



H₂Mare-Projekt PtX-Wind

Teilvorhaben: Entwicklung der Prozesse zur Offshore-Erzeugung von CO und H₂ aus CO₂ und H₂O mittels SOEC

Sachbericht zum Verwendungsnachweis Teil I: Kurzbericht

Stand:	31.03.2026
Einreichungsdatum (TIB):	31.03.2026
Partnerin/Partner:	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
Autorin/Autor:	Matthias Metten, Matthias Riegraf, René Lorenz, Nathanael Heimann, Owais Khokar
Fördertitel:	Verbundvorhaben H2Mare_VB2: PtX-Wind – Offshore Power-to-X-Prozesse
Förderkennzeichen:	03HY302F
Laufzeit:	01.04.2021 – 31.12.2025
Disclaimer:	<i>Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei der Autorin/beim Autor/den Autoren.</i>

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt



Finanziert von der
Europäischen Union
NextGenerationEU

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	2
I. Ursprüngliche Aufgabenstellung sowie wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde	3
II. Ablauf des Vorhabens	3
III. Wesentliche Ergebnisse	4
IV. Zusammenarbeit mit anderen (Forschungs-)Einrichtungen	4

Abkürzungsverzeichnis

<i>AP</i>	<i>Arbeitspaket</i>
<i>CSC</i>	<i>Cathode Supported Cell (Anodenträgende Zelle)</i>
<i>ESC</i>	<i>Electrolyte Supported Cell (Elektrolytgestützte Zelle)</i>
<i>MSC</i>	<i>Metal Supported Cell (Metallgestützte Zelle)</i>
<i>SOEC</i>	<i>Solid Oxide Electrolysis Cell (Festoxidelektrolyse-Zelle)</i>
<i>RWGS</i>	<i>Reverse Water Gas Shift (umgekehrte-Wasser-Gas-Shift-Reaktion)</i>

I. Ursprüngliche Aufgabenstellung sowie wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde

Die ursprünglichen Aufgabenstellungen des DLRs konzentrierten sich auf die Entwicklung und Validierung von Festoxidelektrolyse (SOEC)-Technologie für die Offshore-Produktion von Wasserstoff und Synthesegas, sowie die techno-ökonomische Analyse der Herstellung verschiedener chemischer Energieträger offshore. Ziel war die Untersuchung der SOEC-Technologie zur Herstellung von H₂ und CO aus Wasserdampf und CO₂ unter Offshore-Windstrom-Bedingungen. Dazu sollten unterschiedliche SOEC-Technologien getestet werden, um deren Eignung für Offshore-Bedingungen zu bewerten. Die Aufgaben umfassten die Analyse des Betriebsverhaltens bei direkter Kopplung an intermittierende Windkraft, insbesondere hinsichtlich thermischer Gradienten und transienten Betriebsbedingungen - modellgestützt, auf Basis realer Windprofile und experimentell. Zudem sollten die Auswirkungen maritimer Kontaminanten auf die Stack-Leistung untersucht werden, um die Robustheit der Technologie unter Offshore-Bedingungen zu sichern. Das DLR sollte dazu Betriebs- und Regelstrategien für die Kopplung mit fluktuierender Windenergie entwickeln. Die e-XPlore-Forschungsumgebung sollte für den Offshore-Einsatz vorbereitet werden und eine Kopplung mit nachgelagerten Syntheseprozessen durchgeführt werden. Darüber hinaus war das DLR für den Aufbau der schwimmenden Versuchsplattform mit dem KIT und der TUB verantwortlich. Mitarbeit an der Ausgestaltung des Prozessleitsystems durch die UniS-IAS waren gefordert.

Zum Projektstart war die Festoxidelektrolyse (SOEC) als Technologie für die effiziente Wasserstoff- und Synthesegasproduktion bekannt, jedoch noch nicht für den Offshore-Einsatz optimiert. Die meisten Forschungsarbeiten konzentrierten sich auf stationäre Betriebsbedingungen, während die Kopplung mit fluktuierender Windenergie und die Bewältigung maritimer Herausforderungen wie Kontaminanten und Druckbedingungen noch nicht ausreichend untersucht waren. Offshore-Wasserstoffprojekte wie z.B. PosHYdon (1 MW_{el}) und Sealhyfe (1 MW_{el}) sollten die technische Machbarkeit von Elektrolyse unter Offshore-Bedingungen untersuchen, jedoch ohne Integration von weiteren PtX-Prozessen. Die Entwicklung von Regelstrategien für transienten Betrieb war noch in den Anfängen, und es fehlten standardisierte techno-ökonomische Modelle für Offshore-PtX-Systeme. Die industrielle Skalierung der SOEC-Technologie stand noch am Anfang, mit ersten Pilotanlagen wie MultiPLHY (2025) und TopSOEC (2025) in Planung. Die Integration von SOEC in komplexe PtX-Prozesse, insbesondere für die Offshore-Produktion von Synthesegasen und weiteren Derivaten, war eine zentrale Forschungslücke, die das DLR adressieren sollte.

II. Ablauf des Vorhabens

Das Vorhaben wurde nach einer genehmigten, kostenneutralen Verlängerung um neun Monate innerhalb des vorgesehenen Bearbeitungszeitraums durchgeführt. Das DLR war in den Arbeitspaketen zur SOC-Elektrolyse (AP 1.3), den Arbeiten zur Prozessintegration und Integration in die Offshore-Systemumgebungen (AP 1.9), der Realisierung einer schwimmenden Versuchsplattform inklusive eines Prozessleitsystems (AP3.1, AP3.4, AP3.5 und AP4.1) und zur integrierten techno-ökonomischen und ökologischen Analyse (AP 5.1) aktiv. Ein wesentlicher fachlicher Austausch bestand mit den Projektpartnern KIT-IMVT, TUB-EBMS, UniS-IAS, DVGW-EBI, DECHEMA und den Weiteren. Die geplanten Meilensteine für die das DLR direkt verantwortlich oder beteiligt war wurden größtenteils erreicht. Insbesondere wurden die Meilensteine M1.3c, M1.3d, M1.9a, M1.9f, M3.5a, M3.5c, M3.5d, M3.5e, M4.1a, M4.1c, M5.1b, M5.1e, M5.1d

fristgerecht erreicht. Die Meilensteine M1.3a und M1.3b, welche den Koppelbetrieb direkt am Energy-Lab am KIT umfassen konnten nicht erreicht werden, da sie auf Grund von Verzögerungen am Ende des Projekts erreicht werden sollten. Da jedoch ein Folgeprojekt akquiriert wurde, wurde auf die Abrüstung der Systeminstallation auf der Barge und der anschließenden Aufstellung am KIT verzichtet, um weitere Experimente im Folgeprojekt durchführen zu können.

III. Wesentliche Ergebnisse

Der zentrale Erfolg des Projekts war der Aufbau, Inbetriebnahme und anschließende Betrieb einer schwimmenden Versuchsplattform in enger Zusammenarbeit mit den Projektpartnern, der weltweit erstmals die Möglichkeit einer Koppelung einer gesamten PtX-Prozesskette unter maritimen Bedingungen ermöglichte. Dabei konnte die Wasserstoffherzeugung mittels SOEC bei bis zu 20 barg unter erstmals unter maritimen Bedingungen demonstriert werden.

Simulative Ergebnisse: stationäre Simulationen identifizierten die Methanbildung als kritischen Prozess bei erhöhten Drücken im Ko-Elektrolysebetrieb, der die Prozesseffizienz bei Kopplung mit Fischer-Tropsch-Synthese verringert. Die thermodynamische Analyse zeigte, dass die Zugabe von bis zu 5 Vol-% CH₄ ins Feedgas die Gesamtprozesseffizienz um 12-15 % steigert. Transiente Simulationen ergaben, dass Offshore-Anlagen aufgrund stabilerer Windbedingungen um 25-30 % geringere Leistungsfluktuationen aufweisen. Eine asynchrone (modulare) Betriebsweise reduzierte Temperaturgradienten um bis zu 40 % im Vergleich zur synchronen Betriebsweise. Der Vergleich verschiedener SOEC-Zelltypen (ESC, CSC, MSC) zeigte, dass MSCs eine 25 % höhere Änderungsgeschwindigkeit bei gleichbleibenden Temperaturgradienten ermöglichen.

Experimentelle Ergebnisse: Die experimentellen Untersuchungen an Einzelstacks bestätigten, dass das für Downstream gelegene Synthesegas gewünschte Synthesegasverhältnis durch gezielte Anpassung der Betriebsparameter einstellbar ist. Die Methanbildung bei erhöhtem Druck führte zu Temperaturgradienten, die durch Zugabe von CH₄ reduziert werden können. Darüber hinaus wurden Regelstrategien n entwickelt und experimentell validiert und zeigten eine um 35-40 % erhöhte Änderungsgeschwindigkeit bei gleichzeitiger Reduktion der Temperaturgradienten um 25-30 %. Die Forschungsumgebung e-XPlore wurde erfolgreich für den offshore-Einsatz vorbereitet, und die SOECs wurden für den Druckbetrieb erfolgreich angepasst. Die Charakterisierung eines 10 kW ESC-basierten Moduls bei Drücken von 11-20 bar a zeigte eine weitgehend konstante Leistung unter Steady-State-Bedingungen.

