Modell sendet. Dort sind unter anderem Grenzwerte, Einstellgrößen, Parameter und sicherheitsrelevante Daten hinterlegt. Gibt es eine Auffälligkeit, so wird diese auch in Echtzeit im digitalen Modell angezeigt. Es kann anhand von Personal oder digital entschieden werden, wie gravierend die Abweichung oder Auffälligkeit ist und was eine zielführende Abstellmaßnahme ist. Durch das hinterlegen von Erfahrungswerten kann die Entscheidung zur Wartung, Reparatur oder zum Austausch direkt angezeigt werden. Die getroffene Entscheidung fließt direkt wieder in die Parameter ein, die zu einem späteren Zeitpunkt zu weiteren Entscheidungen führen. Der Digital Twin hilft damit, den Einsatz der Behälter und damit den des Speichers planbar zu machen. Eine konservative Anordnung zur wiederkehrenden Prüfung entfällt. Ziel ist es, die Behälter durchgehend zu prüfen und nicht wiederkehrend in Intervallen. Dadurch kann die Verfügbarkeit der Behälter

heraufgesetzt werden. Der Digital Twin gibt auch Handlungsempfehlungen, wie z.B. die Durchführung einer Dichtheitsprüfung, oder den Austausch von Filtern.

Bis solch ein System vollständig vernetzt einsetzbar wird sind noch Entwicklungsschritte erforderlich. Das Kernthema ist die Datenerhebung am physischen Objekt und deren Analyse. Denn nur mit guten Daten können Aussagen und Prognosen über die Eigenschaft und Leistung des Systems sowie das Betriebsverhalten der Behälter gemacht werden. Mit einem kontinuierlich weiterentwickelten Digital Twin lassen sich Stillstandzeiten reduzieren und damit die Produktivität steigern. Gleichzeitig sorgt die Datenauswertung für eine Risikoreduzierung und mögliche Verlängerung des Lebenszyklus eines Behälters. Erschütterungen, Temperaturen im und am Behälter, Außentemperaturen, Drücke, unterschiedliche Standorte, Ereignisse wie Betanken und Entladen, all dies sind essenzielle Informationen, die zum Abgleich in einer Datenbank verfügbar gemacht werden müssen.

Um jedoch bei der Erstellung einer Datenbank mit einer dazu erforderlichen Datenerfassung neu aufsetzen zu können, sind zunächst Versuchsreihen an originalen Behältern und Teilen des Systems in einem Labor unerlässlich. Aktuell befasst sich die Behälterindustrie bereits mit der beschriebenen Technologie. Der Einsatz wird in den kommenden Jahren bereits möglich sein.

5.5.2 Instandhaltungsanforderungen Transportschiff

Um die Zertifizierung des Schiffes aufrechtzuerhalten müssen kritische Geräte und Anlagen regelmäßig gewartet werden. Der technische Zustand des Schiffes wird während der gesamten Lebensdauer von einem Sachverständigen nach einem festgelegten Prüfplan bewertet und überprüft. Werden die Instandhaltung und die anschließende Untersuchung nicht gemäß dem Zeitplan durchgeführt, kann das Zeugnis je nach Gefährdung der Ausrüstung entzogen werden, so dass das Schiff bis zur Wiedererteilung der entsprechenden Zertifikate nicht mehr betrieben werden darf.

Die Instandhaltung kann in zwei Haupttypen unterteilt werden:

- Planmäßige Instandhaltung
- Außerplanmäßige (oder korrigierende) Instandhaltung

Die planmäßige Instandhaltung kann entweder nach Betriebsstunden oder nach geplanten Intervallen, d.h. nach einem kalenderbasierten Zeitplan, erfolgen. Im Allgemeinen werden alle Instandhaltungen von einer Instandhaltungssoftware gesteuert und überwacht.

Alternativ kann die Instandhaltung auch zustandsorientiert erfolgen, z.B. durch Überwachung von Vibrationswerten, Verschleiß, Ölprobenanalysen usw. Die zustandsabhängige Instandhaltung erfordert jedoch normalerweise eine gewisse Betriebserfahrung, um die richtigen Schwellenwerte/Grenzwerte für die Instandhaltung festzulegen.

Außerplanmäßige Instandhaltung ist definiert als alle Instandhaltungs- oder Korrekturmaßnahmen, die nicht Teil des geplanten Instandhaltungsprogramms sind.

5.5.3 Instandhaltungsanforderungen Offshore-Beladesystem

Für das Offshore-Beladesystem wird laut Hersteller ein geringer Instandhaltungsaufwand erwartet.

Die beiden SALs und die Ringleitung werden jährlich inspiziert. Die Inspektion besteht aus:

- Oberflächeninspektion: Vom Instandhaltungsschiff aus werden alle akustischen Geräte und Funktionen der SALs überprüft.
- Unterwasserinspektion: ROVs werden die SALs inspizieren.

Alle fünf Jahre werden, zusätzlich zur jährlichen Inspektion, die Steigleitung und die Kupplung inspiziert. Die Steigleitung kann unter Wasser mit dem ROV visuell inspiziert werden. Das Steigleitungsendventil kann auf dem Deck des Schiffes einer Sichtprüfung unterzogen werden.

5.6 Normen und Regularien

Die Konstruktion von Schiffen für den Transport von Druckwasserstoff wird derzeit weder durch internationale Normen noch durch Klassifikationsvorschriften geregelt. KONGSTEIN hat daher im Rahmen dieser Arbeit, in Zusammenarbeit mit dem DNV, die Anwendbarkeit von Vorschriften für andere brennbare Gase und andere Anwendungen (z.B. CNG-Carrier) evaluiert und eine mögliche regulatorische Grundlage für die Bewertung des Konzepts beschrieben. Die regulatorische Grundlage ist als Ausgangspunkt für das Design zu betrachten und wird durch eine Risikobewertungsstudie für das Konzept und durch die Erkenntnisse der Industrie bei der weiteren Entwicklung von Wasserstofftransportkonzepten ergänzt.

Die Sicherheitsbewertung umfasst so weit wie möglich alle Aspekte, die von der ermittelten Rechtsgrundlage abgedeckt werden, einschließlich des Schiffdesigns, des Wasserstoffspeichersystems, des Rohrleitungssystems, der wichtigsten Sicherheits- und Kontrollsysteme und des schiffsseitigen Teils des Bug-Beladesystems bis zur Kopplung mit der Offshore-Wasserstoffproduktionsplattform.

Wie bereits erwähnt, wird die Konstruktion von Behältern für den Transport von komprimiert gasförmigem Wasserstoff weder durch bestehende internationale Normen noch durch Klassifizierungsrichtlinien geregelt. Es wird davon ausgegangen, dass einschlägige Anforderungen ausgehend von den Anforderungen für Behälter für andere brennbare und nichttoxische Gase durch geeignete iterative Entwicklungsschritte und Risikobewertungen entwickelt werden können, wobei die Besonderheiten von Wasserstoff im Vergleich zu den von den bestehenden Vorschriften erfassten Gasen zu berücksichtigen sind.

Ein relevantes Beispiel sind die Anforderungen an Schiffe für den Transport von verflüssigtem Wasserstoff als Massengut. Die IMO hat vorläufige Empfehlungen für die Beförderung von verflüssigtem Wasserstoff als Massengut ausgearbeitet²², die sich allgemein auf den IGC-Code²³ beziehen und zusätzliche Anforderungen zur Abdeckung spezifischer Wasserstoffgefahren enthalten, die auf der Grundlage einer Vergleichsstudie über die physikalischen Eigenschaften von verflüssigtem Wasserstoff und LNG entwickelt wurden. Die zusätzlichen Anforderungen betreffen Gefahren wie niedrige Temperaturen, Wasserstoffversprödung, hohe Permeabilität, Brandgefahr und geringe Dichte/hohe Diffusionsfähigkeit. Abgesehen von den Gefahren bei niedrigen Temperaturen gelten diese wasserstoffspezifischen Gefahren auch für komprimiertes Gas. Besonders erwähnenswert ist, dass die IMO zu dem Schluss gekommen ist, dass für Wasserstofftanks dieselben Anforderungen gelten wie für LNG-Tanks, was die hohen Sicherheitsanforderungen betrifft, wie z. B. den Schiffstyp (2G), die Anforderungen an den Behältertyp (alle Behältertypen sind zulässig), die Anforderungen an die Kontrolle des Gasraums in den Ladetanks (nicht erforderlich), die Erkennung und Messung von Gasen (entzündliches Gas). Die Wahl wurde auf der Grundlage bestehender Grundsätze im IGC-Code begründet, wo erhöhte Anforderungen an den Schiffstyp und den Behältertyp mit toxischen Gasen der Klasse 2.3, gemäß der Definition des IMDG-Codes²⁴, verbunden sind. Wasserstoff ist in Klasse 2.1 eingestuft, d.h. in die gleiche Klasse wie z.B. Erdgas. Außerdem ist es

²² IMO, "Interim Recommendations for Carriage of Liquefied Hydrogen in Bulk", IMO-Resolution MSC.429(97)

²³ IMO, "International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk" (IGC-Code), Ausgabe 2016

²⁴ IMO, "The International Maritime Dangerous Goods Code", Ausgabe 2020

erwähnenswert, dass eine der zwischenzeitlichen Empfehlungen vorsieht, dass eine Risikobewertung durchgeführt wird, um sicherzustellen, dass die Risiken, die sich aus der Ladung von verflüssigtem Wasserstoff für die Personen an Bord, die Umwelt, die strukturelle Festigkeit oder die Integrität des Schiffes ergeben, berücksichtigt werden.

Ein ähnlicher Ansatz scheint auch für Schiffe, die für die Beförderung von Druckwasserstoff bestimmt sind, relevant zu sein. Für diese Art von Schiffen gibt es keinen internationalen Code, der dem IGC-Code gleichwertig wäre, aber es gibt Klassenregularien. Die *DNV-Rules Pt.5 Ch.8 for Compressed Natural Gas Tankers*²⁵ wurde daher als Ausgangspunkt für eine gesetzliche Grundlage verwendet. Die Anforderungen wurden im Hinblick auf die besonderen physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff unter Berücksichtigung der Anforderungen in [22] und ISO/TR 15916²⁶ bestimmt.

Das Konzept des Transportschiffes wurde in einer integrierten Weise bewertet, indem systematisch jeder Abschnitt der DNV-Regularien für CNG-Tanker als rechtliche Grundlage herangezogen und gegebenenfalls unter Berücksichtigung der Besonderheiten von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas modifiziert und ergänzt wurde. Relevante Anforderungen der IMO für den Transport von verflüssigtem Wasserstoff als Massengut wurden berücksichtigt.

Die wichtigsten Erkenntnisse für das Konzept sind wie folgt beschrieben und sollten bei der weiteren Entwicklung des Konzeptes berücksichtigt werden:

- Speicherbehälter aus Verbundwerkstoffen werden akzeptiert. Die Konstruktion von Druckbehältern aus Verbundwerkstoffen gemäß den DNV-Regularien basiert weitgehend auf den Ansätzen und Kriterien für Polymere, Verbundwerkstoffe und Stahl/Verbundwerkstoff-Verbindungen, die in DNVGL-ST-C501 "Composite Components" aufgeführt sind.
- Die DNV-Regularien schreiben vor, dass Speicherbehälter mit einem automatischen Druckentlastungssystem und einem Ausblasseystem ausgestattet sein müssen, um den Druck in den Behältern in Notsituationen wie Leckage und/oder Feuer zu entlasten. DNV-Regularien beschreiben die Anforderungen an das Ausblasseystem. Ein wichtiges Merkmal ist, dass es möglich sein muss zu bestimmen, welcher der Speicherbehälter undicht ist, und zwar auf der Grundlage von Eingaben von z. B. Gaswarnsystemen, Drucksensoren in Behälterabschnitten, Temperatur im Laderaum und Druck im Laderaum.

²⁵ DNV, "Compressed natural gas Tankers", DNV-RU-SHIP Pt.5 Ch.8, Juli 2021

²⁶ ISO, "Basic consideration for the safety of hydrogen systems", ISO/TR 15916:2015(E)

6 Techno-ökonomische Analyse der Offshore-Wasserstoffproduktion

In diesem Kapitel erfolgt die techno-ökonomische Analyse der Offshore-Wasserstoffproduktion. In einem ersten Teil wird hierzu die Modellumgebung und die Methodik beschrieben. Anschließend werden die berücksichtigten Parameter benannt und die untersuchten Szenarien vorgestellt. Abschließend erfolgt die Diskussion der Ergebnisse und deren Einordnung.

Neben dem Basis-Szenario, dem schiffsbasierten Transport von Druckwasserstoff, werden weitere mögliche Transportpfade untersucht. Dies beinhaltet den schiffsbasierten Transport von Flüssigwasserstoff und LOHC sowie den leitungsgebundenen Transport über eine Pipeline von gasförmigem Wasserstoff.

Des Weiteren beinhaltet dieses Kapitel die Ergebnisse der Analyse über die Auswirkung von Verfügbarkeit und Wartung (Ausfallwahrscheinlichkeit) auf die Wasserstoffproduktion sowie die Lebenszyklusanalyse.

6.1 Methodisches Vorgehen

Für die techno-ökonomischen Analysen in diesem Projekt wurde das Gesamtsystem in einem Simulationsmodell nachgestellt. Dies erfolgte in der am Fraunhofer ISE entwickelten Toolbox H2ProSim („Hydrogen Process Simulation“), welche in der Softwareumgebung von MATLAB/Simulink implementiert wurde. H2ProSim ist universell einsetzbar und für eine Vielzahl von Fragestellungen im Kontext techno-ökonomischer Wasserstoffsysteme anwendbar. Neben Wasserstoffeintrags- und Kostenberechnungen wird H2ProSim für die Auslegung und Modellierung von Wasserstofftankstellen eingesetzt. Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf der Analyse von internationalen Supply Chains, welche den Import von Wasserstoff bzw. dessen Derivate (Ammoniak, Methanol, Fischer Tropsch Fuels, etc.) umfassen.

Der Modellaufbau für die Analyse der Offshore-Wasserstoffproduktion besteht im Grunde aus zwei Modellen, einem technischen Modell und einem Kostenmodell, welche miteinander verknüpft sind (siehe Abbildung 6-1). Das **technische Modell** erlaubt es, jede einzelne Komponente des Gesamtsystems detailliert abzubilden und bei Bedarf anzupassen. Die Modellierung der Komponenten basiert dabei auf Massen- und Energiebilanzen, spezifischen Kennwerten und Wirkungsgradkurven. Zudem kann eine Betriebsführung bzw. Systemsteuerung implementiert werden, in welcher die verschiedenen Betriebszustände des Systems hinterlegt sind und die Komponenten entsprechend angesteuert werden. Generell werden mit dem technischen Modell Jahressimulationen durchgeführt, d.h. der Betrieb eines repräsentativen Jahres simuliert. Als Eingangszeitreihen werden je nach Verfügbarkeit Profile mit einer zeitlichen Auflösung von 1 Sekunde bis zu 1 Stunde herangezogen. Im OffsH2ore Projekt betrug die zeitliche Auflösung der Eingangszeitreihe 1 Stunde. Das technische Modell errechnet unter anderem die jährliche Wasserstoffproduktion der Plattform, aber auch weitere Ergebniskennzahlen wie Gesamtwirkungsgrad, Treibstoffbedarf der Schiffe und abgeregelte Energie.

