

# **Schlussbericht**

## **Teil I – Kurzbericht**

### **TrHyHub**

# **Verbundvorhaben TrHyHub: Machbarkeitsstudie für ein trinationales Wasserstoff- Innovations- und Export-Hub der Länder Australien, Niederlande und Deutschland**

Robert Szolak

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE  
in Freiburg

Förderkennzeichen: 03SF0714

Berichtszeitraum: 15.04.2023 – 30.09.2024

### Danksagung

Das Forschungsprojekt TrHyHub wurde in der Zeit vom 15.04.2023 bis zum 30.09.2024 durch den Projektträger Jülich (PTJ) unter dem Förderkennzeichen 03SF0714 betreut. Die Finanzierung erfolgte aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung, wofür wir uns herzlich bedanken.

Das Vorhaben wurde als Verbundprojekt vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, dem Port of Rotterdam, Niederlande und dem Department of Jobs, Tourism, Science and Innovation in enger Partnerschaft mit der Mid West Ports Authority, Australien, gemeinsam durchgeführt. Dieser Bericht beinhaltet eine Beschreibung der Arbeiten und Ergebnisse des Verbundpartners Fraunhofer ISE im Teilprojekt 03SF0714. Für die Arbeiten in den angeschlossenen Teilprojekten wird ein separater Abschlussbericht von Seiten der Verbundpartner eingereicht.

GEFÖRDERT VOM

**Bundesministerium  
für Bildung  
und Forschung**

## Inhalt

1. Aufgabenstellung.....	4
2. Wissenschaftlicher und technischer Stand .....	4
3. Ablauf des Vorhabens .....	4
4. Projektergebnisse.....	5
5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen.....	5
6. Literaturverzeichnis.....	6

### 1. Aufgabenstellung

Das Projekt TrHyHub untersucht die Entwicklung einer Ammoniak-Versorgungskette zwischen der Region Oakajee in Westaustralien, dem Hafen Rotterdam und ausgewählten Abnehmern in Deutschland. Im Rahmen der 2019 eingeführten Renewable Hydrogen Strategy des Western Australian Government wird Oakajee als bedeutender Produzent und Exporteur von grünem Wasserstoff positioniert. Ziel ist es, eine umfassende Machbarkeitsanalyse für den großskaligen Export von grünem Wasserstoff in Form von Derivaten wie Ammoniak durchzuführen. Die Studie strebt an, bis 2030 insgesamt 3 Millionen Tonnen Ammoniak zu produzieren und zu ausgewählten Industrieabnehmern in Deutschland zu liefern. Dazu soll eine techno-ökonomische Analyse und Optimierung der Wertschöpfungskette durchgeführt werden, die auf den Erkenntnissen einer Standortanalyse und Evaluation der regulatorischen Rahmenbedingungen aufbaut.

Durch die trinationalen Kooperationen sollen die Voraussetzungen für eine nachhaltige Wasserstoff-Versorgungskette zwischen Westaustralien und Deutschland über den Rotterdamer Hafen geschaffen werden.

### 2. Wissenschaftlicher und technischer Stand

Die TrHyHub-Studie basiert auf den umfangreichen wissenschaftlichen Erkenntnissen der vorangegangenen Deutsch-Australischen Machbarkeitsstudie zu Wasserstoff aus erneuerbaren Energien „HySupply“, die die Möglichkeit des Imports von erneuerbarem Wasserstoff und dessen Derivaten aus Australien aus rechtlicher [1, 2] und technischer [3] Sicht analysiert hat. Zudem zeigt die Studie „Site-specific, Comparative Analysis for Suitable Power-to-X Pathways and Products in Developing and Emerging Countries“ des Fraunhofer ISE im Auftrag der Stiftung H2Global, dass Westaustralien über ein einzigartiges Potenzial für erneuerbare Energien verfügt, das durch niedrige Kosten und hohe Verfügbarkeit von Land unterstützt wird [4].

### 3. Ablauf des Vorhabens

Die Durchführung des TrHyHub-Projekts umfasste mehrere Arbeitspakete des Fraunhofer ISE, die nachfolgend in einem Gantt-Diagramm hervorgehoben sind.

		Projektmonat																	
Arbeitspaket		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
AP1: Introduction	PoR	█	█																
AP2: Current Situation	JTSI	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█								
<b>AP3: Scenario forecast</b>	<b>FhISE</b>		█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█						
AP4: Accelerated ammonia export facility	PoR			█	█	█	█	█	█	█	█	█							
<b>AP5: Supply Chain Analysis</b>	<b>FhISE</b>					█	█	█	█	█	█	█	█	█					
<b>AP6: Regulatory framework</b>	<b>FhISE</b>		█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█						
AP7: Ecology and Cultural Heritage Factors	JTSI			█	█	█	█	█	█	█	█								
AP8: Institutional Governance	PoR			█	█	█	█	█	█	█	█								
AP9: Common User Infrastructure	PoR									█	█	█	█						
<b>AP10: Innovative Energy Storage Solutions</b>	<b>FhISE</b>				█	█	█	█	█	█	█	█	█	█					
AP11: Conclusions	PoR														█	█	█	█	
<b>Final Report</b>	<b>All</b>													█	█	█	█	█	█

## 4. Projektergebnisse

Die Ergebnisse der TrHyHub-Studie belegen, dass die Region um Oakajee über erhebliche Potenziale zur Erzeugung von Wasserstoff und Ammoniak verfügt. Die GIS-basierte Standortanalyse zeigt, dass die Region in der Lage ist, einen bedeutenden Beitrag zur europäischen Wasserstoffnachfrage auf Basis erneuerbarer Energien zu decken. Im direkten Umfeld von Oakajee wurden fünf großskalige Gebiete für die Produktion von Photovoltaik und drei großskalige Gebiete für Windkraft identifiziert, die theoretisch ausreichen, um die geplante Exportmenge von 3 Millionen Tonnen Ammoniak zu verfünffachen. Die Modellierung und Optimierung der Wertschöpfungskette hat ergeben, dass die Produktions- und Transportkosten nach Rotterdam für Ammoniak im Zieljahr 2030 bei etwa 203 EUR/MWh liegen.

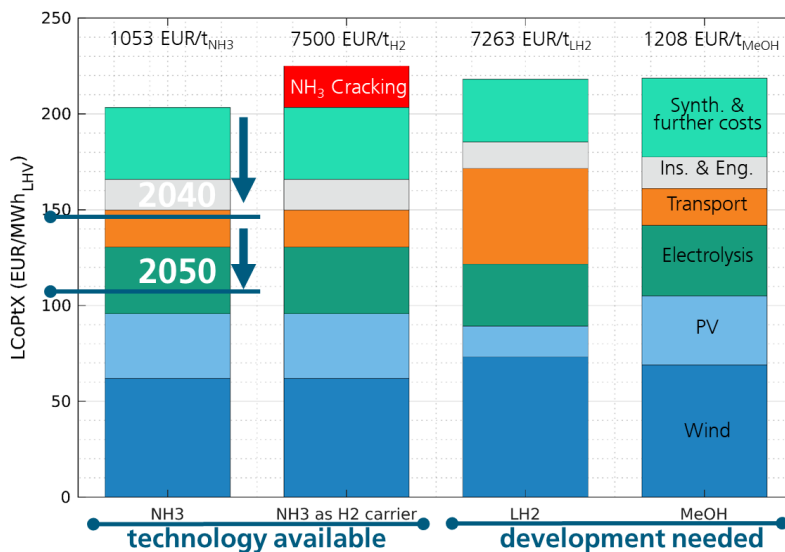


Abbildung 1. Bereitstellungskosten für die Energieträger Ammoniak NH<sub>3</sub>, Wasserstoff H<sub>2</sub> über die Ammoniakreformierung, Flüssigwasserstoff LH<sub>2</sub> und Methanol MeOH im Zieljahr 2030. Zusätzlich sind die Bereitstellungskosten für Ammoniak in den Zieljahren 2040 und 2050 hervorgehoben.

Die optimierte Wertschöpfungskette besteht aus 5,5 GW Windkraft, 6,8 GW Photovoltaik, 4,4 GW alkalischer Elektrolyseur und 925.000 m<sup>3</sup> Wasserstoffzwischenpeicher. Dabei entfallen 50 % der finalen Bereitstellungskosten auf die erneuerbare Stromproduktion und circa 9 % auf den Seetransport. Im Vergleich zu den anderen untersuchten Energieträgern Flüssigwasserstoff und Methanol, zeigt sich, dass Ammoniak für Oakajee im Zieljahr 2030 der geeignetste Energieträger ist. Der Inlandtransport zu ausgewählten Industrieabnehmern liegt in den meisten Fällen unter 2 % der kompletten Bereitstellungskosten, wobei der Transport mittels Tankschiff über Binnenwasserstraßen und Bahn die geeigneten und kostengünstigen Transportmöglichkeiten innerhalb Deutschlands darstellen. Auf der regulatorischen Seite sorgt das Zusammenspiel aus EU-Emissionshandelssystem (EU ETS), dem CO<sub>2</sub>-Grenzausgleichssystem (CBAM) und der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED) zur Minimierung der Kostendifferenz zwischen erneuerbarem und fossilem Ammoniak. Allerdings sind die gegenwärtigen regulatorischen Rahmenbedingungen nicht ausreichend um Kostenparität herzustellen.

