

Oldenburg, 25.03.2026

Verbundvorhaben QT 5.2 - SYSTOGEN100 - Vollständige Orchestrierung der Systemkomponenten für eine effiziente grüne Wasserstoff-Infrastruktur; Teilvorhaben Optimierter Betrieb im Kontext multidimensionaler Produktgewinnung aus dezentraler Wasserstoffelektrolyse

Sachbericht zum Verwendungsnachweis - Teil I: Kurzbericht

Stand:	25.03.2026
Einreichungsdatum TIB (Teil I+II):	25.03.2026
Partnerin/Partner:	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Institut für Vernetzte Energiesysteme
Autorinnen/Autoren:	Rabea Weil, Sunke Schlüters
Fördertitel:	Verbundvorhaben H2Giga_QT5.2: Vollständige Orchestrierung der Systemkomponenten für eine effiziente grüne Wasserstoff-Infrastruktur - Optimierter Betrieb im Kontext multidimensionaler Produktgewinnung aus dezentraler Wasserstoffelektrolyse
Laufzeit:	01.05.2021 bis 31.12.2025
Förderkennzeichen:	03HY115E
Disclaimer:	Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt



Finanziert von der
Europäischen Union
NextGenerationEU

Teil I – Kurzbericht

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

Ziel des Projektes SYSTOGEN100 war die Orchestrierung von Energiesystemen mit Elektrolyseuren. Dabei sollten alle Energiesystemkomponenten in Betrieb und Auslegung optimiert werden, um Angebot und Nachfrage in Einklang zu bringen. Die Aufgabe des DLR Instituts für Vernetzte Energiesysteme war im Rahmen des Projektes die Entwicklung von Algorithmen und Methoden zur Lastprognose, zur Optimierung des orchestrierten Betriebes und zur Skalierung der Komponenten. Durch Übertragbarkeitsstudien auf verschiedenen Ebenen sollte das Potenzial der entwickelten Werkzeuge untersucht werden. Dabei wurde an bestehende Optimierungs- und Prognosetools angeknüpft, die bisher häufig nur auf individuelle Anlagensteuerungen zielten. Diese wurden für die projektspezifischen Fragestellungen weiterentwickelt, um eine gesamtheitliche Betrachtung des integrierten Energiesystems zu gewährleisten und insbesondere wirtschaftliche und regulatorische Aspekte zu integrieren. Dazu konnten Erfahrungen aus den Bereichen Energiemanagement, Systemintegration, Energiesystemmodellierung, Technologiebewertung und Sektorkopplung zurückgegriffen werden.

2. Ablauf des Vorhabens

Im Rahmen der Gesamtkonzeption wurden zwei Feldtestumgebungen in der Region Heide mit verschiedenen Use Cases aufgebaut. Anhand dieser wurden benötigte Energiesystemkomponenten mit ihren Technologieparametern sowie Vernetzungen innerhalb des Systems definiert. Zur Bewertung und Optimierung des Systems wurden Ziel- und Leitindikatoren festgelegt. Sowohl für die Erzeugungsseite als auch für die Lastseite wurden Datenreihen aufbereitet. Dabei kamen intern entwickelte Prognosemodelle und auch Open-Source-Tools zum Einsatz. Für die Nutzung im Live-Betrieb wurden diese Prognosen und Simulationen zusammen mit Messdaten über eine Datenaustauschplattform im Konsortium gesammelt und über geeignete Schnittstellen ausgetauscht. Im Zuge der Modellentwicklung wurden Kennzahlen zu den Technologien und Kosten der Energiesystemkomponenten gesammelt. Darauf aufbauend wurden Modelle zur Betriebs- und Auslegungsoptimierung (weiter-)entwickelt und in einem Framework zusammengeführt. Das Gesamtmodell wurde anschließend jeweils für die Feldtestumgebungen und Use Cases angepasst. Aus den aufbereiteten Datenreihen wurde zunächst ein Referenzjahr ausgewählt auf dessen Grundlage optimale Systemauslegungen ermittelt wurden. Für ausgewählten optimalen Auslegungen, aber auch für bestehende Energiesysteme, konnten mit den Modellen der Betrieb sowohl über längere Zeiträume optimiert und simuliert werden als auch kurzfristige optimierte Fahrpläne erstellt werden. Mittels verschiedener Sensitivitätsstudien wurden unterschiedliche Einflussfaktoren für die Energiesystemmodellierung analysiert. Die Anwendbarkeit und Übertragbarkeit der entwickelten Methoden konnte anhand der Feldtestumgebungen und Use Cases validiert werden. Abschließend wurde geprüft, inwieweit die Ergebnisse auf weitere Energiesysteme auch im industriellen Kontext übertragbar sind und welche Auswirkungen auf das Netz zu erwarten wären.

3. Wesentliche Ergebnisse

Im Projekt SYSTOGEN100 konnte durch das DLR das Tool MTRESS (Model Template for Renewable Energy Supply Systems) erweitert werden, um integrierte wasserstoffbasierten Energiesysteme und deren Komponenten und Energieflüsse zu modellieren. Die Entwicklungen sind über GitHub frei zugänglich. Es erfolgte eine Verknüpfung von MTRESS mit der von Fichtner IT Consulting Datenaustauschplattform EDDIE. Über geeignete Schnittstellen ist das Empfangen von Eingangsdaten für die Modellierung sowie das Senden von Modellierungsergebnissen möglich und erprobt. Des Weiteren wurde eine anpassbare Prozesskette zur Datenverarbeitung und -aufbereitung aufgebaut, die z.B. Wetterdaten, Erzeugungsprognosen und Preiszeitreihen beinhaltet und als Input für die Modellierung dient. Die Bedarfsseite wurde über ein Modell zur Lastprognose (Personalisierte Standardlastprofil) integriert und im operationellen Betrieb anhand eines Wasserwerks und eines Berufsbildungszentrums validiert. Um eine detaillierte Abbildung verschiedener Energiesysteme unter Berücksichtigung technischer, finanzieller und regulatorischer Aspekte zu gewährleisten, erfolgte eine umfangreiche Literaturrecherche und intensiver Austausch mit den Projektpartnern über verschiedene Randbedingungen (z.B. Kosten, staatlich induzierte Strompreiskomponenten, Größenordnungen, etc.). Durch die Kombination von MTRESS und einem Partikelschwarmoptimierer konnte eine Optimierung des Systemdesigns unter Berücksichtigung verschiedener Ziel- und Leitindikatoren erfolgen. Diese Indikatoren (z.B. Eigenverbrauch, Autarkie, Gesamtkosten, Wasserstoffgestehungskosten, ...) wurden in einem Katalog festgehalten. Ergänzt wurde die Modellierung durch die Implementierung einer multikriteriellen Entscheidungsfindungsmethode zur Auswahl einer optimalen Auslegung. Zur Visualisierung der Ergebnisse wurde ein interaktives Dashboard entwickelt.

4. Zusammenarbeit mit anderen (Forschungs-)Einrichtungen

Mit der Entwicklungsagentur Region Heide bestand neben dem Austausch im Rahmen der Projektkoordination eine enge Zusammenarbeit bei der Entwicklung der Feldtestumgebungen und Use Cases. Die gelieferten Daten und Informationen der beteiligten Akteure aus der Region Heide flossen in die Modelle zur Energiesystemmodellierung ein. In Zusammenarbeit mit der Fichtner IT Consulting GmbH wurde die Verknüpfung der Modelle, Prognosen und Daten über Schnittstellen zur Datenaustauschplattform EDDIE vorangetrieben. Mit der Tachycon GmbH fand ein regelmäßiger Austausch zu finanziellen Aspekten und Szenarien sowie der Integration dieser in die Modellierung statt. Die Ergebnisse und der Code der Energiesystemmodellierung wurden Tachycon für die Weiterverarbeitung in der Risikoanalyse bereitgestellt. In Zusammenarbeit mit der Fachhochschule Westküste wurden regulatorische und netzdienliche Aspekte erarbeitet um diese in die Modelle zu implementieren.

Im Rahmen von Transfermeetings, eines Webinars sowie den Statuskonferenzen wurden die erzielten Ergebnisse auch anderen Interessierten aus H2Giga vorgestellt. Durch den Aufbau der Feldtestumgebungen in der Region Heide gab es zudem Kooperationen mit lokalen Akteuren wie den Stadtwerken Heide, die als assoziierte Partner aufgenommen wurden, dem Kreis Dithmarschen und dem Berufsbildungszentrum Heide. Diese sollen auch im Anschluss an SYSTOGEN100 ausgebaut werden.

Oldenburg, 25.03.2026

Verbundvorhaben QT 5.2 - SYSTOGEN100 - Vollständige Orchestrierung der Systemkomponenten für eine effiziente grüne Wasserstoff-Infrastruktur; Teilvorhaben Optimierter Betrieb im Kontext multidimensionaler Produktgewinnung aus dezentraler Wasserstoffelektrolyse

Sachbericht zum Verwendungsnachweis - Teil II: Eingehende Darstellung

Stand:	25.03.2026
Einreichungsdatum TIB (Teil I+II):	25.03.2026
Partnerin/Partner:	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Institut für Vernetzte Energiesysteme
Autorinnen/Autoren:	Rabea Weil, Sunke Schlüters
Fördertitel:	Verbundvorhaben H2Giga_QT5.2: Vollständige Orchestrierung der Systemkomponenten für eine effiziente grüne Wasserstoff-Infrastruktur - Optimierter Betrieb im Kontext multidimensionaler Produktgewinnung aus dezentraler Wasserstoffelektrolyse
Laufzeit:	01.05.2021 bis 31.12.2025
Förderkennzeichen:	03HY115E
Disclaimer:	Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt



Finanziert von der
Europäischen Union
NextGenerationEU

Teil II. Eingehende Darstellung (wird veröffentlicht)

1. Eingehende Darstellung der durchgeführten Arbeiten und Ergebnisse

SYSTOGEN100 verfolgte das Ziel Energiesysteme mit Elektrolyseuren zu optimieren und die Systemkomponenten dabei vollständig zu orchestrieren. Damit sollen fluktuierende Erneuerbare Energien bestmöglich genutzt werden, um Energiebedarfe zu erfüllen und zu einer effizienten und wirtschaftlichen Infrastruktur für grünen Wasserstoff beizutragen. Das Institut für Vernetzte Energiesysteme des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) hat im Teilvorhaben insbesondere dazu beigetragen, Methoden zur Betriebs- und Auslegungsoptimierung von Energiesystemen zu entwickeln und zu erproben.