Diese Ergebnisse werden an das **Kostenmodell** weitergegeben, welches anschließend die Wasserstoffgestehungskosten (*Levelized Costs of Hydrogen Production*; LCOH) bestimmt. Hierfür werden alle zusammengetragenen Kosten der einzelnen Komponenten (Investitions- und Betriebskosten) aus den vorangegangenen Arbeitspaketen in diesem Modell hinterlegt. Die Berechnung erfolgt dabei auf Basis der Annuitätenmethode, welche zudem die Projektlaufdauer sowie die Kapitalkosten berücksichtigt. Dies ermöglicht eine ökonomische Bewertung

des Gesamtsystems und die Ermittlung der Kostentreiber im abgebildeten System. Die Berechnung der LCOH ist folgend aufgeführt²⁷:

- $CAPEX_i$: Investitionskosten der jeweiligen Komponente in EUR
- $OPEX_i$: Betriebskosten der jeweiligen Komponente in EUR/Jahr
- $WACC$: Kapitalkosten in %
- m_{H_2} : Produzierte Wasserstoffmenge in kg
- n : Technische Lebensdauer in Jahren

$$LCOH \left(\frac{EUR}{kg} \right) = \sum_{i=1} \frac{CAPEX_i * \frac{WACC(1+WACC)^n}{(1+WACC)^n - 1} + OPEX_i}{m_{H_2}}$$

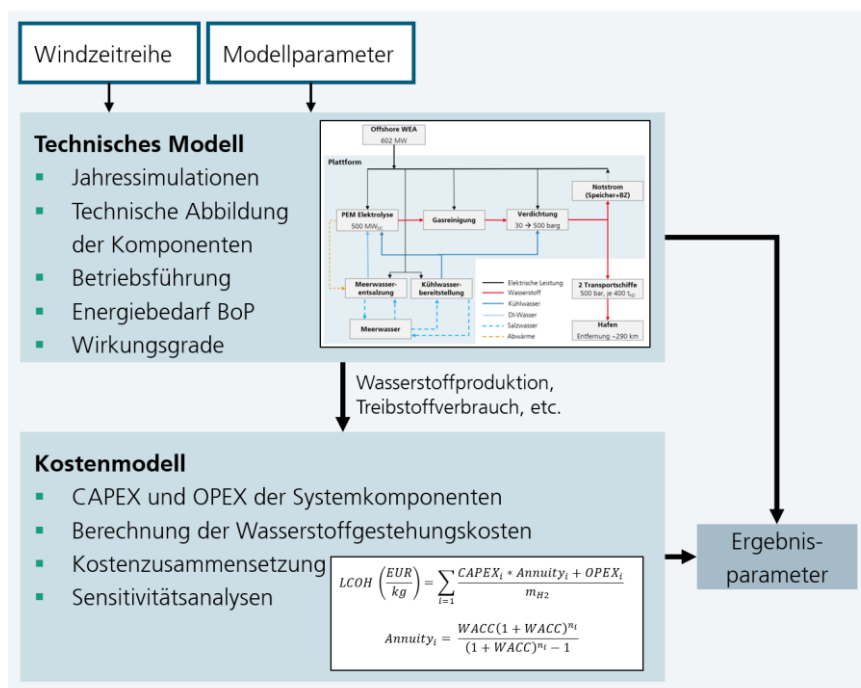


Abbildung 6-1: Schematischer Modellaufbau in H2ProSim im Offsh2ore Projekt

Im Rahmen der techno-ökonomischen Analysen wird unter anderem für die kosteneffiziente Auslegung der Systemkomponenten ein Optimierungsalgorithmus eingesetzt. Der Optimierungsalgorithmus basiert dabei auf einem genetischen Ansatz und durchläuft zahlreiche Iterationsschleifen. Nach einer Iteration mit mehreren Einzelsystem-Simulationen werden die Ergebnisse bewertet und Ergebnisse mit niedrigen Wasserstoffgestehungskosten zur Vererbung bevorzugt. Der Parametersatz der Variablen der Population in der nächsten Generation basiert auf Mutations- und Crossover-Funktionen. Außerdem werden in jeder Generation stochastische Parametervariationen verwendet, um zu vermeiden, dass die Optimierung in einem lokalen Minimum verharret.

²⁷ Gorre, Jachin; Ruoss, Fabian; Karjunen, Hannu; Schaffert, Johannes; Tynjälä, Tero (2020): Cost benefits of optimizing hydrogen storage and methanation capacities for Power-to-Gas plants in dynamic operation. In: Applied Energy 257, S. 113967. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113967.

6.2 Basisszenarios – 500 bar Schiffstransport

6.2.1 Systemaufbau

Das Basisszenario umfasst das zuvor vorgestellte Konzept mit 500 MW_{DC} Elektrolysekapazität und dem schiffsbasierten 500-bar-Druckgastransport des Wasserstoffs. Ein schematischer Systemaufbau ist in Abbildung 6-2 dargestellt.

Im Simulationsmodell werden die einzelnen technischen Komponenten mit ihren Betriebsparametern abgebildet. So lassen sich unter anderem die Leistungsbedarfe und Kühlwasserbedarfe ermitteln. Der modulare Aufbau der 10 MW Elektrolysesysteme, verteilt auf 5 Plattformebenen, wird modelltechnisch abgebildet. Die Überdimensionierung der Systeme Gasaufbereitung, Verdichtung und Wasseraufbereitung wird mit dem Faktor 1.25 hinterlegt und in Kapitel 6.6 unter Berücksichtigung der Ausfallwahrscheinlichkeiten geprüft. Die benötigte Kühlleistung durch Meerwasser richtet sich nach dem momentanen Teillastverhalten der Plattform. Die Meerwasserentsalzung durch die MED nutzt die Abwärme der Elektrolysesysteme, durch die Modellierung der Frischwasserspeicher wird die Wasserbevorratung abgebildet.

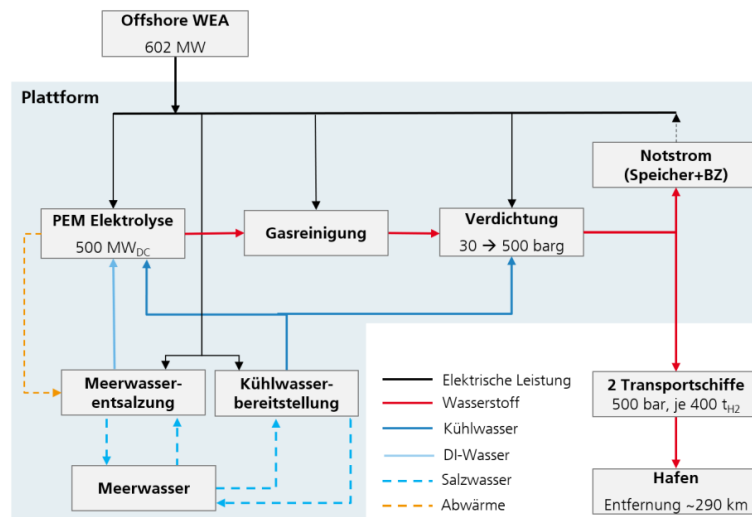


Abbildung 6-2: Blockschaltbild der 500-MW-Elektrolyse-Plattform

Im Folgenden werden die technischen sowie ökonomischen Systemparameter der Plattformkomponenten beschrieben. Die Betriebskosten der Komponenten orientieren sich an Onshore-Werten. Um die aufwändigere Wartung und Instandhaltung offshore zu berücksichtigen, wurden die Kosten mit einem Offshore-Faktor von 2 versehen. Die Komponentenlebensdauer wurde auf 25 Jahre festgelegt. Die Kapitalkosten wurden bei allen Berechnungen mit 5 % angenommen und aufgrund der Unsicherheiten in die Sensitivitätsanalysen mit einbezogen^{28,29}.

6.2.2 Offshore-Windenergie

Wie bereits zuvor benannt, wurde 2019 als repräsentatives, durchschnittliches Windjahr für die Betrachtungen herangezogen. Hierfür wurde mittels WindPro eine Produktionszeitreihe mit einer stündlichen Auflösung erstellt, welche als Eingangszeitreihe der Simulation diente. Für

²⁸ Steffen, Bjarne (2020): Estimating the cost of capital for renewable energy projects. In: Energy Economics 88, S. 104783. DOI: 10.1016/j.eneco.2020.104783.

²⁹ Roth, Agustin; Brückmann, Robert; Jimeno, Moira; Dukan, Mak; Kitzing, Lena; Breitschopf, Barbara et al. (2021): Renewable energy financing conditions in Europe: survey and impact analysis. Hg. v. AURES. Online verfügbar unter https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2021/AURES_II_D5_2_financing_conditions.pdf, zuletzt geprüft am 11.03.2022.

die Betrachtungen im OffsH2ore Projekt wurden Stromkosten für die Windenergie von 50 EUR/MWh angenommen. Es wird angenommen, dass diese Kosten die Investitionskosten der Offshore-Windenergieanlagen inklusive des Aufbaus und der Inbetriebnahme, der Verkabelung bis zur Plattform sowie die Betriebskosten wie Wartung und Versicherung beinhalten. Diese Annahme wird auch durch die Literatur widerspiegelt.

6.2.3 Elektrolyse

Die wesentlichen technischen Parameter für die Modellierung der Elektrolyse basieren auf den Spezifikationen definiert in Kapitel 2. Das Basismodell repräsentiert die Elektrolysekapazität von 500 MW_{DC}. Der Aufbau des Elektrolyse-Simulationsmodells untergliedert sich in ein elektrochemisches Modell, ein thermisches Modell und die dazugehörige Anlagensteuerung, dargestellt in Abbildung 6-3. Zwischen allen drei Teilmodellen bestehen Abhängigkeiten, wie die elektrische Leistung oder die Systemtemperatur, um das Verhalten eines realen Elektrolysesystems möglichst genau abzubilden.

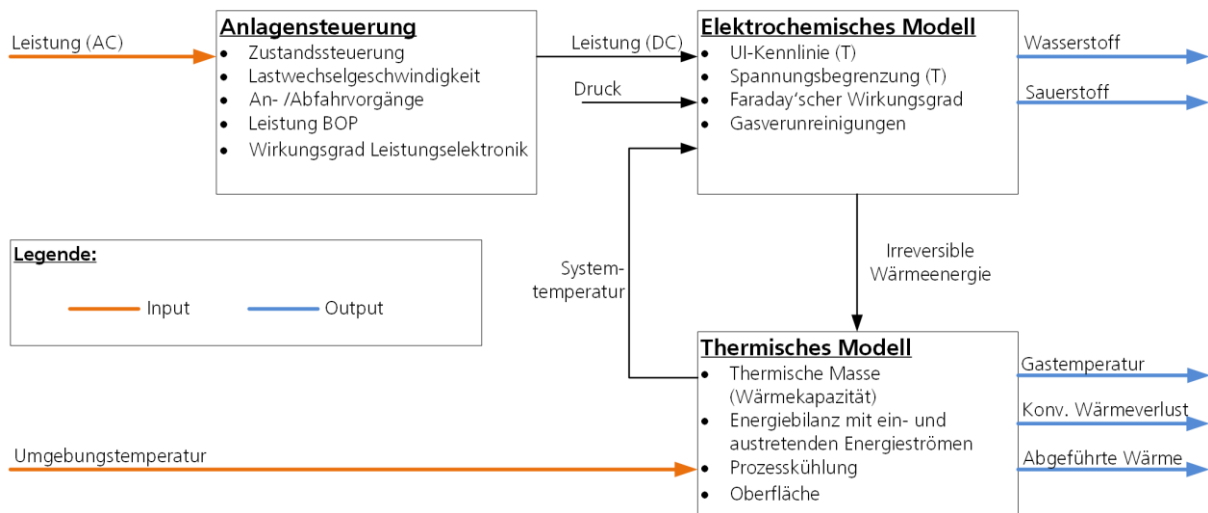


Abbildung 6-3: Vereinfachtes Schema des PEMEL Modells

Neben dem Energiebedarf der Elektrolysestacks berücksichtigt das Modell außerdem den Wirkungsgradverlust der Leistungselektronik (Transformator und Gleichrichter) sowie den Energiebedarf der Balance-of-Plant-Komponenten. Hierzu wurden u.a. die Kennlinien der verschiedenen Pumpen, des Transformators und des Gleichrichters in das Systemmodell hinterlegt.

Die berücksichtigten ökonomischen Parameter für die Elektrolyse sind in Tabelle 6-1 aufgeführt. Für die Elektrolyse werden Investitionskosten von 500 EUR/kW_{AC} berücksichtigt. Dies inkludiert die Leistungselektronik (Transformator und Gleichrichter) sowie das Elektrolysesystem mit Stacks und BoP-Komponenten. Kühlwasserversorgung, Eduktwasseraufbereitung, Druckluft- und Stickstoffversorgung sowie Gasreinigung und Verdichtung sind nicht in den Kosten der Elektrolysekosten berücksichtigt. Den Betriebskosten für Wartung und Instandhaltung werden zudem Kosten für den Austausch der Elektrolysestacks nach der spezifizierten Stacklebensdauer aufgeschlagen.

Tabelle 6-1: Ökonomische Parameter für die Elektrolyse^{2,3,4,5}

Parameter	Wert	Einheit
Spezifische Investitionskosten	500	EUR/kW _{AC}
	1080	EUR/kg/d
Betriebskosten OPEX	40	EUR/kW/a
Anlagen Lebensdauer	25	a
Stack Lebensdauer	55000	h

6.2.4 Gaskonditionierung (Gasreinigung und Verdichtung)

Der produzierte Wasserstoff verlässt die Elektrolysestacks vollständig mit Wasser gesättigt. In der Gasreinigungs- und Trocknungseinheit wird dieser getrocknet und geringe Mengen mitgeführter Sauerstoff katalytisch entfernt. Im Systemmodell wird der elektrische Energiebedarf der Gasreinigung, der Kühlwasserbedarf sowie ein geringfügiger Wasserstoffverlust durch die katalytische Reaktion bei der Sauerstoffentfernung berücksichtigt. Nach der Gasreinigung wird der Wasserstoff im Verdichter von 29 bar auf den für den Schiffstransport benötigten Druck von 500 bar verdichtet. Im Modell ist hierfür der vierstufige Verdichter entsprechend den Herstellerangaben parametrisiert worden, sodass Leistungs- und Kühlwasserbedarf bestimmt werden können. In Summe ergeben sich für die Gaskonditionierung auf der Plattform Investitionskosten von 46,7 Millionen Euro. Die Betriebskosten für die Gasreinigung wurden mit 2 % der Investitionskosten angenommen, für den Verdichter sind 8 % der Investitionskosten hinterlegt.