## 5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Dieses Projekt wurde als Verbundprojekt mit folgenden Partnern durchgeführt:

- Department of Jobs, Tourism, Science and Innovation vom Western Australian Government (Ökologie, Kulturgut und Projektkoordination)
- Mid West Ports Authority (Infrastrukturentwicklung)
- Port of Rotterdam (Logistik und Transport)

Diese Partner brachten unterschiedliche Kompetenzen entlang der geplanten Wertschöpfungskette ein, um die Ziele des Projekts zu erreichen und eine erfolgreiche Implementierung sicherzustellen. Die Zusammenarbeit zielt darauf ab, einen neuen Hafenkomplex für Wasserstoff und Derivate wie Ammoniak zu schaffen, unterstützt durch die Regierungen Australiens, Deutschlands und der Niederlande.

## 6. Literaturverzeichnis

- [1] The Australian National University, Ed., "Approaches to certifying Approaches to certifying Australia-Germany Green Hydrogen Supply Chains:: informing discussion," Produced for the German-Australian HySupply Project, 2022. [Online]. Available: [https://iced.s.anu.edu.au/files/HySupply%20Certification%20Report\\_Final.pdf](https://iced.s.anu.edu.au/files/HySupply%20Certification%20Report_Final.pdf)
- [2] IKEM, Ed., "Regulatory framework for Regulatory framework for a German-Australian hydrogen bridge: Legal study commissioned by acatech – National Academy of Science and Engineering for the project "HySupply", with support from the Federation of German Industries (BDI)," 2021. [Online]. Available: [https://usercontent.one/wp/www.ikem.de/wp-content/uploads/2022/06/20220516\\_Hy-Supply\\_Legal-Study\\_German-Australian-Hydrogen-Brigde\\_IKEM.pdf](https://usercontent.one/wp/www.ikem.de/wp-content/uploads/2022/06/20220516_Hy-Supply_Legal-Study_German-Australian-Hydrogen-Brigde_IKEM.pdf)
- [3] acatech/BDI, Ed., "HySupply: A Meta-Analysis towards a German-Australian SupplyChain for Renewable Hydrogen," 2021.
- [4] Christoph Hank, Marius Holst, Connor Thelen, Christoph Kost, Sven Längle, Achim Schaad, Tom Smolinka, "POWER-TO-X COUNTRY ANALYSIS: Site-specific, comparative analysis for suitable Power-to-X pathways and products in developing and emerging countries," A cost analysis study on behalf of H2Global. [Online]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/power-to-x-laenderanalysen.html>

**TrHyHub**  
**Schlussbericht**  
**Teil II – Eingehende Darstellung**  
Förderkennzeichen: 03SF0714

### Danksagung

Das Forschungsprojekt TrHyHub wurde in der Zeit vom 15.04.2023 bis zum 30.09.2024 durch den Projektträger Jülich (PTJ) unter dem Förderkennzeichen 03SF0714 betreut. Die Finanzierung erfolgte aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung, wofür wir uns herzlich bedanken.

Das Vorhaben wurde als Verbundprojekt vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, dem Port of Rotterdam, Niederlande und dem Department of Jobs, Tourism, Science and Innovation in enger Partnerschaft mit der Mid West Ports Authority, Australien, gemeinsam durchgeführt. Dieser Bericht beinhaltet eine Beschreibung der Arbeiten und Ergebnisse des Verbundpartners Fraunhofer ISE zum Förderkennzeichen 03SF0714.

GEFÖRDERT VOM

**Bundesministerium  
für Bildung  
und Forschung**

# TrHyHub

## Verbundvorhaben TrHyHub:

# Machbarkeitsstudie für ein trinationales Wasserstoff- Innovations- und Export-Hub der Länder Australien, Niederlande und Deutschland

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE  
in Freiburg

Förderkennzeichen: 03SF0714

Berichtszeitraum: 15.04.2023 – 30.09.2024

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

## Inhalt

1. Verwendung der Zuwendung und Ergebnisse .....	5
1.1 AP 3 Scenario Forecast .....	5
1.2 AP 5 Supply Chain Analysis – Oakajee to Germany .....	10
1.3 AP 6 Regulatory framework .....	12
1.4 AP 10 Innovative Technology Solutions in Energy Storage .....	15
2. Zahlenmäßiger Nachweis .....	18
3. Notwendigkeit der Arbeit .....	18
4. Verwertbarkeit der Ergebnisse .....	18
5. Relevante Ergebnisse von dritter Seite .....	18
6. Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen .....	19
7. Literaturverzeichnis .....	20

# 1. Verwendung der Zuwendung und Ergebnisse

Im Folgenden werden die Arbeitspakete des Fraunhofer ISE detailliert präsentiert.

## 1.1 AP 3 Scenario Forecast

Die Arbeitspakete 3.1 zur GIS-basierten Standortanalyse von erneuerbaren Energien und 3.2 zur PtX Abnehmer-Analyse in Deutschland wurden vom Fraunhofer ISE hauptverantwortlich bearbeitet.

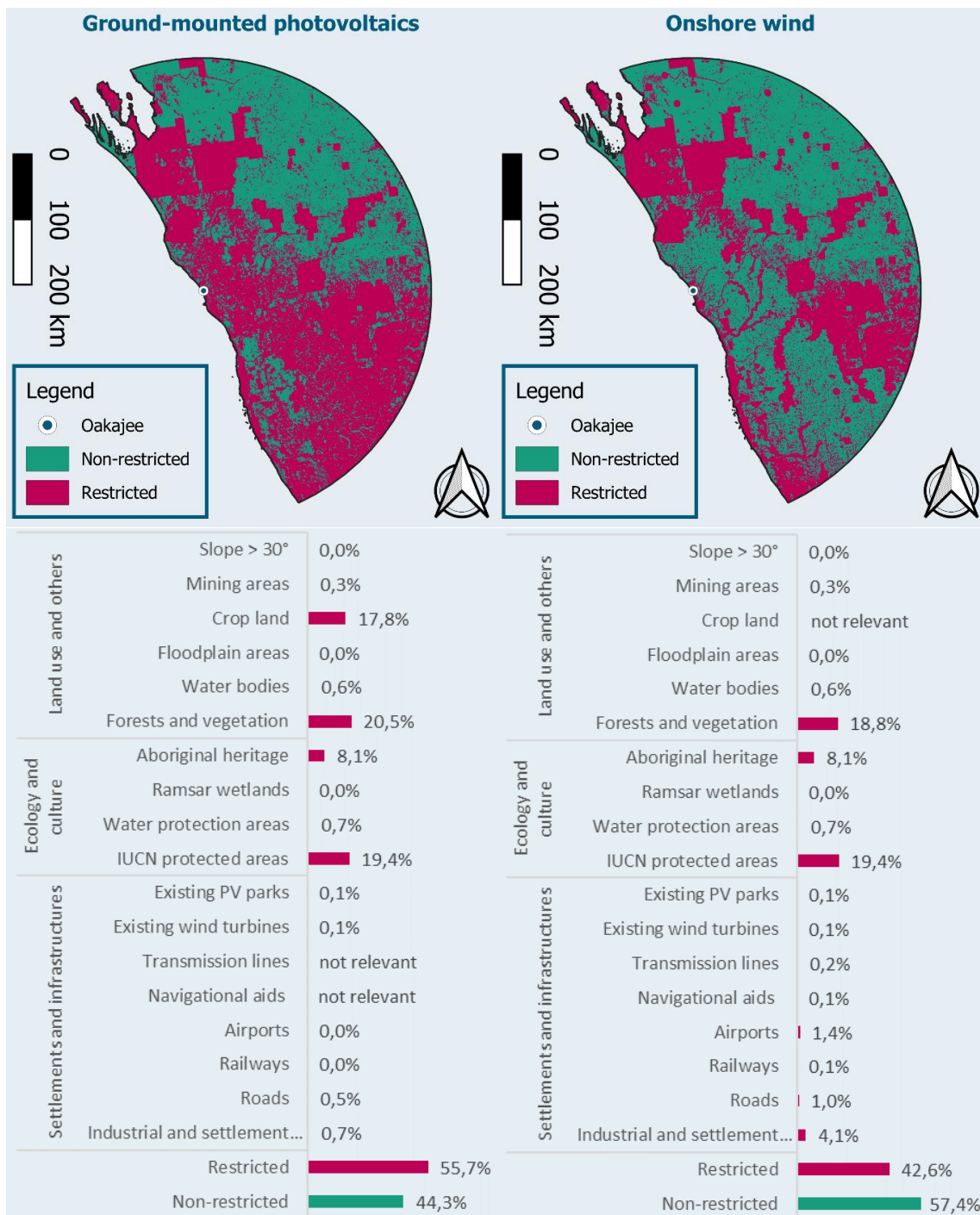


Abbildung 1. Restriktionsflächen und Flächenzuordnung für Photovoltaik (links) und Wind (rechts)

Ziel von AP 3.1 war es (a) die erneuerbaren Energiepotenziale für Freiflächen-Photovoltaik und Onshore-Windkraft in der Umgebung von Oakajee abzuschätzen und (b) geeignete Standorte für die großskalige Produktion von erneuerbarem Strom für die geplante Wertschöpfungskette zu identifizieren. Hierzu wurde eine umfassende GIS-Analyse durchgeführt, die folgende Schritte umfasst:

1. Restriktionsflächen
2. Potentialabschätzung
3. Eignungskriterien
4. Clustern und Analyse geeigneter Standorte

Die Analyse wurde für einen 350 Kilometer Radius um Oakajee mit einer Auflösung von 20 x 20 Metern durchgeführt. Die Zusammenstellung der Restriktionsflächen ist ein notwendiger erster Schritt, um die gesetzlichen Anforderungen zu erfüllen, direkte Beeinträchtigungen zu vermeiden und das Kultur- und Naturerbe Westaustraliens zu schützen. Die räumliche Verteilung und der prozentuale Anteil der einzelnen berücksichtigten Restriktionen sind in Abbildung 1 dargestellt.