Ziel der Betriebsoptimierung war es, sowohl Wasserstoffelektrolyse als auch Speicher- und Sektorenkopplungstechnologien zu nutzen, um volatile Bedarfe (z.B. Stromlast) möglichst vollständig aus Erneuerbaren Energien zu decken und zudem weitere Produkte wie Wasserstoff zu gewinnen. Die entwickelten Modelle bilden dabei alle Systemkomponenten und Stoffflüsse ab und bringen Last und Erzeugung in Einklang.

Aufbauend auf der Betriebsoptimierung wurden Methoden entwickelt, um die Einzelkomponenten im Kontext der aktuellen Marktsituation zu optimieren und dabei aktuell gültige Regulierungen zu berücksichtigen. Diese Auslegungsoptimierung des Gesamtsystems konnte genutzt werden, um die Elektrolyseeinheit und ihre Nebeneinheiten sowie Speichermöglichkeiten zu skalieren und Präferenzen unterschiedlicher Akteure durch Zielindikatoren zu berücksichtigen. Details zu den Modellen und Zielindikatoren sind in Abschnitt „Modellentwicklung zur Energiesystemoptimierung“ zu finden.

Die Validierung der entwickelten Methoden und Prozessketten sollte an realen Feldtestumgebungen erfolgen. Dazu war ursprünglich beabsichtigt, das Quartier im Rüdorfer Kamp in Heide aus dem Projekt QUAREE100 zu nutzen, da die geplante Struktur mit Photovoltaik-Anlagen, Wärmepumpen, Batteriespeicher, Nahwärmenetz und Elektrolyseur ein geeignetes Energiesystem dargestellt hätte. Da QUAREE100 jedoch nicht rechtzeitig wie geplant realisiert werden konnte, traten die Stadtwerke Heide (SWH) dem Konsortium als assoziierter Partner bei. Ihr Projekt DEERN („Dithmarschens Erneuerbare Energien Regional Nutzen“) sollte als neue Feldtestumgebung verwendet werden. Diese sollte u.a. den PV-Park Gudendorf, den Windpark Ratekau, Batteriespeicher, Haushalte mit intelligenten Zählern in Heide und einen Elektrolyseur umfassen. Allerdings traten auch hier Schwierigkeiten wie irreparable Schäden am Elektrolyseur, fehlende Batteriesysteme und Verzögerungen bei der Einführung der Smart-Meter auf.

Um die fehlenden realen Energiesystemkomponenten zu kompensieren und die entwickelten Werkzeuge und Methoden validieren zu können, wurde eine fiktive Feldtestumgebung in der Region Heide ausgearbeitet. Innerhalb dieser Feldtestumgebung sollen drei Use Cases mit unterschiedlich aufgebauten Energiesystemen zeigen, wie eine Energiesystemoptimierung mit verschiedenen Zielrichtungen aussehen kann. Die Use Cases kombinieren reale und virtuelle Komponenten.

Für alle Varianten wurde der PV-Park Gudendorf aus DEERN als Erzeuger angenommen. Als weiterer Erzeuger wurde ein Windpark angenommen. Hier wurde jedoch nicht auf Daten des Windparks Ratekau aus DEERN zurückgegriffen, sondern auf Daten des Windparks Kanzlei in

Nordermeldorf. Dieser hat den Vorteil, über modernere Windturbinen zu verfügen. Als Bedarfszeitreihen wurden synthetische Daten erzeugt, die auf das Gebiet der SWH abgestimmt sind (AP 6.4). In den Use Cases wurden verschiedene Energiesystemvarianten mit und ohne Anschluss an das Strom- und Gasnetz untersucht (AP 1.3). Weitere Komponenten der Energiesysteme, z.B. Batteriespeicher, alkalischer Elektrolyseur, Kompressor und Wasserstoffspeicher, sind hypothetisch. Die entwickelten Methoden konnten die Größen dieser Komponenten jeweils im Rahmen festgelegter Grenzen optimieren.

Zusätzlich zur fiktiven Feldtestumgebung der Region Heide mit verschiedenen Use Cases wurde während der Projektlaufzeit am Berufsbildungszentrum in Heide (BBZ Heide) eine reale Feldtestumgebung aufgebaut. Dadurch war auch eine Bereitstellung und Verwendung von Daten zur exemplarischen Untersuchung gemäß AP 2.2 gegeben. Das Energiesystem des BBZ bietet mit PV-Dachanlage sowie Elektrolyseur- und Brennstoffzellen-Kombination eine ideale Umgebung, um die Betriebsoptimierung und die Live-Steuerung der Energiesystemkomponenten zu testen.

Mit der Entwicklung der Feldtestumgebungen und den Use Cases wurde, wie in AP 1 geplant, mit allen Projektpartnern ein Gesamtkonzept für eine Elektrolyseanlage und weitere Komponenten erarbeitet. Da mit den beiden Feldtestumgebungen unterschiedliche Teilaspekte erprobt und validiert werden sollten, ergaben sich abweichende Prozessketten für die Anwendung und Auswertung. Für die drei Use Cases der Feldtestumgebung Region Heide wurden zunächst ausführliche Recherchen zu Technologien und damit verbundenen Kosten durchgeführt (AP 1.1, AP 3.1, AP 3.2). Die Vernetzung der Komponenten im Energiesystem sowie die verschiedenen Energie- und Stoffflüsse wurden im Detail für jeden Use Case ausgearbeitet und festgehalten (AP 1.2). Auch regulatorische Aspekte wurden in Abstimmung mit der Fachhochschule Westküste hier eingebunden (AP 1.3, AP 1.5). Details zu den Komponenten und den Use Case inklusive der Rahmenbedingungen und Ziele (AP 1.4) werden in den Abschnitten „Energiesystemkomponenten und Kosten“ und „Detaillierter Aufbau und Ziele der Use Cases“ erläutert.

Des Weiteren war eine umfangreiche Datenaufbereitung nötig, um unterschiedlich strukturierte Daten aus verschiedenen Quellen in die Modellierung einfließen zu lassen (AP 2). Dazu zählen insbesondere Daten zur Berücksichtigung von Strom- und Wasserstoffpreisen, Lastzeitreihen und Einspeiseprognosen für die Erneuerbaren Energien basierend auf Wetterdaten (AP 2.1, s. auch Abschnitt „Datenaufbereitung und Prognosen“). Darauf aufbauend wurde für jeden Use Case eine Auslegungsoptimierung durchgeführt und eine optimale Systemkonfiguration ausgewählt. Mit dieser wurde dann die Betriebsoptimierung für mehrere Jahre durchgeführt um Sensitivitäten zu analysieren. Die Ergebnisse sind in Abschnitt „Ergebnisse der Feldtestumgebung Region Heide“ sowie einem ausführlichen Bericht festgehalten.

Über die Feldtestumgebung BBZ Heide wurde insbesondere die Anbindung an den von Fichter IT Consulting entwickelten EDDIE erprobt (AP 7.1). Dazu wurden zunächst geeignete Schnittstellen und Übergabeprotokolle definiert (AP 2.4). Auch ein vom DLR entwickeltes Modell zur Lastprognose fand hier Anwendung (AP 5.4). Die Prozesskette sah in diesem Fall wie folgt aus: 1. Bezug von Wetterdaten, Einspeiseprognosen und Messdaten über den EDDIE (z.B. Stromverbrauch und Status des Elektrolysesystems), 2. Erzeugung einer Stromlastprognose für die kommenden Tage, 3. Betriebsoptimierung zur Erstellung eines Fahrplans für die folgenden Tage, 4. Übermittlung des Fahrplans zur Steuerung des Elektrolyseurs und der Brennstoffzelle

an den EDDIE. Der Vollständigkeit halber wurde auch für die Feldtestumgebung BBZ Heide eine langfristige Betriebsoptimierung durchgeführt um den Betrieb über ein ganzes Jahr zu simulieren. Zudem wurde mit einer Auslegungsoptimierung geprüft, inwieweit der Ausbau des bestehenden Energiesystems sinnvoll wäre. Die Ergebnisse sind im Abschnitt „Ergebnisse der Feldtestumgebung BBZ“ und in einem ausführlichen Bericht, der dem Kreis Dithmarschen präsentiert wurde, festgehalten.

Durch die Anwendung der entwickelten Methoden auf die unterschiedlichen Feldtestumgebungen und Use Cases wurde die Übertragbarkeit gezeigt (AP 7.4.1). Zudem wurde am Beispiel des DLR Standorts Lampoldshausen analysiert, wie eine Energiesystemoptimierung im industriellen Kontext aussehen kann und wie zusätzlich der Wärmesektor mitberücksichtigt werden kann (AP 7.4.2). Um die deutschlandweite Übertragbarkeit zu prüfen, wurde der Einfluss von Energiesystemen mit Elektrolyseuren auf das Netz untersucht (AP 7.4.3). Die Ergebnisse der Übertragbarkeitsstudien sind in Abschnitt „Ergebnisse Übertragbarkeitsstudien“ zusammengefasst.

Im Rahmen des AP 8 fand ein Austausch der Projektpartner zu regulatorischen Aspekten statt. Zum einen fand dieser bei der Erarbeitung der Use Cases statt, zum anderen in Form von Workshops zu rechtlichen Hemmnissen und zu Handlungsempfehlungen.

Modellentwicklung zur Energiesystemoptimierung

MTRESS - Model Template for Renewable Energy Supply Systems

In diesem Projekt wurde das vom DLR entwickelte, Python-basierte Open-Source-Tool MTRESS (Model Template for Renewable Energy Supply Systems) zur Betriebsoptimierung von Energiesystemen verwendet. MTRESS basiert auf der Open-Source-Bibliothek oemof-solph und wird dazu verwendet, lineare Optimierungsprobleme zu formulieren und zu lösen. Es wurde bereits in verschiedenen Forschungsprojekten verwendet. Im Gegensatz zu oemof-solph bietet MTRESS eine vorlagenbasierte Struktur, die die Formulierung komplexer Modelle vereinfacht und so den Modellierungsaufwand reduziert. Das Tool bietet detaillierte Komponentenmodelle (z.B. für Elektrolyseure, Speicher, etc.), um verschiedenste Energiesysteme mit Erzeugern und Verbrauchern abbilden zu können. Generell unterstützt MTRESS die Modellierung von sektorübergreifenden Energiesystemen, einschließlich Strom, Wärme (und Kälte), Mobilität und Gas (Wasserstoff, Erdgas, Biogas, ...). Somit kann MTRESS verwendet werden um verschiedene Technologien zu kombinieren und optimierte Betriebsstrategien zur Deckung des Energiebedarfs zu entwickeln.