6.2.5 500-bar-Transportschiff

Wie zuvor im Kapitel 5 für den Druckwasserstofftransport beschrieben, wird der Wasserstoff im gasförmigen Zustand bei 500 bar an Land transportiert. Das von KONGSTEIN ausgelegte Transportschiff hat dabei eine Transportkapazität von rund 400 Tonnen Wasserstoff. Im Modell ist für die Abbildung des Transportprozesses der logistische Zyklus basierend auf den Angaben von KONGSTEIN hinterlegt. Maximal wird ein Schiff mit 9,9 t/h Wasserstoff beladen. Sollte die Nennproduktion der Elektrolyse geringer ausfallen, kann der Beladevorgang auch deutlich länger ausfallen. Der Beladevorgang wird erst beendet, sobald der Druck im Schiff 500 bar erreicht hat. Die Druckberechnung im Speicher auf dem Schiff erfolgt dabei über die Realgasgleichung nach Suave Redlich Kwong³⁰. Basierend auf den Analysen von KONGSTEIN fallen für den Schiffstransport Investitionskosten in Höhe von 652 Mio. Euro an. Hier sind neben dem Schiff auch das entworfene Speichersystem sowie Belade- und Entladeeinrichtungen berücksichtigt. Neben den regulär anfallenden Betriebskosten der Schiffe werden Treibstoffkosten sowie Hafengebühren bei der Bestimmung der Wasserstoffgestehungskosten berücksichtigt. Der Treibstoffbedarf variiert dabei in Abhängigkeit des aktuellen Betriebszustands (Transit, Manövrieren, Warten im Feld auf Beladung).

³⁰ Nasrifar, Khashayar (2010): Comparative study of eleven equations of state in predicting the thermodynamic properties of hydrogen. In: International Journal of Hydrogen Energy 35 (8), S. 3802–3811. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2010.01.032.

6.2.6 Plattformstruktur

Die Investitions- und Betriebskosten der Plattformstruktur wurden ebenfalls im Simulationsmodell hinterlegt. Die aufgeführten Kosten in Tabelle 6-2 beinhalten die Kosten für die Plattform selbst sowie auch die Rohrleitungen und die Installationskosten der Plattformstruktur.

Tabelle 6-2: Ökonomische Parameter der Plattform

Parameter	Wert	Einheit
Investitionskosten CAPEX	140.900.000	EUR
OPEX	4	% _{CAPEX/a}
Lebensdauer	25	a

6.2.7 Sonstige Kosten

Neben den oben genannten Kostenpositionen wurden weitere Komponentenkosten bei der Bestimmung der Wasserstoffgestehungskosten berücksichtigt. Da diese deutlich geringer ausfallen, werden diese im Folgenden zusammengefasst.

Die Meerwasserentsalzung erfolgt mittels MED (Multieffektdestillation). Des Weiteren wurde eine nachgeschaltete EDI für die Aufbereitung zu Reinstwasser sowie die benötigten Pumpen im System in der Kostenaufstellung berücksichtigt. Um die Plattform mit Meerwasser zu versorgen sind 5 Seewasserpumpen inklusive Filtersysteme notwendig. Des Weiteren werden Booster-Pumpen benötigt, um die einzelnen Produktionsebenen mit Meerwasser zu versorgen. Als Notstromeinheit dient eine Brennstoffzelle mit einer Leistung von 5 MW. Ein Wasserstoffspeicher gewährt die Wasserstoffversorgung für 36 h der sicherheitsrelevanten Komponenten sowie der Windkraftanlagen. Die ökonomischen Parameter und der jeweilige Wirkungsgrad der elektrischen Komponenten STATCOM, GIS, MS Trafo (Balance-of-Plant-Komponenten) und Verkabelung auf der Plattform wurden ebenfalls bei der Bestimmung der Wasserstoffgestehungskosten berücksichtigt. Des Weiteren ist die Stickstoff- sowie Druckluftversorgung hinterlegt. In Summe ergeben sich Investitionskosten für die sonstigen Komponenten von rund 50 Mio. Euro.

6.2.8 Engineering

Für die Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten wird zusätzlich zu den Komponentenkosten ein Engineering-Zuschlag berücksichtigt. Dieser soll indirekte Kosten für Engineering, Genehmigungen und Gutachten, übergeordnete Anlagensteuerung sowie Installation und Inbetriebnahme der Plattform berücksichtigen. Der Engineering-Zuschlag wurde nur für die Plattform und die auf der Plattform installierten Komponenten berücksichtigt, nicht aber für die Windenergieanlagen und den Transport. Der Engineering-Zuschlag basiert auf einem Faktor, welcher auf die Investitionskosten der Komponenten aufgeschlagen wird und in diesem Projekt mit 20 % angenommen wird. Aufgrund mangelnder Erfahrungswerte für Elektrolysegroßanlagen, insbesondere in Bezug auf Offshore-Installationen ist dieser Faktor mit einer großen Unsicherheit behaftet.

6.3 Ergebnisse Basisszenario

Nachfolgend erfolgt die Vorstellung der Ergebnisse des Basis-Szenarios mit dem schiffsbasierten Wasserstofftransport bei 500 bar. Diese umfassen neben der Analyse der Wasserstoffgestehungskosten und einer Sensitivitätsanalyse Ergebnisse zum Betrieb der Plattform mit Energieflussdiagrammen sowie eine weiterführende Analyse von Skaleneffekten.

Für die Ermittlung der Wasserstoffgestehungskosten wurde in einem ersten Schritt die kostenoptimale Kapazität des Offshore-Windparks auf Basis der Elektrolysekapazität von 500 MW ermittelt. Hierzu wurde die installierte Kapazität des Offshore-Windparks mit einer Schrittweite von 14 MW (Leistung einer Turbine) variiert und die Wasserstoffgestehungskosten für jede Leistung bestimmt. Diese sowie die sich ergebenden Volllaststunden der Elektrolyse sind in Abbildung 6-4 in Abhängigkeit der Leistung des Windparks dargestellt. Das Minimum der Wasserstoffgestehungskosten ergibt sich bei einer Windleistung von 602 MW. Dort betragen diese 5,92 EUR/kg bei knapp 5000 Volllaststunden der Elektrolyse. Bei geringerer Windkapazität steigen die Wasserstoffgestehungskosten stark an und die Volllaststunden sinken. So liegen die Wasserstoffgestehungskosten bei einer Windparkkapazität von 490 MW bei 6,37 EUR/kg und die Volllaststunden bei rund 4225 h/a. Durch die geringere Kapazität des Windparks ist die Elektrolyse mit 500 MW_{DC} deutlich überdimensioniert und kann nicht mehr bei Nennlast betrieben werden.

Wird die installierte Windkapazität, ausgehend von den 602 MW, nun erhöht, steigen die Wasserstoffgestehungskosten leicht an. Auch die Volllaststunden der Elektrolyse steigen an, da mehr Wasserstoff produziert werden kann. Jedoch bleibt durch die höhere Kapazität des Windparks im Vergleich zur Elektrolyse deutlich mehr Windenergie ungenutzt. Da es sich bei der Betrachtung um ein Inselnetz handelt, kann die überschüssige Windenergie nicht anderweitig genutzt werden. Da die höheren Kosten für die Windenergie nicht durch den höheren Wasserstofftrag ausgeglichen werden können, kommt es zu einem Anstieg der Wasserstoffgestehungskosten.

Es zeigt sich, dass für minimale Wasserstoffgestehungskosten eine leicht erhöhte Kapazität des Offshore-Windparks erforderlich ist (Hinweis: die gesamte Leistungsaufnahme der Plattform liegt bei ca. 530 MW und durch interne Verluste des Offshore-Windparks beträgt die maximale Leistungsbereitstellung rund 550 MW). Im Vergleich zur Wasserstoffproduktion mit Onshore-Wind (Faktor 1,2-1,5) oder PV (Faktor 2-3) fällt die Überkapazität deutlich geringer aus.

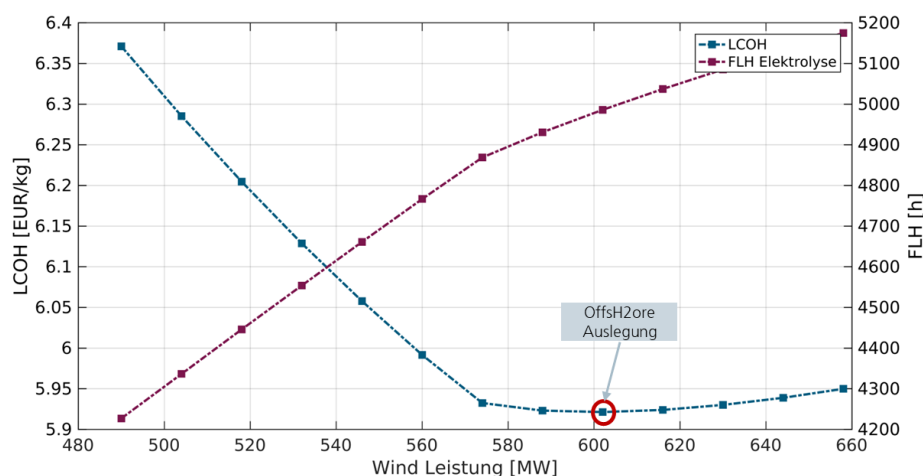


Abbildung 6-4: Einfluss der Windparkgröße auf die LCOH und die Elektrolyse FLH ausgehend von einer installierten Elektrolysekapazität von 500 MW_{DC}

Ausgehend von dem Kostenoptimum bei einer installierten Windkapazität von 602 MW ist in Abbildung 6-5 die Zusammensetzung der Wasserstoffgestehungskosten bei Beginn-of-Life (hohe Elektrolyseeffizienz) und End-of-Life (verminderte Elektrolyseeffizienz) dargestellt. Der Abbildung ist deutlich zu entnehmen, dass der Windpark mit >2,5 EUR/kg den höchsten Anteil an den Kosten hat. Den nächsthöheren Kostenanteil haben die beiden Transportschiffe mit >1,5 EUR/kg, bei denen der hohe Investitionsbedarf für die Speicher stark ins Gewicht fällt. Der Anteil der Elektrolyseeinheit beträgt <1 EUR/kg. Unter „Other Costs“ werden die Komponenten Gasaufbereitung, 500 bar Kompressor, Notstromeinheit (Brennstoffzelle und H₂ Speicher), Wasseraufbereitung und die Pumpen zusammengefasst. Diese, sowie die Kosten für die Plattformstruktur und der Engineering-Zuschlag, haben einen vergleichsweise geringen Anteil an den Wasserstoffgestehungskosten.

Aufgrund der Degradation der Elektrolysestacks sinkt im Laufe der Zeit die Effizienz, was zu einem geringen Wirkungsgrad der Wasserstoffproduktion und somit zu einem geringen Wasserstofftertrag führt. Die Wasserstoffgestehungskosten steigen dadurch bedingt um 0,6 EUR/kg auf 6,60 EUR/kg an. Somit würden sich im Mittel Wasserstoffproduktionskosten an der Hafenkante von 6,30 EUR/kg einstellen. Es ist allerdings davon auszugehen, dass über die Betriebsdauer die Effizienz der neu installierten Elektrolysestacks steigt und die Degradation aufgrund fortschreitender Forschung und Entwicklung reduziert wird. Dadurch bleibt der Wirkungsgrad über eine längere Lebensdauer höher, was schlussendlich zu geringeren Kosten führen würde.

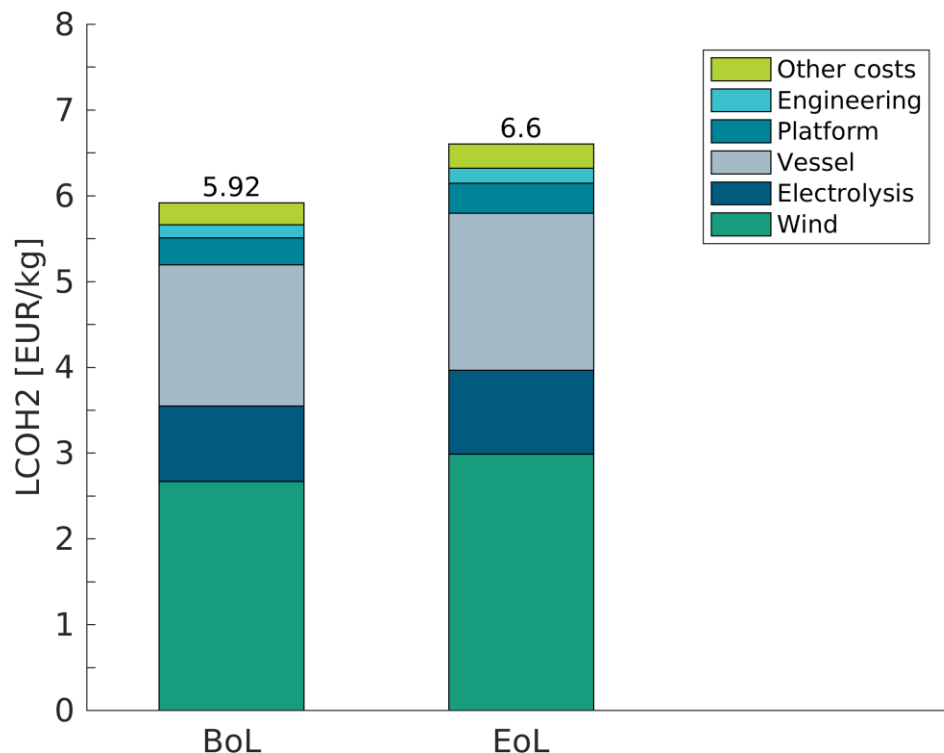


Abbildung 6-5: Anteilige Kosten an den Wasserstoffgestehungskosten

Tabelle 6-3 zeigt weitere Ergebnisse für das Basis-Szenario. Wie oben beschrieben, werden bei BoL Wasserstoffgestehungskosten von 5,92 EUR/kg realisiert. Die Elektrolyse erreicht dabei 4985 Volllaststunden. Es werden rund 49.566 Tonnen Wasserstoff produziert und mit den

zwei Transportschiffen in insgesamt 121 Fahrten an Land gebracht. Da immer nur ein Schiff zeitgleich beladen werden kann, kommt es vor, dass das andere Schiff auf seine Beladung warten muss. In der Modellierung wird der Wartezeitraum bestimmt und daraus die mittlere Auslastung beider Schiffe berechnet. Diese beträgt für BoL 78 %. Aufgrund der reduzierten Wasserstoffproduktion sinkt diese bei EoL auf 72 %.

Tabelle 6-3: Ergebnisse des Basis-Szenarios für BoL und EoL der Elektrolyse

Szenario	Basis Szenario, BoL	Basis Szenario, EoL	Einheit
LCOH	5,92	6,60	€/kg
H ₂ Produktion	49.566	44.327	t
Leistung Windpark	602	602	MW
Volllaststunden Elektrolyse	4985	5067	h
Anzahl Fahrten	121	108	-
Schiffauslastung	78	72	%
H ₂ Verlust	0	0	%
Plattformwirkungsgrad	62	57	%

Abbildung 6-6 stellt die bilanzierten Energieflüsse der Plattform dar. Es kann sowohl der Systemwirkungsgrad als auch der Plattformwirkungsgrad abgelesen werden. Der Systemwirkungsgrad deckt alle Verluste ab der produzierten Windenergie ab. Der Plattformwirkungsgrad vernachlässigt die Windparkverluste und berücksichtigt nur Verluste, die auf die Komponenten auf der Plattform zurückzuführen sind.