Im zweiten Schritt wurde das Potenzial der Region um Oakajee abgeschätzt und zu diesem Zweck mit Deutschland verglichen. Bei Freiflächen-Photovoltaikanlagen sind 44,3% der Fläche unbeschränkt, was theoretisch eine maximale Installationskapazität von 4.400 GW und eine Wasserstoffproduktionspotenzial von 185 Mt pro Jahr ermöglicht. Laut Berechnungen des Reiner Lemoine Instituts kann in Deutschland nur 2,6% der Landfläche für Freiflächen-Photovoltaikanlagen genutzt werden [1]. Auf dieser Fläche könnten schätzungsweise 930 GW an fixierten PV-Anlagen installiert werden, die 904 TWh Strom produzieren. Dies zeigt den immensen Unterschied im Potenzial der Solarenergieproduktion zwischen Oakajee und Deutschland, der einen Faktor von circa 11 beträgt. Für Onshore-Windkraft ist die unbeschränkte Fläche mit 57,4% noch größer, mit einer theoretischen Kapazität von 1.700 GW und einem Wasserstoffpotenzial von 105 Mt. Für Windkraftanlagen in Deutschland variiert die nutzbare Fläche zwischen 5,3% und 37,5%, abhängig von den Abstandsregelungen und Landnutzungseinschränkungen. Bei einem Abstand von 600 m zu Wohngebieten und unter Ausschluss von Wald- und Naturschutzgebieten beträgt die maximal nutzbare Fläche für Windkraft in Deutschland 12,9% oder 46.000 km<sup>2</sup>. Auf dieser Fläche könnten schätzungsweise 966 GW an Onshore-Windkraftanlagen installiert werden, die 2.073 TWh Strom produzieren. Auch für die Onshore-Windkraft wird deutlich, dass das Produktionspotenzial um Oakajee mehr als doppelt so hoch ist. Technische, logistische und andere räumliche Einschränkungen wurden nicht berücksichtigt, was zu einer Überbewertung des Potenzials führt. Dennoch zeigt das Ergebnis das enorme Potenzial dieser Region.

In einem dritten Schritt wurden nicht-ingeschränkte Flächen anhand von verschiedenen Eignungskriterien bewertet, die die Ökonomie und die Umsetzbarkeit von Erneuerbaren Energie-Projekten beeinflussen. Diese Kriterien und deren Gewichtung sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1. Berücksichtigte Kriterien und Gewichtungen für Freiflächen-Photovoltaik und Onshore-Windkraft

Ground-mounted Photovoltaics		Onshore wind	
Direct normal irradiance	34.4%	Wind power density	37.4%
Seasonal variability	10.9%	Seasonal variability	17.7%
Temperature	4.0%	Slope	5.2%
Slope	15.7%	Elevation	2.3%
Aspect	4.2%	Distance Oakajee	16.7%
Distance Oakajee	15.7%	Distance transmission lines	11.7%
Distance transmission lines	9.5%	Distance main roads	9.1%
Distance main roads	5.6%		

Die Gewichtung der Kriterien wurde mittels des Analytischen Hierarchieprozess (AHP) durchgeführt. Die daraus resultierenden Karten zur Bewertung der Standorteignung sind in Abbildung 2 dargestellt.

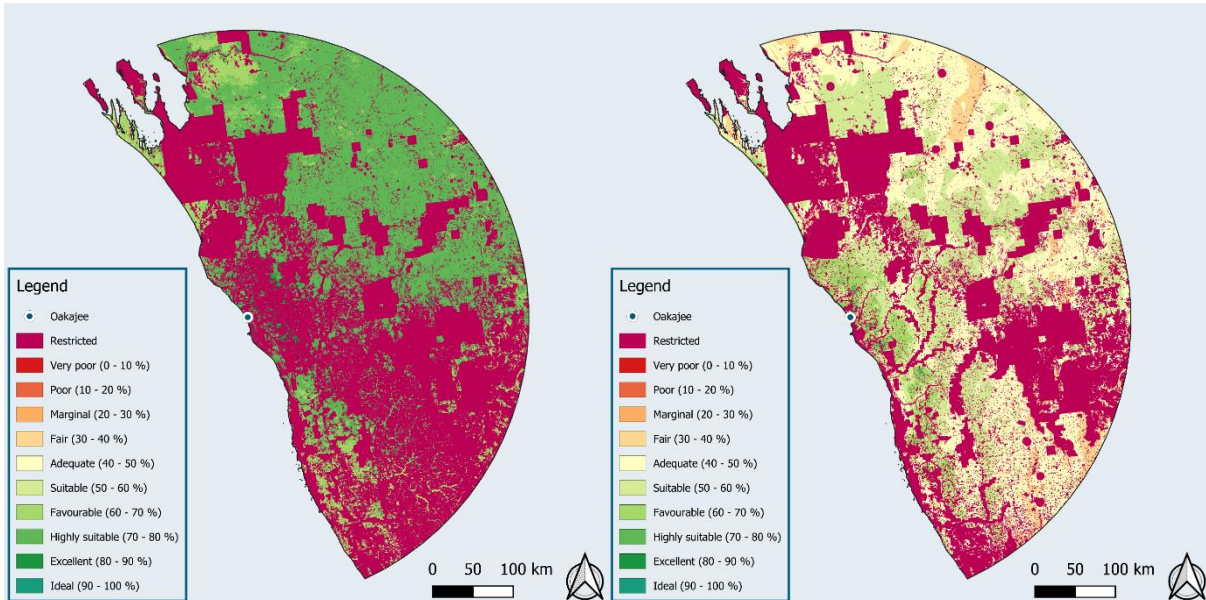


Abbildung 2. Klassifizierung der Standorteignung für Freiflächen-Photovoltaik (links) und Onshore-Windkraft (rechts)

Das zweite Ziel von AP 3.1 besteht darin, geeignete Standorte für die Erzeugung erneuerbarer Energien in Bezug auf die geplante Ammoniakproduktion in Oakajee zu identifizieren. Es werden zusammenhängende Flächen mit einer hohen Eignungsbewertung gesucht, um sicherzustellen, dass die benötigte Menge von 3 Millionen Tonnen Ammoniak erzeugt werden kann. Dafür sind etwa 7 GW an PV-Anlagen und 6 GW an Onshore-Windkraft erforderlich, was Flächen von 130 km<sup>2</sup> und 400 km<sup>2</sup> bedeutet. Standorte mit einer Eignungsbewertung von 75% oder höher für PV und 65% oder höher für Wind wurden identifiziert und in fünf PV- und drei Windcluster in der Nähe von Oakajee gruppiert. Diese Cluster sind in Abbildung 3 visualisiert.

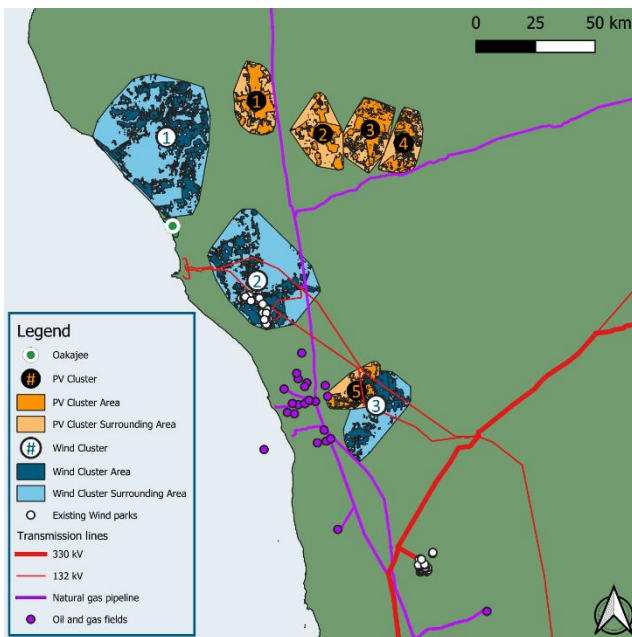


Abbildung 3: Identifizierte Cluster für Freiflächen-Photovoltaik und Onshore-Windkraft in der Nähe von Oakajee

Diese Cluster zeigen unterschiedliche Kapazitäten und Potenziale für die Stromerzeugung. Die Nutzung aller identifizierten Cluster könnte die geplante Ammoniakproduktionskapazität von 3 Millionen Tonnen pro Jahr auf über 15 Millionen Tonnen pro Jahr erhöhen.

Im Rahmen von AP 3.2 wurden geeignete Abnehmer für erneuerbares Ammoniak und Wasserstoff in Deutschland im Zieljahr 2030 identifiziert die über den Hafen Rotterdam versorgt werden können. Dazu wurde die Nachfrage nach Wasserstoff und Ammoniak in verschiedenen Industriezweigen für das Jahr 2030 analysiert. Große Abnehmer aus relevanten Industriezweigen, die frühzeitig Bedarf haben, wurden auf Standortebene unter Berücksichtigung von geografischen und logistischen Überlegungen identifiziert.