Ergebnisse zur techno-ökonomischen Analyse: Das Software-Tool TEPET+ wurde entwickelt, um die automatisierte ökonomische und ökologische Prozessanalyse n zu ermöglichen. Die Prozessoptimierungen führten zu signifikanten Effizienzsteigerungen: Für Methanol ermöglichte die Integration von drei Destillationskolonnen eine 8 % höhere Reinheit und 12 % bessere Wärmeintegration. Bei der Ammoniaksynthese führten optimierte Recyclingströme zu einer 15 % höheren Ammoniakkonzentration. Für die Fischer-Tropsch-Synthese verbesserte ein elektrisch beheizter RWGS-Reaktor die Ausbeute an pumpfähigen Kohlenwasserstoffen um 20 %. Eine standardisierte Kostenabschätzungsmethodik wurde an offshore-Bedingungen angepasst. Somit ist zum ersten Mal eine vergleichbare Analyse offshore möglich.

IV. Zusammenarbeit mit anderen (Forschungs-)Einrichtungen

Im Rahmen des Projektes erfolgte eine besonders enge Zusammenarbeit und permanente Absprache mit dem KIT-IMVT und der TUB-EBMS während der Arbeiten zum Aufbau der Versuchsplattform und der Durchführung der Versuchskampagnen. Für die Ausgestaltung des Prozessleitsystems wurde mit der UniS zusammengearbeitet, die-das BAM für Fragestellungen im

Bereich der maritimen Eignung von Materialien kontaktiert. Mit DVGW-EBI, INERATEC und auch der EnBW wurde im Rahmen der Arbeiten von AP1 zusammengearbeitet. Im Bereich der technoökonomischen Analyse wurde sich mit der DECHEMA, DVGW-EBI, der EnBW, Thyssen-Krupp, INERATEC und KIT-IMVT fachlich ausgetauscht.



H₂Mare-Projekt PtX-Wind

Teilvorhaben: Entwicklung der Prozesse zur Offshore-Erzeugung von CO und H₂ aus CO₂ und H₂O mittels SOEC

Sachbericht zum Verwendungsnachweis Teil II: Langfassung

Stand:	31.03.2026
Einreichungsdatum (TIB):	31.03.2026
Partnerin/Partner:	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
Autorin/Autor:	Matthias Metten, Matthias Riegraf, René Lorenz, Nathanael Heimann, Owais Khokar
Fördertitel:	Verbundvorhaben H2Mare_VB2: PtX-Wind – Offshore Power-to-X-Prozesse
Förderkennzeichen:	03HY302F
Laufzeit:	01.04.2021 – 31.12.2025
Disclaimer:	Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei der Autorin/beim Autor/den Autoren.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt



Finanziert von der
Europäischen Union
NextGenerationEU

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	3
Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	4
I. Ausführliche Darstellung der durchgeführten Arbeiten und erzielten Ergebnisse im Vergleich zur ursprünglichen Vorhabensbeschreibung	5
II. Verwendung der Zuwendung	14
II.1 Darstellung der wichtigsten Positionen des zahlenmäßigen Nachweises	14
II.2 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Projektarbeiten	15
III. Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse im Sinne des Verwertungsplans .	15
IV. Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens während der Laufzeit	16
V. Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen nach Nr. 5 der NKBF/NABF	17
Literaturverzeichnis	19

Abkürzungsverzeichnis

<i>AP</i>	<i>Arbeitspaket</i>
<i>ASU</i>	<i>Air Separation Unit (Luftzerlegungsanlage)</i>
<i>CFD</i>	<i>Computational Fluid Dynamics (Computational Fluid Dynamics)</i>
<i>CSC</i>	<i>Cathode Supported Cell (Anodentrage Zelle)</i>
<i>DAC</i>	<i>Direct Air Capture (Direktluftabscheidung)</i>
<i>DNV</i>	<i>Det Norske Veritas</i>
<i>Dymola</i>	<i>Simulationssoftware</i>
<i>ESC</i>	<i>Electrolyte Supported Cell (Elektrolytgestützte Zelle)</i>
<i>FEM</i>	<i>Finite Element Method (Finite-Elemente-Methode)</i>
<i>FT</i>	<i>Fischer-Tropsch (Fischer-Tropsch-Synthese)</i>
<i>GALACTICA</i>	<i>Modulteststand</i>
<i>MS</i>	<i>Meilenstein</i>
<i>MSC</i>	<i>Metal Supported Cell (metallgestützte Zelle)</i>
<i>OCV</i>	<i>Open Circuit Voltage (offene Zellspannung)</i>
<i>PEMEL</i>	<i>Protonen-Austausch-Membran Elektrolyseur</i>
<i>PID</i>	<i>Proportional-Integral-Derivative (Regler)</i>
<i>PLS</i>	<i>Prozessleitsystem</i>
<i>RMSE</i>	<i>Root Mean Square Error (Wurzel aus dem mittleren Fehlerquadrat)</i>
<i>RWGS</i>	<i>Reverse Water Gas Shift (umgekehrte-Wasser-Gas-Shift-Reaktion)</i>
<i>SGR</i>	<i>Syngas-Ratio (Verhältnis von CO zu H₂ im Synthesegas)</i>
<i>SOEC</i>	<i>Solid Oxide Electrolysis Cell (Festoxidelektrolyse-Zelle)</i>
<i>TEPET+</i>	<i>Tool for Economic and Environmental Process Analysis</i>
<i>TÖA</i>	<i>Techno-ökonomische Analyse</i>
<i>TEMPEST</i>	<i>Transient Electrochemical Model for Process and Energy Systems</i>
<i>UAP</i>	<i>Unterarbeitspaket</i>

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Simulierte zeitliche Verläufe der Stromdichte, Zelltemperaturen als Bereich zwischen minimal und maximal auftretenden Werten und den maximalen und minimalen zeitlichen Temperaturgradienten bei synchroner Betriebsweise in zwei Auflösungen, 1 Sekunde (blau) und 60 Sekunden (orange) 7

Abbildung 2: Darstellung der Wurzel aus dem mittleren Fehlerquadrat (RMSE) der Differenz zwischen verfügbarer Leistung und von den Modulen konsumierter Leistung als heat map. Auf der horizontalen und vertikalen Achse werden die untere Modul-Betriebsgrenze $P_{mod,low}$ und die Modulanzahl N variiert. Die gestrichelte Linie repräsentiert die iso-Linie mit $RMSE=5$ 8

Abbildung 3: Vergleich des transienten Verhaltens von MSC, ESC und CDC basierend SOECs bei Simulation eines Sprungs von einem thermoneutralen Betriebspunkt in einen endothermen bzw. exothermen Betriebspunkt 9

Abbildung 4: e-XPlore auf offener See, während der offshore-Versuchskampagne 12

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Erfolgte Veröffentlichungen 17

I. Ausführliche Darstellung der durchgeführten Arbeiten und erzielten Ergebnisse im Vergleich zur ursprünglichen Vorhabensbeschreibung

Die im Rahmen des Projektes durchgeführten Inhalte sind im Folgenden in drei Hauptbereiche unterteilt beschrieben: simulative, experimentelle und techno-ökonomische Untersuchungen.

- **Simulationen und Modellierung:** Die Simulationen und Modellierung bildeten einen zentralen Bestandteil des Projekts und wurden in enger Abstimmung mit den experimentellen Untersuchungen durchgeführt. Die Arbeiten teilen sich auf transiente und stationäre Simulationen auf wobei der Fokus auf der Entwicklung von Betriebs- und Regelstrategien für die Kopplung von Elektrolyseanlagen mit fluktuierender elektrischer Energie aus Windkraftanlagen gelegt wurde:

Stationäre Simulationsuntersuchungen: bei höheren Drücken im Ko-Elektrolysebetrieb wird nicht nur CO und H₂ gebildet, sondern auch Methan. Simulationen zur Methanisierung zeigten, dass diese interne Methanisierung während des Ko-SOEC-Betriebs die Prozesseffizienz bei Kopplung mit Fischer-Tropsch-Synthese verringert. Methan ist kein in der FT-Synthese verwendbares Zwischenprodukt und wird innerhalb der FT auch nicht zu flüssigen Kohlenwasserstoffen umgewandelt. Auf Grund dessen wurden Abgasrückführungsstrategien entwickelt, um optimale Betriebsbedingungen hinsichtlich des Drucks und der Temperatur zu finden. Dazu wurde eine thermodynamische Simulationsstudie zur Methanzugabe zur Kompensation der Methanisierung im unter Druck stehenden Ko-Elektrolysereaktor abgeschlossen. Die Simulationen zeigen, dass die Zugabe von bis zu 5 Vol-% CH₄ ins Feedgas der SOEC das Temperaturverhalten verbessert, ohne direkte Schäden zu verursachen. Dies ermöglicht potentiell eine Rückführung von Produktgas aus einer FT-Synthese in die SOEC und steigert die Effizienz des Gesamtprozesses.