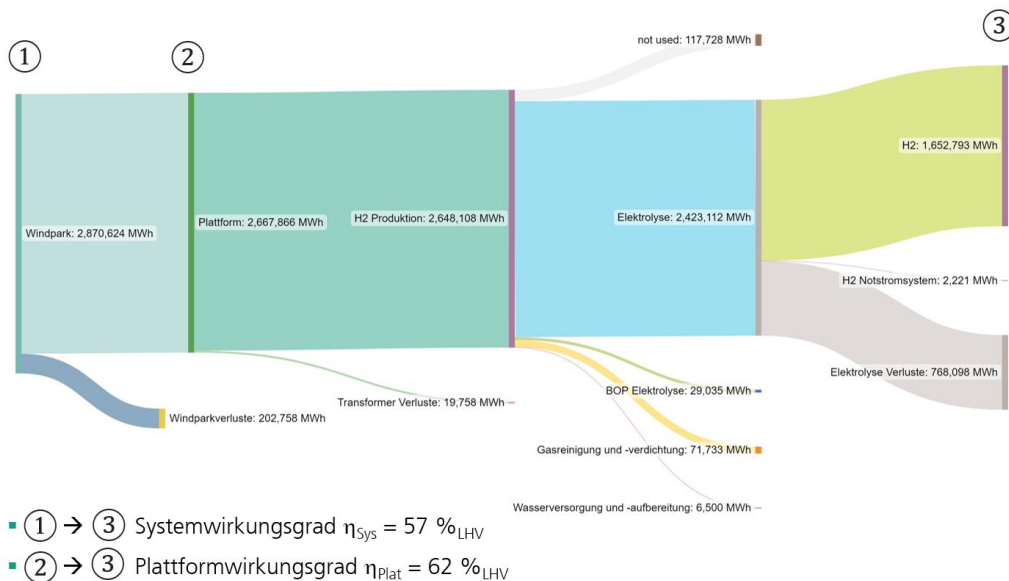


Abbildung 6-6: Energieflussdiagramm der Wasserstoffproduktion

6.3.1 Sensitivitätsanalyse

Die Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten basiert im Grunde auf den berücksichtigten Kosten für die einzelnen Komponenten. Aufgrund dessen, dass solch ein Konzept noch nicht realisiert wurde und somit keine Erfahrungswerte zur Verfügung stehen, können die Kostenparameter mit hohen Unsicherheiten behaftet sein. Diese können sowohl zu geringen Kosten, aber natürlich auch zu höheren Kosten führen. Um diese zu ermitteln, wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Abbildung 6-7 zeigt die Sensitivität der Wasserstoffgestehungskosten auf die Variation der Stromgestehungskosten für den Offshore-Wind, der Investitionskosten für Elektrolyse, Plattform und Schiff sowie der Kapitalkosten. Variiert wurden die Kostenwerte jeweils von -50 % bis +100 % (Kostenhalbierung bis Kostenverdopplung). Die größte Hebelwirkung haben dabei mit Abstand die Stromgestehungskosten für den Offshore-Wind. Kostendegression bei Offshore-Windenergieanlagen haben somit das größte Potential, die Kosten für Offshore-Wasserstoff zu senken. Würden die Kosten der Offshore-Windenergie jedoch um z.B. 25 % höher ausfallen (75 EUR/MWh) steigen die Wasserstoffgestehungskosten jedoch um mehr als 1,2 EUR/kg an.

Der Einfluss einer Änderung der Investitionskosten von Elektrolyse, Plattform und Schiff fällt hingegen geringer aus. Verdoppeln sich die Kosten einer Komponente, steigen die LCOH um ca. 15 %.

Besonderer Fokus sollte auch auf die Kapitalkosten gelegt werden. Diese können je nach Technologiereifegrad variieren, aber auch höhere Einflussfaktoren wie wirtschaftliche und politische Stabilität beeinflussen die Kapitalkosten. Da bisher keine Offshore-Wasserstoffproduktionsanlagen realisiert wurden, können die Kapitalkosten für die ersten Anlagen deutlich höher ausfallen.

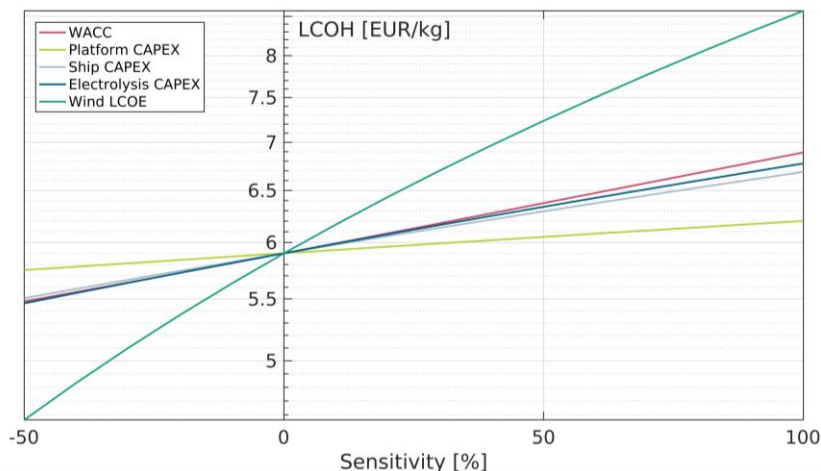


Abbildung 6-7: Sensitivität einzelner Parameter auf die LCOH

Ebenfalls einen großen Einfluss auf die Wasserstoffgestehungskosten hat der festgelegte Installationsfaktor. Dieser hat Einfluss auf die Engineering-Kosten, die die Kosten für die Installation und Inbetriebnahme der kompletten Plattform beschreiben (siehe Abbildung 6-8). Da es weder Literaturwerte für Offshore-Wasserstoffproduktionsplattformen noch für großskalige Onshore-Elektrolysen gibt, sind diese schwer abzuschätzen und müssen in die Sensitivitätsanalyse aufgenommen werden. Die vorliegenden Berechnungen der Szenarien wurden mit einem Installationsfaktor von 0,2 berechnet. Bei einem Installationsfaktor von 1, was eine Verdopplung der Anlagenkosten bedeutet, erhöhen sich die Wasserstoffgestehungskosten auf 6,3 EUR/kg.

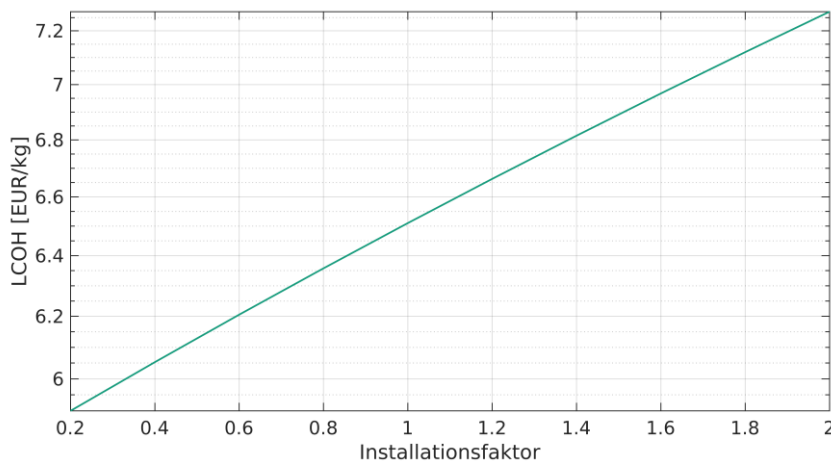


Abbildung 6-8: Einfluss des Installationsfaktors der H₂-Produktionsplattform auf die LCOH

6.3.2 Skaleneffekte

Die vorherigen beschriebenen Ergebnisse basieren auf einer fest definierten Elektrolyseleistung und einer definierten Transportentfernung für den gewählten exemplarischen Standort. Um auch exemplarisch Potentiale für höhere Elektrolysekapazitäten und verschiedene Transportentfernungen zu ermitteln, wurde eine weitere Analyse durchgeführt, in der Elektrolysekapazität und Transportentfernung von 500-3000 MW bzw. von 100-400 km variiert wurden. Die Eingangszeitreihe der Windenergieproduktion wurde hierfür skaliert.

Dazu wurde der in H2ProSim integrierte Optimierungsalgorithmus eingesetzt, um die kostenoptimale Kapazität des Windparks bzw. die erforderliche Anzahl an Transportschiffen zu bestimmen. Für jede Kombination von Transportentfernung und Elektrolysekapazität wurde eine Optimierung durchgeführt. Die Kosten wurden hierfür linear skaliert.

Das Ergebnis der Abhängigkeit zwischen den Wasserstoffgestehungskosten, der Transportdistanz und der Elektrolyseleistung ist in Abbildung 6-9 dargestellt. Beim Basis-Szenario beträgt die Distanz zum Hafen ~290 km bei einer Elektrolyseleistung von 500 MW_{DC}, der Wasserstoff wird mit 2 Schiffen transportiert. Die Wellen im 3D-Plot markieren die Übergänge, ab wann ein zusätzliches Schiff eingesetzt wird, um die steigende Wasserstoffproduktion an Land zu transportieren. Die Kosten steigen kurzfristig an, vor allem durch Wasserstoffverluste, bevor sich der Einsatz eines weiteren Schiffes rentiert. Der markierte Punkt des Basisfalls zeigt, dass die beiden Schiffe nicht zu 100% ausgelastet sind und damit auch eine entferntere Plattform bedient werden könnte.

Bei einer Plattform (bzw. einem Zusammenschluss mehrerer Plattformen) mit 3000 MW Elektrolyseleistung werden bis zu 6 Schiffe für den Transport eingesetzt, bei der geringsten Entfernung von 100 km vom Hafen liegen die Wasserstoffgestehungskosten dann bei ~5,00 EUR/kg.

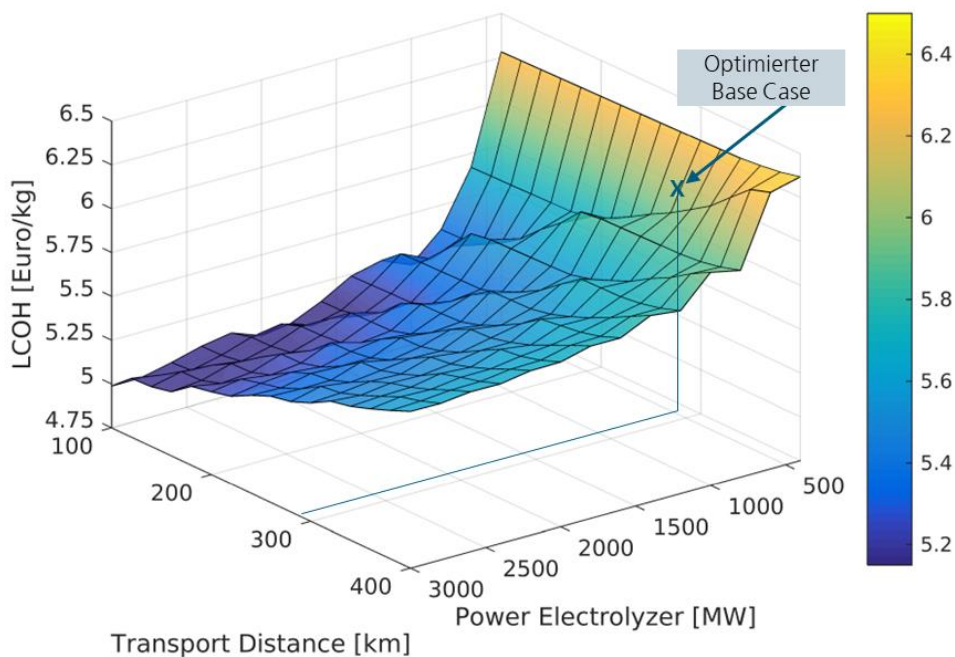


Abbildung 6-9: Abhängigkeit der LCOH von der Elektrolyseleistung und der Transportdistanz

6.4 Alternative Transportpfade (GH₂-Pipeline, LOHC, LH₂)

Um einen Vergleich zu anderen Wasserstofftransportoptionen abbilden zu können, wurden als Alternative zum GH₂-Transport per Schiff die Optionen GH₂-Pipeline, LOHC und LH₂ analysiert und die Wasserstoffgestehungskosten ermittelt. Im Vergleich zum Druckwasserstofftransport per Schiff erfolgte die Datenerhebung und Modellierung der alternativen Transportpfade in geringerer Detailtiefe. Die einfließenden technischen und ökonomischen Daten basieren auf Literaturwerten, welche nicht durch Herstellerangaben im vorliegenden Projekt validiert wurden. **Die Ergebnisse sind aufgrund dessen mit höheren Unsicherheiten zu bewerten und sollen nur einen indikativen Vergleich liefern.** Insbesondere die Offshore-Installation kann zu höheren Anforderungen und somit Kosten führen, die in den Kostendaten nicht oder nur teilweise berücksichtigt werden konnten.

Als Basis für alle Berechnungen wurde immer eine Elektrolysekapazität von 500 MW_{DC} berücksichtigt. Aufgrund unterschiedlicher Bedingungen (z.B. durch einen höheren Energiebedarf der BoP-Komponenten) ergibt sich ggf. eine abweichende kostenoptimale Kapazität der Offshore-Windenergieanlagen. Diese wurde entsprechend durch die Systemoptimierung bestimmt.

6.4.1 Pipeline

Im Pipeline-Szenario (schematische Darstellung siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) wird der Transport von gasförmigem Wasserstoff mittels einer Pipeline untersucht. Dafür wird der produzierte Wasserstoff nach der Gasreinigung mit einem Verdichter auf 100 bar komprimiert und anschließend durch die Pipeline an Land transportiert. Der Pipelinedurchmesser wird dementsprechend ausgelegt, dass der Enddruck am Pipeline-Ende (an Land) mindestens 30 bar beträgt. Im Falle des Basiszenarios mit 500 MW Elektrolyse bei der Transportentfernung im Basisfall beträgt der erforderliche Durchmesser rund 23 cm.

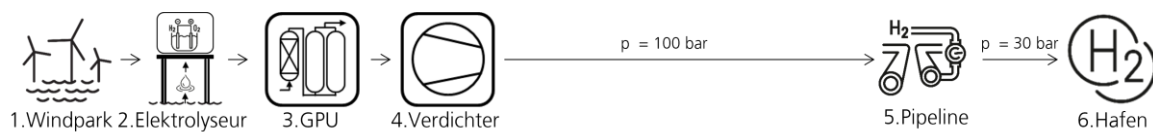


Abbildung 6-10: Schematische Übersicht des Systemaufbaus für den Pipelinetransport von gasförmigen Wasserstoffs bei 100 bar

Abbildung 6-11 zeigt die hinterlegte Kostenfunktion für die Pipeline in Abhängigkeit des Durchmessers. Als Datengrundlage hierfür sind die Daten einer Vielzahl von Pipelineprojekten sowie Pipeline-Kostenfunktionen aus der Literatur gesammelt worden. Für die Pipeline wurden jährliche Betriebskosten von 2% der Investitionskosten berücksichtigt.

