

Abschlussbericht BWPLUS

Modellierung und Entwicklung eines Wasserstoff-Hubs Rheinhäfen Karlsruhe für vernetzte und beschleunigte Investitionen in die H₂-Wirtschaft „H₂iPort KA Mod“

von

Dr. Peter Berlet¹, Stefan Bürger², Prof. Dr. Marco Braun³, Daniel Bull³,
Prof. Dr. Karsten Pinkwart², Jens-Jochen Roth⁴, Melanie Ruschke³, Markus Wexel⁵

¹IAVF Antriebstechnik GmbH, ²Fraunhofer Institut für Chemische Technologie,
³Hochschule Karlsruhe, ⁴KVVH GmbH - Geschäftsbereich Rheinhäfen,
⁵TechnologieRegion Karlsruhe

Förderkennzeichen: BWKWHF23101-23105

Laufzeit: 01.01.2023 – 31.07.2024

Finanziert aus Landesmitteln, die der Landtag Baden-Württemberg beschlossen hat.

September 2024



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

Kurzfassung

Die Auswirkungen des Klimawandels zeigen, dass der Einsatz fossiler Energieträger in den kommenden Jahren umfassend reduziert werden muss. Investitionen in Wasserstofftechnologien sind ein Schlüssel, um die Energiewende dort voranzutreiben, wo sich Prozesse nur schwer oder gar nicht elektrifizieren lassen. Grüner Wasserstoff ist grundsätzlich in allen Sektoren einsetzbar – in der Mobilität, im Energie- und Wärmesektor sowie in Industrie, Gewerbe und Landwirtschaft.

Die Region Karlsruhe soll ab 2030 an das deutsche H₂-Kernnetz angebunden werden. Da die vermehrt aufkommende Nachfrage bereits früher eine H₂-Infrastruktur erfordert und aufgrund der idealen Kombination der Verkehrsträger Straße, Schiene und Wasserstraße in den Rheinhäfen Karlsruhe ist ein H₂-Hub hier sehr gut platziert. Die wirtschaftlichen Risiken der notwendigen Investitionen hängen in starkem Maße von Auswahl, Dimensionierung und optimaler Sektorkopplung dieser Investitionen ab. Um dafür eine umfassende Modellierung zu erstellen, hat ein industriegeführtes Konsortium das Projekt „H₂iPort KA Mod“ initiiert. Die relevanten Komponenten für das Referenzszenario sowie zahlreiche weitere untersuchte Infrastruktur-, Bedarfs- und Preisszenarien wurden zwischen den insgesamt 13 Projektpartnern aus Industrie, Forschung und kommunalen Versorgungsunternehmen abgestimmt. Für eine aussagekräftige Datenbasis wurden technische sowie Kostendaten einschließlich der Prognosen bis 2045 nach Maßgabe der beteiligten Unternehmen im Modell hinterlegt.

Lokale Photovoltaik- und Windkraftanlagen zur Stromversorgung des H₂-Hubs lassen sich in Karlsruhe nicht in dem notwendigen Umfang realisieren, wie sich im Laufe des Projekts herausgestellt hat. Im Ergebnis wurde ein Referenzszenario erstellt, welches nur PPAs (Power Purchase Agreements) betrachtet. Das Referenzszenario umfasst unter anderem auch den Pipeline-Anschluss Karlsruhes an das deutsche H₂-Kernnetz im Jahr 2030. Zur Deckung des H₂-Bedarfs wird bereits 2027, im ersten Stützjahr der Modellierung ein Elektrolyseur benötigt. Für den Strom zu dessen Betrieb und den Betrieb der Umwandlungskomponenten stellt ein Mix aus Onshore-, Offshore- und PV-PPAs die optimale Lösung dar. Zudem wird Wasserstoff in Form von Druckwasserstoff und als Ammoniak in Speichern vorgehalten, um Angebot und saisonale oder prozessbedingte Bedarfsspitzen auszugleichen. Das Haber-Bosch-Verfahren und das Ammoniak-Cracking erweisen sich bereits im kleinen Maßstab als rentabel, um Wasserstoff auch über längere Zeiträume speichern zu können. Weitere Komponenten wie z.B. Batteriespeicher, Wärmepumpen oder Wärmespeicher sind unter den gegebenen Rahmenbedingungen nicht rentabel. Ein H₂-Pipeline-Anschluss der Rheinhäfen nach 2030 als ein mögliches Szenario erfordert eine Erweiterung der H₂-Infrastruktur. Infolgedessen erhöht sich die notwendige Leistung der Elektrolyseure und eine Anlandung von Ammoniak wird rentabel. Dies hat gleichfalls zur Folge, dass der Ammoniak-Cracker und der H₂-Speicher größer sein müssen. Eine Verzögerung der Inbetriebnahme der Pipeline um 5 Jahre hat außerdem zur Folge, dass sich die H₂-Kosten über alle Jahre von 2027- 2045 um ca. 5 % erhöhen.

Parallel zur Modellierung wurde z.B. über Beiträge in der Tagespresse, mit Projektvorstellungen auf öffentlichen Veranstaltungen der IHK Karlsruhe sowie auf Messen und Tagungen ein aktiver Dialog mit regionalen und überregionalen Interessenten geführt, um die Transparenz und die gesellschaftliche Akzeptanz des geplanten H₂-Hubs zu fördern. Eine Umfrage unter Industrieunternehmen ergab u.a., dass von fast allen ab 2025 eine Benachteiligung nicht CO₂-freier Antriebssysteme durch Steuern, Abgaben oder Einsatzbeschränkungen erwartet wird. Immerhin würden zwei Drittel der

Befragten Mehrausgaben für grünen Wasserstoff gegenüber grauem Wasserstoff oder anderen nicht CO₂-neutralen Energieträgern akzeptieren, keiner jedoch mehr als 25 %.

Für den Aufbau einer H₂-Infrastruktur in den Rheinhäfen Karlsruhe existieren bereits vor dem H₂-Pipeline-Anschluss sehr gute technische und technologische Voraussetzungen. Die Herstellungskosten für grünen Wasserstoff werden maßgeblich durch den Preis für die elektrische Energie beeinflusst. U.a. deshalb sind die Erzeugungskosten für grünen Wasserstoff 2024 noch deutlich höher als die für grauen Wasserstoff. So sind hier tragfähige Geschäftsmodelle ohne zusätzliche Förderung auch in naher Zukunft schwer darstellbar. Andererseits wird Baden-Württemberg die existierende und stark zunehmende Versorgungslücke für klimaneutral erzeugten Wasserstoff schnell schließen können und einen Markt generieren, wenn es durch flankierende Maßnahmen gelingt, eine Parität der Erzeugungskosten für grünen und für grauen Wasserstoff zu erzielen.