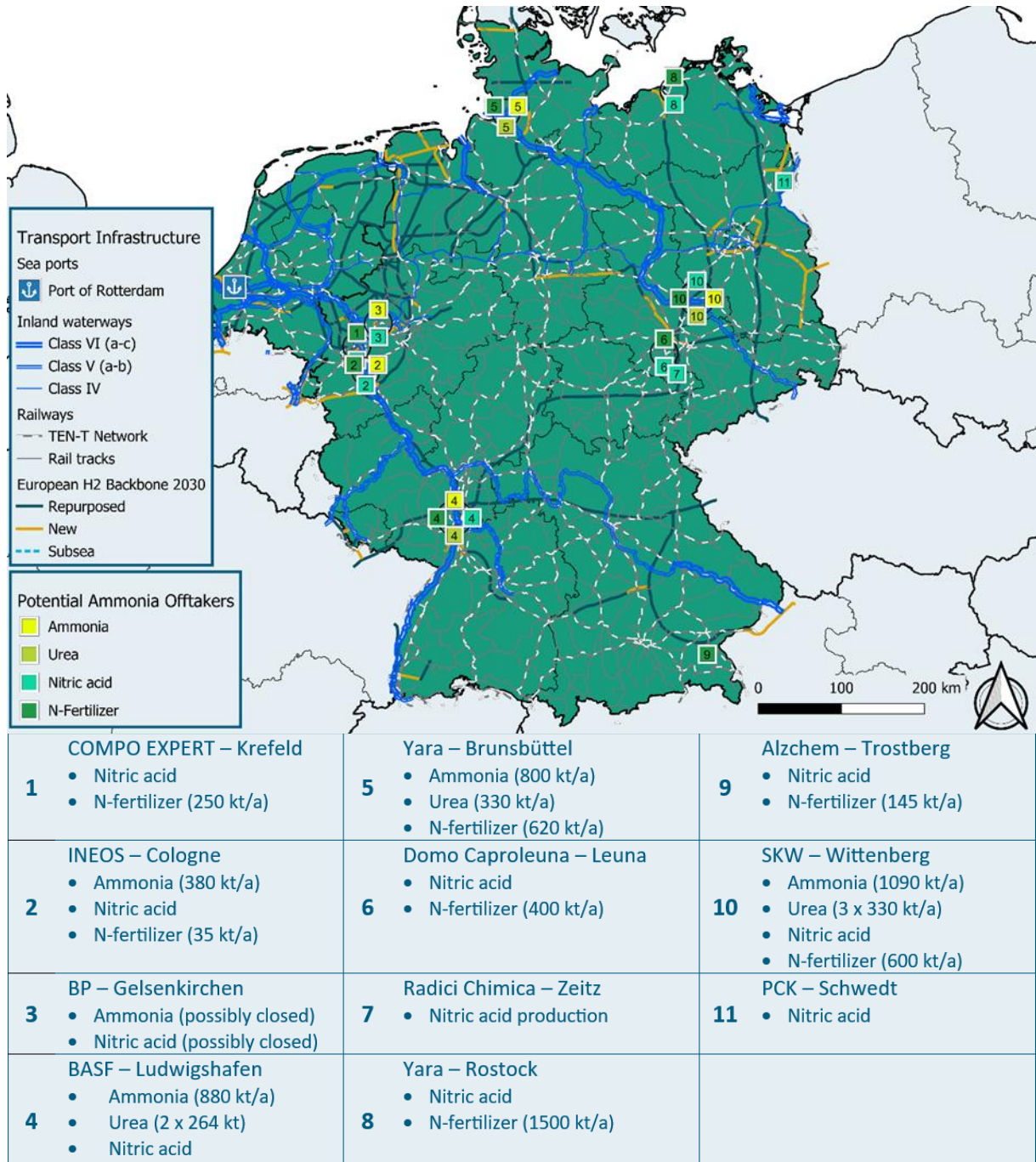


Abbildung 4. Potenzielle Abnehmer von Ammoniak in Deutschland mit bestehenden Produktionsanlagen für Ammoniak, Harnstoff, Salpetersäure und/oder stickstoffhaltige Düngemittel, einschließlich ihrer bekannten Produktionskapazitäten.

Die geplante Ammoniakproduktion aus Oakajee könnte potenziell die gesamte aktuelle jährliche Ammoniakproduktion Deutschlands ersetzen. Zwischen 2015 und 2021 variierte die Ammoniakproduktion in Deutschland zwischen 2,4 und 2,8 Mt, während die Produktionskapazität bei 3,1 Mt lag. Aufgrund steigender Erdgaspreise infolge von Russlands Krieg gegen die Ukraine sank die Produktion im Jahr 2022 jedoch auf nur 1,8 Mt. Mögliche großskalige Abnehmer sind in Abbildung 4 dargestellt. Auch wenn der Bedarf an Ammoniak in Zukunft steigen wird, wird es als wahrscheinlich eingeschätzt, dass ein Teil des importierten Ammoniaks in Wasserstoff umgewandelt wird. Aufgrund logistischer Einschränkungen und der geografischen Lage werden die Standorte 1, 2 und 4 als mögliche Optionen für die Einfuhr von Ammoniak über den Hafen von Rotterdam identifiziert. Darüber hinaus wurde die chemische Industrie und der Stahlsektor als potenzielle Hauptabnehmer für erneuerbaren Wasserstoff über den Hafen in Rotterdam identifiziert. Hervorzuheben sind dabei die Wasserstoffabnahmepotentiale in den chemischen Clustern Emscher-Lippe, Rheinland und Ludwigshafen, sowie die geplanten Stahl-Direktreduktionskapazitäten in Duisburg und Dillingen.

<b>Ergebnis / Meilenstein Nr.</b>	<b>Erzieltes Ergebnis</b>	<b>Erreicht am</b>	<b>Kommentar zur Einhaltung des Zeitplans</b>
MS 1: GIS-Analyse	Standortanalyse abgeschlossen und Potenziale identifiziert	31.10.2023	Der Zeitplan wurde leicht überschritten und angepasst.
MS 2: Abnehmer-Analyse	Übersicht und Analyse potentieller PtX-Abnehmer	31.03.2024	Der Zeitplan konnte eingehalten werden.

### 1.2 AP 5 Supply Chain Analysis – Oakajee to Germany

Auf Basis der Ergebnisse der GIS-Analyse wurde anschließend in Arbeitspaket 5 eine umfassende techno-ökonomische Analyse für die Produktion von Ammoniak in Oakajee und den anschließenden Transport zu deutschen Abnehmern über den Hafen Rotterdam durchgeführt. In Abbildung 5 ist die gesamte betrachtete Prozesskette dargestellt.

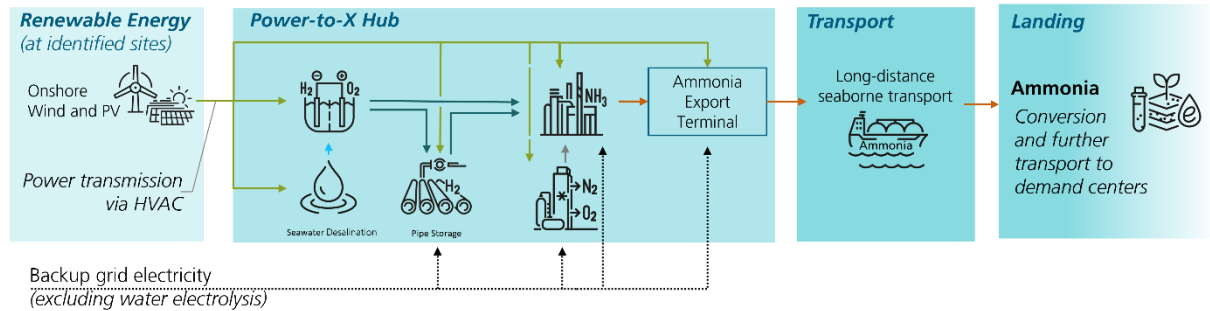


Abbildung 6: Schematischer Aufbau der Ammoniak-Versorgungskette, startend bei den identifizierten Wind- und PV-Clustern der GIS-Analyse, über die Wasserstoff- und Ammoniakproduktion in Oakajee und den anschließenden Transport nach Rotterdam

Als Basis für die Analyse wurden stündlich aufgelöste EE-Zeitreihen für die Wind- und Photovoltaikkraftwerke herangezogen. Basierend darauf wurde erfolgte am ISE unter Anwendung der eigenen Simulationstoolbox H2ProSim eine Optimierung des Gesamtsystems zur Ermittlung der kostengünstigsten Auslegung der Komponentenzueinander.