Transiente Simulationen: Im Rahmen der transienten Simulationen wurden zwei Hauptansätze zur Kopplung der SOEC mit fluktuierender Windkraft analysiert: die *synchrone Betriebsweise*, bei der alle SOEC-Module stets im gleichen Betriebspunkt arbeiten, und die *asynchrone (modulare) Betriebsweise*, bei der die Leistung unterschiedlich auf voneinander unabhängig betreibbare Module verteilt wird. Dazu wurden transiente Simulationen von Stack-Modulen unter Einfluss von Windkraftprofilen durchgeführt, wobei die vom DLR entwickelte Modellierungsumgebung TEMPEST genutzt wurde. Die Simulationen wurden mit Leistungsdaten unterschiedlicher Windparks durchgeführt, was über den ursprünglichen Plan hinausging, der lediglich eine Analyse von Windprofilen vorsah. Neben den Leistungsdaten eines Offshore Windparks (>100 MW) auch mit denen eines 12 MW Onshore Windparks. Eine statistische Auswertung zeigte, dass die Daten des Offshore-Parks deutlich geringere Leistungsflektuationen aufweisen als die des Onshore Windparks (durch stabilere Windbedingungen und die Verteilung der Turbinen über eine größere Fläche), was die Anforderungen an die SOEC-Regelung reduziert. Um diese Anforderungen nicht zu unterschätzen, wurde ein dynamischer Auszug der Onshore Leistungsdaten als Referenz für die Untersuchung des transienten Verhaltens verwendet. Die Simulationen zeigten, dass die asynchrone Betriebsweise mit entsprechendem Regelungskonzept einen schonenderen Betrieb mit begrenzten Temperaturänderungen und -gradienten ermöglicht. Gleichzeitig erlaubt sie schnelle Leistungsanpassungen für eine gute Leistungsnachverfolgung und damit weitgehenden Verzicht auf Zwischenspeicherung (Batterien).

Bei der *synchronen Betriebsweise* wird die vom Windpark erzeugte Leistung ohne Leistungspuffer (Batterien) auf alle SOEC-Module gleichmäßig aufgeteilt. Dabei erfährt jedes einzelne Modul dieselben Leistungsgradienten, die durch die fluktuierende Windleistung entstehen. Die kritischsten Parameter für schnelle Betriebspunktwechsel mit SOECs sind hierbei die auftretenden Temperaturgradienten, die innerhalb eines sicheren Bereichs bleiben müssen, um die Integrität und Lebensdauer der Stacks zu gewährleisten. Als Referenzbereich wurde hier ± 5 K/min angenommen. Dieser Wert kann aufgrund des Zell- und Stackdesigns variieren.

Für die Analyse wurden repräsentative Leistungsdaten von Windparks herangezogen. Die zeitliche Auflösung langer, repräsentativer Datenreihen ist üblicherweise 15-minütig oder stündlich. Durch die zeitlich grobe Messwerterfassung werden dabei aber kurzfristige Leistungsänderungen nicht erfasst und folglich die relevanten Leistungsgradienten potentiell unterschätzt. Innerhalb des Konsortiums wurden mehrere Datenreihen von Windparks unterschiedlicher Größe und zeitlicher Auflösung bereitgestellt, wobei die Datenreihe mit sekundlicher Auflösung nur 24 h umfasst. Da 24 h nicht unbedingt repräsentativ sind, wurde zusätzlich ein Datensatz aus der Literatur herangezogen, der die Leistung eines 12 MW on-shore Windparks in sekundlicher Auflösung über ca. 8 Monate beinhaltet. Die statistische Auswertung der Leistungsfluktuationen der unterschiedlichen Windprofile zeigte, dass der 12 MW on-shore Windpark deutlich größere relative Änderungsraten der Gesamtleistung aufweist im Vergleich zu den offshore-Daten im Konsortium. Die Betriebsstrategien wurden anhand der anspruchsvolleren Datenreihe (12 MW) getestet.

Für die Simulationen der synchronen Betriebsweise stellt ein PI-Regler den Strom so, dass die SOEC-Leistung der vorgegebenen Windparkleistung entspricht. Abbildung 1 neben der resultierenden Stromdichte die simulierten Zelltemperaturen und Temperaturgradienten jeweils als Bereiche zwischen Minimum und Maximum und für die sekundliche sowie eine 60-Sekunden Auflösung der Offshore Windparkleistungen. Trotz der geringeren Leistungsgradienten der Offshore Daten zeigt sich hier, dass die Temperaturgradienten in den Spitzen Werte größer 5 K/min überschreiten. Darüber hinaus ist die Temperaturänderung zwischen maximaler Leistung (850 °C) und minimaler Leistung (750°C) relativ groß, was schnellere Wechsel schwierig macht und zusätzlich zur Degradation beitragen kann.

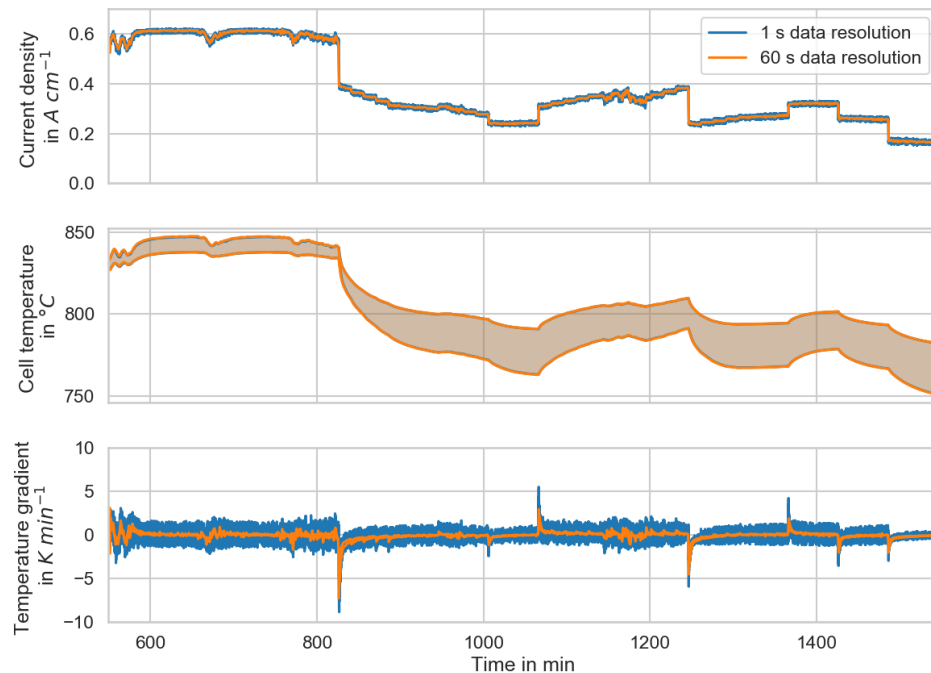


Abbildung 1: Simulierte zeitliche Verläufe der Stromdichte, Zelltemperaturen als Bereich zwischen minimal und maximal auftretenden Werten und den maximalen und minimalen zeitlichen Temperaturgradienten bei synchroner Betriebsweise in zwei Auflösungen, 1 Sekunde (blau) und 60 Sekunden (orange)

Die *asynchrone (modulare) Betriebsweise* ermöglicht den Einsatz von speziell auf Hochtemperaturelektrolyse abgestimmten Betriebsstrategien mit definiertem Betriebsbereich des Einzelmoduls. Dabei werden die charakteristischen Betriebsbereiche der SOEC berücksichtigt: ein isothermer, nominaler Betriebspunkt sowie der endotherme Bereich unterhalb und der exotherme Bereich oberhalb davon. Im BMBF geförderten Projekt H2Giga-eModule liegt der Fokus auf dem modularisierten Betrieb von Elektrolyseanlagen. In diesem Rahmen wurde der Zusammenhang zwischen Modul-Betriebsbereich, Modul-Anzahl und den damit zugänglichen Leistungsbereichen der Gesamtanlage theoretisch analysiert. Der daraus abgeleitete Betriebsbereich für ein einzelnes SOEC-Modul wurde als Referenzkonfiguration aufgegriffen.