Inhalt

Kurzfassung.....	ii
Inhalt.....	iv
Abbildungsverzeichnis.....	vi
Tabellenverzeichnis.....	vii
1 Einleitung.....	1
1.1 Ausgangslage.....	1
1.2 Lösungsansatz und Projektziele.....	2
2 Projektmanagement und Organisation.....	5
2.1 Steuerkreissitzungen und Projekttreffen im Konsortium.....	5
2.2 Gespräche mit weiteren Interessenten.....	6
3 Datenerfassung.....	8
3.1 Bedarfsumfrage über die Projektseite.....	8
3.2 Workshops mit allen Konsortialpartnern.....	10
3.3 Marktrecherche Technologien und Energieträger.....	10
3.4 Identifikation von Sektorkopplungsmöglichkeiten.....	13
3.5 Datenaufbereitung, -aggregation und -integration.....	14
4 Modellvorbereitung.....	15
4.1 Modellierung der technischen Anlagen und der Übertragungsstruktur.....	15
4.2 Beschreibung der Übertragungsinfrastruktur.....	16
4.3 Abbildung der Kostenstruktur.....	17
4.4 Abbildung der Emissionsstruktur.....	17
5 Struktur- und Designoptimierung.....	18
5.1 Beschreibung unterschiedlicher Szenarien.....	18
5.2 Identifikation der optimalen Systemkonfiguration (Referenzszenario).....	19
5.3 Referenzszenario mit verspäteter Pipeline ab 2035.....	21
6 Kommunikation und Dissemination.....	23
6.1 Recherche und Ansprache relevanter H ₂ -Akteure.....	23
6.2 Aufbau von Netzwerkangeboten.....	23
6.3 Vernetzung mit weiteren H ₂ -Initiativen.....	24
6.4 Einbindung in die Energiestrategie der TechnologieRegion Karlsruhe.....	24
6.5 Aufbereitung der Projektangebote.....	25
7 Öffentlichkeitsarbeit, Evaluation und Übertragung des Modells.....	27
7.1 Tagungsbeiträge sowie weitere Veröffentlichungen.....	27
7.2 Evaluation Modellergebnis, Übertragung des Modells und Ausblick.....	28

Inhalt

Literaturverzeichnis	29
Anhang	A

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1 Kommunikations- und Partizipationselemente im Projekt.....	3
Abbildung 2.1 Geförderte und assoziierte Partner	5
Abbildung 2.2 Erstes Projekttreffen im Rheinhafen Karlsruhe am 16.01.2023	5
Abbildung 2.3 Fünftes Projekttreffen an der Hochschule Karlsruhe am 10.06.2024...	6
Abbildung 2.4 Weitere Interessenten für Wasserstoff im Rheinhafen Karlsruhe	7
Abbildung 3.1 Bedarfsumfrage: Perspektiven für H ₂ ab 2025.....	9
Abbildung 3.2 Bedarfsumfrage: Akzeptanz von Mehrkosten für grünen Wasserstoff .	9
Abbildung 3.3 Basis der Untersuchung der Sektorenkopplung am Rheinhafen [1] ..	13
Abbildung 4.1 Superstruktur des Modells mit allen betrachteten Komponenten.....	16
Abbildung 5.1 PPA-Preisschwankungen eines Jahres. [2]	18
Abbildung 5.2 Sankey-Diagramm im Referenzszenario	19
Abbildung 5.3 Wasserstoffkosten - nicht abgezinst - über die Stützjahre	20
Abbildung 5.4 Optimale Systemkonfiguration für das Referenzszenario	21
Abbildung 5.5 Sankey-Diagramm im Referenzszenario, Pipeline 5 Jahre später.....	22
Abbildung 5.6 Leistung der Komponenten in unterschiedlichen Szenarien	22
Abbildung 6.1 Vorstellung des Rollups im Rahmen des vierten Projekttreffens	26

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1 Transport- und Speichertechnologien von Wasserstoffderivaten.....	11
Tabelle 3.2 Vor- und Nachteile der Wasserstoffderivate	12

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage

Im Hinblick auf den fortschreitenden Klimawandel sowie der Notwendigkeit zur starken Reduzierung der fossilen Energieträger Erdgas, Erdöl und Kohle ist der Wandel hin zu neuen Energieträgern unausweichlich. Grüner Wasserstoff ist hier der Hoffnungsträger. Er besitzt ein sehr hohes CO₂-Reduktionspotential und ermöglicht die Nutzung von zeitweise im Markt befindlicher Überproduktion aus erneuerbaren Energiequellen, was gleichzeitig zu einer Stabilisierung des Stromnetzes führt. H₂ bildet darüber hinaus für viele unterschiedliche Anwendungsbereiche der Mobilität, von stationären Anlagen, zur Grundstoffproduktion und für Herstellungsprozesse der Großindustrie (u.a. Chemie, Stahl, Papier, Zement) eine passende Alternative. Für den Energieträger H₂ wird derzeit auch verstärkt an der technisch-wirtschaftlichen Umsetzung neuer Lösungen für Speicherung und Transport gearbeitet. H₂ stellt eine der Möglichkeiten dar, temporär überschüssige Energie dezentral und lokal zu speichern.

Eine Umstellung des Energieträgers hin zu H₂ erfordert hohe Investitionen. Durch die ideale Vernetzung und Verzahnung der Verkehrsträger Straße, Schiene und Wasserstraße übernehmen die Rheinhäfen Karlsruhe in ihrer Funktion als logistische Drehscheibe eine zentrale Rolle für den Umschlag, die Lagerung und Behandlung von Gütern für Karlsruhe und die Region. Darüber hinaus sind die Rheinhäfen Karlsruhe ein wichtiger Umschlagplatz für Raffinerieprodukte und die Karlsruher Mineralölraffinerie einer der größten Raffineriestandorte Europas. Als solche bilden beide Karlsruher Unternehmen die Grundlage zur Transformation der Energieversorgung von fossilen auf erneuerbare Energieträger für Rohstoffe und Zwischenprodukte für die Weiterverarbeitung, zum Beispiel für die Umstellung von Antrieben mobiler und stationärer Anwendungen auf erneuerbare, nachhaltige Energieträger.

Die zur Begrenzung des Klimawandels eingeleitete Energiewende hat durch dramatische geopolitische Ereignisse innerhalb kürzester Zeit neue Dringlichkeiten und weitere Dimensionen der Notwendigkeit erfahren. Der rasche Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft ist eine der großen Herausforderungen der nächsten Jahre und betrifft Politik, Wissenschaft und Industrie. Die Industrie steht dabei vor größeren, risikobehafteten Investitionen, um die Umstrukturierung des Energiebezugs zu meistern. Bei den sektoriell sehr unterschiedlichen Entwicklungen hängen die Risiken und der anschließende wirtschaftliche Erfolg in starkem Maße von Auswahl, Dimensionierung und zielführender (Sektor-) Kopplung dieser Investitionen ab.