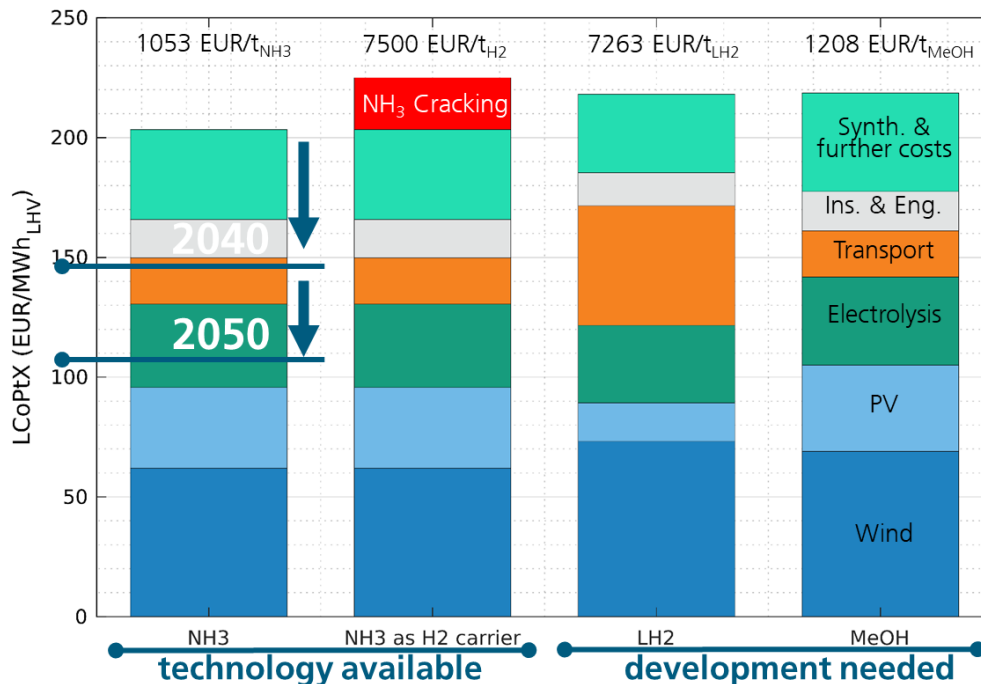


Abbildung 5: Kostenzusammensetzung für den Import von Ammoniak zur stofflichen Nutzung sowie als Wasserstoffträger, Flüssigwasserstoff und Methanol

Für die Parametrierung wurden die Parameter mit den Projektpartnern abgestimmt sowie eine Aspen-Prozesssimulation der Ammoniaksynthese am ISE durchgeführt. Randbedingung der Analyse war der Import von 3 Mtpa Ammoniak zum Port of Rotterdam. Neben dem Ammoniakimport, wurden zu vergleichszwecken zudem der Import des Energieäquivalents von Flüssigwasserstoff und Methanol untersucht. In der Basisfallanalyse für 2030 werden die Gesamtkosten des Ammoniakimports auf etwa 203 EUR/MWh bestimmt. Diese Kosten werden hauptsächlich von den LCOE für Wind- und PV-Strom beeinflusst, gefolgt von den Investitions- und Betriebskosten für die Elektrolyseure. Die Analyse zeigt, dass

die Transportkosten für Ammoniak etwa 9 % der Gesamtausgaben ausmachen, und somit trotz der hohen Transportdistanz aus Westaustralien nach Europa kein Kostentreiber darstellt. Ein weiterer wichtiger Aspekt der Analyse ist die Rückumwandlung von importiertem Ammoniak in Wasserstoff. Diese Rückumwandlung kann entweder zentral im Hafen Rotterdam oder dezentral an verschiedenen Umschlagpunkten erfolgen. Die Analyse hebt hervor, dass die chemische Industrie und der Stahlsektor die Hauptabnehmer für den importierten Wasserstoff darstellen. Darüber hinaus wird erwartet, dass die Nachfrage nach erneuerbarem Ammoniak in den nächsten Jahren erheblich ansteigen wird, insbesondere als mariner Kraftstoff. Die Nationale Wasserstoffstrategie und der Nationale Wasserstoffrat prognostizieren eine Wasserstoffnachfrage in Deutschland von 95 bis 130 TWh bis 2030. Es wird geschätzt, dass 50 bis 70 % dieser Nachfrage durch Importe gedeckt werden müssen, wobei Ammoniak die Hauptlieferform bis 2030 sein wird.

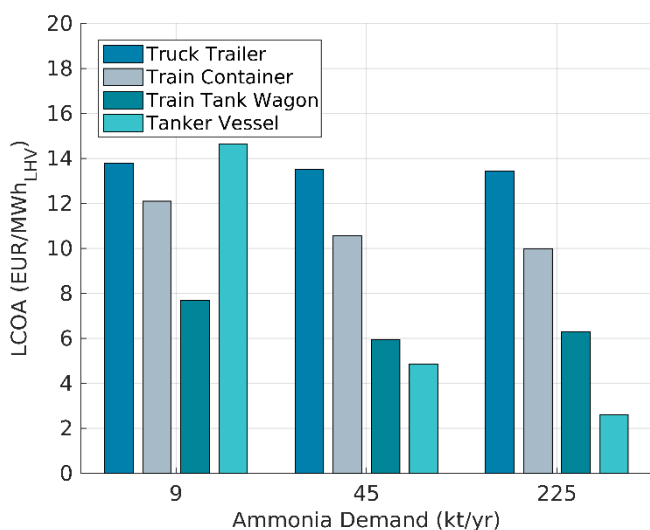


Abbildung 7: Ammoniaktransportkosten in Abhängigkeit von der jährlichen Menge sowie des Transportmodis (LKW (Container), Zug (Container), Zug (Kesselwagen), Binnenschiff)

Die Analyse zeigt auch, dass die Inlandstransportoptionen für Ammoniak, Methanol und flüssigen Wasserstoff kosteneffektiv sind. Tanker werden ab einer bestimmten Transportkapazität als die kostengünstigste Transportmethode identifiziert, während der Pipeline-Transport für Wasserstoff ebenfalls als praktikable Option gilt. Ammoniak hat sich als das am besten geeignete Produkt für die TrHyHub-Lieferkette im kurzfristigen Vergleich zu anderen PtX-Produkten erwiesen. Insgesamt belegt die Analyse die Bedeutung des Imports von grünem Ammoniak als zentrale Komponente des zukünftigen Energie- und Industriesystems in Deutschland. Die Ergebnisse unterstreichen das Potenzial von Oakajee, eine bedeutende Rolle im globalen Wasserstoffmarkt zu spielen. Die Kombination aus hochwertigen erneuerbaren Ressourcen und einer durchdachten Infrastrukturpositionierung könnte die Region zum führenden Exporteur von Wasserstoffprodukten machen.

Ergebnis / Meilenstein Nr.	Erzieltes Ergebnis	Erreicht am	Kommentar zur Einhaltung des Zeitplans
MS 1: Techno-ökonomische Analyse	Kostenstruktur der Ammoniakproduktion und -bereitstellung ermittelt	30.04.2024	Der Zeitplan wurde teilweise überschritten, da zusätzliche Daten benötigt wurden.
MS 2: Inlandtransportanalyse	Optimale Transportwege identifiziert	15.01.2024	Der Zeitplan wurde eingehalten.

### 1.3 AP 6 Regulatory framework

Im Arbeitspaket 6 wurde der regulatorische Rahmen für die Produktion von Wasserstoff und seinen Derivaten in Westaustralien sowie deren anschließenden Transport und Nutzung in Deutschland und Europa untersucht. Die Analyse identifiziert potenzielle Engpässe und bewertet die Auswirkungen des komplexen, miteinander verbundenen politischen Rahmens auf die Wettbewerbsfähigkeit von erneuerbarem Wasserstoff und Ammoniak auf EU-Ebene. Abbildung 8 zeigt einen Überblick über die zentralen regulatorischen Rahmenbedingungen auf EU-Seite.

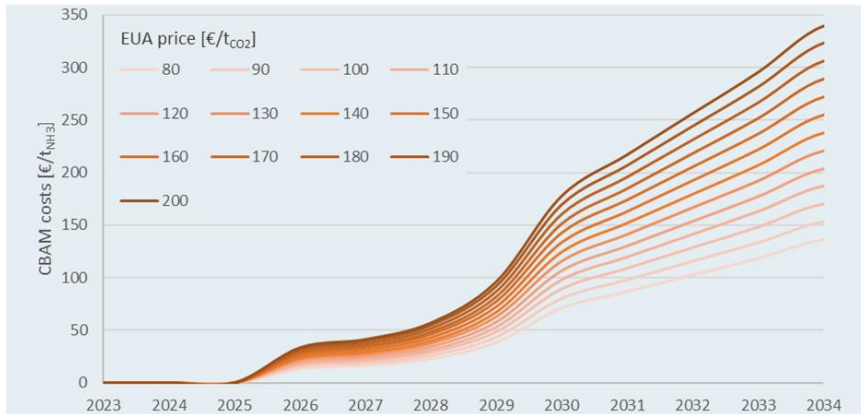
Die wichtigsten politischen Instrumente innerhalb der EU sind das EU-Emissionshandelssystem (EU ETS), der Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) und die Renewable Energy Directive (RED). Diese Instrumente zielen darauf ab, die Marktbedingungen für erneuerbaren Wasserstoff und seine Derivate zu fördern. Das RED legt die grundlegenden Voraussetzungen fest, unter denen Wasserstoff und seine Derivate als erneuerbar gelten. Gleichzeitig zielen das EU ETS und der CBAM darauf ab, die Kosten für kohlenstoffintensive Brennstoffe und Produkte zu erhöhen.