Im Rahmen von AP5 wurde MTRESS um gasbezogene Technologien erweitert, um die Modellierung und Optimierung von integrierten wasserstoffbasierten Energiesystemen zu ermöglichen. Gemäß AP3 und D3.1 umfassen diese Ergänzungen generische Komponentenmodelle zur detaillierten Modellierung von Technologien wie Elektrolyseuren, Brennstoffzellen, Gasspeichern, Blockheizkraftwerken (BHKW), Gaskompressoren und Gaskesseln. Darüber hinaus wurden mehrere projektspezifische Besonderheiten implementiert, um die Forschungsziele von SYSTOGEN100 zu berücksichtigen (AP 5.5). Des Weiteren hat das Projekt dazu beigetragen, die modulare Gesamtarchitektur von MTRESS zu verbessern und seine Flexibilität und Integrationsfähigkeit zu steigern. Dadurch kann MTRESS leicht an automatisierte Workflows und Datenaustauschplattformen wie den EDDIE angebunden werden und entspricht somit den Anforderungen eines abstrakten Metamodells gemäß AP 5 und D 5.3.

Kombination von MTRESS und PyGMO

MTRESS ist dazu ausgelegt, den Betrieb von Energiesystemen hinsichtlich eines Kriteriums - üblicherweise Kosten - zu optimieren. In diesem Projekt sollte jedoch auch die Auslegung von Energiesystemen hinsichtlich mehrerer Kriterien (z.B. ökologisch, ökonomisch, netzdienlich) optimiert werden. Dabei können die verschiedenen Komponenten miteinander wechselwirken. Die Systemauslegung als wesentlicher Teil des Planungsprozesses bei Energieprojekten stellt somit ein mehrdimensionales und mehrzielorientiertes Optimierungsproblem dar. Um dieses zu lösen, wurde MTRESS mit PyGMO (Python Parallel Global Multi-objective Optimizer) kombiniert. Diese Kombination ermöglichte die Auslegungsoptimierung von Energiesystemen (D 5.2) und entspricht dem in AP 5.6 geplanten Test-Framework bzw. der in AP 6.3 und AP 6.5 geplanten Umsetzung eines Gesamtmodells.

Definition von Zielindikatoren

Bei der Suche nach der am besten geeigneten Konfiguration von Technologien und Komponentengrößen stehen sich teilweise widersprüchliche Ziele gegenüber, wie z.B. die Minimierung der Kosten und die Maximierung der Autarkie oder des Eigenverbrauchs. Um in der Auslegungsoptimierung die Interessen diverser Akteure berücksichtigen zu können, mussten zunächst mögliche Zielindikatoren (Key Performance Indicators, KPIs) definiert werden. Diese wurden als ökologische, ökonomische, netzdienliche und technische Indikatoren klassifiziert und in einem Katalog entsprechend AP 1 (D.1.1) festgehalten.

Im Rahmen des Projektes konzentrierte sich die Auslegungsoptimierung auf die Bestimmung der optimalen Dimensionierung der Systemkomponenten (z.B. Elektrolyseur, Batterie und Wasserstoffspeicher), um ein Gleichgewicht zwischen technischer Leistung und wirtschaftlicher Tragfähigkeit herzustellen. Je nach Use Case wurden passende KPIs gewählt und zusammen mit weiteren Leistungsindikatoren berechnet. Die gewählten Zielindikatoren flossen direkt in die Auslegungsoptimierung ein, während Leistungsindikatoren eine tiefergehende Beurteilung der Energiesystemkonfiguration erlaubten. Als besonders relevante Indikatoren wurden Eigenverbrauch, Autarkiegrad, Investitions- und Betriebskosten, Nettocashflow, Rendite, Wasserstoffgestehungskosten, Produktion grünen Wasserstoffs, Vollaststunden des Elektrolyseurs und Batteriezyklen identifiziert.

Datenaufbereitung und Prognosen

Neben den detaillierten Komponentenmodellen mit entsprechenden Technologieparametern in MTRESS und den definierten Zielindikatoren wurden weitere Inputparameter für die Optimierung benötigt. Diese Eingangsparameter für die Modellierung können im Allgemeinen entweder historisch oder prognostiziert sein. Dazu gehören vor allem Bedarfsprofile, Erzeugungsprofile, Strompreise und relevante Wetterdaten. Zur Datenaufbereitung für die Feldtestumgebungen wurden historische Wetterdaten und zusätzliche Tools wie pvlib, windpowerlib und PSLP verwendet. Sowohl Eingangs- als auch Ausgangsdaten der Modellierungen wurden in stündlicher Auflösung verarbeitet. Mit der Erstellung dieser Datenreihen wurde D 2.1 gemäß AP 2 erfüllt. Sie dienen zudem als Einflussgrößen im Sinne von AP 6.1 und AP 6.2.

Wetterdaten

Erneuerbare Energien hängen stark von den Wetterbedingungen ab, da insbesondere Windgeschwindigkeit und Strahlung wichtige Einflussfaktoren für die Wind- und Solarstromerzeugung

sind. Aber auch andere meteorologische Parameter spielen eine Rolle. Für dieses Projekt wurden verschiedene Quellen meteorologischer Daten analysiert. Für die Betriebsoptimierung der nächsten Tage im Live-Betrieb standen Wettervorhersagen zur Verfügung. Für die Analyse der Betriebsoptimierung über längere Zeiträume (Jahre) und die darauf aufbauende Optimierung der Systemauslegung wurden historische Beobachtungen des Deutschen Wetterdienstes (DWD) aus den Jahren 2010 bis 2024 verwendet. Mit verschiedenen Auswertungen konnte gezeigt werden, dass diese hier besser für Einspeiseprognosen geeignet sind als typische meteorologische Jahre.

Mit Fokus auf das Forschungsgebiet in Heide fiel die Wahl auf Strahlungsdaten der Wetterstation Hamburg-Fuhlsbüttel, da andere Stationen, die näher an Heide liegen, keine ausreichenden Messungen lieferten. Für die Windgeschwindigkeit wurden Beobachtungen der Station Eilpersbüttel verwendet. Eine Prüfung auf Vollständigkeit zeigte, dass das Jahr 2014 größere Datenlücken aufweist. Eine entsprechende Überprüfung der für Solarenergie relevanten Parameter zeigte größere Datenlücken in den Jahren 2011 und 2017. Diese Jahre wurden für weitere Analysen ausgeschlossen.

Erzeugungsprognosen mit windpowerlib und pvlib

Zur Simulation der Erzeugung aus Windkraft wurde das Python-Paket windpowerlib eingesetzt. Als Eingangsdaten dienten Informationen zu den Turbinentypen, einschließlich entsprechender Leistungskurven, Windgeschwindigkeit, Temperatur und Druck aus den oben genannten historischen Wetterbeobachtungen sowie die Rauheitslänge. Damit wurden für den Windpark Kanzlei in Nordermeldorf Erzeugungszeitreihen simuliert. Diese zeigten im Mittel eine Erzeugung von ca. 58,9GWh pro Jahr, was gut zur Bestimmung der Standortgüte gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz passt. Vergleiche zu Messungen des Windparks ergaben ebenfalls eine generelle Übereinstimmung. Allerdings war in den Messungen zu keinem Zeitpunkt die maximale Leistung von 18,2MW zu finden, obwohl die einzelnen Turbinen die Nennleistung erreichten. Dies ist vermutlich mit Abregelungen zu begründen, die mit windpowerlib nicht simuliert wurden. Für die Untersuchungen in diesem Projekt war dies jedoch nicht entscheidend, da die gesamte mögliche Einspeisung berücksichtigt werden sollte, um Abregelung zu vermeiden und die überschüssige Energie zu nutzen.

Analog wurde zur Simulation der PV-Erzeugung das Python-Paket pvlib verwendet. Als Eingangsparameter dienten Informationen über den Standort (Koordinaten), die verwendeten Module (Typ, Größe, Anzahl, Neigung, Ausrichtung und Höhe) und den Wechselrichter (Typ, Anzahl der Module pro Wechselrichter). Außerdem wurden Globalstrahlung, direkte Normalstrahlung, diffuse horizontale Strahlung, Temperatur, Wind und Luftdruck als meteorologische Parameter berücksichtigt. Die Messungen des PV-Parks Gudendorf zeigten eine jährliche Erzeugung von rund 3GWh/a im Jahr 2024. Die Simulation mit pvlib führte zu einem höheren Wert von knapp 4GWh/a sowohl für 2024, als auch im Mittel über den Zeitraum 2010 - 2024. Die niedrigeren gemessenen Werte lassen sich durch fehlende Messungen insbesondere im Juli sowie durch Abregelungen erklären, sodass die Erzeugungsprognose für diese Zwecke als geeignet eingestuft wurde.

Auswahl Referenzjahr

Es zeigte sich, dass das untersuchte typische meteorologische Jahr besonders in Bezug auf Windgeschwindigkeiten weniger geeignet ist als historische Beobachtungen. Aus rechenzeit-technischen Gründen sollte jedoch auch nicht der komplette Zeitraum 2010 – 2024 in die Auslegungsoptimierung einfließen. Daher wurde ein durchschnittliches Jahr in Bezug auf Wind- und PV-Erzeugung ausgewählt. Dies entspricht einem plausiblen Standardszenario (AP 6.4).

Im Durchschnitt ergab sich für den küstennahen Windpark Kanzlei aus den Simulationen ein Kapazitätsfaktor von ~37%. Bezogen auf die einzelnen Jahre lag der Kapazitätsfaktor für 2013 am nächsten am Gesamtdurchschnitt, gefolgt von 2023. Im Jahr 2024 war die simulierte Erzeugung aus dem Windpark am niedrigsten, im Jahr 2017 am höchsten. Aus den Simulationen für den PV-Park Gudendorf ergab sich ein mittlerer Kapazitätsfaktor von ~13%, wobei das Jahr 2023 dem Gesamtdurchschnitt am nächsten lag. Die simulierte PV-Erzeugung war im Jahr 2012 am niedrigsten und im Jahr 2022 am höchsten. Obwohl das Jahr 2013 für den Windpark näher am Durchschnitt lag, wurde das Jahr 2023 als Referenzjahr gewählt, da 2013 für den PV-Park deutlich unter dem Durchschnitt lag. Diese Auswahl ist auch im Einklang mit den kombinierten Wind- und PV-Kapazitätsfaktoren.