Die Entwicklung eines Regelungskonzepts, das sichere Lastwechsel für schnelle Leistungsanpassungen der Einzelmodule ermöglicht, war ein zentraler Aspekt der Arbeit. Die im BMBF geförderten Projekt HTCoEl entwickelte Regelungsstrategie zum Wechsel vom Hot Standby in den isothermen Betriebspunkt wurde im Rahmen von H₂Mare so angepasst, dass die Stromstärke nach der aufgenommenen Leistung geregelt wird, statt nach der Temperatur. Dies wurde auf ein Regelungskonzept erweitert, das eine zügige und sichere Leistungsanpassung innerhalb des vorgegebenen Betriebsbereichs ermöglicht. Dabei wird die Stromstärke so geregelt, dass ein definierter Grenzwert für die Temperaturgradienten nicht überschritten wird. Welcher Grenzwert anzusetzen ist, hängt von verschiedenen Faktoren wie Zelltyp und Stackdesign ab. Es konnte gezeigt werden, dass die Regelungsstrategie durch Parameteranpassung auf verschiedene Grenzwerte eingestellt werden kann. Das Regelungskonzept wurde auch für die Ko-Elektrolyse getestet. Durch Anpassung der Parametrierung konnten auch in der Ko-Elektrolyse die Grenzwerte für die Temperaturgradienten eingehalten werden. Das für die downstream gelegenen Prozesse wichtige Syngasratio ($SGR = H_2/CO$) ändert sich innerhalb des definierten Betriebsbereichs nur um ca. 6 % von 2 auf 2.12, was deutlich unterhalb der

tolerierbaren Abweichung von $\pm 20\%$ (KIT-IMVT) liegt. Da die Umsatzrate und das H₂O/CO₂ Verhältnis der Brenngaszufuhr konstant gehalten wird, hängt das resultierende SGR nur von der Temperatur ab, beeinflusst durch das temperaturabhängige Gleichgewicht der umgekehrten Wasser-Gas-Shift Reaktion (RWGS). Ein SGR von zwei ist hierbei der Zielwert für die Fischer-Tropsch- und die Methanolsynthese.

Das Regelungskonzept wurde auf einen Auszug der 12 MW Onshore Datenreihe angewandt. Dafür wurde ein Algorithmus für die Leistungsverteilung auf die Module entwickelt und in Python implementiert. Im Vergleich zum Referenzfall wurden die untere Grenze des Betriebsbereichs und die Modulanzahl variiert, um deren Einfluss auf die Fähigkeit der Anlage zu untersuchen, ein realistisches Windkraftprofil nachzubilden. Quantitativ wurde die Wurzel aus dem mittleren Fehlerquadrat (RMSE) der Differenz zwischen verfügbarer Leistung und von den Modulen konsumierter Leistung als Maß für diese Fähigkeit herangezogen. Abbildung 2 zeigt den RMSE der Leistungsdifferenz als Ergebnis der Variation der unteren Modul-Betriebsgrenze $P_{mod,low}$ und der Modulanzahl N . Dies veranschaulicht den positiven Effekt der Einführung eines Modul-Betriebsbereichs auf die Leistungsflexibilität der Gesamtanlage, im Vergleich zu einem On/Off-Ansatz ohne Betriebsbereich: Die Reduktion der notwendigen Batteriekapazität und der Modulanzahl, was sich positiv auf die Kosteneffizienz auswirkt.

Ergebnisse aus der Simulation wurden in UAP 1.3.6 experimentell validiert, wobei die validierte Regelstrategie eine deutlich erhöhte Rampengeschwindigkeit bei geringen zeitlichen Temperaturgradienten ermöglicht.

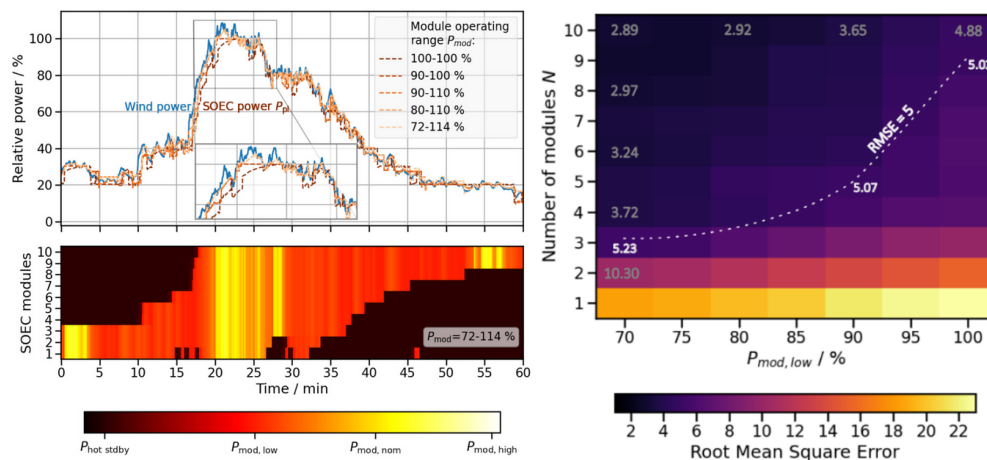


Abbildung 2: Darstellung der Wurzel aus dem mittleren Fehlerquadrat (RMSE) der Differenz zwischen verfügbarer Leistung und von den Modulen konsumierter Leistung als heat map. Auf der horizontalen und vertikalen Achse werden die untere Modul-Betriebsgrenze $P_{mod,low}$ und die Modulanzahl N variiert. Die gestrichelte Linie repräsentiert die iso-Linie mit $RMSE=5$.

Die Ergebnisse wurden in einem Vortrag auf dem 16th EUROPEAN SOFC & SOE FORUM (EFCF 2024) in Luzern vorgestellt und in einem Open-Access-Journal (Energy Conversion & Management: X) veröffentlicht: [1].

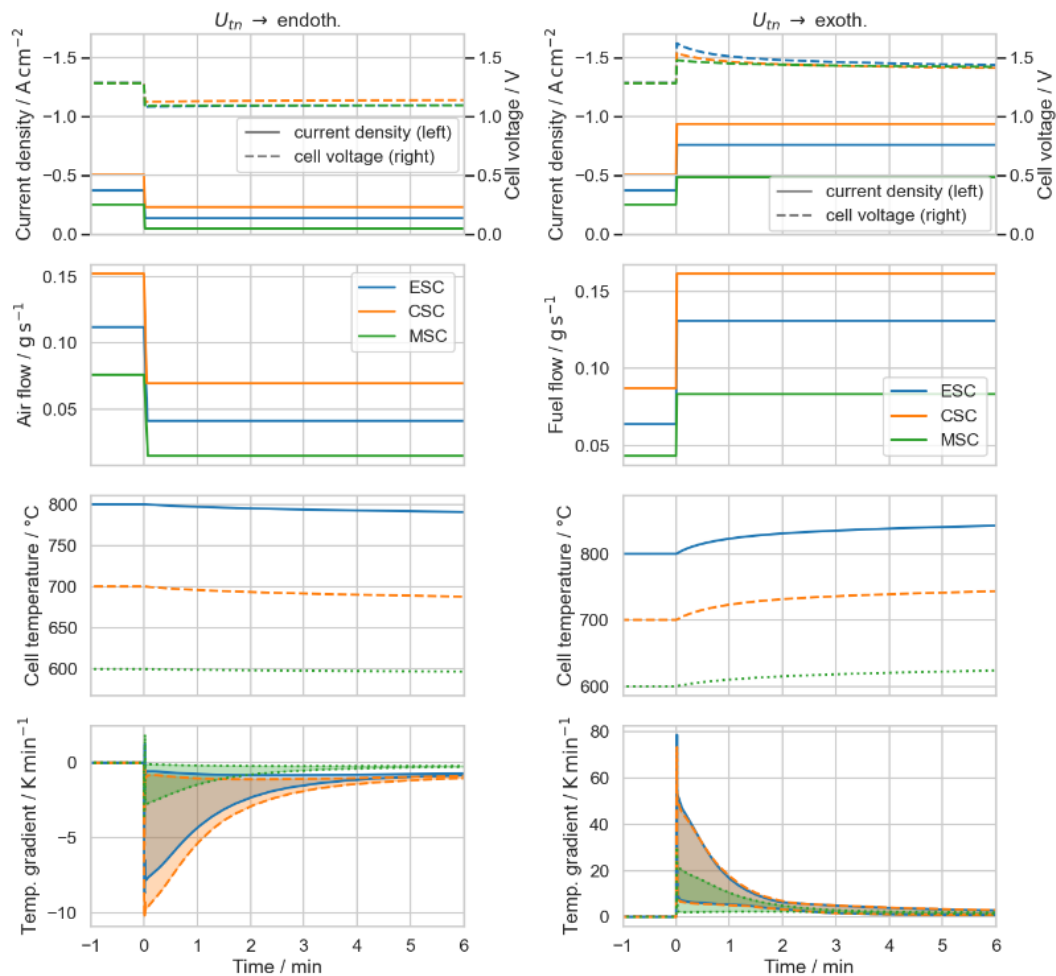


Abbildung 3: Vergleich des transienten Verhaltens von MSC, ESC und CSC basierend SOECs bei Simulation eines Sprungs von einem thermoneutralen Betriebspunkt in einen endothermen bzw. exothermen Betriebspunkt