Die Kosten für den Import von fossilem Ammoniak werden mit der schrittweisen Einführung des CBAM ab 2026 steigen, wie Abbildung 9 zeigt. Für 2030 werden die Kosten für CBAM-Zertifikate für den Import von erdgasbasiertem Ammoniak in die EU auf etwa 135 €/t<sub>NH<sub>3</sub></sub> geschätzt, basierend auf einem EUA-Preis von 150 €/t<sub>CO<sub>2</sub></sub>. Mit einem Anstieg der CBAM-Abgabequote und des EUA-Preises wird die Ammoniakproduktion aus Oase einen wirtschaftlichen Vorteil im Vergleich zu fossilen Ammoniakimporten und -produktionen bieten. Ab 2034 würden die CBAM-Zertifikatskosten etwa 255 €/t<sub>NH<sub>3</sub></sub> betragen, was die Kosten für die Produktion von erdgasbasiertem Ammoniak in der EU deutlich erhöhen würde. Die Preise für fossiles Ammoniak bewegen sich in etwa in der doppelten Größenordnung (470 €/t<sub>NH<sub>3</sub></sub> im September 2023 auf 615 €/t<sub>NH<sub>3</sub></sub> im November 2023). Daher werden die CBAM-Zertifikatskosten eine erhebliche Erhöhung der Produktionskosten für fossiles Ammoniak darstellen. Die Produktion von erneuerbarem Ammoniak wird von diesem wirtschaftlichen Hebel erheblich profitieren, insbesondere ab 2034, wenn die vollständigen CBAM-Zertifikatspreise gezahlt werden müssen und die kostenlose Zuteilung von EUAs endet.

	Status	Goals and progress	Impact	
<b>EU ETS 1</b>	Emissions Trading System (2003/87/EC) in force ETS Revision in force 05/2023	<ul style="list-style-type: none"> <li>Certificate price based on cap and trade model</li> <li>Launched in 2005, repeatedly updated and currently in phase 4</li> <li>Inclusion of maritime and road (2026) transport</li> <li>Linear reduction factor will double from 2024 onwards</li> <li>Free allowance allocation phase-out from 2026</li> </ul>		
<b>CBAM</b>	Carbon Border Adjustment mechanism in force 05/2023 Future revisions and adjustments	<ul style="list-style-type: none"> <li>Carbon price on imports into the EU in line with EU ETS</li> <li>Transition period until 2026 with monitoring only</li> <li>Phased in from 2026 to 2034</li> <li>Covers iron and steel, cement, fertilizers, aluminum, electricity and hydrogen</li> <li>Further downstream products might be added</li> </ul>		
<b>RED II</b>	RED recast (EU) 2018/2001 (RED II) in force RED II Delegated Acts in force (adopted by European Commission 02/2023)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Overall EU target for RE share of 32% and minimum renewable share of 14% within the final energy consumption in the transport sector by 2030</li> <li>Defines the conditions under which electricity for RFNBO production is considered renewable</li> <li>Sets GHG emission savings threshold and GHG accounting rules for RFNBOs</li> </ul>		
<b>RED III</b>	Agreed by Council 06/2023 Adopted by Parliament 09/2023 Formal adoption by Council pending	<ul style="list-style-type: none"> <li>Overall RE target of 42,5 – 45 % in 2030</li> <li>Transport target of 14,5% GHG reduction or 29 % final renewable energy consumption by 2030</li> <li>Minimum RFNBO share of 1% in transport</li> <li>Industry target of 42% of hydrogen consumption from RFNBOs by 2030 and 60% by 2035</li> </ul>		
<b>FuelEU Maritime</b>	Proposal of 06/2021 Provisional agreement 03/2023 Formal adoption pending	<ul style="list-style-type: none"> <li>Covers all energy of ships ≥ 5000 gross tonnage within the EU</li> <li>Covers all energy of ships ≥ 5000 gross tonnage entering or leaving the EU to 50 percent</li> <li>GHG intensity reduction roadmap from -2% in 2025 to -80% in 2050</li> <li>Penalty applying to excess GHG emissions</li> </ul>	 	
<b>ReFuelEU Aviation</b>	Proposal of 07/2021 Provisional agreement 04/2023 Formal adoption pending	<ul style="list-style-type: none"> <li>Minimum SAF share roadmap: from 2% in 2025 to 70% in 2050 (minimum of 28% synthetic fuel)</li> <li>Penalty applying to missing SAF blend targets</li> </ul>	 	
<b>European H<sub>2</sub> strategy</b>	EU Hydrogen Strategy (COM/2020/301) adopted 07/2020 All action points implemented and delivered 03/2022	<ul style="list-style-type: none"> <li>Developing an investment agenda</li> <li>Boosting demand and scaling up production</li> <li>Designing a supportive framework</li> <li>Strengthening the international dimension</li> </ul>	 	
<b>German H<sub>2</sub> strategy</b>	Published 06/2020 Update 07/2023 Separate import strategy announced, shall be published in 2023/24	<ul style="list-style-type: none"> <li>10 GW electrolysis capacity by 2030 in Germany</li> <li>11,000-kilometre core hydrogen network by 2032 to connect major generation, import and storage centres with the relevant customers</li> <li>Extensive expansion H<sub>2</sub> filling station network</li> <li>RFNBO demand in 2030 of 95 – 130 TWh, of which 50 – 70 % will be covered by imports</li> </ul>		

Abbildung 8. Überblick über die wichtigsten regulatorischen Rahmenbedingungen auf EU-Seite (Stand: 10/23)

Die RED II und III legen die Bedingungen fest, unter denen Strom, der für die Erzeugung von RFNBOs verwendet wird, als erneuerbar gilt. Zudem werden Schwellenwerte für die Einsparung von Treibhausgasemissionen und Regeln deren Bilanzierung festgelegt. Der zweite Delegierte Rechtsakt legt fest, dass RFNBOs eine Treibhausgasemissionsreduktion von mindestens 70 % im Vergleich zu einem fossilen Referenzprodukt erreichen müssen, um als erneuerbar zu gelten. Die maximalen Emissionsgrenzwerte betragen 3,38 t<sub>CO2e</sub>/t<sub>H2</sub> für Wasserstoff und 0,53 t<sub>CO2e</sub>/t<sub>NH3</sub> für Ammoniak. Der maritime fossil-basierte Transport von Ammoniak von Australien nach Europa verbraucht etwa die Hälfte des verfügbaren Emissionsspielraums und die Inlandstransporte liegen zwischen 0,02 und 0,05 t<sub>CO2e</sub>/t<sub>NH3</sub>. Dementsprechend stellt eine Umsetzung der durch die Delegierten Rechtsakte formulierten Regeln für die untersuchte Wertschöpfungskette kein Problem dar.



Das Zusammenspiel und die Reichweite der wichtigsten regulatorischen Rahmenbedingungen ist in Abbildung 10 visualisiert.

Abbildung 10. Zusätzliche CBAM-Zertifikatskosten für den Import von erdgasbasiertem Ammoniak mit einer Emissionsintensität von 1,7 tCO<sub>2</sub>/tNH<sub>3</sub> bei unterschiedlichen EUA-Preisen

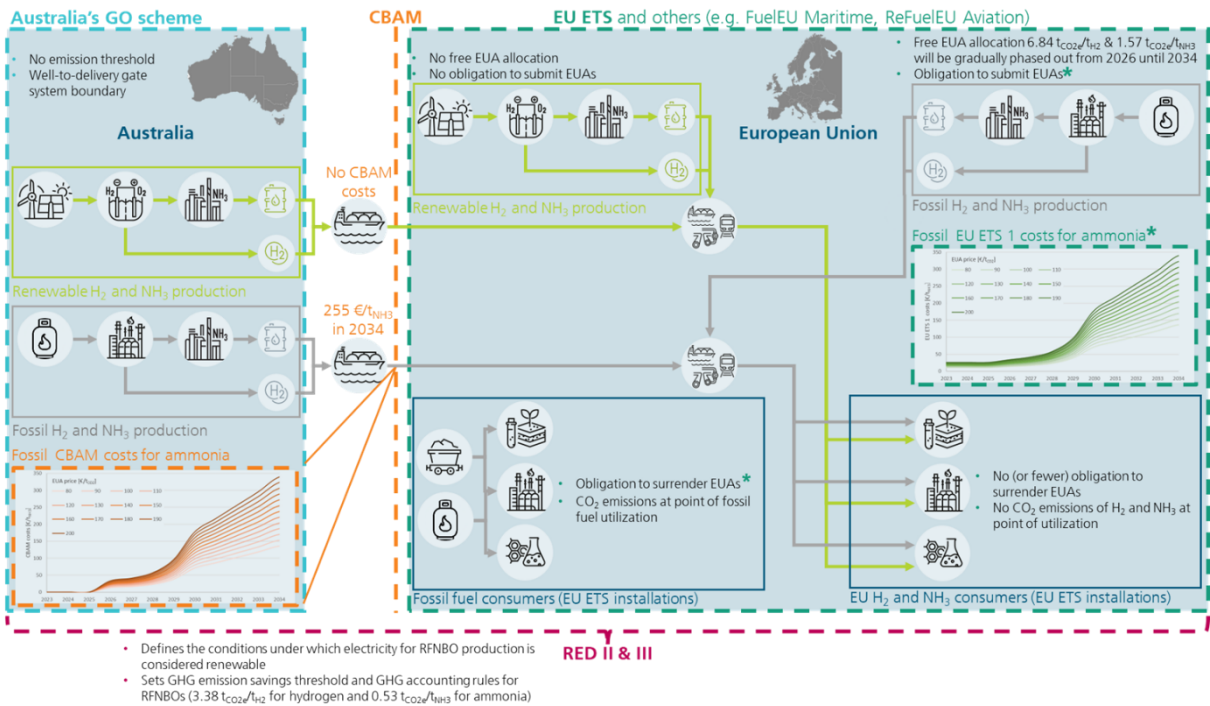


Abbildung 9. Grafischer Überblick über das Zusammenspiel und die Reichweite von EU-ETS, CBAM, RED und Australiens GO-System unter der Annahme eines EUA-Preises von 150 €/tCO<sub>2</sub>

Ergebnis / Meilenstein Nr.	Erzieltes Ergebnis	Erreicht am	Kommentar zur Einhaltung des Zeitplans
MS 1: Analyse der regulatorischen Rahmenbedingungen	Wichtige regulatorische Rahmenbedingungen identifiziert und Auswirkungen analysiert	31.03.2023	Der Zeitplan wurde eingehalten.