Lastprognosen

Zur Erstellung von Lastprognosen wurde das deterministische Prognosemodell PSLP (Personalisierte Standardlastprofil) am DLR entwickelt und in diesem Projekt adaptiert. Unter Verwendung von verfügbaren Messdaten und kalendarische Informationen ist es robust, kosten- und rechenzeitgünstig. Es kann u.a. zur Vorhersage von Strom- und Wärmebedarfen angewendet werden. Die Prognosen werden erstellt, indem die Daten in verschiedene Kategorien eingeteilt werden. Dabei gibt es vordefinierte charakteristische Funktionen wie die Klassifizierung in Jahreszeiten (Sommer, Winter, Übergang), Tagestypen (Wochentag, Samstag, Sonntag) und Feiertage basierend auf der Richtlinie VDI4655. Zusätzlich können auch benutzerdefinierte Merkmalsfunktionen definiert werden.

Die Prognosen wurden zunächst für das Wasserwerk der angedachte Feldtestumgebung im Rahmen von DEERN erstellt. Dabei konnte die erfolgreiche Anbindung an den EDDIE demonstriert werden. Im Verlauf des Projektes und im Zug des Aufbaus der Feldtestumgebung am BBZ Heide wurden auch kontinuierliche Lastprognose für den Stromverbrauch am BBZ erzeugt. Neben den Messungen, die über den EDDIE bereitgestellt wurden (vgl. oben beschriebene Prozessketten), wurden die Methodik auch um Ferienzeiten ergänzt (AP 5.4). Eine Validierung erfolgte ebenfalls über den EDDIE (D 5.1).

Ergebnisse der Feldtestumgebung Region Heide

Energiesystemkomponenten und Kosten

In der Feldtestumgebung Region Heide wurden drei Use Cases mit komplexe Energiesystemen inkl. erneuerbarer Energien und wasserstoffbezogener Technologien analysiert. Dazu wurden die Energiesysteme jeweils in Modellen inklusive relevanter Parameter und Korrelationen abgebildet (AP 5.3). Zudem wurden Einflussgrößen recherchiert, festgelegt und implementiert (AP 6.1).

Wie oben beschreiben wurden für die erneuerbaren Energien Daten und Simulationen der bestehenden Anlagen des Windparks Kanzlei und PV-Parks in Gudendorf inklusive der technischen Details berücksichtigt. Für die Kosten des erzeugten Stroms wurden Power Purchase Agreements (PPAs) angenommen. Recherchen zu üblichen PPA-Preisen zeigten Abhängigkeiten von den erwarteten Börsenstrompreisen, der Technologie und der Vertragslaufzeit. Basierend auf typischen Preisen für 10-jährige PPAs wurden 53 €/MWh für PV und 73 €/MWh für Wind angenommen.

Für die Use Cases, die auch Bezug von Netzstrom annehmen, wurden historische Börsenstrompreise (Day-Ahead) untersucht. Während der Projektlaufzeit hatten unterschiedliche Faktoren teils sehr große Einflüsse auf den Strompreis, die in mehreren Austauschrunden zu gegenwärtigen und zukünftigen Strompreisen analysiert wurden. Auf Grund des hohen Grades an Unsicherheit und um ein einheitliches Vorgehen bei allen Konsortialpartnern zu gewährleisten, sind Durchschnittspreise in die Auslegungsoptimierung eingeflossen. Dazu wurden ein durchschnittlicher Tages- und Wochengang aus den historischen Strompreisen von 2023 und 2024 ermittelt. Zudem wurde im Rahmen eines Unterauftrags durch die Tachycon GmbH ein Modell zur Prognose des Day-Ahead-Strompreises entwickelt, das für die kurzfristige Betriebsoptimierung der kommenden Tage verwendet werden kann. Eine weitere Analyse des Einflusses von Kostenfaktoren erfolgte in einer Sensitivitätsstudie.

In enger Abstimmung mit der FH Westküste wurden nicht nur die reinen Strombeschaffungskosten, sondern auch Steuern und Abgaben (staatlich induzierten Strompreisbestandteilen, SIPs) berücksichtigt. Für jeden Use Case wurde im Detail geprüft, welche SIPs auf welche Energiesystemkomponente anzuwenden sind und wo ggf. Befreiungen möglich sind. Auf diese Weise konnten Elektrizitätssteuer, Konzessionsabgabe, KWKG-Umlage, Offshore-Netzabgabe, Netzentgelt und Umsatzsteuer genau aufgeschlüsselt und mit modelliert werden.

Für die Energiesystemkomponenten ohne reales Vorbild wurde eine intensive Literaturrecherche durchgeführt um typische Werte zu ermitteln und anzunehmen. Als Stromspeicher wurde eine Lithium-Ionen-Batterie angenommen, deren Nennkapazität in der Auslegungsoptimierung zwischen 0 und 100 MWh variiert wurde. Desweiteren wurde ein alkalischer Elektrolyseur angenommen, der im Rahmen der Auslegungsoptimierung Nennleistungen zwischen 1 und 15 MW annehmen konnte. Zur Zwischenspeicherung des Wasserstoffs wurde dem Energiesystem ein Tank hinzugefügt, der im Bereich von 3m³ bis 30m³ dimensioniert werden konnte. Weitere Annahmen zu den technischen Details wurden ebenfalls der Literatur entnommen. Alle Kennzahlen der Energiesystemkomponenten wurden dokumentiert (D 3.1).

Insbesondere für ökonomische Betrachtungen und die Berechnung der entsprechenden Zielindikatoren ist eine realistische Einschätzung der Investitions- und Betriebskosten entscheidend. Die Recherche zeigte bezüglich Kosten für Elektrolyseure eine große Bandbreite. Die Schätzungen unterschiedlicher Studien schwankten stark in Abhängigkeit von den berücksichtigten Kostenkomponenten und regionalen Faktoren. So werden in einigen Studien z.B. Schlüsselkomponenten wie Kompressoren oder Kosten für Technik, Beschaffung und Bau nicht berücksichtigt. Neben den physischen Komponenten tragen auch indirekte Kosten am Standort (Standortvorbereitung, Bauarbeiten, Installationskosten, Kontrollsystem, Wasser- und Stromanschlüsse) und weitere allgemeine Kosten (Planung und Design, Versicherung und Rücklagen,

vorbereitende Studien, Grundstückspacht usw.) entscheidend bei. Daher kann die Nichtberücksichtigung dieser dazu führen, dass die tatsächlichen Investitionskosten für reale Projekte unterschätzt werden. Um dies zu vermeiden, wurde hier eine konservative Annahme von 2500€/kW für die Investitionskosten des Elektrolyseurs getroffen. Ferner wurde angenommen, dass die Betriebskosten 3% der Investitionskosten ausmachen.

Auch für die Batterie sollte auf eine realistische Preiseinschätzungen geachtet werden. Der Markt für Batteriesysteme entwickelt sich jedoch schnell und die Studienlage zeigt ebenfalls eine große Spannweite. In Anbetracht der sinkenden Kosten, wurde im Projekt von Investitionskosten für das gesamte Batteriesystem von 250€/kWh ausgegangen. Darin enthalten sind die eigentliche Batterie, Wechselrichter, die gesamte Systemhardware und indirekte Kosten wie Technik, Beschaffung und Bau. Die Betriebskosten wurden mit 1,5% der Investitionskosten geschätzt.

Für Wasserstoffspeicher zeigen mehrere Studien Kosten im Bereich von ca. 500€/kgH₂ bzw. 17300€/m³. Daher wurde dieser Wert hier für die Investitionskosten angenommen, zusammen mit Betriebskosten von 2% der Investitionskosten. Zudem wurden für alle genannten Komponenten weitere Überlegungen zu Lebensdauer und Wiederherstellungskosten getroffen.

Zur Nutzung des Wasserstoffs außerhalb der Systemgrenze wurden in den Use Cases ein Anschluss an das noch in Planung befindliche Wasserstoffkernnetz und/oder an eine Wasserstofftankstelle angenommen. Da es derzeit noch keinen etablierten Markt für grünen Wasserstoff gibt, wurden verschiedene Indizes und Studien zur Entwicklung des Preises von grünem Wasserstoff untersucht. Viele Studien gehen ähnlich wie beim Erdgas von saisonalen Schwankungen des Wasserstoffpreises aus. Für die Modellierungen wurde daher Preise zwischen 160 €/MWh im Sommer und 186 €/MWh im Winter angenommen.

Detaillierter Aufbau und Ziele der Use Cases

Use Case I

Das Ziel des ersten Use Cases ist die maximale Produktion von grünem Wasserstoff mit gegebenen erneuerbaren Erzeugern, d.h. den realen Komponenten des Windparks Kanzlei und des PV-Parks Gudendorf, in einem Inselssystem ohne Netzanschluss. Überschüssiger Strom kann in einem Batteriesystem zwischengespeichert und zum Betrieb des Elektrolyseurs verwendet werden. Der produzierte Wasserstoff wird ohne Einspeisebegrenzung mit einem angenommenen Druck von 90 bar ins Netz eingespeist. Die Annahmen dazu beruhen auf Planungen im Rahmen des Wasserstoffkernnetzes, die eine Pipeline zwischen Brunsbüttel und Hemmingstedt vorsehen. Während die Betriebsoptimierung in diesem Fall auf eine Maximierung der Menge grünen Wasserstoffs zielt, werden bei der Auslegungsoptimierung Energiesysteme mit geringen Investitions- und Betriebskosten bei hohem Eigenverbrauch favorisiert. Die Optimierungsvariablen sind die Größe der Batterie und des Elektrolyseurs.

Use Case II

Im zweiten Use Case sollte untersucht werden, wie ein netzfreundlicher Betrieb simuliert werden kann. Dazu wurde angenommen, dass alle Komponenten, die bereits in Use Case I angenommen wurden (Erneuerbare, Batterie und Elektrolyseur) nun an das Stromnetz angeschlossen werden. Zusätzlich zum Elektrolyseur wurden weitere Stromverbraucher in das Energiesys-

tem aufgenommen. Die Annahmen gehen von drei Gebieten aus: 1) Gebiet mit gemischter Nutzung mit dem Elektrolyseur, privaten Haushalten, Gewerbegebäuden und kleine Industrieanlagen, 2) reines Wohngebiet und 3) Gewerbegebiet mit Kleinindustrie. Die Annahmen zum Strombedarf für diese Gebiete basieren auf realen Verbräuchen und Lastprofilen der SWH und wurden passend zur Erzeugungsleistung der Erneuerbaren skaliert. Darüber hinaus wurde das Energiesystem um eine Wasserstofftankstelle ergänzt, um einen festen Wasserstoffbedarf zu simulieren, der durch den Elektrolyseur gedeckt werden muss. Da es in Heide derzeit keine Wasserstofftankstelle gibt, wurde der Bedarf für zehn Wasserstoffbusse basierend auf einer Machbarkeitsstudie für die Kreise Dithmarschen und Steinburg geschätzt. Da von einem Ausgangsdruck des Elektrolyseurs von 30 bar ausgegangen wird, musste auch ein Kompressor in Betracht gezogen werden, um höhere Druckniveaus für die Speicherung von bis zu 500 bar zu erreichen. Der Einfachheit halber wurde davon ausgegangen, dass der Bedarf der Wasserstofftankstelle einmal täglich anfällt, so dass ein Speicher nötig ist, der mindestens den Bedarf eines Tages erfüllen kann. Ein Anschluss an das Gasnetz ist in diesem Use Case nicht vorgesehen.