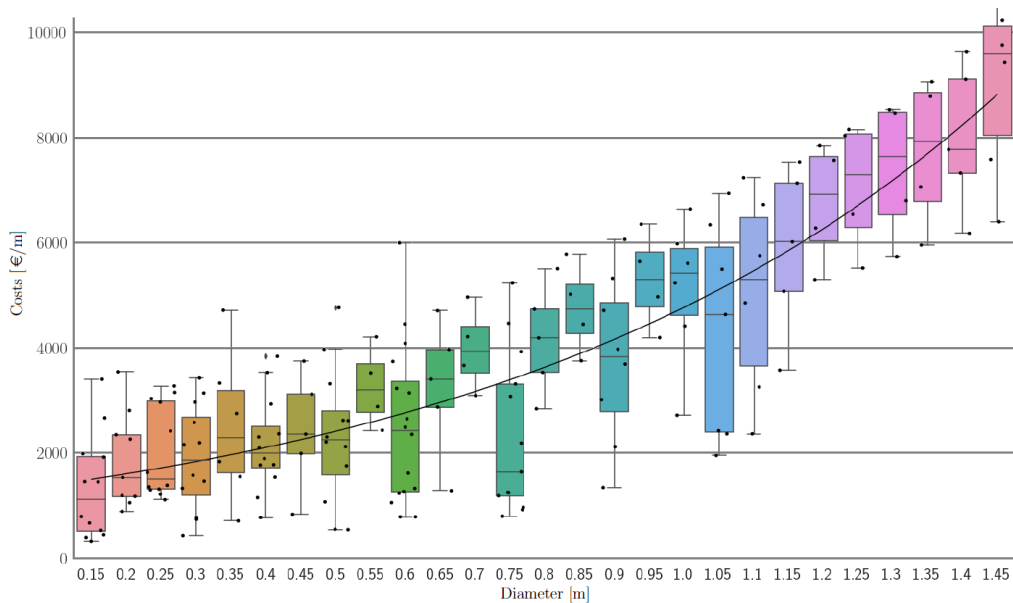


Abbildung 6-11: Spezifische Kosten von Offshore-Pipelines abhängig vom Durchmesser^{31,32,33,34}

6.4.2 Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC)

Als LOHC-Transportroute wird die Hydrierung (siehe Abbildung 6-12) des Wasserstoffs sowie der anschließende Transport mit Tankschiffen abgebildet. Als Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) werden organische Verbindungen bezeichnet, die Wasserstoff durch eine chemische Reaktion aufnehmen und wieder abgeben können. In hydrierter Form kann der Wasserstoff mit bereits vorhandener Infrastruktur von Flüssigtreibstoffen prozessiert werden, da sich die Eigenschaften von LOHC mit denen von Diesel vergleichen lassen. Im Hafen erfolgt eine Dehydrierung des LOHC, damit der Wasserstoff wieder in Reinform vorliegt. Beim Transport wird

³¹ Connor Thelen (2022): Simulation and techno-economic Analysis of Hydrogen Transport Pathways for Offshore wind-powered Production Plants. Freiburg.

³² Dennis Krieg (2012): Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff, Forschungszentrum Jülich

³³ Mark J. Kaise (2020): Offshore pipeline construction industry: Activity modeling and cost estimation in the U.S. Gulf of Mexico. Cambridge: Gulf Professional, 2020

³⁴ Hans Dambeck, Paul Wendring, Dr.-Ing. Jürgen Wilms. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Wasserstoffherzeugung aus Offshore-Windstrom. Prognos AG, 2020

das Direct-Shuttling-Prinzip mit zwei Schiffen verfolgt, ein größerer LOHC-Zwischenspeicher auf der Plattform wurde nicht berücksichtigt.



Abbildung 6-12: Übersicht des LOHC-Modells

Die Hydrierung von Wasserstoff in LOHC ist ein exothermer Prozess. Der elektrische Energiebedarf für die Hydrierung wurde auf Basis von Literaturangaben mit 0,37 kWh/kg_{H₂} angenommen. Die erhöhte Kapazität der Anlagenkühlung aufgrund der exothermen Reaktion wurde entsprechend im Modell berücksichtigt. Beim dynamischen Betreiben der Anlage führen längere Standzeiten zu Abweichungen der Betriebstemperatur des Reaktors von der idealen Temperatur. Das hat Einfluss auf den Hydriergrad, welcher angibt, wieviel Wasserstoff der maximal möglichen Menge vom LOHC gebunden wird. Für die Bestimmung der Reaktortemperatur wurde ein vereinfachtes Modell hinterlegt, welches das Temperaturverhalten abhängig vom Betriebszustand beschreibt. Je geringer die Temperatur des Reaktors, desto weniger Wasserstoff kann im LOHC gebunden werden. Pro Ebene ist eine Hydrieranlage mit einem maximalen Massenstrom von 2.000 kg_{H₂}/h vorgesehen.

Tabelle 6-4: Ökonomische Parameter für die Hydrierung^{35,36}

Parameter	Wert	Einheit
Elektrischer Energiebedarf	0,37	kWh/kg _{H₂}
Wasserstoff Aufnahme	0,054	kg _{H₂} /kg _{BT}
Investitionskosten CAPEX	$CAPEX_{Hydrierung} = 40 * 10^6 \text{€} * \left(\frac{\dot{m}}{300 \left[\frac{t}{day} \right]} \right)^{\frac{2}{3}}$	€
Betriebskosten OPEX	3	% _{Capex/a}
Lebensdauer	25	Jahre

Um den Wasserstoff wieder nutzbar zu machen, ist eine Dehydrierung im Hafen bzw. am Bestimmungsort erforderlich. Die Dehydrierung ist ein endothermer Prozess und erfolgt bei Temperaturen von 250-300°C. Der Prozess ist mit einem hohen thermischen Energieaufwand verbunden. Die hierfür notwendige Energie wird im ersten Fall durch den produzierten Wasserstoff über einen Wasserstoffbrenner bereitgestellt. Folglich sinkt der Wasserstoffenertrag. Alternativ wurde die Dehydrierung mittels Hochtemperaturabwärme untersucht (Annahme thermische Energiekosten: 30 EUR/MWh_{therm}). Alle Parameter für die Dehydrierung sind in Tabelle

³⁵ Reuß, M.; Grube, T.; Robinius, M.; Preuster, P.; Wasserscheid, P.; Stolten, D. (2017): Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model. In: Applied Energy 200, S. 290–302. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.05.050.

³⁶ Rüde, Timo; Dürr, Stefan; Preuster, Patrick; Wolf, Moritz; Wasserscheid, Peter (2022): Benzyltoluene/perhydro benzyltoluene – pushing the performance limits of pure hydrocarbon liquid organic hydrogen carrier (LOHC) systems. In: Sustainable Energy Fuels 6 (6), S. 1541–1553. DOI: 10.1039/D1SE01767E.

6-5 aufgeführt. Die Dehydrierung wird so ausgelegt, dass die Hydrieranlage konstant über das Jahr läuft. Mit der Größe der Anlage variieren auch die Investitionskosten. Alle weiteren ökonomischen Parameter sind in Tabelle 6-5 zusammengefasst. Der im Hafen vorgesehene Speicher wird so dimensioniert, dass er zu jeder Zeit des Jahres die Ladung von einem anlandenden Schiff aufnehmen kann. Dementsprechend muss auch das LOHC-Fluid vorgehalten werden.

Tabelle 6-5: Technische und ökonomische Parameter für die Dehydrierung^{35,37,38, 39}

Parameter	Wert	Einheit
Elektrische Leistungsbedarf	0,37	kWh/kg _{H2}
Thermischer Leistungsbedarf	11,26	kWh/kg _{H2}
Verluste	1	%
Annahme Stromkosten (onshore)	0,08	€/kWh
Investitionskosten CAPEX	$CAPEX_{Dehydrierung} = 181.707\text{€} * \left(\frac{\dot{m}}{\left[\frac{\text{kg}}{\text{day}} \right]} \right)^{\frac{2}{3}} \text{€}$	
Betriebskosten OPEX	3	% _{Capex/a}
Lebensdauer	25	Jahre

Das für den Transport von Wasserstoff in Form von LOHC von KONGSTEIN ausgelegte Schiff besitzt ein Ladevolumen von 25.000 m³. Dies entspricht einer Kapazität von etwa 1.250 t Wasserstoff. Das Speichervolumen auf dem Schiff ist in 12 Sektionen unterteilt. Jede Sektion besitzt dabei eine eigenständig Be- und Entladeeinheit inklusive der benötigten Pumpen.

LOHC-Transportschiffe sind bei den Speichern, Pumpen sowie der hierfür benötigten Materialien in weiten Teilen vergleichbar mit Öltankern. Die Verwendung erprobter Technologien einhergehend mit der Simplifizierung des Gesamttransportsystems führt, verglichen mit den weiteren untersuchten Transportschiffen, zu erheblich reduzierten Investitions- und Betriebskosten. Eine Übersicht der ökonomischen Parameter findet sich in Tabelle 6-6.

³⁷ Hydrogenious LOHC Technologies (2022): Product Brochure. We Disrupt Hydrogen Infrastructure. Hg. v. Hydrogenious LOHC Technologies. Online verfügbar unter https://www.hydrogenious.net/wp-content/uploads/2021/09/Hydrogenious_LOHC_Product-Broch_09_21_web.pdf, zuletzt geprüft am 23.06.2022.

³⁸ Rüde, Timo; Dürr, Stefan; Preuster, Patrick; Wolf, Moritz; Wasserscheid, Peter (2022): Benzyltoluene/perhydro benzyltoluene – pushing the performance limits of pure hydrocarbon liquid organic hydrogen carrier (LOHC) systems. In: Sustainable Energy Fuels 6 (6), S. 1541–1553. DOI: 10.1039/D1SE01767E.

³⁹ Fraunhofer ISE (2023): Kopernikus P2X-Phase 2 Abschlussbericht

Tabelle 6-6: Ökonomische Parameter für einen LOHC-Tanker

Parameter	Wert	Einheit
Investitionskosten CAPEX	89.600.000	€
Betriebskosten OPEX	8.166.855	€/a
Lebensdauer	25	Jahre

6.4.3 Flüssigwasserstoff (LH₂)

Als weiterer Transportpfad wurde die Verflüssigung von Wasserstoff und der anschließende Transport von Flüssigwasserstoff (LH₂) untersucht. Der Systemaufbau für das LH₂-Szenario ist in Abbildung 6-13 dargestellt. Bei der Verflüssigung von Wasserstoff handelt es sich um einen kryogenen Prozess bei sehr niedrigen Temperaturen von -253°C. Verflüssigungsanlagen werden in der Regel mit einer konstanten Kapazität betrieben. Dynamiken im Wasserstoffinput sind nur bedingt möglich. Auch das Ein- und Ausschalten der Verflüssiger ist mit langen An- und Abfahrzeiten verbunden. Aus diesem Grund wurde in der Modellierung der Prozess so gestaltet, dass dieser immer bei mindestens 25 % der Nennkapazität betrieben wird. Das hat zur Folge, dass ein gasförmiger Speicher auf der Plattform erforderlich ist, um auch Wasserstoff dem Prozess zuzuführen, wenn gerade keine Erzeugung simultan erfolgt. Für den Transport wird ein Schiff eingesetzt. Um die Verflüssigung während der Transportphasen fortzusetzen, wird ein Flüssigwasserstoffspeicher auf der Plattform berücksichtigt.

Diese Szenarioanalyse betrachtet nur die zusätzlichen Kosten für die Verflüssigung, Speicherung und den Transport von Flüssigwasserstoff. Zusätzliche Kosten, die durch Änderungen an der Plattform entstehen, wurden nicht berücksichtigt.

Generell ist davon auszugehen, dass die Offshore-Produktion von Flüssigwasserstoff aufgrund ihrer deutlich höheren Komplexität schwerer umzusetzen ist. Eine große Herausforderung kann auch die Offshore-Beladung darstellen. Das Beladesystem (SAL), welches für GH₂ und LOHC angewendet wird, eignet sich möglicherweise nicht für LH₂ aufgrund der deutlich geringeren Temperaturen. Zu einer Herausforderung beim Beladen kann zudem der Boil-off führen, welcher in Rohrleitungen entsteht und abgeführt werden muss. Dies wurde im Rahmen dieses Projekts jedoch nicht tiefer analysiert.

Wie auch bei den anderen Szenarien wurde eine Notstromversorgung über stationäre Brennstoffzellen berücksichtigt. Bei dem Flüssigwasserstoffszenario fällt der Notstrombedarf jedoch ungleich höher aus. Dies liegt daran, dass, wie beschrieben, die Verflüssigung immer bei mindestens 25 % Teillast betrieben wird, auch wenn kein Windstrom zeitgleich produziert wird. Gleichzeitig ist für die Verflüssigung von Wasserstoff ein hoher elektrischer Energiebedarf notwendig. Dieser muss in Zeiten ohne Windstromproduktion durch die Notstromversorgung gedeckt werden. Die Entnahme des Wasserstoffs für die Notstromeinheit erfolgt dabei durch den Wasserstoff-Zwischenspeicher.

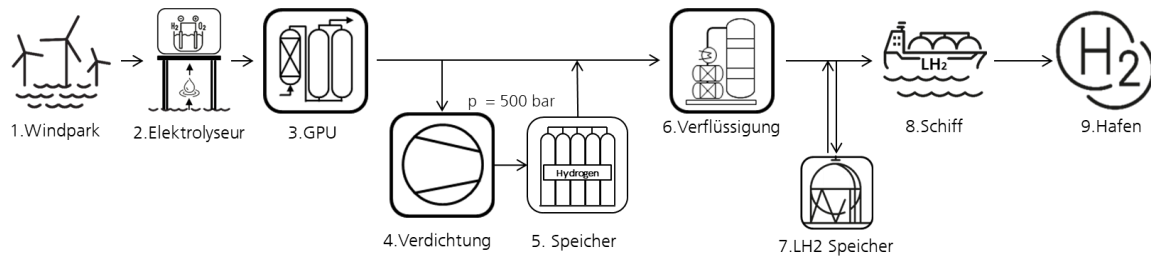


Abbildung 6-13: Übersicht des Flüssigwasserstoffmodells

Das Konzept der Verflüssigungsanlage basiert auf der IdealHy-Studie, welche die Auslegung einer Anlage mit einer Kapazität von 50 t/Tag beschreibt. Die Verflüssigung erfolgt in fünf Schritten, bei denen durch wiederholtes Verdichten und Expandieren der Wasserstoff bei einem Austrittsdruck von 2 bar auf 22,8 K herabgekühlt und somit verflüssigt wird. Die Verluste werden mit 1,65% des prozessierten Wasserstoffs abgeschätzt⁴⁰. Heutige Verflüssigungsanlagen sind in erster Linie für den statischen, kontinuierlichen Betrieb konzipiert. Dies liegt in erster Linie an den geringen Betriebstemperaturen einzelner Komponenten der Anlage. Wird im dynamischen Betrieb zeitweise kein Wasserstoff produziert, erfolgt die Wasserstoffentnahme aus dem Zwischenspeicher auf der Plattform. Die Kapazität der Verflüssigungsanlage sowie des GH₂-Zwischenspeichers wird im Rahmen der Systemoptimierung ermittelt. Die ökonomischen Parameter zur Verflüssigungsanlage sind in Tabelle 6-7 aufgeführt.