Lokalgeographisch und weit über Baden-Württemberg hinaus bietet Karlsruhe mit den Rheinhäfen hervorragende Voraussetzungen. Im nahen Umfeld befinden sich große, thematisch relevante Unternehmen. Es gibt Kraftwerke, städtische Versorgungsunternehmen und mittelständische Industrie. Das lokale Straßen- und Schienennetz ist an wichtige Ost-West und Nord-Süd Verkehrsströme angebunden. Hafenbecken 5 ist bereits als Gefahrgutbecken ausgewiesen. Darüber hinaus bietet die Region Karlsruhe mit ihrer Hochschul- und Forschungslandschaft sehr gute Ausbildungsmöglichkeiten für Fachkräfte. Für die vermehrt aufkommenden H₂-Bedarfe fehlen jedoch konkrete, integrierende Planungen für eine dringend aufzubauende H₂-Importinfrastruktur südlich von Mannheim/Ludwigshafen, die das südwestliche Baden-Württemberg mit angrenzender Pfalz, dem Elsass sowie die Anbindung an die Region Basel in der Schweiz gewährleistet. Die am Vorhaben direkt oder als assoziierte Mitglieder beteiligten Firmen bzw. Institutionen sind interessiert, ihre jeweilige, hohe Fachkompetenz einzubringen und umfangreich in eine solche Infrastruktur zu investieren.

1.2 Lösungsansatz und Projektziele

Um das Potential eines solchen Kollektivs zu nutzen und wirtschaftlich zu optimieren und um für verschiedene Beteiligte eine robuste Investitionsentscheidung vorzubereiten, hat sich das H2iPortKAMod-Konsortium dazu entschieden, ein umfassendes Modell des lokalen Systems zu erstellen. Alle relevanten Komponenten und Varianten wurden zwischen den Akteuren abgestimmt und als Datenquelle für das Modell definiert.

Das Modell bildet alle relevanten Energiewandlungs-, Speicher- und Verteilstrukturen ab und beschreibt das dynamische Systemverhalten in einem differentialgleichungsbasierten System. Durch die Parametrisierung lässt sich das Modell auf unterschiedliche potentielle H₂-Hub-Standorte anpassen. Im vorgestellten Projekt wurde das Modell anhand der standortspezifischen Gegebenheiten der Rheinhäfen Karlsruhe parametrisiert und die technischen und wirtschaftlichen Datengrundlagen der Partner eingesetzt, um die Modellierung realitätsnah auszugestalten. So wurde gewährleistet, dass eine solide Entscheidungsgrundlage für eine zukunftssichere und wirtschaftliche Ausgestaltung des H₂-Hubs Rheinhafen entsteht.

Dazu wurden alle beteiligten und assoziierten Partner mit ihren detaillierten Angaben einbezogen. Dies erfolgte in einem systematischen Ansatz, der auch zur Übertragung auf andere Standorte zur Verfügung steht.

Die Projektziele von „H₂iPortKAMod“ lassen sich wie folgt darstellen:

- Es soll ein umfassendes und auf die konkrete lokale Situation entwickeltes und angepasstes Modell für den Aufbau einer Infrastruktur zur Bedienung verschiedener Anwenderprofile (Mobilität, Industrie, Stromerzeugung) aufgebaut werden, um in Karlsruhe eine beispielhaft wirkende Keimzelle zu etablieren, die Baden-Württemberg einen Zugang zu wirtschaftlich wettbewerbsfähiger, erneuerbarer Energie ermöglicht. Die Modellierung und Auslegung einer solchen Infrastruktur auf Grundlage der geografischen Lage und der vorhandenen Anwenderprofile soll als Entscheidungsgrundlage für den Aufbau einer Erzeugungs-, Import-, Speicher- und Distributionsinfrastruktur für die Versorgung mit grünem H₂ sowie alternativ mit grünem Ammoniak als Zwischenprodukt für grünen H₂ am Standort Rheinhäfen Karlsruhe oder der Karlsruher Mineralö Raffinerie Oberrhein (MiRO) dienen.
- Das Modell soll offene Schnittstellen besitzen und somit Variationsoptionen zur systematischen Erweiterung und Einbeziehung weiterer Nutzer- und Infrastrukturakteure bieten. Dadurch wird das Modell sowohl flexibel die erwartbaren steigenden Bedarfe, aber auch die sich ändernden Angebotssituationen berücksichtigen, die sich in Folge der Umsetzung der ersten Investitionsschritte am Standort und dessen Umgebung dynamisch entwickeln werden. Das Modell und die Vorgehensweise sollen der Öffentlichkeit zur Übertragung der Erkenntnisse auf andere Standorte zur Verfügung gestellt werden und so die Entwicklung von weiteren H₂-Hubs fördern.
- Im Rahmen eines parallelen, aktiv geführten Dialogs mit den relevanten Stakeholdern aus allen Bereichen der Gesellschaft, soll die örtliche Einbettung in den Aufbau großtechnischer Wasserstoffinfrastrukturen gewährleistet werden. Dabei sollen insbesondere die technischen, ökonomischen und ökologischen Implikationen der grünen H₂-Wirtschaft in der Region und darüber hinaus berücksichtigt

werden. Der mittelfristige Bedarf an grünem H₂ soll mit der Identifikation weiterer aktueller und potenzieller Wasserstoffanwender konkreter gefasst werden.

Durch gezielte Vernetzungs- und Transferangebote zur Anwendung und im Umgang mit H₂ entlang der Wertschöpfungskette soll der Markthochlauf unterstützt und beschleunigt werden.