Bei der Betriebsoptimierung wurde die Nutzung von erneuerbaren Energien gegenüber Netzstrom bevorzugt, um die Bedarfe zu decken, wobei der Produktion von grünem Wasserstoff und somit dem Elektrolyseur eine höhere Priorität eingeräumt wurde. Das Ziel der Auslegungsoptimierung war es, die Autarkie und die Produktion grünen Wasserstoffs zu maximieren und die Investitions- und Betriebskosten zu minimieren. Neben der Dimensionierung von Batterie und Elektrolyseur, wurde hier auch die Größe des Wasserstoffspeichers optimiert.

Für diesen Use Case wurde eine zusätzliche Variante mit Netzlimitierung in Bezug auf die übertragbare Leistung analysiert. Dazu wurde die Annahme getroffen, dass die beschriebenen Gebiete auf drei Netzknoten aufgeteilt sind. Als begrenzender Faktor wurde zum einen ein Transformator mit einer maximalen Leistung von 18 MW eingeführt, der die Einspeisung der Erneuerbaren und der Batterie aus dem Hochspannungsnetz begrenzt. Die zweite Netzbeschränkung begrenzte die Einspeisung in das ans Mittelspannungsnetz angeschlossene Mischgebiet auf 5 MW. Dadurch war der Betrieb des Elektrolyseurs eingeschränkt, wenn für andere Verbraucher im gleichen Netzgebiet gleichzeitig ein hoher Strombedarf angenommen wurde.

Use Case III

Das Energiesystem des dritten Use Cases entspricht im Wesentlichen dem zweiten Use Case ohne Netzlimitierungen. Es wurde jedoch ergänzend ein Anschluss an das Wasserstoffkernnetz angenommen, so dass durch eine höhere Kapazität des Elektrolyseurs eine höhere Wasserstoffproduktion möglich war ohne die Menge auf den Bedarf der Tankstelle zu begrenzen. Hier lag der Schwerpunkt auf der wirtschaftlichen Optimierung des Energiesystems, d.h. im Sinne eines Investors. Basierend auf der Sichtweise, dass die SWH als hypothetischer Eigentümer der Elektrolyseuranlage auch für die Stromversorgung anderer Verbraucher verantwortlich ist, wurden alle Ausgaben und Einnahmen in der Betriebsoptimierung gegenübergestellt. Dabei wurden realistische Marktbedingungen durch dynamische Börsenstrompreise, PPAs, SIPs, Verbrauchertarife und saisonale Wasserstoffpreise berücksichtigt. Ziel der Designoptimierung war es, den Autarkiegrad zu maximieren und die Investitions- und Betriebskosten zu minimieren. Wie auch im zweiten Use Case erfolgte dies durch Dimensionierung von Batterie, Elektrolyseur und Wasserstoffspeicher.

Ergebnisse Auslegungsoptimierung

Die Auslegungsoptimierung wurde auf Basis des definierten Referenzjahres mit dem Gesamtmodell (Kombination aus MTRESS und PyGMO) durchgeführt (AP 6.6). Die Auswertung der Ergebnisse erfolgte über die Analyse von so genannten Pareto-Fronten. Aus allen Systemkonfigurationen innerhalb der zuvor definierten Rahmenbedingungen, wurden dazu die Lösungen gewählt, die bestmögliche Kompromisse zwischen den teilweise widersprüchlichen Zielen liefern. Eine Systemkonfiguration liegt auf der Pareto-Front, wenn keine andere in allen Zielgrößen besser abschneidet. Anders formuliert, liegt eine Systemkonfiguration auf der Pareto-Front, wenn jede Verbesserung einer der Zielgrößen mit einer Verschlechterung mindestens einer anderen Zielgröße einhergeht. Somit ergaben sich mehrere gleichermaßen optimale Alternativen. Aus denen kann in der Praxis jedoch üblicherweise nur eine Systemkonfiguration umgesetzt werden. Zur Auswahl haben sich multikriteriellen Entscheidungsfindungsmethoden (Multi-criteria Decision-making, MCDM-Methoden) als geeignete Werkzeuge erwiesen. Diese wurden im Projekt angewendet, um mehrere Alternativen durch Gewichtung der unterschiedlichen Ziele zu bewerten. Aufgrund der unterschiedlichen Ausrichtungen der Use Cases zeigen sich deutliche Unterschiede in den Ergebnissen der Auslegungsoptimierung (D 7.1).

Use Case I

Im ersten Use Case zeigte sich, dass ein größerer Elektrolyseur zwar zu höheren Gesamtkosten (Investitionskosten- und Betriebskosten hier zusammengefasst) führt, aber auch entscheidend zur Steigerung des Eigenverbrauchs beiträgt (Abbildung 1). Im Gegensatz dazu werden höhere Batteriekapazitäten nur bevorzugt, um einen Eigenverbrauch von über 90% zu erreichen, d.h. wenn der die Elektrolysekapazität komplett ausgereizt ist. Das liegt daran, dass die Batterie im Gegensatz zum Elektrolyseur nur indirekt zur Verbesserung des Eigenverbrauchs beiträgt. Da dieser Use Case ein Inselssystem ohne weitere Verbraucher neben dem Elektrolyseur darstellt, kann das Laden und Entladen der Batterie nur die Zeiten verschieben, in denen der Strom verbraucht wird. Der eigentliche Verbrauch kann nur über den Elektrolyseur und nicht über die Batterie erfolgen.

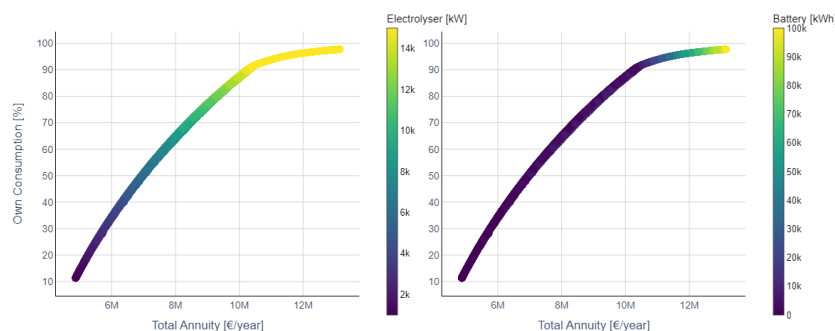


Abbildung 1: Ergebnis der Auslegungsoptimierung des ersten Use Cases.

Mit den gegebenen maximalen Kapazitäten von Batterie und Elektrolyseur kann ein Eigenverbrauch von fast 100% bei jährlichen Gesamtkosten von ~13 Mio. € erreicht werden. Für die weitere Eingrenzung des Lösungsraum hat sich das Konsortium auf spezifische Präferenzen geeinigt: Gesamtkosten von maximal 10 Mio. € pro Jahr, maximale Wasserstoffgestehungskosten von 10€/kg und ein Eigenverbrauch von mindestens 80%. Aus dieser Vorauswahl von Pareto-optimalen Lösungen wurde mit Hilfe der MCDM-Methode eine Auslegung ausgewählt. Dazu wurde

der Eigenverbrauch mit 70% gewichtet - was gleichbedeutend mit einer hohen Produktion von grünem Wasserstoff ist - während Investitions- und Betriebskosten mit jeweils 15% gewichtet wurden. Die entsprechende Energiesystemkonfiguration kann mit einem Elektrolyseur von ~12,6 MW und einer Batterie von ~3,5MWh einen Eigenverbrauch von ~82% bei Gesamtkosten von ~9,5 Mio. € pro Jahr erreichen. Mit dieser Konfiguration könnte bei ~4000 Vollaststunden des Elektrolyseurs eine Wasserstoffproduktion von knapp 1000 t/Jahr erzielt werden. Dabei ergaben sich aus der Simulation Wasserstoffgestehungskosten von 9,52 €/kgH₂. Andere Studien mit ähnlich detaillierten Kostenannahmen kommen zu vergleichbaren Ergebnissen.

Use Case II

Für den zweiten Use Case hat sich gezeigt, dass die Netzlimitierungen nur einen geringen Einfluss auf die Ergebnisse haben, d.h. die Konfiguration des Energiesystems nur unwesentlich beeinflussen. Die im Folgenden beschriebenen Ergebnissen mit Netzlimitierung wurden als 3D Plots visualisiert, um alle berücksichtigten Zielindikatoren zu zeigen (Abbildung 2). Dabei zeigte sich, dass eine kleinere Dimensionierung des Elektrolyseurs ausreicht, um einen hohen Prozentsatz grünen Wasserstoffs zu erreichen. Dies liegt daran, dass der Wasserstoffbedarf der Tankstelle im Vergleich zu der für den Betrieb des Elektrolyseurs verfügbaren erneuerbaren Energie relativ gering ist. Auch zur Erhöhung der Autarkie kann der Elektrolyseur in diesem Use Case nicht wesentlich beitragen. Für höhere Autarkiegrade sollte stattdessen eine größere Batterieauslegung gewählt werden. Um einen hohen Anteil grünen Wasserstoffs zu produzieren, war eine hohe Wasserstoffspeicherkapazität am oberen Rand des gewählten Auslegungsbereichs erforderlich.