Tabelle 6-7: Ökonomische Parameter für die Verflüssigungsanlage^{40,41}

Parameter	Wert	Einheit
Maximaler Massenstrom	Optimierungsvariable	kg/h
Lastbereich	25 – 100	%
Leistungsbedarf	6	kWh/kg
Prozessverluste	1,65	%
Investitionskosten CAPEX	$CAPEX_{\text{Verflüssigung}} = 7,37 * 10^6 \text{€} * \left(\frac{86,4 * \dot{m}}{\left[\frac{\text{kg}}{\text{s}} \right]} \right)^{\frac{2}{3}}$	€
Betriebskosten OPEX	4	% _{Capex/a}
Lebensdauer	25	Jahre

Da bisher keines der sich im Einsatz befindenden Flüssigwasserstoffschiffe die für dieses Projekt benötigten Transportkapazitäten aufweist, fand die Auslegung des LH₂-Transportschiffs basierend auf der Studie von Moss Maritime statt. Um eine Seetauglichkeit für die benötigten Anforderungen zu garantieren wurden die Dimensionen des Schiffs inklusive des Speichers

⁴⁰ Stolzenburg, K.; Mubbala, R. (2013): Integrated Design for Demonstration of Efficient Liquefaction of Hydrogen (IDEALHY). Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU).

⁴¹ Al Ghafri, Saif ZS.; Munro, Stephanie; Cardella, Umberto; Funke, Thomas; Notardonato, William; Trusler, J. P. Martin et al. (2022): Hydrogen liquefaction: a review of the fundamental physics, engineering practice and future opportunities. In: Energy Environ. Sci. 15 (7), S. 2690–2731. DOI: 10.1039/d2ee00099g.

auf die Größe der von KONGSTEIN ausgelegten Schiffe skaliert. Folglich ergibt sich eine Ladekapazität des Schiffs von etwa 625.000 kg verflüssigtem Wasserstoff. Die Boil-off-Verluste werden mit 0,1% des eingespeicherten Wasserstoffs pro Tag abgeschätzt. Alle weiteren Parameter sind in Tabelle 6-8 zusammengefasst. Die Kosten für das Transportschiff werden von Moss Maritime mit 68 Mio. € angegeben^{42,43}. In Zusammenarbeit mit KONGSTEIN wurden die Kosten für den Umbau für die stationäre Beladbarkeit an der Plattform sowie der erweiterten Seetauglichkeit mit 30 Mio. € abgeschätzt (siehe nachfolgende Tabelle).

Tabelle 6-8: Technische Parameter für den LH₂ Carrier^{43,44}

Parameter	Wert	Einheit
Ladekapazität	625	t
Boil-Off	0,1	%/d
Investitionskosten CAPEX	98.000.000	€
Betriebskosten OPEX	4	% _{Capex} /a
Lebensdauer	25	Jahre

Für die Zwischenspeicherung des Flüssigwasserstoffs wird im Modell ein LH₂-Speicher berücksichtigt. Die spezifischen Kosten sind mit 25.000 EUR/Tonne angenommen³⁵. Zusätzlich wird ein Boil-Off von 0,1 %/d berücksichtigt. Eine Regasifizierung wurde nicht berücksichtigt.

6.5 Gegenüberstellung der Szenarioanalysen

6.5.1 Ökonomischer Vergleich der Szenarien

Einen Überblick der Wasserstoffgestehungskosten aller untersuchten Szenarien bei einer festgelegten Elektrolyseleistung von 500 MW und einer Transportdistanz von 290 km ist in Abbildung 6-14 dargestellt. Die Wasserstoffbereitstellungskosten im Hafen hängen dabei stark von der eingesetzten Transporttechnologie ab.

Für die betrachtete Entfernung und Elektrolysekapazität ist der Transport von gasförmigem Wasserstoff mittels Pipeline am kosteneffektivsten. Im direkten Vergleich ist zu erkennen, dass das Pipelineszenario (Szenario 2) mit 5,05 EUR/kg die günstigsten Wasserstoffgestehungskosten erzielt. Durch den Einsatz einer Pipeline für den Wasserstofftransport reduziert sich die Komplexität auf der Plattform. Der prinzipielle Systemaufbau ist dabei fast identisch zum Basiszenario, jedoch muss der Wasserstoff nur auf 100 bar verdichtet werden statt auf 500 bar. Vor allem aber die reduzierten Transportkosten im Vergleich zum Transport per Schiff führen zu geringerer Wasserstoffgestehungskosten.

⁴² Maurice Vos, Jochum Douma, Albert von den Noort (2020): Study on the Import of Liquid Renewable Energy: Technology Cost Assessment. Hg. v. DNV GL. Online verfügbar unter https://www.gie.eu/wp-content/uploads/filr/2598/DNV-GL_Study-GLE-Technologies-and-costs-analysis-on-imports-of-liquid-renewable-energy.pdf, zuletzt geprüft am 15.02.2023.

⁴³ Moss Maritime AS (2019): Liquid Hydrogen Bunker Vessel. Online verfügbar unter https://www.sintef.no/globalassets/sintef-industri/arrangement/hydrogen-safety-2019/13_liquid-hydrogen-bunker-vessel_m_bohlerengen_moss_maritime.pdf, zuletzt geprüft am 21.09.2022.

⁴⁴ Alkhaledi, Abdullah NFNR; Sampath, Suresh; Pilidis, Pericles (2022): A hydrogen fuelled LH₂ tanker ship design. In: Ships and Offshore Structures 17 (7), S. 1555–1564. DOI: 10.1080/17445302.2021.1935626.

Die Wasserstoffgestehungskosten für den Transportpfad über LOHC betragen 8,35 EUR/kg, sofern ein Teil des dehydrierten Wasserstoffs für die Dehydrierung genutzt wird. Steht Hochtemperaturabwärme zur Verfügung, reduzieren sich die Kosten auf 6,25 EUR/kg. Einen großen Anteil an den LCOH hat dabei das LOHC-Trägerfluid (unter „Other Costs“). Von diesem müssen hohe Mengen vorgehalten werden, da jedes der beiden Schiffe und die Zwischenspeicher vor der Dehydrierung mit diesem zu befüllen sind.

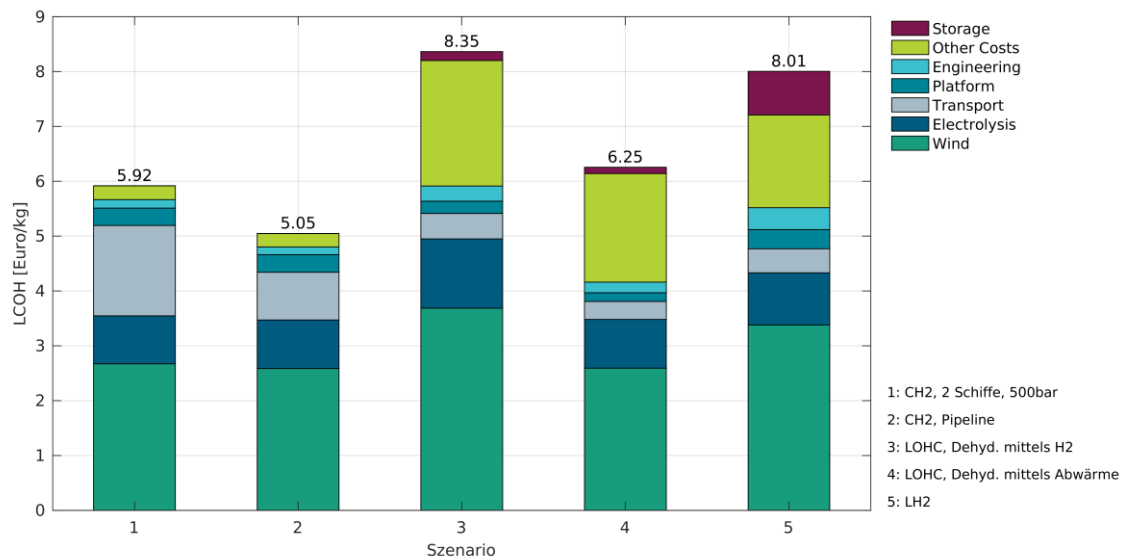


Abbildung 6-14: Vergleich der LCOH aller Transportpfade für eine Plattform mit einer Elektrolysekapazität von 500 MW_{DC} und einer Transportdistanz von 290 km

Auch die Wasserstoffgestehungskosten für den Transport von LH₂ (Szenario 5) sind aufgrund der kapitalintensiven Verflüssigungsanlage mit 8 EUR/kg auf einem sehr hohen Niveau.

Tabelle 6-9: Ergebnisse der Transportpfadvergleiche im Kostenoptimum; Randbedingung aller Szenarien: 500 MW Elektrolyse

	GH ₂ -Schiff (Basis)	GH ₂ - Pipeline	LOHC (H ₂ -De- hydr.)	LOHC (Abwärme- Dehydr.)	LH ₂	Einheit
LCOH	5,92	5,05	8,35	6,25	8,01	€/kg
H ₂ -Menge	49.566	48.800	34.400	48.800	44.920	t/a
Leistung Windpark	602	574	577	576	690	MW

Die bisherige Auswertung bezieht sich auf eine einzelne Elektrolysekapazität und eine feste Transportdistanz. Hierbei ist zu beachten, dass beides einen Einfluss auf die Wasserstoffkosten haben kann. Wie schon für das Basisszenario in Abbildung 6-9 gezeigt, sinken die Wasserstoffkosten mit steigender Kapazität. Insbesondere für den Pipelinetransport sind durch deutliche Skaleneffekte bei den Pipelinekosten deutliche Kostensenkungen zu erwarten. Die LCOH in Abhängigkeit der Transportdistanz (100-400 km) und der Elektrolysekapazität (500-5000 MW; diese können über mehrere Plattformen verteilt sein) sind

in Abbildung 6-15 dargestellt. Hierbei sind deutliche Skaleneffekte mit steigender Elektrolyseleistung zu erkennen. Die Einsparungen sind ausschließlich auf die Transportkosten zurückzuführen, da für alle weiteren Komponenten eine lineare Skalierung der Kosten vorgenommen wurde. Für eine Transportdistanz von 290 km und eine Elektrolyseleistung von 500 MW ergibt sich der minimale Pipelinedurchmesser zu 0,225 m. Bei gleicher Distanz aber einer Verzehnfachung der Elektrolyseleistung von 500 MW auf 5.000 MW ergibt sich ein Pipelinedurchmesser, der mit etwa 0,551 m nur etwa doppelt so groß ist. Dadurch reduzieren sich die Kosten für den ausschließlichen Transport des Wasserstoffs von der Plattform an Land erheblich.

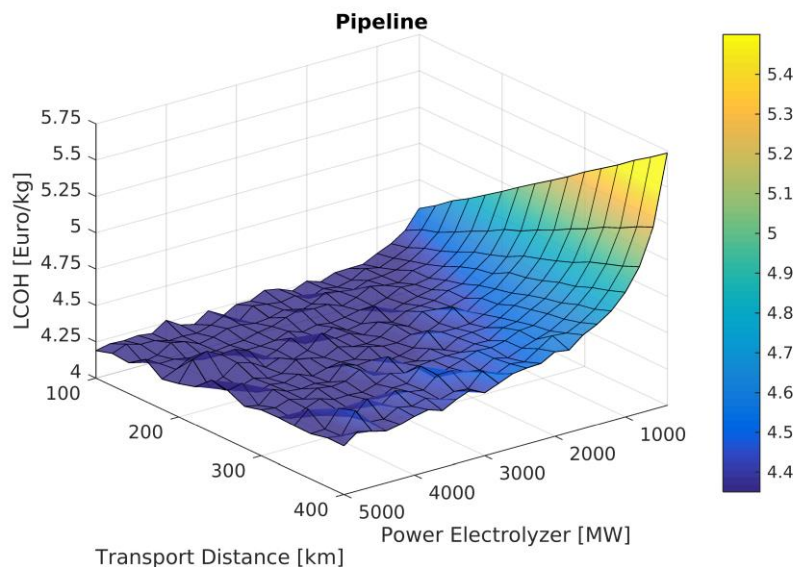


Abbildung 6-15: LCOH-Skaleneffekte für das Pipeline-Szenario

6.5.2 Qualitativer Vergleich Transportpfade

Bei der Bewertung der Ergebnisse spielen neben der techno-ökonomischen Analyse weitere qualitative Faktoren eine Rolle. Generell sollte das System auf der Plattform so einfach wie möglich aufgebaut sein. Dies zeichnet vor allem die Transportvarianten von gasförmigem Wasserstoff, sowohl per Schiff oder per Pipeline, aus. Plattformseitig wird für den Transport lediglich ein Verdichter benötigt, wobei die Verdichtung beim Pipelinetransport auf einen geringeren Druck ausreicht und somit die technische Komplexität sinkt. Der Transport per LOHC oder LH₂ ist hingegen deutlich komplexer. Bei ersterem befindet sich ein thermischer Prozess auf der Plattform, welcher bei hohen Temperaturen betrieben werden muss und Temperaturschwankungen im Prozess problematisch sein können. Bei LH₂ wird ein kryogener Verflüssigungsprozess auf der Plattform benötigt, welcher kontinuierlich betrieben werden muss und zudem einen hohen Leistungsbedarf aufweist. Beide letztgenannten Prozesse haben zudem einen geringeren Wirkungsgrad, da entweder eine energieintensive Verflüssigung im Falle von LH₂ oder eine energieintensive Dehydrierung im Falle von LOHC erforderlich ist. Bei GH₂ (Schiff und Pipeline) ist lediglich eine Verdichtung notwendig.

Hinsichtlich des dynamischen Betriebs durch die volatile Wasserstoffproduktion haben ebenfalls die GH₂-Varianten Vorteile. Vor allem die H₂-Verflüssigung ist an einen minimalen Teillastbetrieb gebunden.

Hinsichtlich des Realisierungshorizonts werden GH₂-Schiffstransport und LOHC-Transport am besten eingeschätzt. Generell ist bei allen Technologien jedoch ein enormer Scale-Up bei der Elektrolyse erforderlich. Bei der Pipeline wird angenommen, dass der Bau aufgrund

erforderlicher Genehmigungen etc. zu deutlichen Verzögerungen führen kann. Bei LH₂ wird aufgrund des komplexen Systems von einem deutlich höheren Entwicklungsaufwand ausgegangen.

Ein weiteres Bewertungskriterium ist der Umwelteinfluss. Dieser wurde unterteilt in den bauseitigen Einfluss und in den Einfluss des Transportmediums im Falle einer Leckage o.ä. Hier schneiden gasförmiger und verflüssigter Wasserstoff am besten ab, da Wasserstoff keine toxische Wirkung auf die Umwelt hat und im Falle einer Leckage sich schnell verflüchtigt. Anders sieht es hingegen bei LOHC aus. Bei dem Trägermedium handelt es sich um ein petrochemisches Erzeugnis, welches ähnlich wie Dieselkraftstoff zu großen Umweltschäden führen kann. Bauseitig wird der Umwelteinfluss für den Pipelinetransport als am höchsten angesehen. Die Verlegung am Boden des Meeres kann dort maritime Habitate schädigen. Insbesondere eine Durchquerung des Wattenmeers wird, wie auch bei Kabeltrassen, kritisch gesehen. Generell führt der Bau von Offshore-Strukturen, wie die Offshore-Windturbinen und die Plattform, immer zu einem Umwelteinfluss, u.a. zu einer Lärmbelastung durch Bauaktivitäten. Bei der Wasserstoffproduktion werden zudem hohe Mengen thermische Energie in das Meerwasser geleitet, sodass es zu einem lokalen Temperaturanstieg des Wassers kommen kann.