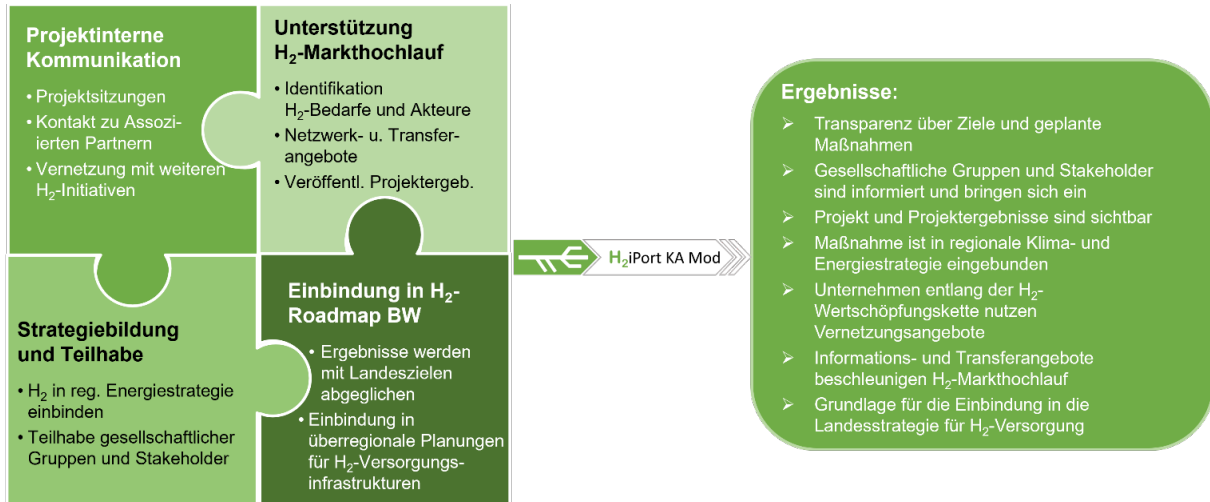


Abbildung 1.1 Kommunikations- und Partizipationselemente im Projekt

Ziel der Modellierung des H₂-Systems in den Rheinhäfen Karlsruhe war es, eine resiliente Struktur, Dimensionierung und Verschaltung der vorgesehenen Wasserstoffkomponenten unter komplexen Randbedingungen ermitteln zu können. Bei der Modellierung wurde auf die Expertise der Forschungsgruppe Energiesystemanalyse der Hochschule Karlsruhe zurückgegriffen, die bereits in vorangegangenen Projekten Strukturen von großen Energiesystemen in Industrieunternehmen für die kostengünstigste Dekarbonisierung gerade auch unter unsicheren Randbedingungen optimiert hat.

Für das Wasserstoffsystem in Karlsruhe wurden alle zu berücksichtigenden Komponenten mit den relevanten Varianten in einem mathematischen Modell gemeinsam abgebildet und die möglichen Interaktionen definiert, indem alle relevanten Energieströme zwischen den potenziellen Technologien, Speichern und Abnehmern explizit modelliert wurden. Dieses Maximalmodell bildet als sogenannte Superstruktur den denkbaren Lösungsraum ab. Die unterschiedlichen Anlandungsmöglichkeiten des grünen Wasserstoffs und von Ammoniak wurden inklusive ihrer notwendigen Strukturen abgebildet. Die erforderlichen Umwandlungstechnologien, um aus den importierten Gütern reinen H₂ zu erhalten, wurden entsprechend dem benötigten Einsatz integriert. Zusätzlich wurde die Installation von Elektrolyseurkapazität berücksichtigt, um eine resiliente und geopolitisch unabhängige Wasserstoffversorgung zu gewährleisten. Dafür wurden lokale Speichermöglichkeiten sowie Transportmöglichkeiten des Wasserstoffs (Pipeline, Schiff, LKW, ...) nebeneinander abgebildet.

Gleichzeitig wurden die Kosten (Investitions- und Betriebskosten) der jeweiligen Systeme sowie die Kosten der Importprodukte nach Maßgabe der Experten des Gremiums im Modell hinterlegt. Betriebskosten entstehen durch die Nutzung von Übertragungsinfrastruktur, den Bezug von Energie, die Bereitstellung von Leistung, die mehrfache Umwandlung von H₂ (Temperatur, Druck) sowie die Zahlung von Abgaben, Umlagen, Steuern und Gebühren. Investitionskosten und Wartungskosten entstehen durch die Errichtung von Komponenten. Hieraus ergeben sich die minimalen Preise, die beim Absatz des Wasserstoffs erreicht werden müssen. Einnahmen werden durch den

Verkauf von Energie in Form von Einspeisevergütungen generiert. Für die notwendige grüne Stromversorgung der Infrastruktur wurden auch der Strommarkt mit möglichen Power Purchase Agreements (PPAs) sowie die lokalen regenerativen Stromerzeugungskapazitäten miteinbezogen.

Mithilfe des entwickelten Modells konnte durch Einsatz von Methoden der mathematischen Optimierung eine Struktur und Dimension der Komponenten ermittelt werden, die hinsichtlich einer gewählten Zielfunktion optimal ist und gleichzeitig alle gegebenen Randbedingungen berücksichtigt. Dies stellt die kostenoptimale Lösung dar, es kann aber auch nach weiteren Kriterien optimiert werden, wie etwa einem maximalen Autarkiegrad oder einem minimalen CO₂-Fußabdruck. Durch eine Veränderung der Randbedingungen, in Form von Sensitivitätsanalysen, können mehrere Varianten betrachtet werden, um eine möglichst hohe Resilienz zu gewährleisten.


2 Projektmanagement und Organisation

Unter der Leitung des Konsortialführers IAVF Antriebstechnik GmbH wurden organisatorische und administrative Fragestellungen bearbeitet und die Projektpartner bei der Organisation von Veranstaltungen rund um das Projekt unterstützt. Es wurden sowohl kurzfristige Abstimmungen als auch Steuerkreissitzungen organisiert, Projekttreffen für alle Partner vorbereitet als auch zahlreiche Gespräche mit weiteren Interessenten außerhalb des Konsortiums geführt.

2.1 Steuerkreissitzungen und Projekttreffen im Konsortium

Im Rahmen des Projekts wurden insgesamt zwölf Steuerkreissitzungen des Kernteams und fünf Projekttreffen mit allen Partnern durchgeführt.

IAVF Antriebstechnik GmbH - Koordinator

-  Entwicklung von H2-Antrieben und H2-Energiewandlung

Projektpartner

- gefördert:     
- assoziiert:      


Abbildung 2.1 Geförderte und assoziierte Partner



Abbildung 2.2 Erstes Projekttreffen im Rheinhafen Karlsruhe am 16.01.2023

In den Steuerkreissitzungen wurden aktuelle Ergebnisse im Projekt vorgestellt, einzelne und gemeinsame Aktivitäten der Mitglieder des Kernteams abgestimmt und

Projekttreffen sowie öffentliche Auftritte und Kontakte mit Interessenten außerhalb des Konsortiums vorbereitet.

Die Projekttreffen, die in Präsenz an wechselnden Orten stattfanden, gaben allen geförderten und assoziierten Mitgliedern des Konsortiums die Möglichkeit, sowohl die Struktur der Modellierung als auch die Workshops zur Datenerfassung und in Frage kommende Szenarien untereinander sowie mit den Forschungspartnern Fraunhofer ICT und Hochschule Karlsruhe abzustimmen. Darüber hinaus wurden alle Projektpartner über die zwischenzeitlichen Aktivitäten des Kernteams sowie über neue Interessenten an einem Wasserstoffhub Rheinhäfen Karlsruhe informiert.

Nach dem Kick-off-Meeting am 16.01.2023, das im Hafenkantor der Rheinhäfen Karlsruhe stattfand, wurden von den Forschungspartnern Fraunhofer ICT und Hochschule Karlsruhe bereits am 19.06.2023 erste Ergebnisse vorgestellt. Da das Projekttreffen auf dem Fahrgastschiff MS Karlsruhe stattfand, konnten bei einer Rundfahrt auch die Einrichtungen der Rheinhäfen besichtigt werden. Das dritte Projekttreffen fand beim Projektpartner Fraunhofer Institut für Chemische Technologie in Pfinztal-Berghausen statt und bot die Möglichkeit, Technologien zur klimaneutralen Energieerzeugung, -wandlung und Speicherung vor Ort zu erleben.