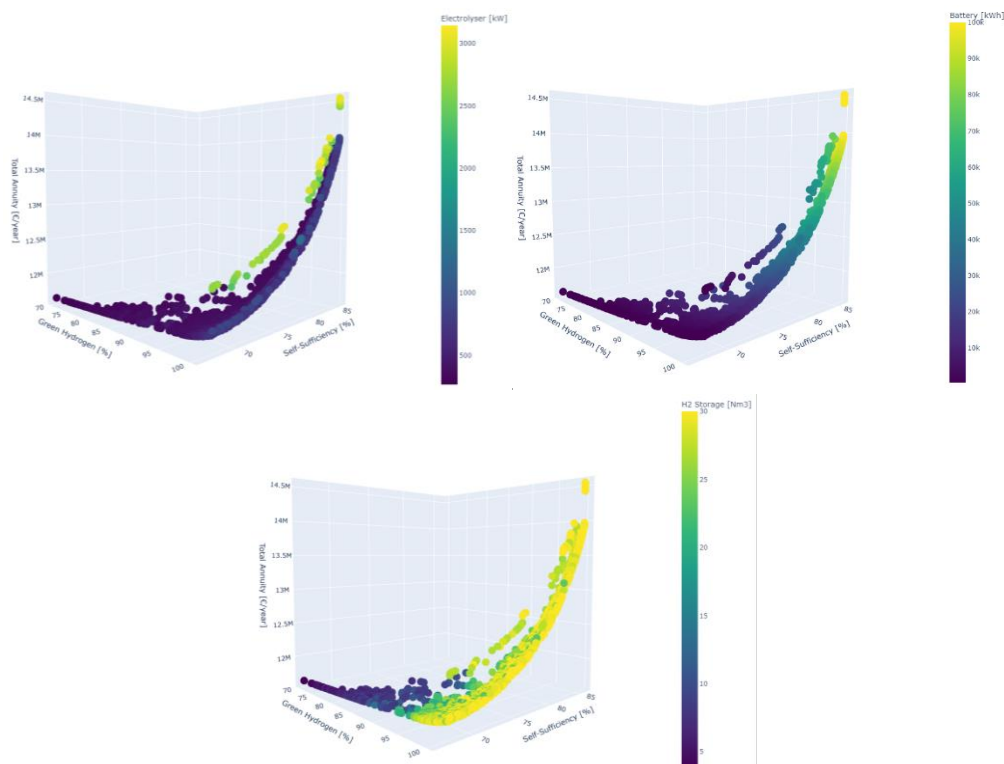


Abbildung 2: Ergebnis der Auslegungsoptimierung des zweiten Use Cases.

Um mit Hilfe der MCDM-Methode eine Auslegung auszuwählen, wurde folgende Gewichtung vorgenommen: Je 20% Betriebs- und Investitionskosten, 20% Autarkie und 20% Produktion von grünem Wasserstoff. Damit ergab sich eine Energiesystemauslegung mit einem Elektrolyseur von ~350 kW mit ~4.600 Vollaststunden, einer Batterie von ~72.300 kWh und einem Wasserstoffspeicher von ~30 Nm³. Mit dieser Konfiguration kann das System einen Autarkiegrad von ~84%, einen Anteil grünen Wasserstoffs von ~99% und einen Eigenverbrauch von ~49% bei einer Gesamtkosten von ~13 Mio. € pro Jahr und Wasserstoffgestehungskosten von 10,5 €/kgH₂ erreichen.

Use Case III

Da das Ziel des dritten Use Case rein wirtschaftlich ist, wurde die Betriebsstrategie so definiert, dass das System den Bedarf entweder mit Netzstrom oder mit erneuerbaren Energien decken kann, je nachdem, was kostengünstiger ist. Durch den Anschluss an das Wasserstoffnetz waren größere Elektrolyseur-Kapazitäten möglich, um zusätzlichen Investitionen durch Mehreinnahmen decken zu können und einen höheren Eigenverbrauch zu erreichen. Die Pareto-Fronten zeigen, dass Konfigurationen, die eine große Batterie mit einem relativ kleinen Elektrolyseur kombinieren, zu höheren Autarkiegraden führen (Abbildung 3). In diesen Fällen ist der Elektrolyseur ausreichend dimensioniert, um den Wasserstoffbedarf der Tankstelle zu decken, während überschüssige erneuerbare Energie in der Batterie gespeichert und in Zeiten geringer erneuerbarer Erzeugung genutzt werden kann. Diese Konfigurationen führen jedoch vielfach zu einem negativen Cashflow, da die Einnahmen aus dem Verkauf von Strom an die Verbraucher sowie von Wasserstoff an die Tankstelle nicht ausreichen, um die Investitions- und Betriebskosten zu decken. Im Gegensatz dazu erzeugen Systeme mit größeren Elektrolyseuren und relativ kleinen Batteriekapazitäten einen positiven Cashflow, indem sie überschüssigen Wasserstoff produzieren und verkaufen. Dies geschieht jedoch auf Kosten der Autarkie, da eine höhere Wasserstoffproduktion zusätzlichen Netzstrom erfordert. Die Wasserstoffspeicherkapazität hat keinen großen Einfluss und wird in allen Konfigurationen relativ klein gewählt. Dies liegt in erster Linie daran, dass der Elektrolyseur jederzeit mit Netzstrom betrieben werden kann um den Wasserstoffbedarf zu erfüllen.

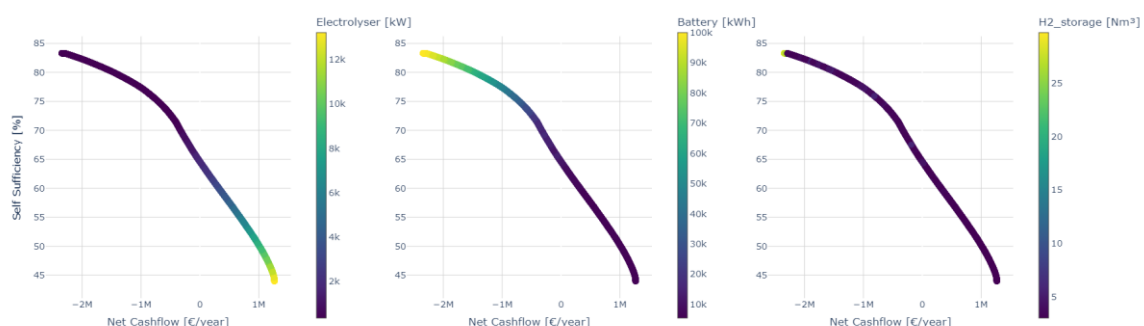


Abbildung 3: Ergebnis der Auslegungsoptimierung des dritten Use Cases.

Zur Auswahl einer konkreten Systemkonfiguration wurden nur Auslegungen mit positivem Cashflow berücksichtigt und anschließend Autarkie und Cashflow gleich gewichtet. Damit wurde ein Energiesystem bevorzugt, das einen Elektrolyseur mit ~9 MW, eine Batterie mit ~6 MW und einen Wasserstoffspeicher von 3 Nm³ hat. Die Auslastung des Elektrolyseurs wäre mit ca. 8000

Vollaststunden sehr hoch, da er über 80% der Zeit mit maximaler Kapazität laufen würde. Auch die Batterie würde mit über 400 vollen Zyklen pro Jahr deutlich mehr genutzt als in den anderen Use Cases. Mit einem solchen Energiesystem könnte ein Autarkiegrad von 85% erreicht werden bei einem Netto-Cashflow von ~1 Mio. €/Jahr und Wasserstoffgestehungskosten von 6,96 €/kgH₂. Bei Letzteren ist nicht berücksichtigt, dass es sich nicht ausschließlich um grünen Wasserstoff handelt (~46%), da ein erheblicher Teil des Wasserstoffs mit Netzstrom erzeugt wird.

Ergebnisse Sensitivitätsstudien

Einfluss der Wetterjahre

Wie oben beschrieben, wurde das Jahr 2023 als Referenzjahr für die Auslegungsoptimierung gewählt. Darauf aufbauend wurde je Use Case eine optimale Energiesystemkonfiguration ausgewählt. Im ersten Teil der Sensitivitätsstudien wurde der Einfluss verschiedener Wetterjahre und entsprechender Simulationen der Wind- und PV-Erzeugung analysiert. Damit sollte beantwortet werden, wie anfällig die Energiesysteme gegenüber ungünstigen Wetterbedingungen sind, die zu einer geringen Erzeugung aus Erneuerbaren führen (AP 6.12). Die verschiedenen Wetterjahre können dabei als Szenarien verstanden werden (AP 6.4, AP 6.11).

Durch das Inselssystem mit Anschluss an das Wasserstoffnetz ergab sich für den ersten Use Case, dass Jahre mit einer hohen Erzeugung aus erneuerbaren Energien zu einer hohen Produktion von Wasserstoff führen. Es zeigte sich generell ein geringer Stromüberschuss, der jedoch etwas geringer in Jahren mit weniger erneuerbarer Erzeugung ist, was gleichbedeutend mit leicht höherem Eigenverbrauch ist. Des Weiteren ließ sich auf weitere Einflussfaktoren schließen, z.B. eine gute Nutzung der Erneuerbaren auch in Jahren mit geringerer Erzeugung durch stärkere Nutzung der Batterie. Die Wasserstoffgestehungskosten basierend auf den verschiedenen Jahren lagen bei diesem Use Case zwischen 9,21 €/kgH₂ und 9,73 €/kgH₂, wobei die Unterschiede hauptsächlich auf die Investitionskosten für Elektrolyseur und Batterie zurückzuführen sind.

Der fixen Wasserstoffbedarf ohne Anschluss an das Wasserstoffnetz im zweiten Use Case führte zu einer gleichbleibenden Summe aus Nutzung Erneuerbarer und Netzstrom für alle Jahre. Tendenziell ergab sich in Jahren mit geringer Erzeugung aus Erneuerbaren ein höherer Netzimport und somit ein geringerer Autarkiegrad. Es zeigten sich jedoch auch hier weitere Einflussfaktoren, wie z.B. unterjährliche Schwankungen, die nur durch höhere Speicherkapazitäten abgedeckt werden könnten. Aufgrund des festen Wasserstoffbedarfs waren auch die Wasserstoffgestehungskosten über alle Jahre sehr ähnlich.

Im dritten Use Case wurde in allen Jahren deutlich mehr Nutzung von Netzstrom u.a. zur Wasserstoffproduktion simuliert. Die Gesamtmenge des produzierten Wasserstoffs zeigte sich über alle Jahre hinweg stabil, allerdings mit größerem Anteil grünen Wasserstoffs in Jahren mit höherer erneuerbarer Erzeugung. Dadurch war der Eigenverbrauch durchgängig hoch (>80%). Im Gegensatz dazu zeigten Jahre mit weniger erneuerbarer Erzeugung niedrigere Autarkiegrade. Die Aufschlüsselung der Wasserstoffgestehungskosten zeigte über alle Jahre einen konstanten Anteil der Stromkosten mit einem variierenden Verhältnis zwischen Netzstrom und PPA-Kosten.