### 1.4 AP 10 Innovative Technology Solutions in Energy Storage

In diesem Arbeitspaket wurden innovative Technologien zur Energiespeicherung analysiert, die entlang der gesamten Power-to-X-Wertschöpfungskette implementiert werden können. Die Untersuchung umfasste eine Bewertung verschiedener Energiespeichertechnologien auf Basis einer Multikriteriellen Entscheidungsanalyse, die für die Integration von erneuerbaren Energien in die Wasserstoffproduktion entscheidend sind. Der methodische Ansatz der Analyse wurde folgendermaßen durchgeführt:

1. Auswahl und Definition der Bewertungskriterien
2. Scan der verfügbaren Energiespeichertechnologien
3. Quantifizierung der Kriterien auf der Grundlage von wissenschaftlicher Literatur und Herstellerinformationen
4. Gewichtung der Bewertungskriterien
5. Multikriterielle Entscheidungsanalyse
6. Ergebnisbewertung und Auswahl geeigneter Energiespeichertechnologien für Oakajee

Die ausgewählten Bewertungskriterien und deren Gewichtung sind in Tabelle 2 dargestellt. Die Gewichtung der Kriterien erfolgte auf Basis des AHP durch Experten des Fraunhofer ISE

*Tabelle 2. Ausgewählte Bewertungskriterien und Gewichtung der Kriterien*

<b>Evaluation criteria</b>	<b>Weighting</b>
Technological Readiness Level (TRL)	15,7%
Commercial Readiness Index (CRI)	17,0%
Average installment Cost	24,3%
Storage efficiency	14,4%
Construction duration	4,7%
Availability at target year	9,7%
Critical materials	5,5%
Location dependency	8,7%

Tabelle 3 gibt einen Überblick über die Kennzahlen der einzelnen Energiespeichertechnologien in den untersuchten Kriterien.

Tabelle 3. Zusammenfassung der erfassten Daten für Energiespeichersysteme: elektrochemische (oben), mechanische (Mitte) und chemische Energiespeicher (unten).

	Technological Readiness Level	Commercial Readiness Index	Average installment Cost	Storage efficiency	Construction duration	Availability at target year	Critical materials	Location dependency
Lithium-ion	9	4 - 6	300 - 340 € <sub>2021</sub> /kWh	> 90%	8 - 20 weeks	Available	High (Lithium Cobalt, Nickel, Manganes)	very likely possible at region
Vanadium redox flow	9	3 - 4	~ 240 € <sub>2021</sub> /kWh	70 - 77%	1 - 1.5 years	Available	Moderate (Vanadium)	very likely possible at region
Zinc bromine flow	9	2	~ 377 € <sub>2021</sub> /kWh	70 - 80%	~ 9 months	Available	Low	very likely possible at region
Sodium-ion	6 - 7	1	~ 180 € <sub>2021</sub> /kWh	~ 80%	N/A	Available	Low	very likely possible at region
Pumped hydro energy storage	9	5 - 6	220 € <sub>2021</sub> /kWh	70 - 87 %	3 - 7 years	Region-dependent	Low	most probable not possible at region
Compressed air	7 - 8	2 - 3	103 € <sub>2021</sub> /kWh	40 - 70%	2.5 - 3.5 years	Available	Low	very likely possible at region
Liquid air	9	2	300 - 600 € <sub>2021</sub> /kWh	45 - 70%	~ 2 years	Available	Low	very likely possible at region
CO <sub>2</sub> battery	5 - 7	1 - 2	220 € <sub>2021</sub> /kWh	~ 75%	< 2 years	Available	Low	very likely possible at region
Gravity	7 - 8	1 - 2	380 € <sub>2021</sub> /kWh	65 - 90%	1 - 3.5 years	Region - dependent	Low	most probable not possible at region
Gaseous hydrogen - Pipeline	9	5 - 6	H <sub>2</sub> production: 90 - 220 Storage: 17 - 20 € <sub>2021</sub> /kWh <sub>H<sub>2</sub></sub>	~42- 56%	1 - 3 years	Available	Low	Yes - very likely possible at region
Liquefied hydrogen - Lined Rock	5 - 7	2 - 3	H <sub>2</sub> production: 90 - 220 Storage: 4 - 6 € <sub>2021</sub> /kWh	~37- 45%	1 - 5 years	Region-dependent	Low	Yes - to some extent possible at region
Gaseous hydrogen - Depleted gas field	5 - 7	2 - 3	H <sub>2</sub> production: 90 - 220 Storage: 0.14 - 2.9 € <sub>2021</sub> /kWh	~40 - 50%	1 - 5 years	Region-dependent	Low	Yes - very likely possible at region

Tabelle 4 zeigt die Technologieeignung und die Bewertung innerhalb der einzelnen Kriterien.

Tabelle 4. Bewertung der Technologieeignung und Bewertung der einzelnen Kriterien: elektrochemische (oben), mechanische (Mitte) und chemische Energiespeicher (unten).

	Technological Readiness Level	Commercial Readiness Index	Average installment Cost	Storage efficiency	Construction duration	Availability at target year	Critical materials	Location dependency	Technology suitability score
Lithium-ion	4	4	2	4	4	4	0	4	82.3%
Vanadium redox flow	4	2	3	3	3	4	2	4	77.9%
Zinc bromine flow	4	1	2	3	4	4	4	4	71.5%
Sodium-ion	2	0	4	4	3	4	4	4	73.9%
Pumped hydro energy storage	4	4	3	3	2	2	4	0	74.4%
Compressed air	3	1	4	2	3	4	4	4	74.9%
Liquid air	4	1	1	2	3	4	4	4	60.6%
CO <sub>2</sub> battery	1	0	3	3	3	4	4	4	60.3%
Gravity	3	1	1	3	3	2	4	0	46.8%
Gaseous hydrogen - Pipeline	4	4	3	2	3	2	4	4	80.7%
Liquefied hydrogen - Lined Rock	2	1	3	1	2	2	4	2	50.9%
Gaseous hydrogen - Depleted gas field	2	1	3	2	2	2	4	4	58.9%

Die daraus resultierende Bewertung der Technologieeignung zeigt ein klares Muster. Für die Speicherung von Elektrizität sind Lithium-Ionen-Batterien die optimale Lösung, da sie einen hohen Wirkungsgrad, schnelle Reaktionszeiten und sinkende Kosten aufweisen, die durch technologische Fortschritte und größere Produktionsmengen bedingt sind. Lithium-Ionen-Batterien eignen sich hervorragend für Anwendungen, die häufige Zyklen und eine kurz- bis mittelfristige Energiespeicherung erfordern, was sie ideal für den Ausgleich stündlicher Schwankungen der erneuerbaren Energien macht.

Im Gegensatz dazu wird für die Wasserstoffspeicherung im Rahmen dieser Studie für die Region Oakajee die Speicherung in Pipelines als die am besten geeignete und ausgereifte Option identifiziert. Im Vergleich zu großtechnischen unterirdischen Wasserstoffspeicheroptionen bietet die Pipelinespeicherung mehrere Vorteile in Bezug auf Reife und Effizienz. Aufgrund der relativ schnellen Zykluszeiten und der begrenzten Speicherkapazität eignet sich diese Form der Speicherung zum Ausgleich von Tages- und Wochenschwankungen. Die großtechnische Wasserstoffspeicherung in erschöpften Gasfeldern würde eine saisonale Wasserstoffspeicherung bieten. Allerdings sind die saisonalen Schwankungen eines hybriden PV-Wind-Systems in der Region um Oakajee im globalen Maßstab relativ gering.

<b>Ergebnis / Meilenstein Nr.</b>	<b>Erzieltes Ergebnis</b>	<b>Erreicht am</b>	<b>Kommentar zur Einhaltung des Zeitplans</b>
MS 1: Technologiebewertung	Bewertung verschiedener Energiespeichertechnologien	30.04.2023	Der Zeitplan wurde leicht überschritten und angepasst.

## 2. Zahlenmäßiger Nachweis

Der zahlenmäßige Nachweis erfolgt separat über die zentrale Verwaltung der Fraunhofer-Gesellschaft.