Zum vierten Projekttreffen trafen sich die Projektpartner am 22.01.2024 wieder in den Rheinhäfen Karlsruhe. Im Anschluss an die Besprechung im Hafenkantor fand unter dem Motto „Wasserstoff vor Ort“ eine Führung durch das H₂-Technikum mit den H₂-Motoren- und Brennstoffzellenprüfständen der IAVF Antriebstechnik GmbH statt. Dabei wurden konkrete Anwendungsfälle in der Entwicklung von Wasserstoffantrieben vorgestellt und erläutert.



Abbildung 2.3 Fünftes Projekttreffen an der Hochschule Karlsruhe am 10.06.2024

Das fünfte Projekttreffen fand am Institut für Kälte-, Klima- und Umwelttechnik der Hochschule Karlsruhe statt. Nach der Diskussion der letzten Ergebnisse stellte die Forschungsgruppe Energiesystemanalyse ihr gesamtes Projektspektrum vor.

2.2 Gespräche mit weiteren Interessenten

Über den Unternehmens- & Investorenservice Baden-Württemberg International sowie einzelne Projektpartner konnten Kontakte zu Unternehmen aus Deutschland, Frankreich und der Schweiz hergestellt werden, die bereits in den Aufbau und Betrieb von

Elektrolyseuren zu Herstellung von grünem Wasserstoff sowie dessen Vertrieb investieren.

Aufgrund kontinuierlicher Veröffentlichungen in der Presse und Projektvorstellungen durch den Konsortialführer sowie die Projektpartner konnten darüber hinaus weitere Interessenten für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft gewonnen werden, die bereits heute mit Niederlassungen im Rheinhafen Karlsruhe vertreten sind. Dies waren insbesondere national und international operierende Recyclingunternehmen sowie ein Unternehmen für die Herstellung von Straßenbaustoffen, das den Wasserstoff als Energieträger zur Erzeugung von Prozesswärme benötigt. Die Recyclingunternehmen für Stahl- und Edelmetallschrott betreiben Radlader, die bisher mit Dieselkraftstoff betrieben werden und sich aufgrund der Last- und Mobilitätsanforderungen nicht oder nur schwer elektrifizieren lassen. Die Radlader sollen nach Möglichkeit auf den Betrieb mit Wasserstoff umgestellt werden.



Abbildung 2.4 Weitere Interessenten für Wasserstoff im Rheinhafen Karlsruhe

Ein europaweit tätiges Unternehmen der Containerlogistik mit Niederlassung im Rheinhafen Karlsruhe möchte grünen Wasserstoff zum Betrieb seiner Binnenschiffe und perspektivisch auch für Lkw nutzen. Darüber hinaus ist der Umschlag von Wasserstoff in sogenannten Multi Element Gas Containern (MEGC) für das Hinterland inklusive der Prüfung von Pooling-Möglichkeiten für Wechselbehälter in den Rheinhäfen Karlsruhe angedacht.

Einer der Schlüsselsektoren für die Einführung von grünem Wasserstoff ist der Mobilitätssektor. Zahlreiche Wasserstofffahrzeuge existieren als Prototypen und werden in den kommenden Jahren in die Serienproduktion überführt. Mehrere Speditionen und Busreiseunternehmen haben in Gesprächen Interesse an der langfristigen Umstellung ihrer Fahrzeuge auf grünen Wasserstoff aus der Region Karlsruhe bekundet.

Darüber hinaus wurde das Projekt dem Landkreis Karlsruhe vorgestellt, wo zwischenzeitlich bereits durch einen privaten Anbieter Müllentsorgungsfahrzeuge mit Wasserstoffantrieb eingesetzt werden und Interesse an der Nutzung von Fahrzeugen mit Wasserstoffantrieb im eigenen Fuhrpark besteht.

3 Datenerfassung

Dieses Arbeitspaket hat sich mit der Sammlung und Erhebung der Daten, die als Input und Rahmenbedingungen für die Modellerstellung benötigt werden, befasst. Um festzulegen, welcher Detaillierungsgrad die Modellierung haben soll und welche Varianten für die Untersuchungen relevant sind, wurden zahlreiche Workshops mit dem Steuerkreis und allen Mitgliedern des Konsortiums durchgeführt.

3.1 Bedarfsumfrage über die Projektseite

Um frühzeitig Hinweise zum künftigen H₂-Bedarf in der Region zu erhalten, wurde 2023 etwa zwei Wochen nach dem Projektstart eine Umfrage zum Wasserstoffbedarf designed. Dabei konnte auf den Erfahrungen einer Umfrage der TechnologieRegion Karlsruhe von 2021 aufgebaut werden. Während die Umfrage 2021 über die Industrie- und Handelskammern für die Pfalz und Karlsruhe eher allgemein bei den Unternehmen bekannt gemacht wurde, wurde nun auf die konkrete Adressierung relevanter Ansprechpartner bei den Unternehmen Wert gelegt. Dazu wurde der Adressatenkreis auf die von der Wasserstoff-Roadmap BW empfohlenen Fokusbranchen (Grundstoffchemie, Mineralölverarbeitung, Stahlerzeugung und Verarbeitung von Eisenmetallen, Zement, Kalk, Keramik und Ziegel, Glas, Zucker, Papier und Logistik) beschränkt. Weiterhin wurde spezifische Erhebungskriterien für den H₂-Bedarf eingeführt, die über die reine Mengenabfrage hinausgehen und die Berücksichtigung von Leistungswerten ermöglichen.

Zur Unterstützung des Aufbaus eines spezifischen Adressatenstamms wurden alle Wirtschaftsförderungen der Kommunen im deutschen Teil der TechnologieRegion Karlsruhe angeschrieben. Die örtliche Kenntnis und die bestehenden Netzwerke der lokalen Wirtschaftsfördereinrichtungen sollten bei der Identifizierung und Ansprache relevanter Unternehmen genutzt werden. Zum Teil wurden uns Unternehmen und Ansprechpartner genannt, die dann von der TRK angeschrieben wurden. Teilweise wurde die Umfrage von den Wirtschaftsförderungen direkt an in Frage kommende Unternehmen weitergeleitet.

Parallel fanden auch Gespräche mit den Geschäftsleitungen des Wirtschaftsverband Papier Baden-Württemberg e. V. sowie mit dem Verband Spedition und Logistik Baden-Württemberg e. V. statt, um diese für die Bewerbung der Umfrage bei Ihren Mitgliedsunternehmen zu gewinnen.

Darüber hinaus wurden größere Unternehmen der oben genannten Branchen im Raum der TRK recherchiert und Ansprechpartner identifiziert, so dass auch individuelle Ansprachen über die TRK möglich waren.