Einfluss der Gewichtung in der MCDM-Methode

Für die Auswahl jeweils einer optimalen Auslegung aus den Pareto-Fronten wurden verschiedene Gewichtungen verwendet. Um besser zu verstehen, wie diese die Entscheidung beeinflussen, wurde eine weitere Sensitivitätsanalyse mit einer systematischen Variation der Gewichte durchgeführt. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass sich der erste und der zweite Use Case unter verschiedenen Gewichtungen ähnlich verhielten. Investition- und Betriebskosten konnten durch moderatere Elektrolyseur- und Speichergrößen reduziert werden. Im Gegensatz dazu brachten hohe Anforderungen an den Eigenverbrauch das System nahe an die technischen Grenzen, was in der Folge zu höheren Investitionen führte. Der dritte Use Case verhielt sich aufgrund der Fokussierung auf den Netto-Cashflow anders. Hier wurde die Systemgröße maximiert, bis eine weitere Expansion finanziell nicht mehr tragbar wäre. Bei größeren Gewichtungen der Autarkie hingegen wurden das System technisch unabhängig ausgelegt indem die Produktion reduziert und die Speichergröße erhöht wurde.

Einfluss der Einzelkosten auf die Gesamtkosten

Wie bereits erwähnt, waren die Kosten einer der wichtigsten Indikatoren bei der durchgeführten Auslegungsoptimierung. Diese setzen sich für jede Komponente des Energiesystems aus vielen Einzelkosten zusammen. Obwohl eine gründliche Literaturrecherche durchgeführt wurde, können sich Ungenauigkeiten ergeben. Die Literaturquellen unterscheiden sich je nach ihren individuellen Annahmen voneinander und sind zudem sie nicht in der Lage, jeden zukünftigen Trend vorherzusehen. Daher wurden in einem dritten Teil der Sensitivitätsstudie der Einfluss der Kostenfaktoren und somit veränderter finanzieller Bedingungen ermittelt. Dazu wurden die Kostenfaktoren innerhalb definierter Bereiche variiert (Monte Carlo Analyse, AP 6.12, D 6.1). Zudem wurden die Basiswerte um +/- 20% variiert (Stressszenarien gemäß AP 6.11) um den individuellen Einfluss jedes Parameters zu testen.

Für den ersten Use Case zeigte die Monte Carlo Analyse, dass die Gesamtkosten wie zu erwarten stark auf die Kosten des Elektrolyseurs, insbesondere die Investitionskosten, reagieren. Auf Seiten der Betriebskosten besteht eine starke Abhängigkeit von den PPA-Kosten, insbesondere für Windenergie. Ein ähnliches Bild zeigt sich für die Analyse der Einzelparameter. Eine Änderung von +/- 20% bei den Investitionskosten oder den PPA-Kosten kann sich jeweils mit ca. +/- 1€ auf die Wasserstoffgestehungskosten auswirken. Beim zweiten Use Case mit festem Wasserstoffbedarf und weiteren Verbrauchern im Netz zeigte sich insbesondere die Bedeutung der Energiepreisgestaltung (z.B. PPA-Preise) für die Gesamtkosten. Für die Wasserstoffgestehungskosten waren jedoch auch die Investitionskosten für Elektrolyseur und Wasserstoffspeicher relevant. Die wirtschaftliche Ausrichtung des dritten Use Cases zeigte die großen Finanzierungsunsicherheiten mit großen Schwankungen beim Netto-Cashflow im Vergleich zu den Gesamtkosten und den Wasserstoffgestehungskosten. Insbesondere die Wasserstoff- und Energiepreise zeigen einen starken Einfluss aufgrund der Marktvolatilität.

Ergebnisse der Feldtestumgebung BBZ

Beschreibung Feldtestumgebung BBZ

Am BBZ Heide wurde durch Zusammenarbeit zwischen dem Kreis Dithmarschen und der Entwicklungsagentur Region Heide die Demonstrationsanlage HyStorE100 aufgebaut. Sie besteht

aus einem HydroCab von H2CoreSystems, das sich wiederum aus den folgenden Komponenten zusammensetzt: dem Wassertankmodul Enapter WTM 2.1, dem Elektrolyseur Enapter EL 2.1 mit einer Leistung von 2,4kW, dem Trockner Enapter Dry 2.1, der PEM- Brennstoffzelle Lift 1T/1U mit 1,0 kW Nennleistung und einer Lithium-Eisenphosphat-Batterie Pylontech US5000 mit 4,8kWh Kapazität. Daneben gibt es ein System zur Wasseraufbereitung, einen Wasserstoffspeicher in Form von 13 x 50-Liter-Flaschen die mit maximal 35 bar gefüllt werden können sowie einen Wechselrichter. Diese Komponenten wurden an das bestehende Energiesystem angeschlossen. Damit kann überschüssiger Strom der 128kWp PV-Dachanlage zur Produktion von Wasserstoff genutzt werden.

Ergebnisse der Betriebsoptimierung

Auf Grundlage von realen Lastprofilen des BBZ und simulierten Erzeugungszeitreihen basierend auf Wetterbeobachtungen und pvlib wurde eine Betriebsoptimierung für das komplette Jahr 2023 durchgeführt. Ziel dabei war die Maximierung des Eigenverbrauchs und somit der Reduktion von Netzbezug. Dabei zeigten sich vor allem zwischen April und Oktober Stromüberschüsse und analog ein Betrieb des Elektrolyseurs und der Brennstoffzelle hauptsächlich in diesen Monaten. In den Wintermonaten hingegen war zusätzlich zur Erzeugung der PV-Anlage Netzstrom nötig um die Strombedarfe zu decken. Beim Betrieb der Brennstoffzelle war zudem auffällig, dass aufgrund der begrenzten Speicherkapazität vor allem kurze Laufzeiten von durchschnittlich 1,5 Stunden am Stück simuliert wurden. Somit konnte das Elektrolysesystem dazu beitragen überschüssigen Strom zu nutzen und Netzbezug zu reduzieren, agierte aber ähnlich einer Batterie eher als Kurzfristspeicher. Es ergab sich ein Eigenverbrauch von ca. 52% und ein Autarkiegrad von ca. 31%.

Ergebnisse der Auslegungsoptimierung

Für die Auslegungsoptimierung wurde im ersten Schritt eine Erweiterung der PV-Anlage auf bis zu 303 kWp untersucht. Dies wäre mit den in AP 3.3 untersuchten Standortparametern durch eine Überdachung der Parkflächen mit PV-System möglich. Zudem wurden Auslegungen mit einem separaten Batteriespeicher von bis zu 600 kWh, mit bis zu zwei weiteren HydroCabs, d.h. weiteren Elektrolyse- und Brennstoffzellenmodulen, und mit größerem Wasserstoffspeicher untersucht. Die zusätzliche Integration eines Kompressors erwies sich nicht als zielführend. Insgesamt zeigte sich, dass eine Erweiterung der PV-Anlage grundsätzlich dazu beiträgt Netzstrombezug zu reduzieren. Wirtschaftlich gesehen sollte jedoch auch eine ausreichend dimensionierte Batterie integriert werden. Bis zu einem Autarkiegrad von ca. 60% wären Einsparungen bei den Betriebskosten möglich. Eine Erweiterung des Elektrolysesystems würde sich nur für die Erreichung von sehr hohen Autarkiegraden bewähren. Wie auch für die Use Cases der Feldtestumgebung Heide wurde eine Pareto-optimale Auslegung gewählt. Hierzu wurden Investitions- und Betriebskosten mit jeweils 20% gewichtet und die Autarkie mit 60%. Damit lieferte die Modellierung ein Energiesystem mit einer maximalen Erweiterung der PV-Anlage auf 303kWp und einer ergänzenden 473kWh Batterie. Damit könnte ein Autarkiegrad von ca. 61% erreicht werden.

Im zweiten Schritt wurde untersucht, inwieweit sich die Ergebnisse ohne Flächenrestriktionen ändern. Auch dabei zeigten sich der Ausbau der PV-Anlage und die Integration einer Batterie als entscheidende Faktoren. Damit und einer maßvollen Ergänzung von weiteren Elektrolyse-

und Brennstoffmodulen ließen sich Autarkiegrade von knapp 80% erreichen. Bei einem ausschließlichen Fokus auf Autarkie ließe sich innerhalb der gewählten Grenzen ein Autarkiegrad von 85% erreichen. Weitere Details lassen sich dem ausführlichen Bericht zur Feldtestumgebung entnehmen.

Operationelle Anwendung

Anhand der Feldtestumgebung am BBZ Heide konnte demonstriert werden, dass die im Projekt entwickelten Methoden nicht nur zur langfristigen Analyse im Sinne der Betriebs- und Auslegungsoptimierung funktionieren, sondern dass damit auch eine operationelle Anwendung möglich ist. Dazu wurden die aktuellen Anlagen- und Verbrauchsdaten des BBZ sowie Wettervorhersagen an den EDDIE übertragen. Darauf basierend wurden Last- und Erzeugungsprognosen erstellt. Diese wiederum flossen in die Betriebsoptimierung ein, die in Form eines Fahrplans für die kommenden Tage an den EDDIE zurückgespielt wurde. Damit konnten Elektrolyseur und Brennstoffzelle gesteuert werden. Diese operationelle Anwendung demonstrierte also auch das Zusammenspiel der verschiedenen Modelle und somit die Gesamtorchestrierung des Systems.

Ergebnisse Übertragbarkeitsstudien

Übertragbarkeit auf andere Quartiere

Durch die Anwendung der Methoden und Prozessketten auf die unterschiedlichen Use Cases der Feldtestregion Heide wurde gezeigt, das Gesamtkonzept technisch auch unterschiedliche Quartiere übertragen werden kann (AP 7.4.1). Im Rahmen der Umsetzung der Feldtestumgebung am BBZ zeigten sich jedoch verschiedene Herausforderung, die bei der Integration von Wasserstoffsystemen zu berücksichtigen sind. In der Praxis gehen diese über die modellbasierte Umsetzung hinaus. So kann sich die Umsetzung durch Genehmigungen und Prüfungen deutlich verzögern. Dazu gehören z.B. Gefährdungsbeurteilung, Einspeisegenehmigungen (z.B. für die Brennstoffzelle) und TÜV-Abnahme. Die Anforderungen unterliegen dabei teilweise unterschiedlichen Rechtsbereichen, was die Dokumentation und Erfüllung erschweren. Sofern die Wasserstoffkomponenten nicht von vornherein im Energiesystem mitgeplant sind, können sich zudem technische Inkompatibilitäten zwischen den Geräten ergeben. Auch die eigentliche Orchestrierung zeigte, dass viele verschiedene gegebene Schnittstellen und Protokolle berücksichtigt und verknüpft werden mussten, um die Kommunikation zwischen den Technologien möglich zu machen. Diese Arbeiten können nicht eins zu eins auf andere Energiesysteme übertragen werden und müssen jeweils von Grund auf mit eingeplant werden, solange noch keine einheitlichen Standards definiert sind. Standards sollten auch für Wartungskonzepte etabliert werden. Insgesamt zeigte sich, dass verschiedene technische Fachrichtungen gebraucht werden, was häufig durch die Expertise der beteiligten Akteure nicht gegeben ist. Zudem zeigte sich, dass eine Einbindung des Wärmesektors zwar modelltechnisch möglich ist, in der Umsetzung im Sinne von Steuerbefehlen jedoch schwierig in bestehende Systeme zu integrieren ist.