## 3. Notwendigkeit der Arbeit

Die Notwendigkeit der Arbeit ergibt sich aus dem dringenden Bedarf, nachhaltige Lösungen zur Versorgung der deutschen Industrie mit Energieträgern, Chemikalien und Kraftstoffen zu entwickeln und die Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen zu verringern. Die Etablierung einer Wasserstoff- und Ammoniakversorgungskette zwischen Westaustralien und Deutschland ist von zentraler Bedeutung, um die ambitionierten Klimaziele der EU und Deutschlands zu unterstützen. Angesichts der wachsenden Nachfrage nach grünem Wasserstoff und Ammoniak in der Industrie ist es unerlässlich, geeignete Produktionsstandorte und Logistikkösungen zu identifizieren. Diese Arbeit ist sowohl für die Energiewende in Deutschland als auch für die wirtschaftliche Entwicklung in Westaustralien von großer Bedeutung. Die Ergebnisse dieser Studie bieten eine solide Grundlage für zukünftige Investitionen und Entwicklungsprojekte im Bereich erneuerbare Energien und Power-to-X. Darüber hinaus stärkt die Zusammenarbeit zwischen Australien, Deutschland und den Niederlanden die Innovationskraft und den Wissensaustausch im Bereich der Wasserstofftechnologien. Die erarbeiteten Lösungen und Analysen sind entscheidend, um die Möglichkeiten für einen erfolgreichen Export von Wasserstoff und Ammoniak zu maximieren. Diese Arbeiten tragen auch dazu bei, das Vertrauen der Investoren in die Rentabilität solcher Projekte zu stärken.

## 4. Verwertbarkeit der Ergebnisse

Die Ergebnisse dieser Studie sind von erheblichem Nutzen, da sie eine klare Perspektive für die Implementierung der Wasserstoff- und Ammoniakversorgungskette bieten. Die identifizierten Produktionspotenziale und Abnehmerstrukturen ermöglichen es, konkrete Planungen für die nahe Zukunft zu entwickeln. Die Analyse der Kostenstruktur und der Logistik bietet Entscheidungsträgern wertvolle Informationen für Investitionen in spezifische Infrastruktureile der Wertschöpfungskette. Zudem können die gewonnenen Erkenntnisse in zukünftige politische Strategien zur Förderung erneuerbarer Importe einfließen. Die Ergebnisse stützen sich auf umfassende Datenanalysen, die als Grundlage für die Entwicklung von Geschäftsmodellen dienen werden. In den kommenden Jahren wird erwartet, dass die Nachfrage nach grünem Wasserstoff und dessen Derivaten weiter steigt, was die Relevanz dieser Studie erhöht. Die Einbeziehung verschiedener Industriepartner entlang der Wertschöpfungskette (German-Dutch Industrial Reference Group) während den durchgeführten Veranstaltungen und Online-Workshops ebnet den Weg für eine erfolgreiche Umsetzung einer Ammoniakversorgungskette von Australien nach Deutschland.

## 5. Relevante Ergebnisse von dritter Seite

Während der Durchführung des Vorhabens wurden dem Anwendungsempfänger mehrere relevante Fortschritte auf dem Gebiet der Wasserstoff- und Ammoniaktechnologien bekannt. Verschiedene Forschungsinstitute und Unternehmen haben ähnliche Analysen zur Wasserstoffproduktion und den damit verbundenen Technologien veröffentlicht. Insbesondere die Fortschritte im Bereich der Elektrolyse und der Speichersysteme für Wasserstoff haben das Verständnis für die Machbarkeit und Effizienz von Wasserstoffprojekten erheblich verbessert. Darüber hinaus wurden neue regulatorische Rahmenbedingungen in der EU und Deutschland angekündigt, die die Einführung erneuerbarer Energien fördern. Kooperationen zwischen verschiedenen Ländern und Unternehmen, die auf die Entwicklung von Wasserstofftechnologien abzielen, wurden ebenfalls beobachtet. Diese Entwicklungen zeigen, dass die Branche auf einem vielversprechenden Weg ist, um die Herausforderungen der Energiewende zu meistern. Der Austausch von Best Practices und innovative Ansätze werden weiterhin die Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen in diesem Bereich vorantreiben. Die Erkenntnisse und Erfahrungen anderer Akteure im Wasserstoffmarkt werden als wertvolle Ressourcen für die Umsetzung der Ergebnisse des Oakajee-Projekts angesehen.

## 6. Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen

- Eißler, Tobias; Groos, Ulf; Holst, Marius; Szolak, Robert; Deringer, Patrick; Voglstätter, Christopher; Edenhofer, Lucas; Mender, Friedrich. (2024). Optimizing the Supply Chain for Green Hydrogen and Derivatives: A Case Study from Australia to Germany Including Inland Transport Considerations. Submitted to: International Journal of Hydrogen Energy. (under review)
- Hank, Christoph; Holst, Marius: International PtX Hubs; Presentation at World Hydrogen Summit Rotterdam, 14.05.2024
- TrHyHub - Community Summary (under review on Australian side)
- TrHyHub – Technical report (under review on Australian side)

## 7. Literaturverzeichnis

- [1] Reiner Lemoine Institut, Ed., "Accompanying documentation for the web application—Der Photovoltaik- und Windflächenrechner," [Online]. Available: [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Partnerpublikationen/2021/DE\\_Re-GIS/RLI\\_PV-Windflaechenrechner\\_Methoden-Daten\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Partnerpublikationen/2021/DE_Re-GIS/RLI_PV-Windflaechenrechner_Methoden-Daten_WEB.pdf)

## Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN	2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung) Schlussbericht
3. Titel Verbundvorhaben TrHyHub: Machbarkeitsstudie für ein trinationales Wasserstoff- Innovations- und Export-Hub der Länder Australien, Niederlande und Deutschland	
4. Autor(en) [Name(n), Vorname(n)] Szolak, Robert Edenhofer, Lucas Holst, Marius Eißler, Eißler Essam, Ramy Fathi, Shima	5. Abschlussdatum des Vorhabens September 2024
	6. Veröffentlichungsdatum
	7. Form der Publikation
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse) Fraunhofer-Institut für Solare Energiesystem ISE Heidenhofstr. 2 79110 Freiburg	9. Ber. Nr. Durchführende Institution
	10. Förderkennzeichen 031B0365B
	11. Seitenzahl 20
12. Fördernde Institution (Name, Adresse)  Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) Heinemannstraße 2 53175 Bonn	13. Literaturangaben 1
	14. Tabellen 4
	15. Abbildungen 10
16. Zusätzliche Angaben	
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum)	
18. Kurzfassung Das Projekt TrHyHub untersucht die Entwicklung einer Ammoniak-Versorgungskette zwischen der Region Oakajee in Westaustralien, dem Hafen Rotterdam und ausgewählten Abnehmern in Deutschland. Im Rahmen der 2019 eingeführten Renewable Hydrogen Strategy des Western Australian Government wird Oakajee als bedeutender Produzent und Exporteur von grünem Wasserstoff positioniert. Ziel ist es, eine umfassende Machbarkeitsanalyse für den großskaligen Export von grünem Wasserstoff in Form von Derivaten wie Ammoniak durchzuführen. Die Studie strebt an, bis 2030 insgesamt 3 Millionen Tonnen Ammoniak zu produzieren und zu ausgewählten Industrieabnehmern in Deutschland zu liefern. Dazu soll eine techno-ökonomische Analyse und Optimierung der Wertschöpfungskette durchgeführt werden, die auf den Erkenntnissen einer Standortanalyse und Evaluation der regulatorischen Rahmenbedingungen aufbaut. Die Ergebnisse der TrHyHub-Studie belegen, dass die Region um Oakajee über erhebliche Potenziale zur Erzeugung von Wasserstoff und Ammoniak verfügt. Die GIS-basierte Standortanalyse zeigt, dass die Region in der Lage ist, einen bedeutenden Beitrag zur europäischen Wasserstoffnachfrage auf Basis erneuerbarer Energien zu decken. Im direkten Umfeld von Oakajee wurden fünf großskalige Gebiete für die Produktion von Photovoltaik und drei großskalige Gebiete für Windkraft identifiziert, die theoretisch ausreichen, um die geplante Exportmenge von 3 Millionen Tonnen Ammoniak zu vervielfachen. Die Modellierung und Optimierung der Wertschöpfungskette hat ergeben, dass die Produktions- und Transportkosten nach Rotterdam für Ammoniak im Zieljahr 2030 bei etwa 203 EUR/MWh liegen. Im Vergleich zu den anderen untersuchten Energieträgern Flüssigwasserstoff und Methanol, zeigt sich, dass Ammoniak für Oakajee im Zieljahr 2030 der geeignetste Energieträger ist. Der Inlandtransport zu ausgewählten Industrieabnehmern liegt in den meisten Fällen unter 2 % der kompletten Bereitstellungskosten, wobei der Transport mittels Tankschiff über Binnenwasserstraßen und Bahn die geeigneten und kostengünstigen Transportmöglichkeiten innerhalb Deutschlands darstellen. Auf der regulatorischen Seite sorgt das Zusammenspiel aus EU-Emissionshandelssystem (EU ETS), dem CO <sub>2</sub> - Grenzausgleichssystem (CBAM) und der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED) zur Minimierung der Kostendifferenz zwischen erneuerbarem und fossilem Ammoniak. Allerdings sind die gegenwärtigen regulatorischen Rahmenbedingungen nicht ausreichend um Kostenparität herzustellen.	
19. Schlagwörter Ammoniak, Wasserstoff, GIS-basierte Standortanalyse, techno-ökonomische Evaluierung	
20. Verlag	21. Preis