Ende April 2023 startete die landesweite Bedarfserhebung von e-mobil BW mit Unterstützung der IHKs. Daraufhin wurde unsere Befragung um den Hinweis auf die Landesumfrage ergänzt und diese auch aktiv mitbeworben.

Die meisten Rückmeldungen kamen zunächst aus Branchen, die nicht der H₂-affinen Kernzielgruppe entsprechen. Damit lässt sich auch der hohe Anteil von H₂-Nutzung für PKW im Fuhrpark erklären. Wenn Wasserstoff in ausreichender Menge und zu wettbewerbsfähigen Preisen verfügbar wäre, sind die in Abbildung 3.1 dargestellten Einsatzbereiche vorstellbar.

Datenerfassung

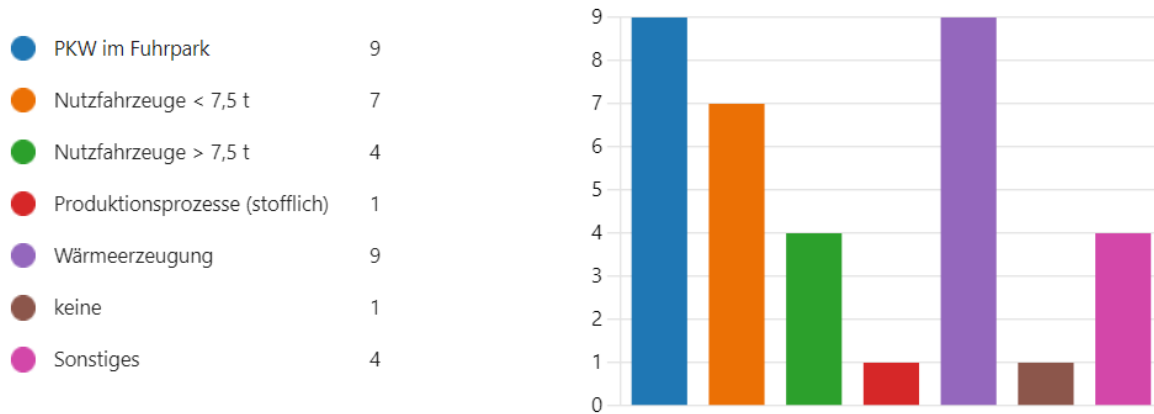
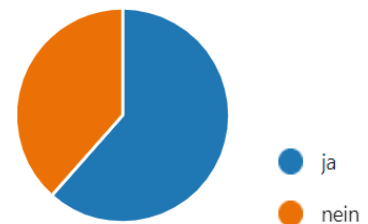


Abbildung 3.1 Bedarfsumfrage: Perspektiven für H₂ ab 2025

Fast alle Teilnehmer der Befragung gingen davon aus, dass nicht CO₂-freie Antriebssysteme durch Steuern, Abgaben oder Fahrbeschränkungen ab 2025 mindestens stark benachteiligt werden, Abbildung 3.2.



Würden Sie Mehrausgaben für grünen Wasserstoff akzeptieren?



Folgende Mehrkosten wären akzeptabel:

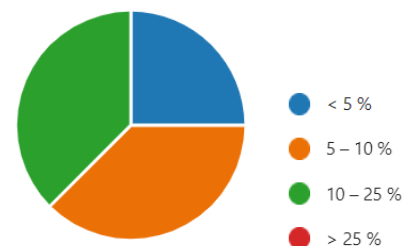


Abbildung 3.2 Bedarfsumfrage: Akzeptanz von Mehrkosten für grünen Wasserstoff

Immerhin würden zwei Drittel der Befragten Mehrausgaben für grünen Wasserstoff akzeptieren. Von diesen würden drei von vier Befragten Mehrkosten von mehr als 5 % akzeptieren. Jeder dritte könnte auch bis zu 25 % mehr Energiekosten tolerieren. Keiner der Befragten würde Mehrkosten von mehr als 25 % für grünen Wasserstoff akzeptieren.

3.2 Workshops mit allen Konsortialpartnern

Um die zu betrachtenden Infrastrukturkomponenten des Modells sowie die Rahmenparameter des gesamten Modells festzulegen, wurden eine Vielzahl an Sitzungen unterschiedlicher Gruppengröße und Zusammensetzungen mit den Projektpartnern durchgeführt. Die Auswahl der Infrastrukturkomponenten und die grundsätzlichen Funktionen des Modells wurden vor allem während der Projekttreffen sowie in den Sitzungen des Projektsteuerkreises festgelegt. Dabei wurden die Vorschläge und Kommentare der Projektpartner hinsichtlich des Bedarfs an verschiedenen Komponenten in das Modell integriert und iterativ erweitert und verfeinert. Insbesondere in den Projekttreffen nahmen alle Projektpartner an einer breiteren Diskussion über den Projektfortschritt und die Ergebnisse der Modellierung teil.

Nachdem die einzelnen Komponenten definiert wurden, war es notwendig ihre Daten und Parameter zu beschreiben. Dazu gehören u.a. Wirkungsgrad, Investitionskosten, Betriebs- und Wartungskosten, Lebensdauer. Um die Daten zu ermitteln, wurden Treffen mit einzelnen Projektpartnern organisiert, die Experten auf dem jeweiligen Gebiet sind. So wurde beispielsweise ein Treffen mit Siemens Energy durchgeführt, um die Parameter für die Elektrolyse zu ermitteln. Ebenso wurde ein Treffen mit der EnBW organisiert, um die Parameter für die Stromversorgung über PPAs zu ermitteln. Außerdem wurde eine gründliche Literaturrecherche durchgeführt, um praktikable und zuverlässige Parameterwerte zu erhalten.

Nachdem alle Parameter erfasst und in das Modell eingearbeitet waren, begann der Validierungsprozess. Eine Liste mit allen Modellparametern und -funktionen wurde an alle Projektpartner verschickt und es wurden individuelle Treffen organisiert, um die Daten und Parameterwerte zu validieren.





3.3 Marktrecherche Technologien und Energieträger

Eine der zentralen Herausforderungen für das zukünftige CO₂-neutrale Energiesystem besteht darin, einen stabilen Betrieb zu gewährleisten und gleichzeitig die Gesamtsystemkosten möglichst gering zu halten. In diesem Energiesystem wird Strom aus erneuerbaren Energien (EE) die wichtigste Primärenergiequelle sein. Da die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen wie Sonne und Wind stark von den wechselnden meteorologischen Bedingungen abhängig ist, wird die Strombereitstellung im Laufe der Zeit erheblich variieren. Dies führt dazu, dass es Zeiten geben wird, in denen ein Überangebot an Strom herrscht, was etwa die Hälfte der Zeit ausmachen kann. Diese Situation ist bereits in Regionen mit einem hohen Anteil an erneuerbarer Stromerzeugung zu beobachten. Andererseits wird es auch Zeiten geben, in denen die fluktuierenden erneuerbaren Quellen nicht genügend Strom erzeugen können. Ein extremes Beispiel dafür ist die sogenannte Dunkelflaute, ein längerer Zeitraum ohne nennenswerte Beiträge aus Solar- und Windenergie.