Übertragbarkeit im industriellen Kontext

Im Rahmen des Projektes war es auch vorgesehen zu überprüfen, inwieweit die entwickelten Methoden außerhalb der Quartiersebene Anwendung finden können. Zur Analyse in der Größenordnung von industriellen Liegenschaften wurde der DLR Standort Lampoldshausen gewählt (AP 7.4.2, D 7.2). Die Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten, die dort stattfinden, erfor-

dern eine regelmäßige Versorgung mit Wasserstoff, die derzeit durch Elektrolyse vor Ort sichergestellt wird. Der Prozess stellt nicht nur Wasserstoff in der erforderlichen Reinheit zur Verfügung, sondern setzt auch Wärme frei, die derzeit nicht genutzt wird. Diese könnte die bestehende Wärmeversorgung mit BHKWs, Notkessel und Wasserspeicher ergänzen. Im Rahmen des Projektes wurde eine Studie durchgeführt, um die wirtschaftlichen Vorteile der Abwärmenutzung zur Deckung des lokalen Wärmebedarfs zu quantifizieren. Es zeigte sich, dass durch die Nutzung der Abwärme des Elektrolyseurs deutliche Einsparungen erreicht werden könnten. Die positiven wirtschaftlichen Auswirkungen korrelieren mit dem H₂-Produktionsniveau und ergeben sich aus einer geringeren Nutzung der BHKWs und des Notkessels sowie einem rentableren Betrieb der ersteren. Mit unterschiedlichen Wasserstoffproduktionsszenarien konnte ein reduzierter Erdgasverbrauch und somit geringere Brennstoffbeschaffungskosten gezeigt werden.

Deutschlandweite Anwendung

Eine weitere Übertragbarkeitsstudie befasste sich mit der Bewertung, wie das Stromnetz auf die Kopplung mit den im Projekt vorgeschlagenen Energiesystemen mit Elektrolyseur reagiert (AP 7.4.3, D 7.2). Dazu wurde ein hochauflösendes Netzmodell verwendet und für die Fragestellung angepasst. Zudem wurden Metriken entwickelt, um die Auswirkungen auf das Stromnetz zu beurteilen. Die ersten Ergebnisse zeigten eine vernachlässigbare Auswirkung auf das Netz aufgrund der geringen Kapazität des untersuchten Wasserstoffsystems im Verhältnis zu den Größenordnungen auf der Übertragungsebene. Daher wurden ergänzend mehrere machbare Kombinationen aus Größe und Standort bezogen auf den Elektrolysebedarf und die erneuerbare Erzeugung analysiert. Dabei hat sich gezeigt, dass Wasserstoffsysteme mit einer Kapazität von 0,1 bis 2 GW in Dithmarschen machbar sind, wobei die Beschränkungen des Energietransports berücksichtigt wurden. In diesem Sinne erwiesen sich die entwickelten Metriken zur Auslastung der Leitungen, der Grenzpreise am Standort und die Einschränkung der erneuerbaren Energien als hilfreiche Indikatoren, um zu beurteilen, ob und wie sich das Wasserstoffsystem auf das Stromnetz auswirkt. Bei einigen Kombinationen wiesen die Metriken auf eine verbesserte Netzleistung hin. Dies war insbesondere der Fall, wenn der Bedarf unter 1 GW ist und Erzeugung und Nachfrage räumlich nahe beieinander liegen, vorzugsweise am selben Knotenpunkt. Die entwickelte Methodik ist auf andere Netztopologien, Regionen und Szenarien mit Wasserstoffbedarf als Lastmerkmal übertragbar.

2. Darstellung der wichtigsten Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Die wichtigsten Positionen des zahlenmäßigen Nachweises sind die Personal- und Reisekosten (Statuskonferenzen und Workshops). Die verbliebenen Arbeiten eines vorzeitig ausgeschiedenen Projektpartners wurden in einem Unterauftrag vergeben. Größere Investitionen wurden im Projekt seitens DLR nicht getätigt.

3. Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Projektarbeiten

Das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. verfolgte als gemeinnütziger Verein keine wirtschaftlichen Interessen mit den geleisteten Projektarbeiten. Die Arbeiten konnten aufgrund der finanziellen Struktur nicht aus Eigenmitteln gedeckt werden. Eine vollständige Förderung war nötig, da die Arbeiten nicht durch die programmorientierte Förderung finanziert werden konnten.

Durch die Anpassungen der Feldtestumgebung wurden alle geplanten Arbeitspakete durchgeführt. Die geleisteten Arbeiten waren notwendig, um die technisch-wissenschaftlichen Ziele der Verbundvorhabens zu realisieren und die interdisziplinäre Zusammenarbeit zu gewährleisten. Für den Projekterfolg war der Austausch im Projektkonsortium wichtig, um die Erfahrungen der beteiligten Branchen zusammenzubringen und mit Hilfe der Kompetenzen einen orchestrierten Betrieb von Energiesystemen mit Elektrolyseuren zu erreichen. Ohne diesen Austausch wäre eine Ausarbeitung der Feldtestumgebungen und Use Cases nicht im erreichten Detailgrad möglich gewesen. Dazu waren die Arbeiten zu Leitindikatoren und Datenaufbereitung inklusive Recherchen zu Technologien und Kosten notwendig. Die vom DLR entwickelten Methoden stellen eine grundlegende Basis zur Modellierung und Optimierung der Energiesysteme dar.

4. Voraussichtlicher Nutzen, insbesondere Verwertbarkeit des Ergebnisses – auch konkrete Planungen für die nähere Zukunft - im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans

Im Sinne der wissenschaftlichen Verwertbarkeit wurden die Arbeiten und Ergebnisse bei Konferenzen und Webinaren im Rahmen von H2Giga vorgestellt. Sowohl für die Ergebnisse der Energiesystemmodellierung als auch für die Übertragbarkeitsstudie im deutschlandweiten Kontext sind Veröffentlichungen in Fachzeitschriften geplant. Eine Veröffentlichung des Lastprognosealgorithmus als Softwarepublikation wird zurzeit lizenzrechtlich geprüft. Die Weiterentwicklungen von MTRESS sind in die aktuelle Open-Source-Version auf GitHub und PyPI eingeflossen.

Durch das Projekt konnte das DLR die wissenschaftliche-fachliche Kompetenz im Bereich Optimierung von sektorgekoppelten Energiesystemen ausbauen. Insbesondere die entwickelten Workflows aus Datenaufbereitung inklusive Wetterdaten, Erzeugungs- und Lastprognosen gefolgt von Auslegungsoptimierung mit multikriteriellen Entscheidungsfindung, Betriebsoptimierung und Sensitivitätsanalyse bietet sehr gute Adaptionsmöglichkeiten. Bereits jetzt dienen die Methoden als Vorlage für andere Projektarbeiten und können auch in zukünftigen Anwendungen verwertet werden. Durch SYSTOGEN100 und H2Giga konnten Kontakte zu Forschung und Wirtschaftsunternehmen gestärkt werden. Diese können für Folgeprojekte genutzt werden, wofür es bereits konkrete Planungen gibt.

5. Während der Durchführung des Vorhabens bekannt gewordener Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Während der Projektlaufzeit ist das Thema Energiesystemmodellierung auch unter Einbeziehung von regulatorischen und netzdienlichen Aspekten stärker in den Vordergrund gerückt. Dabei werden einzelne Teilaspekte der in SYSTOGEN100 abgebildeten Orchestrierung auch durch andere Produkte abgedeckt. So gibt es z.B. Systemoptimierer, vermarktungsorientierte Aggregatoren (z.B. virtuelle Kraftwerke) oder auch Plattformanbieter. Die komplette Bandbreite wird jedoch von wenigen bereitgestellt und ist meist firmenspezifisch und nicht universal einsetzbar. Des Weiteren zeigte sich durch H2Giga ein Fortschritt im Bereich Wassertechnologien. Jedoch fehlt es weiterhin an in der Realität umgesetzten Pilotanlagen, an denen die digitalen Lösungen weiter validiert werden könnten.

6. Liste der erfolgten oder geplanten Veröffentlichungen des Ergebnisses nach Nr. 5 der NKBF/NABF

Datum	Art der Veröffentlichung	Titel, Quelle/Zitat (Journal, Konferenz)	Autoren	Link
26.11.2021	Vortrag	„QT 5.2 SYSTOGEN100: Vollständige Orchestrierung der Systemkomponenten für eine effiziente grüne Wasserstoff-Infrastruktur“ (H2Giga KickOff)	Projektkonsortium	www.h2giga.de
2021	Website	Forschungsprojekt SYSTOGEN100 (DLR-Website)	DLR Institut für Vernetzte Energiesysteme	www.dlr.de
18.09.2024	Vortrag	“Efficient operation of integrated hydrogen-based energy systems using MTRESS” (H2Giga Statuskonferenz)	Ajay Upadhaya, Rabea Weil	www.h2giga.de
20.-22.11.2024	Poster	„Model Template for Renewable Energy Supply Systems (MTRESS)” (oemof user meeting)	Patrik Schönfeldt, Diana Maldonado, Ajay Upadhaya, Julius Ellermann, Sunke Schlüters	elib.dlr.de
19.06.2025	Webnews	„Wie Wasserstoff zum systemrelevanten Faktor wird“ (DLR-Website)	Heinke Meinen	www.dlr.de
02.-03.07.2025	Stand/Video	“SYSTOGEN100 Optimization Dashboard” (H2Giga Abschlusskonferenz)	Ajay Upadhaya, Rabea Weil	
30.09.2025	Vortrag	„Optimization of integrated hydrogen-based energy systems“ (DECHEMA Webinar “Von Modellen in die Anwendung Ergebnisse aus den Wasserstoffleitprojekten - Part 1“)	Ajay Upadhaya, Rabea Weil	elib.dlr.de