Ein weiterer zentraler Aspekt der Simulationen war der **Vergleich verschiedener Zelltypen** von SOECs welche bei unterschiedlichen Temperaturen eingesetzt werden (ESC, CSC, MSC). Ein objektorientiertes Stackmodell wurde adaptiert, sodass Stackdesign, Gaskanäle etc. gleichbleiben, aber mit einfach austauschbaren Gleichungen und Parametern, die die elektrochemischen Prozesse zur Berechnung der Zellspannungen sowie Wärmetransport und -speicherung in der SOEC beschreiben. Betriebstemperaturen und Stromdichten sind auf für die Zelltypen typische Werte eingestellt. Der Vergleich der stationären Betriebspunkte endotherm, thermoneutral und exotherm zeigt, dass räumliche Temperaturgradienten in der Zelle vergleichbar sind, nur bei der MSC sind diese geringer. Der Vergleich des transienten Verhaltens während der Wechsel zwischen thermoneutralem, endothermem und exothermem Punkt (Abbildung 3), insbesondere der Temperaturgradienten bei Stromsprüngen zeigte, dass MSCs deutlich geringere zeitliche Temperaturgradienten erfahren als ESC und CSC. Dies ermöglicht schnellere Lastwechsel mit stärkeren Temperaturänderungen bei gleichen Grenzwerten für Gradienten.

- **Experimentelle Untersuchungen:** Die experimentellen Untersuchungen im Rahmen des Vorhabens gliedern sich nach Experimenten von Einzelstacks am Druck-Teststand HORST, in Modalexperimente am Teststand Galactica, sowie in Experiment eines Multistackmoduls in der Forschungsumgebung e-XPlöre.

Der ESC-basierte SOEC-Stacktyp wurde im UAP 1.3.2 im **Druckteststand HORST** unter verschiedenen Temperaturen, Drücken von 1–8 bara und Gaszusammensetzungen umfassend untersucht. Es zeigte sich, dass das gewünschte Synthesegasverhältnis durch gezielte Anpassung der Betriebsparameter einstellbar ist. Ein Schwerpunkt lag auf der Methanbildung bei erhöhtem Druck, die zu Temperaturgradienten und mechanischer Schädigung eines Stacks führte. Zudem wurde die Zugabe von bis zu 5 Vol-% CH₄ ins Feedgas auf Basis der simulativen Voruntersuchungen getestet, um das Temperaturverhalten detailliert zu analysieren, ohne direkte Schäden zu verursachen. Dies ermöglicht eine Rückführung von Produktgas aus einer FT-Synthese in die SOEC und steigert die Effizienz des Gesamtprozesses. Der Einfluss von Kontaminanten in UAP 1.3.1 wurde an einem ESC-basierten HT-Stack mithilfe von Zugabe von bis zu 3 % Ethanol in das Ko-Elektrolyse-Feedgas untersucht, um die Rückstände von Methanol im Abwasser von FT- und Methanolsynthese-Reaktoren zu emulieren. Bei Versuchsdauern von bis zu 48 h konnte bei 8 bar kein signifikanter, durch die Reformierung bedingter Temperaturanstieg beobachtet werden. Obwohl die ursprünglich geplanten 500 h Betrieb nicht durchgeführt werden könnten, deuten die Ergebnisse darauf hin, dass die Rückführung des FT-Methanolsynthese-Abwasser in die SOEC mit Hinsicht auf Alkohol-Rückstände wahrscheinlich zu keiner erhöhten Degradation führt.

Experimente im **Modulteststand Galactica** konnten aufgrund mehrfacher Verzögerung durch Teststanddefekte nur in reduziertem Umfang durchgeführt werden. Nichtsdestotrotz konnten simulativ erarbeitete Anfahr- und Kontrollstrategien basierend auf einem PID-basierten Leistungsregler in Dampf- und Ko-Elektrolyse eines ESC-basierten Multi-Stack-Moduls in UAP 1.3.6 experimentell validiert werden. Die validierte Regelstrategie erlaubt eine deutlich erhöhte Rampgeschwindigkeit bei geringen zeitlichen Temperaturgradienten, indem ein Sprung von Hot Standby auf die thermoneutrale Spannung durchgeführt wird. Weiterhin wurde experimentell nachgewiesen, dass die Zugabe von CO₂ bei Start des Ko-Elektrolysebetriebs idealerweise während Dampfelektrolyse unter Strom anstatt bei OCV durchgeführt werden sollte, um thermische Gradienten durch die kühlende Reverse Water Gas Shift Reaktion zu vermeiden. Ein dafür benötigter Regler wurde simulativ entwickelt und im Modulbetrieb validiert. Das SGR blieb innerhalb $\pm 6\%$ der Zielgaszusammensetzung (unterhalb der 20%-Toleranz), was die praktische Umsetzbarkeit bestätigt.

Die **Forschungsumgebung e-XPlöre** wurde erfolgreich für den offshore-Einsatz vorbereitet (UAP 1.3.8), in Betrieb genommen und stationäre und dynamische Versuche on-shore und off-shore in Dampfelektrolyse durchgeführt. Dies war verzögert möglich, da Defekte an signifikanten Bauteilen auftraten. So musste im Rahmen der Inbetriebnahme die elektrischen Hochtemperaturheizer revisioniert werden, welche durch eine undichte Dichtung zu Fehlerströmen im System führten. Hierbei wurden außerdem Undichtigkeiten in Schweißnähten im Hochtemperaturbereich festgestellt, welche anschließend behoben wurden, um Leckagen von brennbaren Gasen auszuschließen. Darüber hinaus musste ein Klimakompressor getauscht werden, was auf Grund der Redundanz im System aber zu keinen Verzögerungen geführt hat und zeigt, dass Redundanzen im maritimen Bereich sinnvoll sind.

Der Aufbau der SOECs für den Druckbetrieb wurde erfolgreich abgeschlossen (UAP 1.3.5). Bei der Anpassung von Modulen an den Druckbetrieb sind die folgenden Punkte entscheidend: 1. Unter Druck sinken die Durchströmungsgeschwindigkeiten gegenüber dem Betrieb unter Umgebungsdruck und es ändert sich die Homogenität der Gasverteilung in den SOECs. Dieser Aspekt und die daraus resultierenden technischen Änderungen wurden simulativ via CFD-Kalkulationen untersucht und das Design der

Module so angepasst, dass auch unter Druckbedingungen zwischen 8 und 25 bar eine gleichmäßige Durchströmung gewährleistet ist. 2. Die SOEC-Module werden in e-XPlore in einem Druckkessel, thermisch isoliert betrieben und sind entgegen des Betriebs unter atmosphärischen Bedingungen einer deutlich höheren Außentemperatur ausgesetzt, so dass normalerweise außenliegende Bauteile deutlich höheren Temperaturen ausgesetzt sind, was ein Redesign des SOEC-Moduls notwendig machte. So wurde ein neues Verspannungskonzept mittels detaillierter FEM-Analysen erarbeitet und umgesetzt. 3. Die genutzten SOEC-Module sind in Ihrer ursprünglichen Form nicht für Differenzdrücke von außen gebaut, da im Betrieb unter Umgebungsbedingungen der innere Druck höher ist als der umgebende. Aus Sicherheitsgründen werden die Module aber in e-XPlore so betrieben, dass der Druck im Druckkessel leicht höher als der Druck innerhalb des Moduls, um der Gefahr von Brenngasleakagen in den Druckkessel vorzubeugen. Der Kessel selbst wird permanent mit einem inerten Stickstoffstrom gespült, welcher anschließend auf Brenngasleakagen wie CO und H₂ sicherheitsgerichtet analysiert wird. Damit die Module unter diesen geänderten Bedingungen und insbesondere bei Druckdifferenzen unter transienten Bedingungen im Betrieb standhalten, wurden ebenfalls technische Änderungen vorgenommen.