Um mit diesen Schwankungen umzugehen, ist es notwendig, Erzeugungskapazitäten in der Größenordnung der Spitzenlast vorzuhalten. Darüber hinaus erfordert das Energiesystem der Zukunft auch einen Langzeitspeicher, der in der Lage ist, den Überschussstrom in Zeiten des Überangebots aufzunehmen und den benötigten Strom in Zeiten ohne ausreichende Stromerzeugung bereitzustellen. Aufgrund der großen erforderlichen Speicherkapazität von deutlich über 100 TWh sind chemische Energiespeicher, die von Batteriekraftwerken unterstützt werden, die praktikabelste Lösung. Dabei können verschiedene Stoffe als Energieträger eingesetzt werden. Zu den am häufigsten in der Literatur genannten gehören Wasserstoff in flüssiger (LH₂) und gasförmiger (CH₂) Form, Ammoniak (NH₃), Methanol (CH₃OH) und Methan (CH₄). Die Herstellung dieser Stoffe erfolgt auf unterschiedliche Art und Weise. So wird grüner Wasserstoff aus der Elektrolyse gewonnen. Dabei wird Wasser mittels elektrischer

Energie in Sauerstoff und Wasserstoff aufgespalten. Ammoniak wird durch das Haber-Bosch-Verfahren hergestellt, bei dem Wasserstoff und Stickstoff bei hohem Druck und hoher Temperatur an einem Eisenkatalysator zur Reaktion gebracht wird. Methan und Methanol werden mittels des Fischer-Tropsch Prozesses synthetisiert. Dabei wird Wasserstoff mit Kohlenstoffmonoxid zur Reaktion gebracht. Damit diese Energieträger am Ende als regenerativ zählen, müssen sie mit Strom aus erneuerbaren Quellen hergestellt werden. Dabei wird neben der Speicherung und Lagerung auch der Transport des jeweiligen Stoffes mit betrachtet, da in absehbarer Zukunft nicht davon auszugehen ist, dass die, für die Bereitstellung der Reserven benötigte Energie, nicht allein in Deutschland/Europa zur Verfügung stehen wird. Bei den Transporttechnologien werden nur die zum jetzigen Zeitpunkt verfügbaren betrachtet, die bereits auf dem Markt etabliert sind.

Tabelle 3.1 Transport- und Speichertechnologien von Wasserstoffderivaten

Stoff	Aggregatzustand	Transporttechnologien				Speichertechnologien
						
CH ₂	gasförmig 300-700 bar	X	X	X	X	Druckspeicher Typ I-IV (Vollmetall – Kohlefaser)
LH ₂	flüssig	-	X	-	-	Doppelwandige Tieftemperaturspeicher
NH ₃	flüssig	X	X	X	-	Doppelwandige Tieftemperatur und Druckspeicher
CH ₃ OH	flüssig	X	X	X	-	Edelstahl- oder Polyethylen-Tanks
CH ₄	gasförmig/ flüssig	X	X	X	X	Druckspeicher Typ I-III (gasförmig) oder LNG-Tanks

Jeder dieser Stoffe bringt verschiedene Vor- und Nachteile beim Transport, der Speicherung und der anschließenden Rückverstromung mit sich. Diese werden in Tabelle 3.2 aufgezeigt.

Tabelle 3.2 Vor- und Nachteile der Wasserstoffderivate

Stoff	Vorteile	Nachteile
CH ₂ / LH ₂	<ul style="list-style-type: none"> • Effizientester Prozess, wenige Energieverluste bei Herstellung, Transport und Speicherung • Rückverstromung über Brennstoffzelle und Turbine möglich • Keine lokalen CO₂ Emissionen 	<ul style="list-style-type: none"> • Hoher Platzbedarf bei Speicherung/Transport, da niedrige volumetrische Energiedichte • Nutzung von CRM (critical raw materials) für die Elektrolyse
NH ₃	<ul style="list-style-type: none"> • Lange Lagerzeiten, hohe volumetrische Energiedichte • Bestehende Transportketten können genutzt werden • Hohe Expertise im Herstellungsprozess • Rückverstromung über Verbrennung möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • Energetische Wandlungsverluste von Haber-Bosch-Synthese • Sehr giftig und umweltschädlich • Produktionskapazitäten nicht ausreichend • Emissionen von Stickstoffdioxid (sehr giftig) beim Verbrennungsprozess, Abgasreinigung notwendig
CH ₃ OH	<ul style="list-style-type: none"> • Lange Lagerzeiten, hohe volumetrische Energiedichte • Bestehende Transportketten können genutzt werden • Hohe Expertise im Herstellungsprozess • Rückverstromung über Verbrennung möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • Energetische Wandlungsverluste von Fischer-Tropsch-Synthese • Sehr giftig und umweltschädlich • Produktionskapazitäten nicht ausreichend • Lokale Emission von Kohlenstoffdioxid, CO₂-Abtrennung notwendig
CH ₄	<ul style="list-style-type: none"> • Lange Lagerzeiten, hohe volumetrische Energiedichte • Bestehende Transportketten, die in hoher Quantität zur Verfügung stehen, können genutzt werden • Hohe Expertise im Herstellungsprozess • Rückverstromung über Verbrennung oder Hochtemperaturbrennstoffzelle möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • Energetische Wandlungsverluste von Fischer-Tropsch-Synthese • Klimawirksamkeit • Produktionskapazitäten nicht ausreichend • Lokale Emission von Kohlenstoffdioxid, CO₂-Abtrennung notwendig

Weiterhin wird eine energetische Nutzung dieser Derivate immer in Konkurrenz zur stofflichen Verwertung stehen. Dadurch entsteht das Risiko eines hohen Preises, allerdings auch die Möglichkeit, dass aufgrund der hohen Nachfrage die Skalierung der Prozesse schnell aufgenommen wird.

3.4 Identifikation von Sektorkopplungsmöglichkeiten

Wasserstoffderivate, die aus erneuerbarem Strom erzeugt werden, spielen eine entscheidende Rolle bei der Verknüpfung verschiedener Sektoren. In Abbildung 3.3 werden die allgemeinen Überlegungen, die für den Ansatz des Modells in Frage kommen zusammengefasst.