Tabelle 6-10: Qualitativer Vergleich der verschiedenen Transportpfade (--: Nachteil, ++: Vorteil)

	GH ₂ - Schiff	GH ₂ - Pipeline	LOHC	LH ₂
Technische Systemkomplexität	o	+	o	--
Systemwirkungsgrad	+	++	-	-
Dynamikanforderungen	++	++	-	--
Realisierungshorizont	+	-	+	-
Umwelteinfluss Medium	++	++	--	++
Umwelteinfluss (Bauseitig)	+	--	o	+
Flexibilität Anlieferung	+	-	+	+

6.6 Auswirkung von Verfügbarkeit und Wartung

Die Wirtschaftlichkeit des Systems wird während der operativen Phasen durch unerwartete Ausfälle der Systemelemente gefährdet. Der Ausfall eines Elements reduziert die Produktionskapazität der Elektrolyseplattform, bis dessen Funktionsfähigkeit durch korrektive Wartung wiederhergestellt wird. Die monetären Auswirkungen dieser Produktionsausfälle, basierend auf den Ausfallwahrscheinlichkeiten der einzelnen Komponenten, werden im Folgenden untersucht. Zudem wird geprüft, ob der gewählte Überdimensionierungsfaktor von 1,25 bei den Komponenten Gasreinigung und -verdichtung und Wasseraufbereitung simulativ bestätigt werden kann.

Um den resultierenden Kapazitätsverlust bei einem Ausfall einer Komponente auf der Plattform zu quantifizieren, müssen die Interdependenzen der Elemente aufgeschlüsselt werden und die Dauer der Unverfügbarkeit bemessen werden. Zur Ermittlung der Auswirkung von Ausfällen auf die Funktionsfähigkeit ganzer Subsysteme wurde eine Fehlerbaumanalyse

durchgeführt. Die Dauer der Unverfügbarkeit hängt neben der Reparaturdauer auch vom Logistikaufwand ab. Beispielsweise ist die Erreichbarkeit der Plattform für das Wartungsschiff an die Witterungsbedingungen gebunden.

Die Modellierung der Verfügbarkeit wurde mit Fokus auf Anlagen, die auf der Plattform installiert sind, durchgeführt. Dazu wurden für alle relevanten Elemente (wie bspw. Pumpen und Kompressoren) empirische Durchschnittswerte für deren Ausfallwahrscheinlichkeit (Anzahl an Ausfällen pro Jahr) und die Reparaturdauer über die OREDA-Datenbank⁴⁵ eingeholt. Für das Referenzjahr 2019 wurde außerdem eine Zeitreihe der gemessenen Wellenhöhe von der FINO3-Messstation bezogen. In Verbindung mit der Wind-Zeitreihe lässt sich somit zu jedem Zeitpunkt der modellierten Periode die Erreichbarkeit der Plattform bestimmen.

Methodik

Als Methodik zur Verfügbarkeitsmodellierung wurde die Monte-Carlo-Simulation angewandt, um die zeitliche Auflösung des erstellten Modells in MATLAB/Simulink beizubehalten. Die Simulation setzt sich aus 1.000-10.000 Experimenten zusammen, bei denen jedes Experiment einzigartige Ausfallkombinationen erzeugt. Die Monte-Carlo-Simulation bietet außerdem den Vorteil, dass sich auch komplexe Systeme mit vielen Elementen und Abhängigkeiten ohne Verzerrung modellieren lassen.

Als fehlertheoretische Grundlagen der Modellierung werden die folgenden Annahmen getroffen: Jede Einheit kann ausschließlich zwei Zustände einnehmen. Entweder ist sie voll funktionsfähig oder nicht einsatzbereit. Die Zustandsübergänge werden durch die Ausfallwahrscheinlichkeit und die Wahrscheinlichkeit eines Wartungseinsatzes beschrieben. Da die Wahrscheinlichkeiten empirisch während der mittleren Lebenszeit ermittelt wurden, können die Fehlerraten als konstant angenommen werden. Stochastisch lässt sich die Fehlerrate λ deshalb als exponentielle Wahrscheinlichkeits-Dichtefunktion (PDF) über die Lebenszeit, beziehungsweise Zeitpunkt bis zu einem Ausfall, verteilen. Aufschlussreich für die Modellierung ist dabei die kumulierte Dichtefunktion (CDF), welche die Wahrscheinlichkeit angibt, dass ein Ausfall bis zu einem Zeitpunkt t stattgefunden hat.

$$f_{\text{PDF}} = \lambda_{\text{konst}} \cdot e^{-\lambda_{\text{konst}} \cdot t} \text{ (Gl. 1)}$$

$$f_{\text{CDF}} = 1 - e^{-\lambda_{\text{konst}} \cdot t} \text{ (Gl. 2)}$$

In jedem Experiment der Simulation wird auf Basis der hinterlegten Wahrscheinlichkeiten ein zufälliger Ausfallzeitpunkt für die betrachteten Einheiten bestimmt. In der „Inverse-Sampling“-Methode wird dazu eine Zufallszahl zwischen 0 und 1 generiert und diese als y-Wert in die CDF eingesetzt. Nach t aufgelöst ergibt sich somit die time-to-failure (TTF) und time-to-repair (TTR) individuell für jedes Element des Experiments. Die erzeugten TTF werden in aufsteigender Reihenfolge sortiert, um die Anzahl an Ausfallereignissen im Betrachtungszeitraum zu bestimmen. Mittels eines Algorithmus werden die resultierenden Kapazitätsverluste quantifiziert und als Kapazitäts-Zeitreihe in das techno-ökonomische Modell eingespeist. Aufgrund des Aufbaus vom technischen Modell in Simulink wird die Kapazitätszeitreihe in den Anteil an technisch betreibbaren Elektrolyseuren übersetzt und darüber der H₂-Output des Systems angepasst. Die Implementierung des Verfügbarkeitsmodells (Maintenance model) in das techno-ökonomische Modell in MATLAB/Simulink ist schematisch in Abbildung 6-16 visualisiert.

Die entscheidenden Wirtschaftlichkeitsindikatoren zur Bewertung des Systems (H₂-Output und LCOH) werden in der Monte-Carlo-Simulation als Mittelwert der durchgeführten Experimente bestimmt.

⁴⁵ OREDA Datenbank: Offshore and Onshore Reliability Data; <https://www.oreda.com/>

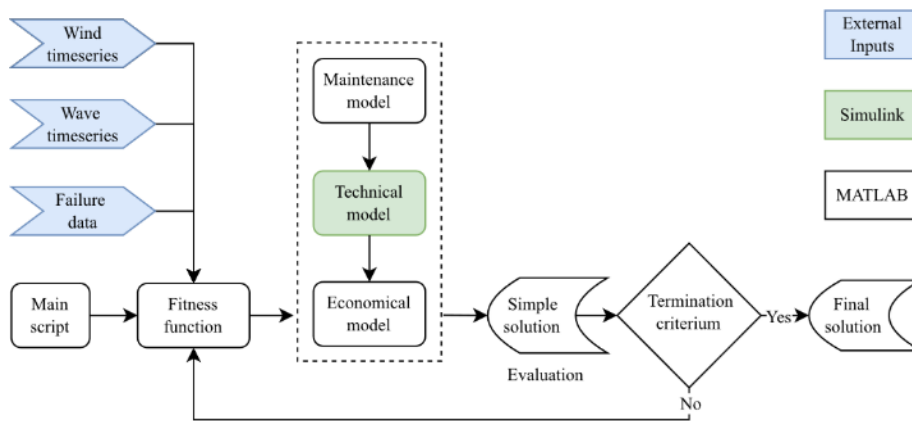


Abbildung 6-16: Flussdiagramm des digitalen Modellierungsprozesses

Ergebnisse

Die Auswirkung von Ausfällen lässt sich durch Anpassung des Systemdesigns reduzieren. Indem die symmetrisch aufgebauten Produktionsebenen über Querverbindungen verbunden werden, können ausgefallene Subsysteme auf einer Ebene durch freie Kapazität auf den übrigen Ebenen kompensiert werden. Darüber hinaus können die Subsysteme (Entsalzung, Gasreinigung und Verdichtung) überdimensioniert werden, um Pufferkapazität aufzubauen. Dadurch können Kapazitätsverluste auch unter voller Last kompensiert werden. Im vorliegenden Design wurde die Überdimensionierung auf 25% der ursprünglichen Kapazität, die auf 500 MW Nennleistung ausgelegt wurde, festgelegt. In der Szenarioanalyse, visualisiert in Darstellung Abbildung 6-17, kontrastiert dieses angepasste Design aus Querverbindung und Überdimensionierung (Szenario II) mit einer Referenz ohne Auftritt von Ausfällen und einem Design ohne Flexibilitätsmaßnahmen (Szenario I). Zusätzlich wurde die redundante Auslegung der Pumpen in den PEM-Modulen geprüft (Szenario III), da eine Sensitivitätsanalyse diese als kritische Elemente identifizierte. Im Vergleich der Ergebnisse in Abbildung 6-17 zeigt sich deutlich, dass der potentielle Anstieg der LCOH um 0.37 €/kg (Referenz zu Szenario I) durch ein angepasstes Design auf 0.07 €/kg (Referenz zu Szenario II) reduziert werden kann. Daraus lässt sich schließen, dass sich der erhöhte Investitionsaufwand durch die Flexibilisierungsmaßnahmen deutlich geringer auswirkt als die gesteigerte Verfügbarkeit des Systems. Falls zusätzlich auch die Pumpen redundant ausgelegt werden, wiederholt sich dieser Zusammenhang allerdings nicht. Stattdessen steigen die LCOH 0.01 €/kg (Szenario II zu Szenario III).

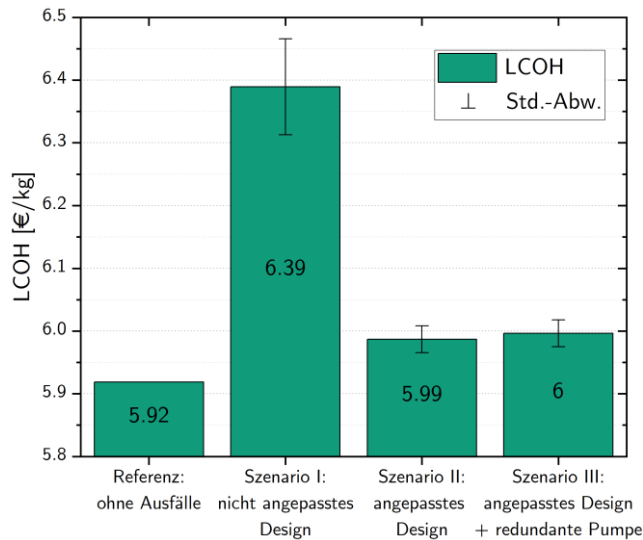


Abbildung 6-17: LCOH-Vergleich von Verfügbarkeitszenarien

Es bleibt zu ermitteln, wie sich unterschiedliche Dimensionierungsfaktoren der Subsysteme auf die Wirtschaftlichkeit auswirken. Auf Basis einer Voranalyse lässt sich das Gasreinigungs-Subsystem von dieser Untersuchung ausschließen, da die Wahrscheinlichkeit eines Fehlers in diesem nicht signifikant ausfällt. Somit wird der zu untersuchende Lösungsraum durch die Dimensionierungsfaktoren f_{dim} der Entsalzung und der Verdichtung im Intervall [1.00, 1.30] aufgespannt. Der mittels Rastersuche berechnete, wannenförmige Lösungsraum, bestehend aus 900 Elementen, wird in Darstellung Abbildung 6-18 abgebildet. Darin stellt sich das orange-eingefärbte Plateau ab einem $f_{dim, Entsalzung}$ von >1.24 und $f_{dim, Verdichtung}$ von >1.16 bei LCOH zwischen 5.98 und 5.99 €/kg ein. Es lässt sich ableiten, dass die Grenzkosten weiterer Überdimensionierung ab der identifizierten Schwellenwerte keine Reduktion der Wirtschaftlichkeit erzeugen. Somit bestätigt die Analyse den angenommenen Überdimensionierungsfaktor von 25%, wobei die Gasreinigung von der Überdimensionierung ausgenommen werden kann.

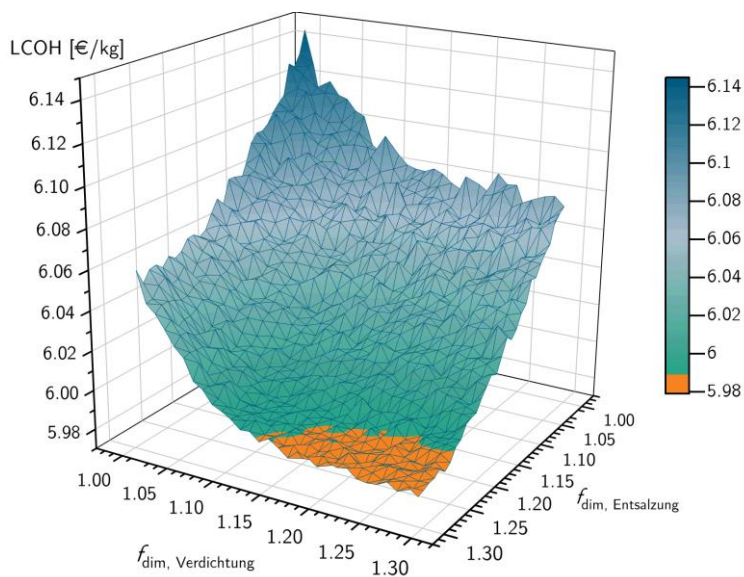


Abbildung 6-18: LCOH-Auswirkung von Überdimensionierung

6.7 Lebenszyklusanalyse (LCA)

Das Ziel der Lebenszyklusanalyse (LCA, Life Cycle Assessment) ist es, die Treibhausgasemissionen (THG) und die hiermit verbundene Klimawirkung (GWP, Global Warming Potential) des Gesamtsystems zu quantifizieren. Als Referenz dienen publizierte Werte für die Klimawirkung grauen Wasserstoffs, konventionell hergestellt über die Dampfreformierung von fossilem Erdgas.

Mithilfe der Lebenszyklusanalyse wird überprüft, ob der in den OffsH2ore-Szenarien erzeugte und transportierte H₂ weniger THG-Emissionen verursacht als konventionell hergestellter H₂. Aus diesem Grund werden die Ergebnisse des LCA auch mit den Werten aus Literatur und Datenbanken für den konventionellen H₂-Pfad verglichen.

Das Vorgehen zur Durchführung der LCA gliederte sich in vier Phasen:

1. Systemdefinition, Festlegung der Systemgrenzen und funktionellen Einheit, Bewertungskriterien (Umweltwirkungskategorien) und Auswahl der Methoden für die Berechnung der jeweiligen Umweltwirkungskategorien, Definition zu bewertender Szenarien
2. Erstellung eines Lebenszyklusinventars und Datenerhebung. Primärdatenbezug über die Projektpartner. Sekundärdatenbezug über die Lebenszyklusdatenbanken^{46,47,48}
3. Durchführen der Wirkungsgradabschätzung für die definierten Szenarien
4. Interpretation der Ergebnisse und Kommunikation

In Abstimmung mit den Projektpartnern sind die Systemgrenzen der LCA als „Cradle2Gate“ definiert und gleichen sich denen der ökonomischen Analysen an. Hierbei bezieht sich die Schnittgrenze „Cradle“ auf alle relevanten Stoff- und Energieströme, welche zur Produktion, Wartung und zum Betrieb der Offshore-Wasserstoffproduktionsanlage und den Transportprozessen nötig sind. Für bestimmte Stoff- und Energieströme kann nach dem Cut-Off-Prinzip verfahren werden, wonach nur die Ströme mit abschätzbar relevantem Umwelteinfluss miterhoben werden müssen.