Aufgrund von technischen Schwierigkeiten mit der CO₂-Versorgung auf der Barge konnten im Rahmen der zu Verfügung stehenden Versuchszeit noch keine Ko-Elektrolyseversuche durchgeführt werden. Folglich konnte auch die reale Kopplung mit der FT-Syntheseeinheit vom KIT noch nicht gezeigt werden. Allerdings konnte das untersuchte 10 kW Modul basierend auf ESCs in UAP 1.3.6 bei Drücken von 11-21 bara in Dampfelektrolyse umfangreich charakterisiert werden. Dabei zeigte sich bei Steady-State-Bedingungen eine weitgehend konstante Leistung über den untersuchten Druckbereich. Im Rahmen der Charakterisierung wurden dynamische Kennlinien bei mehreren Drücken, sowie stationäre Betriebspunkte mit isothermen Betriebspunkte experimentell herausgefahren. Zusätzlich konnten die simulativ erarbeiteten und im Modulteststand Galactica validierten Betriebsstrategien für schnelles Rampen im Druckbetrieb auch unter Druckbedingungen bei bis zu 15 bara validiert werden. Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass das Potenzial der SOEC zur Kopplung mit fluktuierenden erneuerbaren Energien bislang unterschätzt wurde. Die Meilensteine M1.3a und M1.3b konnten nicht wie ursprünglich geplant erfüllt werden, da aufgrund deutlicher Preissteigerungen durch die weltpolitische Lage ein Redesign von e-XPlore des DLRs notwendig wurde, um Kosten zu sparen. Dies führte zu erheblichen Verzögerungen, so dass die Aufstellung der Anlagen am KIT erst nach dem Offshore-Betrieb am Ende der Projektlaufzeit geplant wurde. Da jedoch ein Folgeprojekt akquiriert werden konnte, wurde auf die Abrüstung der Barge mit allen Prozesscontainern verzichtet, um weitere Experimente im Folgeprojekt durchführen zu können. Der Meilenstein M1.3d zur Versuchsbetrieb der e-XPlore Container in maritimer Umgebung wurde hingegen erreicht (siehe Abbildung 4).



Abbildung 4: e-XPlore auf offener See, während der offshore-Versuchskampagne

- Ausstattung und Aufbau der Versuchsplattform:** Im Verlauf des Projektes wurde entschieden auf einer schwimmenden Versuchsplattform eine Prozesskette mit CO₂-Gewinnung aus der Meeresluft, Wasseraufbereitung aus Meerwasser, der Elektrolyse sowie einer Fischer-Tropschanlage (UAP 1.7) zu demonstrieren. Auf die Koppelung mit der Alternative in Form einer Methanolanlage (UAP 1.8) wurde verzichtet. Für den Aufbau der Plattform wurde eine vom KIT angemietete Barge mittels stahlbaulicher, elektrotechnischer und leittechnischer Maßnahmen seetüchtig für die Aufnahme der Prozesskette ausgerüstet (UAP 3.1). Die entsprechende Logistik (UAP 3.4) wurde im Konsortium geplant und insbesondere ein Gaslager auf der Barge integriert, über welches ein zweiwöchiger Dauerbetrieb möglich ist. Für den Betrieb auf offener See wurden so viele Edukte und Zwischenprodukte mitgenommen, dass auch bei dem Ausfall einer der Prozesscontainer die anderen Prozesse weiterlaufen können. Die Versorgung mit CO₂ funktionierte jedoch aus technischen Gründen nicht im Rahmen der Projektlaufzeit, was der Grund dafür war, dass eine Ko-Elektrolysebetrieb nicht demonstriert werden konnte. Für die Versorgung aller Prozesscontainer mit Strom wurde eine autarke Stromversorgung angemietet, welche aus zwei Dieselgeneratoren (700 kVA + 325 kVA), einer Pufferbatterie (500 kW) sowie einem 30 m³-Dieseltank bestand. Leider zeigte sich, trotz aller Vorversuche, dass das installierte System nicht verlässlich unterbrechungsfrei funktionierte, so dass es während der Versuchskampagne auf offener See zu mehreren Stromausfällen kam. Um alle Systeme leittechnisch zu verbinden, beteiligte sich das DLR am UAP 4.1 zur Ausstattung der Barge mit einem Prozessleitsystem. Darüber hinaus wurde ein Brandmeldesystem auf der Barge installiert und der Fischer-Tropsch-Container vom KIT, sowie der SOEC-Container mit einer automatischen Löschanlagen ausgestattet. Die Meilensteine M3.5a, M3.5c, M3.5d und M3.5e wurden in enger Zusammenarbeit mit der TUB und dem KIT erreicht. In Zusammenarbeit im AP4 konnte einerseits M4.1a zur Erfassung und Konkretisierung der Anforderungen an PLS und Schnittstellen erreicht und schließlich auch M4.1c zur Inbetriebnahme des Prozessleitsystems der Versuchsplattform erreicht werden.
- Entwicklung einer Designbasis für eine Produktionsplattform und techno-ökonomische Analyse:** Die Projektarbeiten im AP1.9 konzentrierten sich auf die Entwicklung und

Abstimmung von Prozesssimulationen für Offshore-PtX-Prozesse. Die Größendefinition der Anlagen wurde auf einen Regelbetrieb von 100 MW_{el} Elektrolyse-Eingangsleistung standardisiert, wobei eine vereinheitlichte Datenabfrage für die Prozesssimulation erstellt wurde. Als Basis für die Elektrolyse wurde eine PEMEL ausgewählt, was dem aktuellen Stand der offshore-Demonstrationsprojekte entspricht. Die für die nachgeschalteten Syntheseprozesse benötigten Edukte, insbesondere CO₂, wurden als externer Rohstoff angenommen und per Schiffstransport zur Offshore Anlage geliefert. Der für die Ammoniaksynthese erforderliche Stickstoff wird vor Ort mittels einer Luftzerlegungsanlage (ASU) aus der Umgebungsluft gewonnen

Aufgrund temporärer Datenlücken wurden Literaturdaten zur Unterstützung genutzt, die später durch Projektergebnisse ersetzt wurden. Die erste Übergabe abgestimmter Prozesssimulationen erfolgte fristgerecht zu M1.9a, gefolgt von einer Kostenabschätzung und einer Vorstellung im November 2023. Im Bereich der technoökonomischen Analyse wurde das Software-Tool TEPET+ entwickelt, um die automatisierte ökonomische und ökologische Prozessanalyse zu ermöglichen. Die Vorabversion wurde im September 2023 (M5.1b) übergeben, während die erweiterte Version im März 2024 (M5.1d) fristgerecht bereitgestellt wurde.

Die Methodik zur Kostenberechnung wurde an die Offshore-Umgebung angepasst, wobei Plattformkosten (DNV-basierte gewichtsbasierte Abschätzung), Personalbedarf, Schiffstransportkosten sowie Speichercontainer für Edukte und Produkte berücksichtigt wurden. Die Prozesssimulationen wurden an Industriedesign-Basen angepasst:

Für **Methanol** wurde die Prozesssimulation der Methanolsynthese enger Zusammenarbeit mit der thyssenkrupp GmbH entwickelt. Dazu wurde ein ursprünglich von Rahmat et al. [2] entwickelte Prozessmodell unter der Berücksichtigung industrieller Vorgaben angepasst. Das Modell berücksichtigte dabei Reaktionskinetiken nach Bussche et al. [3] und Graaf et al. [4], angepasst durch Van-Dal et al. [5]. Die folgenden wesentlichen Prozessanpassungen wurden implementiert:

- Drei Destillationskolonnen statt bisher zwei, um eine höhere Methanolreinheit zu erreichen.
- Die Reduktion des Purge-stroms auf Grund der hohen Wasserstoffqualität
- Integration eines zusätzlichen Produktpufferspeichers

Bei der **Ammoniaksynthese** wurden Recyclingströme, Betriebsbedingungen, Katalysatorauswahl und Reaktionskinetik mit Thyssen Uhde und KIT abgestimmt. Basierend auf industriellen Inputs der thyssenkrupp Uhde wurde das Prozessmodell zur Ammoniaksynthese nach Tripodi et al. [6] an industrielle Spezifikationen angepasst.

Die folgenden Prozessanpassungen wurden umgesetzt:

- Katalysatorauswahl
- Reaktionskinetik
- Anlagenkonfiguration
- N₂-Separationsmethode
- Purge-Strom

Für die **Fischer-Tropsch-Synthese** wurde eine 5 MW_{el}-Design-Basis erstellt, die durch einen elektrisch beheizten RWGS-Reaktor und eine Optimierung der Prozesskonfiguration für pumpfähige Kohlenwasserstoffe angepasst wurde. Dazu wurde das Prozessmodell nach

Adelung et al. [7] für den Einsatz in einer 100 MW Offshore-Elektrolyseanlage angepasst. Die Modellentwicklung erfolgte in enger Abstimmung mit der INERATEC GmbH. Folgende Modifikationen wurden vorgenommen:

- Elektrisch beheizter Reverse Water Gas Shift Reaktor (RWGS)
- Optimierung der gesamten Prozesskonfiguration, pumpfähige flüssige Kohlenwasserstoffe zu erzeugen

Die final abgestimmten Prozesssimulationen wurden im März 2025 (M1.9f) übergeben, gefolgt von stationären und instationären Kostenanalysen, die im September und Dezember 2025 vorgestellt wurden. Die standardisierte Methodik zur Prozessanalyse wurde im April 2024 vorgestellt und dokumentiert, um als Grundlage für eine spätere Veröffentlichung zu dienen. Der Meilenstein M5.1e zur Abschlusspräsentation der ökonomischen und ökologischen Prozessanalyse wurde fristgerecht im Dezember 2025 erreicht.

Niedrigste Produktionskosten wurden für Ammoniak und Methanol ermittelt, etwa in derselben Größenordnung und für FT-deutlich höhere Produktionskosten. Für die Kostenberechnung wurden vor allen Dingen die Plattform- Installations- und Personalkosten erhöht. Eine Validierung der Größenordnung der Kosten muss durch zukünftige Offshore-Anlagen erfolgen.

II. Verwendung der Zuwendung

Die Zuwendung wurde, wie bewilligt, verwendet.

II.1 Darstellung der wichtigsten Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Im Berichtszeitraum wurden die Mittel gemäß den Zielsetzungen des Vorhabens wirtschaftlich und sparsam eingesetzt. Alle getätigten Ausgaben waren zur Erreichung des Projektziels zwingend notwendig. Die wichtigsten Positionen bei der Durchführung des Projektes waren die folgenden:

Die wesentlichste Position bei der Durchführung der Arbeiten waren die Personalkosten (Pos. 0812) welche für die Vielzahl der simulativen, experimentellen und ingenieursartigen Arbeiten eingesetzt wurden. Insbesondere der Aufbau und Betrieb der Versuchsplattform war personalintensiver als anfangs erwartet, so dass Mittel im Rahmen der Projektlaufzeit umgewidmet werden mussten um dem Bedarf gerecht zu werden.

Weitere signifikante Kosten sind in Pos 0850 (sonstige unmittelbare Vorhabenskosten) angefallen:

1. Ausrüstung der Barge - Stahlbau: Um die gesamte Prozesskette, die Prozesscontainer, die Aufenthaltsräume, eine autarke Stromversorgung auf der Versuchsplattform zu installieren wurde die Barge stahlbaulich ausgerüstet. Dies umfasste eine aufgeständerte Bauweise mit einer um ca. 90 cm erhöhten Hauptebene auf der alle Hauptkomponenten positioniert wurden. Laufgitter auf dieser Ebene ermöglichten den stolperfreien Zugang aller Mitarbeitenden, der Ablauf von Seewasser durch Gischts wurde gewährleistet. Durch die aufgeständerte Bauweise konnte die Verrohrung für den Medientransport, sowie die Elektroverkabelung und die Anbindung an das Prozessleitsystem unterhalb der Laufwege angeordnet werden. Durch einen umlaufenden Wellenbrecher wurden Mitarbeitende und die Installation vor Wellen sowie Wind geschützt. Es wurde ein Boatlanding installiert um einen gefahrlosen Übertritt vom Schiff auf die Barge auf offener See zu realisieren.

2. Ausrüstung der Barge - Elektro und Rohrleitungsbau: Für die Verrohrung, sowie die weitläufigen Verkabelungsarbeiten inklusive sicherheitsrelevanter Ausstattung der Barge mit einem zentralen Feuermeldesystem und Löschanlagen waren Ausgaben notwendig um die Prozesscontainer miteinander zu verbinden und um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten. Darüber hinaus wurde für den autarken Betrieb eine autarke Stromversorgung mit zwei Dieselgeneratoren, Dieseltank und Batterie angemietet.
3. Anpassung des Versuchscontainers e-XPlore des DLRs an das maritime Umfeld: ein sicherer und schadfreier Betrieb offshore wurde über Redundanzen in einem maritim geeigneten Rückkühlsystem, Druckluftkompressor, Hauptcontainer mit Klimaanlage zur Entsalzung und Temperierung der Innenraumluft zum Schutz der internen Komponenten erreicht.

Für die experimentellen Untersuchungen wurden Versuchsträger angeschafft und Prüfstände entsprechend aufgebaut und adaptiert (Pos. 0813 und Pos. 0847), welche teilweise an die besonderen Hochdruckbedingungen mittels Engineerings erfolgreich angepasst wurden.

II.2 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Projektarbeiten

Die Zuwendung war notwendig, um die in der Teilvorhabensbeschreibung festgelegten Forschungsarbeiten durchzuführen. Insbesondere war die erforderliche Infrastruktur für den Offshore-Einsatz der Prozesskette nicht vorhanden. Die Ausrüstung einer Barge für den offshore-Betrieb war unerlässlich, um erstmals weltweit die Wasserstoffherzeugung mittels SOEC unter Offshore-Bedingungen zu demonstrieren. Gleichzeitig konnten die durch das KIT bereitgestellten Prozesse (DAC, FT) erstmals in Offshore-Umgebung betrieben werden, was für die Entwicklung von Offshore-PtX-Technologien entscheidend war. Durch die Förderung technisch notwendiger Anpassungen von SOEC-Versuchsträgern, insbesondere für den Druckbetrieb, wurde das finanzielle Risiko für Forschungspartner signifikant reduziert, sodass Experimente in dieser Form erst möglich wurden. Die Nutzung von DLR-eigenen Simulationstools ermöglichte die Entwicklung und Validierung transienter Regelungsstrategien, die zeigen, dass SOECs unter intermittierenden, lastdynamischen Anforderungen wie der Offshore-Windstromgewinnung sicher betrieben werden können. Die Ergebnisse der techno-ökonomischen Analyse ermöglichten den Transfer unterschiedlicher Prozessketten vom grünen Feld in den Offshore-Bereich und stellen einen bedeutenden Beitrag zur wissenschaftlichen und industriellen Entwicklung von Offshore-PtX-Technologien dar.

Die geförderten Arbeiten haben somit nicht nur die wissenschaftliche Grundlagenforschung vorangetrieben, sondern auch den Transfer der Forschungsergebnisse in die Industrie ermöglicht.

III. Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse im Sinne des Verwertungsplans

Die Ergebnisse des Projekts bieten erheblichen Nutzen für die zukünftige Entwicklung von Offshore-PtX-Technologien. Das bereits akquirierte Folgeprojekt belegt den hohen praktischen Wert der Ergebnisse. Insbesondere die validierten transienten Fähigkeiten der SOEC, die durch umfangreiche Experimente demonstriert wurden, sind entscheidend für die effiziente Erzeugung von Wasserstoff und Synthesegas unter fluktuierenden Windbedingungen. Die Ergebnisse zeigen, dass SOEC-Systeme mit der entwickelten Regelstrategie Lastwechsel sicher bewältigen können, was für die Integration in Offshore-Windparks unerlässlich ist.

Die techno-ökonomischen Analysen, insbesondere die Weiterentwicklung des TEPET+-Tools, ermöglichen Kostenabschätzungen für die Produktion von Wasserstoff sowie weiteren PtX-

Produkten wie Methanol und Fischer-Tropsch-Kohlenwasserstoffe. Diese Ergebnisse liefern entscheidende Entscheidungskriterien für die wirtschaftliche Ausgestaltung von Offshore-PtX-Anlagen. Die Industriepartner schätzen die Ergebnisse besonders, da sie die technische Machbarkeit und wirtschaftliche Attraktivität von Offshore-PtX-Prozessen helfen zu bewerten und somit die Grundlage für zukünftige kommerzielle Anlagen schaffen. Die Kombination aus validierten Betriebsstrategien und präzisen Kostenmodellen ermöglicht es, z.B. die Nordsee als zentralen Knotenpunkt für die Erzeugung und Verteilung grüner Energieträger zu etablieren, was einen entscheidenden Schritt in Richtung einer klimaneutralen Energieversorgung darstellt.

IV. Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens während der Laufzeit

In den letzten Jahren hat sich die Offshore-Wasserstoffproduktion von Pilotprojekten hin zu größeren Demonstrationsanlagen entwickelt, wobei mehrere europäische Projekte die technische Machbarkeit und Skalierung unter Beweis gestellt haben. Das niederländische PosHYdon-Projekt (1 MW) hat, nach aktuellem Kenntnisstand, als erste Anlage weltweit die Integration einer Elektrolyseanlage in eine bestehende Offshore-Gasplattform demonstriert. Dabei wurden insbesondere Herausforderungen der Meerwasserentsalzung sowie der Kopplung mit fluktuierender Windenergie adressiert, was als wesentlicher Schritt zur Nutzung bestehender Offshore-Infrastrukturen gilt [8, 9]. Ähnlich konzentrierte sich das französische Sealhyfe-Projekt (1 MW) auf die Validierung der Wasserstoffproduktion unter realen maritimen Bedingungen. Die Anlage wurde als erste schwimmende Plattform erfolgreich betrieben und lieferte wichtige Erkenntnisse zur Stabilität und Zuverlässigkeit von Elektrolysesystemen unter Offshore-Bedingungen [10, 11].