Die Schnittgrenze („Gate“) der Ökobilanz ist der Wasserstoff an der Hafenkante. Die funktionelle Einheit der LCA ist wie die Systemgrenze an die ökonomischen Analysen angelehnt und bezieht sich auf die Bereitstellung von einem Kilogramm Wasserstoff aus dem OffsH2ore-System.

Das Lebenszyklusinventar, welches die für die LCA relevanten Daten enthält, wurde in die Software „Umberto LCA+“ überführt und die Lebenszyklusphasen darin abgebildet.

Abbildung 6-19 gibt einen Überblick über die in der Lebenszyklusanalyse berücksichtigten Szenarien. Hierbei fokussiert sich die LCA auf das Basisszenario (CGH₂, 2 Schiffe, 500bar) sowie das ökonomisch vielversprechende Pipeline-Szenario. Im Falle der Schiff-Szenarien wird noch unterschieden, ob das in den Dual-Fuel-Motoren genutzte Methanol konventionellen, grauen oder strombasierten, grünen Ursprungs ist.

⁴⁶ ecoinvent Datenbank v3.8.

⁴⁷ Sacchi, R.; Terlouw, T.; Siala, K.; Dirnaichner, A.; Bauer, C.; Cox, B. et al. (2022): PRospective EnvironMental Impact asSEment (premise): A streamlined approach to producing databases for prospective life cycle assessment using integrated assessment models. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 160, S. 112311. DOI: 10.1016/j.rser.2022.112311.

⁴⁸ Premise Datenbank: Prospective Environmental Impact Assessment.

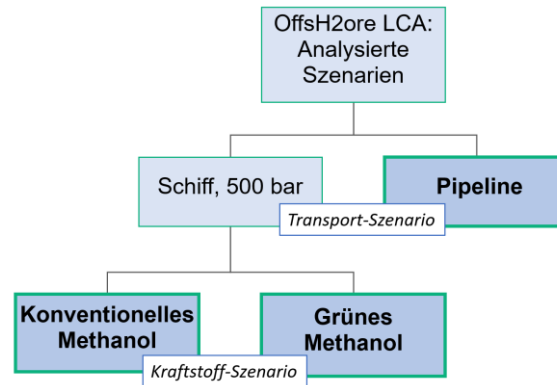


Abbildung 6-19: Die in der Lebenszyklusanalyse berücksichtigten Szenarien

Als Wirkungskategorie-Indikator wurde das vom IPCC entwickelte „Global Warming Potential“ (GWP) für den Zeithorizont von 20 Jahren (IPCC 2013), ausgedrückt in kg CO_{2eq} pro funktionelle Einheit, herangezogen.

Für die Abbildung des OffsH2ore-Systems in der LCA wurde ein umfangreiches Lebenszyklusinventar herangezogen, welches sich zum größten Teil auf die Modellierungsergebnisse für die Energie- und Stoffströme der technoökonomischen Analyse stützt. Daten zu Materialbedarfen für die verbaute Hardware wie beispielsweise der Elektrolyse, der Plattform und Kompressoren und Pumpen wurden soweit möglich über die Projektpartner bereitgestellt. Für einige Prozessschritte konnten jedoch nur begrenzt oder gar keine Primärdaten definiert werden. Dies gilt für die gesamten Hardware-Bedarfe der Offshore-Windkraftanlagen. Für die Druckgas-Schiffe konnten stark aggregierte, aber wesentliche Materialdaten bereitgestellt werden. Für die Seekabel und die Kabel auf der Plattform konnte über die Kabeltypen und zugehörigen Datenblätter der Hersteller der notwendige Kupferbedarf für die Herstellung abgeschätzt werden.

Das Lebenszyklusinventar und die darin festgehaltenen Szenarien wurden anschließend in der Software Umberto LCA+ modelliert und das OffsH2ore-System mit den relevanten Stoff- und Energieströmen abgebildet. Hintergrundprozesse, wie die Bereitstellung zentraler Materialien wie legiertem Stahl, Edelstahl, Kupfer oder Iridium, wurden mittels der Lebenszyklusdatenbank ecoinvent (v3.8) modelliert. Da diese Datenbank jedoch keinen Prozess für die Bereitstellung von konventionellen Kohlefasern für die Herstellung der Wasserstoff-Drucktanks im Schiffszenario enthält, wurde auf öffentlich verfügbare Daten aus der premise-Datenbank zurückgegriffen und diese entsprechend in Umberto integriert. Für zentrale Produktionsprozesse wie das Verlegen von Stahlpipelines oder die Fertigung von Offshore-Windkraftanlagen wurde ebenfalls auf ecoinvent zurückgegriffen.

Abbildung 6-20 zeigt die Klimawirkung für den Zeithorizont von 20 Jahren (GWP, 20a) des im OffsH2ore-System erzeugten Wasserstoffs, unterschieden in die drei Bereitstellungsszenarien CGH₂-Schiff, angetrieben entweder mit grünem oder grauem Methanol, sowie Wasserstoff bereitgestellt über eine Pipeline. Die Ergebnisse zeigen, dass im Falle eines Wasserstofftransports mittels Druckgas-Schiffen, welches mit strombasiertem Methanol betrieben wird, sich die Klimawirkungen der einzelnen Lebenszyklusschritte auf 2,09 kg CO_{2eq}/kg H₂ summieren. Werden die Druckgas-Schiffe hingegen mit konventionell hergestelltem fossilem Methanol betrieben, erhöht sich die Klimawirkung auf 2,71 kg CO_{2eq}/kg H₂. Hauptursache für die Differenz hier sind die in diesem Falle fossilen CO₂-Emissionen aus der Nutzung des grauen Methanols. Mit Fokus auf das Pipeline-Szenario wird deutlich, dass dieses aus Treibhausgas-Perspektive nennenswerte Vorteile bietet. Der GWP-Footprint über den Lebenszyklus summiert sich hier

auf 1,13 kg CO_{2eq}/kg H₂ und ist somit 46-58% geringer als im Falle eines H₂-Transports per Schiff.

Mit Blick auf die Anteile der jeweiligen Lebenszyklusphasen und Prozesse lässt sich erkennen, dass die Stromerzeugung in allen Szenarien den größten Anteil der THG-Emissionen verursacht. Im Falle eines mit fossilem Methanol betriebenen Schiffes wiesen auch dessen direkte CO₂-Emissionen eine fast ebenso große THG-Signifikanz auf. Für die Stromerzeugung aus Offshore-Windkraftanlagen gilt, dass es sich hierbei ausschließlich um indirekte THG-Emissionen aus der Anlagenfertigung und -wartung handelt. Ebenfalls relevant für die THG-Emissionen sind im Falle der Druckgas-Schiffe die indirekten Emissionen aus der Hardware-Bereitstellung für die Druckgastanks und hier insbesondere für die notwendigen Kohlefasern. Hierbei wurde für die Kohlefaser-basierten Tanks eine Lebensdauer von 25 Jahren angenommen. Unter diesen Bedingungen ergibt sich ein spezifischer Kohlefaserbedarf von 0,00474 kg/kg_{H₂}. Der für die Kohlefaser-Bereitstellung modellierte Prozess aus der Lebenszyklusdatenbank premise berücksichtigt hierbei keinerlei Recycling-Anteil für die Produktion der Kohlefasern. Die Produktion des Schiffsrumpfes und der hiermit verbundene Stahlbedarf und Transportprozesse summieren sich auf 3,4-4,4% des gesamten GWP-Footprint in den beiden analysierten Schifftransport-Szenarien. Der Platin-Bedarf für die Fertigung der Elektrolyse-Stacks, angenommen mit 86,4 g/MW_{el}, trägt zu 0,3-0,8% im Rahmen des gesamten GWP-Footprint in den Szenarien bei. Zwar ist dieser Anteil aus der isolierten Perspektive allein auf den GWP-Footprint gering, jedoch weist Platin in weiteren Umweltwirkungskategorien hohe Wirkungspotenziale auf (u.a. Eutrophierungs- und Versauerungspotenzial). Daher ist es nach wie vor ein zentrales Ziel, den spezifischen Platinbedarf in Elektrolyse-Stacks nicht nur aus ökonomischen, sondern auch aus ökologischen Gründen weiter zu verringern und dessen Recycling-Anteil weiter zu erhöhen. Zu den im Lebenszyklus eingesetzten eisenhaltigen Materialien (u.a. legierte Stähle, Edelstahl, Aluminium) lässt sich festhalten, dass, je nach Material, Recycling-Anteile zwischen 18-55% Berücksichtigung finden und sich so dem realen Marktgeschehen annähern.

Werden diese GWP-Gesamtergebnisse des OffsH2ore-Systems mit der fossilen Referenz, der Wasserstoffherzeugung mittels Erdgasdampfreformierung, verglichen, wird deutlich, dass deren GWP-Footprint von 10-12 kg CO_{2eq}/kg H₂ signifikant höher liegt und die grüne Wasserstoffherzeugung in den in diesem Projekt analysierten Offshore-Szenarien ein enormes Einsparpotenzial bietet.^{49,50,51}

⁴⁹ Machhammer, Otto; Bode, Andreas; Hormuth, Wolfgang (2015): Ökonomisch/ökologische Betrachtung zur Herstellung von Wasserstoff in Großanlagen. In: Chemie Ingenieur Technik 87 (4), S. 409–418. DOI: 10.1002/cite.201400151.

⁵⁰ ReCiPe 2016 v1.1 Midpoint (H) in GaBi; Prozessbeschreibung. Online verfügbar unter <http://gabi-documentation-2020.gabi-software.com/xml-data/processes/bdb79573-3872-4dc2-9bc7-41a4c624c37b.xml>

⁵¹ Reiter, Gerda; Lindorfer, Johannes (2015): Global warming potential of hydrogen and methane production from renewable electricity via power-to-gas technology. In: Int J Life Cycle Assess 20 (4), S. 477–489. DOI: 10.1007/s11367-015-0848-0.

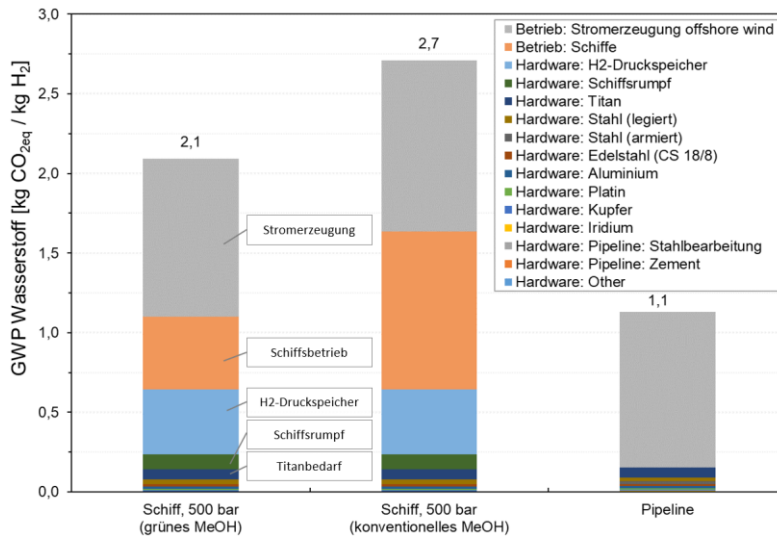


Abbildung 6-20: Klimawirkung des im OffsH2ore-System erzeugten Wasserstoffs transportiert entweder in Druckgas-Schiffen, angetrieben mit grünem oder grauem Methanol, oder Wasserstoff transportiert in einer dedizierten Wasserstoffpipeline

Um den Einfluss des GWP-Footprint des eingesetzten Stroms auf den Gesamt-Footprint des erzeugten Wasserstoffs zu analysieren, wurde eine entsprechende Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Ein THG-Reduktionspotenzial für den Offshore-Windstrom würde durch beispielsweise eine noch bessere Auslastung der Windkraftanlagen, den Einsatz grünen Stahls bei der Anlagenherstellung sowie einer Reduktion der Materialintensität im Bereich der Offshore-Fundamente ermöglicht werden. Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse sind in Abbildung 6-21 festgehalten.

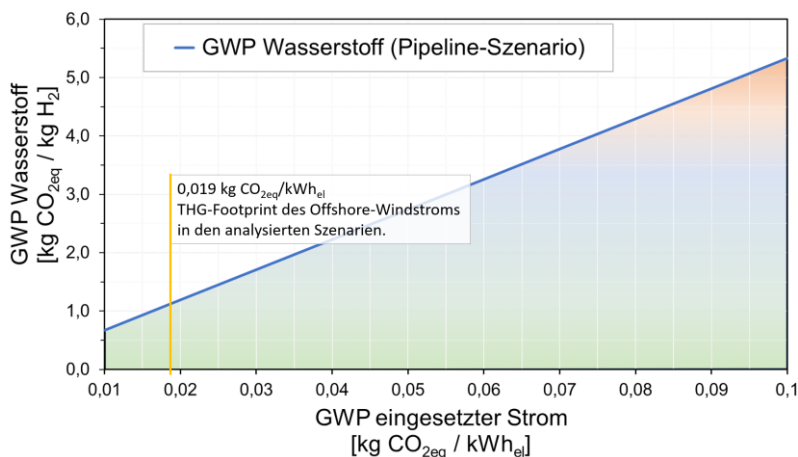


Abbildung 6-21: Einfluss des Klimawirkungspotenzials (GWP) des eingesetzten Stroms aus Offshore-Windkraftanlagen auf den GWP-Footprint des erzeugten und transportierten Wasserstoffs (Pipeline-Szenario)

Bei einer Verdoppelung des Strom-GWP von 0,019 (Basisfall) auf 0,04 kg CO_{2eq}/kWh_{el} würde sich der GWP des produzierten Wasserstoffs ebenfalls annähernd verdoppeln (1,13 auf 2,22 kg CO_{2eq}/kg H₂). Ebenso verhält es sich mit dem GWP-Reduktionspotenzial, sollten Windkraftanlagen und der daraus gewonnene Windstrom noch effizienter bereitgestellt werden können. Die Analyse zeigt, dass dem GWP-Footprint des eingesetzten Stroms eine hohe Signifikanz zugesprochen werden kann und, dass der GWP des produzierten Wasserstoffs stark von diesem abhängig ist.

Kontakt:

PNE AG

Peter-Henlein-Straße 2-4 | 27472 Cuxhaven
Arne Rudolph | offshore@pne-ag.com

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Heidenhofstraße 2 | 79110 Freiburg im Breisgau
Marius Holst | marius.holst@ise.fraunhofer.de

KONGSTEIN GmbH

Baumwall 7 | 20459 Hamburg
Thore Schreiber | ths@kongstein.com

SILICA Verfahrenstechnik GmbH

Wittestraße 24 | 13509 Berlin
Andreas Hartbrich | a.hartbrich@silica.de

Wystrach GmbH

Industriestraße 60 | 47652 Weeze
Dirk Paeßens | paessens@wystrach-gmbh.de