Das niederländische Phynix-Projekt (2,5 MW) in Eemshaven markiert einen weiteren Skalierungsschritt und untersucht insbesondere Fragestellungen der wirtschaftlichen Betriebsführung sowie der Systemintegration größerer Elektrolyseanlagen in industrielle Umgebungen [12]. Parallel dazu verschiebt sich die Anlagengröße zunehmend in den zweistelligen Megawattbereich. Das belgische HOPE-Projekt (10 MW, geplante Inbetriebnahme 2026) zielt auf die Integration der Offshore-Wasserstoffproduktion mit bestehender landseitiger Infrastruktur ab, wobei der erzeugte Wasserstoff über Pipelines transportiert werden soll [13]. Das britische Dolphyn-Projekt (10 MW) verfolgt hingegen einen alternativen Ansatz, indem Elektrolyseure direkt in schwimmende Windturbinen integriert werden, um die Abhängigkeit von elektrischer Netzinfrastruktur zu reduzieren und eine direkte Umwandlung der Windenergie zu ermöglichen [14].

Die Entwicklung zeigt, dass die im Rahmen von H₂Mare – PtXWind untersuchten Aspekte weiterhin hochrelevant sind und sich der Fokus zunehmend von der reinen Wasserstoffproduktion hin zu komplexeren, integrierten PtX-Systemen verschiebt. Während erste Demonstrationsprojekte – ähnlich wie H₂Mare – primär die technische Machbarkeit der Offshore-Elektrolyse untersuchten, liegt der Schwerpunkt aktueller Vorhaben verstärkt auf Skalierung, Systemintegration sowie wirtschaftlicher Optimierung [9, 13].

In diesem Kontext gewinnt die Integration hocheffizienter Hochtemperaturelektrolyse-Technologien zunehmend an Bedeutung. Insbesondere die Festoxidzellelektrolyse (SOEC) bietet aufgrund ihres hohen Wirkungsgrades und ihrer guten Integrationsfähigkeit in thermisch gekoppelte Prozesse erhebliche Vorteile für Offshore-PtX-Systeme. Voraussetzung hierfür ist jedoch die im Rahmen von H₂Mare adressierte Entwicklung geeigneter Regelstrategien für den transienten Betrieb, um die Kopplung mit fluktuierender Windenergie zu ermöglichen.

V. Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen nach Nr. 5 der NKBF/NABF

Tabelle 1: Erfolgte Veröffentlichungen

Datum	Art der Veröffentlichung und Ort	Titel	Autoren
10.10.2025	Konferenzbeitrag (Vortrag): 23th Wind&Solar Integration Workshop, 2024-10-08 - 2024-10-11, Helsinki, Finnland.	Experimental and simulative design of isothermal high temperature electrolyser controller for coupling with renewable energies	Daniele Fortunati Matthias Riegraf Matthias Metten Marc P. Heddrich S. Asif Ansar
08.09.2025	Konferenzbeitrag (Poster): 15th European Congress of Chemical Engineering (ECCE) & 8th European Congress of Applied Biotechnology (ECAB) & 3rd Iberoamerican Congress on Chemical Engineering (CIBIQ)	Techno-economic assessment of offshore PtX	Nathanael Heimann Owasi Khokar Simon Maier Ralph-Uwe Dietrich
03.09.2025	Fachzeitschriftenbeitrag: Energy Conversion and Management: X	Control concept for solid oxide electrolysis reactors to promote highly transient operation in modular plants	René Lorenz Jan Hollmann Marius Tomberg Marc P. Heddrich S. Asif Ansar
05.05.2025	Konferenzbeitrag (Poster): 100 Years Fischer-Tropsch Process	Fischer-Tropsch kerosene: Europes key to sustainable and independent aviation fuel production	Owais Khokar Nathanael Heimann Simon Maier Julia Weyand Felix Habermeyer Ralph-Uwe Dietrich
12.03.2025	Konferenzbeitrag (Vortrag): DECHEMA Jahrestreffen der Fachsektion Energie, Chemie und Klima	Standardized techno-economic analysis of offshore Power-to-X production	Owais Khokar Nathanael Heimann Ralph-Uwe Dietrich
05.11.2024	Wissenstransferevent: 5. Wissenstransferevent Wasserstoff-Leitprojekt H2Mare	Technische, ökonomische und ökologische Analyse der Herstellung erneuerbarer Wasserstoff-Derivate auf dem Meer	Nathanael Heimann Ralph-Uwe Dietrich Owais Khokar Yoga Rahmat

Datum	Art der Veröffentlichung und Ort	Titel	Autoren
11.09.2024	Konferenzbeitrag (Vortrag): DECHEMA Forum	TECHNO ECONOMIC ASSESSMENT OF PTX PRODUCTION OFFSHORE - How to transform onshore steady state to offshore dynamic-	Nathanael Heimann Ralph-Uwe Dietrich Yoga Rahmat
04.07.2024	Konferenzbeitrag (Vortrag): 16th European SOFC & SOE Forum, 2024-07-02 - 2024-07-05, Luzern, Schweiz.	Transient Operating Strategies for Multi-MW Solid Oxide Electrolysis Systems Promoting Power-Following Operation	René Lorenz Matthias Metten Marc P. Heddrich S. Asif Ansar
03.07.2024	Konferenzbeitrag (Poster): 16th European SOFC & SOE Forum, 2024-07-02 - 2024-07-05, Luzern, Schweiz.	Hydrogen and syngas-production by Solid Oxide Electrolysis in off-shore PtX-applications	Matthias Metten Faisal Sedeqi René Lorenz Maximilian Groß Daruska Miric Fuentes Christian Schnegelberger Marc P. Heddrich S. Asif Ansar
13.05.2024	Konferenzbeitrag (Vortrag): Progress in Fuel Cell and Electrolyser Systems	A High-Pressure SOC Electrolyzer for Hydrogen and Syngas Production in Offshore PtX Applications	Florian Stährfeldt
21.09.2023	Konferenzbeitrag (Vortrag): 14th European Congress of Chemical Engineering and 7th European Congress of Applied Biotechnology	Conceptual Design of High Temperature Electrolyser Plants for Synergies with Downstream Processes	Faisal Sedeqi Daruska Miric Fuentes Matthias Metten Marc Heddrich
29.08.2023	Konferenzbeitrag (Poster): International Conference on Electrolysis 2023 (ICE) - Südafrika	e-XPlore: A High-Pressure Solid Oxide Cell Electrolyser in a Sea Container for offshore Power-to-X Applications	Christian Schnegelberger Matthias Metten Marc P. Heddrich S. Asif Ansar

Literaturverzeichnis

1. Lorenz, R., et al., *Control concept for solid oxide electrolysis reactors to promote highly transient operation in modular plants*. Energy Conversion and Management: X, 2025: p. 101236.
2. Rahmat, Y., et al., *Techno-economic and exergy analysis of e-methanol production under fixed operating conditions in Germany*. Applied Energy, 2023. **351**.
3. Bussche, K.M.V. and G.F. Froment, *A Steady-State Kinetic Model for Methanol Synthesis and the Water Gas Shift Reaction on a Commercial Cu/ZnO/Al₂O₃Catalyst*. Journal of Catalysis, 1996. **161**(1): p. 1–10.
4. Graaf, G.H., E.J. Stamhuis, and A.A.C.M. Beenackers, *Kinetics of low-pressure methanol synthesis*. Chemical Engineering Science, 1988. **43**(12): p. 3185–3195.
5. Van-Dal, É.S. and C. Bouallou, *Design and simulation of a methanol production plant from CO₂ hydrogenation*. Journal of Cleaner Production, 2013. **57**: p. 38–45.
6. Tripodi, A., et al., *Process simulation of ammonia synthesis over optimized Ru/C catalyst and multibed Fe+Ru configurations*. Journal of Industrial and Engineering Chemistry, 2018. **66**: p. 176–186.
7. Adelung, S., S. Maier, and R.-U. Dietrich, *Impact of the reverse water-gas shift operating conditions on the Power-to-Liquid process efficiency*. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 2021. **43**.
8. Neptune, E., *PosHYdon: The world's first offshore green hydrogen pilot*. 2023: Den Haag.
9. International Energy, A., *Global Hydrogen Review 2023*. 2023: Paris.
10. Lhyfe, *Sealhyfe: Offshore hydrogen production demonstrator*. 2023: Nantes.
11. Fuel, C. and U. Hydrogen Joint, *Hydrogen production at sea: emerging technologies and projects*. 2022: Brussels.
12. Tno, *PHYNIX – Offshore hydrogen production and system integration*. 2023: Den Haag.
13. Cumulus Offshore Wind, F., *HOPE project: Hydrogen Offshore Production for Europe*. 2024: Brussels.
14. Environmental Resources, M., *Dolphyn Hydrogen: Floating offshore wind with integrated electrolysis*. 2022: London.