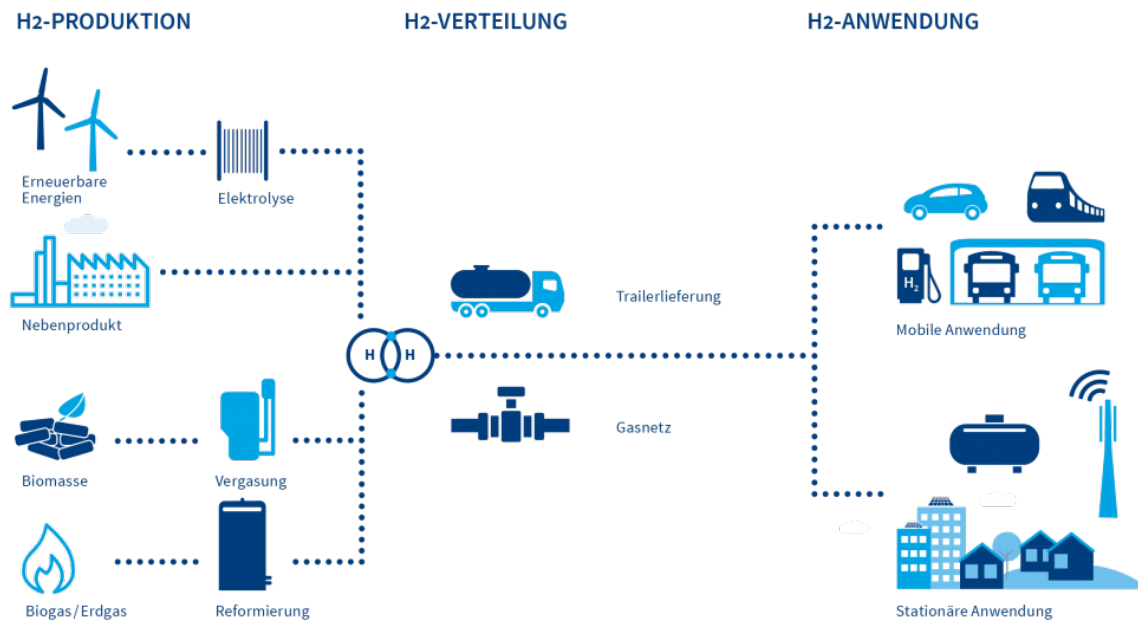


Abbildung 3.3 Basis der Untersuchung der Sektorenkopplung am Rheinhafen [1]

Diese Überlegungen dienen als Ausgangsbasis für die spezifische Integration der Sektorenkopplung in die Modellierung. Die Wasserstoffderivate bilden eine wichtige Energiequelle, um die Energiewirtschaft mit Verbrauchssektoren zu verbinden und das Ziel der CO₂-Neutralität zu erreichen.

Grüner Wasserstoff kann in folgenden Branchen und Prozesse genutzt werden:

- als Eingangsstoff in der Chemieindustrie und zur Produktion von synthetischen Kohlenwasserstoffen
- als Kraftstoff im Verkehrssektor, vor allem für den Schwerlast-, Schiffs- oder Zugverkehr
- als Brennstoff im Wärmesektor
- im Stromsektor für den zeitlichen und räumlichen Ausgleich der erneuerbaren Stromerzeugung.
- Defossilisierung nicht elektrifizierbarer Industrieprozesse (z. B. Stahl- und Glasindustrie)
- Nutzung der Prozessabwärme im Fernwärmenetz

Allein die bisher absehbaren Substitutionen von fossilen Kraftstoffen durch Wasserstoff und seine Derivate in der Energiewirtschaft zeigen seine wichtige Rolle für das zukünftige Energiesystem. Die Integration von Wasserstoffderivaten in das Energiesystem erfordert Effizienzsteigerungen auf technologischer und systemischer Ebene. Es wird erwartet, dass klassische Sektorengrenzen an Bedeutung verlieren und neue Schnittstellen entstehen.

Bei der klimaneutralen und gesellschaftlich tragfähigen Ausgestaltung des zukünftigen Energiesystems sind verschiedene Restriktionen zu beachten: Im Rheinhafen und den umgebenden Gebieten der Stadt Karlsruhe stehen kaum Freiflächen zur Verfügung, mit denen die notwendige regenerative Energie bereitgestellt werden kann. Deswegen muss der Bezug von elektrischer Energie über Stromtrassen aus dem Norden Deutschlands realisiert werden. Dazu stehen sogenannte PPAs zur Verfügung (Power Purchase Agreements). Bisher verfügt der Rheinhafen über eine begrenzte elektrische Anschlussleistung von ca. 20 MW. Hier existieren bereits Speicher für flüssige Kraftstoffe sowie eine geeignete Infrastruktur zum Umgang mit Gefahrstoffen. Bei einer Versorgung mit Wasserstoffderivaten via Schiff müssen die veränderlichen Kapazitäten bei Hoch- und Niedrigwasser des Rheins beachtet werden.

Bis zum Anschluss von Karlsruhe an das deutsche Wasserstoff-Kernnetz können jedoch alternative Erzeugungs- und Importkapazitäten für Wasserstoff und Wasserstoffderivate für unterschiedliche Sektoren aufgebaut werden, um den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in der Region Karlsruhe zu beschleunigen.

3.5 Datenaufbereitung, -aggregation und -integration

Durch das Team der Hochschule Karlsruhe wurden Informationen über die zukünftig mögliche Infrastruktur eines Wasserstoff-Hubs von den Projektpartnern sowie durch Literaturrecherchen gesammelt. Die Daten wurden anschließend in die benötigte Form überführt und in das Modell integriert.

Die Finanzdaten wurden entsprechend der jeweiligen Modellkomponente angepasst. So wurden beispielsweise die Investitionskosten für den Elektrolyseur in €/kW beschrieben, während die Investitionskosten für den Wasserstofftransport und die Anlandungsstelle als $\text{€}/(\text{kWh} \cdot 1000\text{km})$ bzw. €/kWh definiert sind. Die Wartungskosten wurden als Prozentsatz der Investitionskosten angegeben, die erwartete Lebensdauer wurde in Jahren beschrieben und der Wirkungsgrad in Prozent ausgedrückt. Der Wasserstoffpreis wurde in €/kWh angegeben.

Die Daten in Form von Stundenprofilen wie z.B. Lufttemperatur, Schiffskapazität bei der Anlandung sowie Erzeugungskapazität der erneuerbaren Energien (PV, Offshore- und Onshore-Windkraft) wurden aus Literaturrecherchen gewonnen. Diese Profile wurden an das benötigte Format und die entsprechenden Einheiten angepasst und in das Modell integriert.

Informationen über die Bedingungen der Einspeisung in das Fernwärmenetz wurden gesammelt und im Modell abgebildet, insbesondere hinsichtlich des erforderlichen Temperaturniveaus und der Jahreszeit, zu der die Einspeisung erlaubt ist.

Um zukünftige Investitionen innerhalb der nächsten Jahre detailgetreu nachzubilden, ist ein kalkulatorischer Zinssatz festgelegt worden. Zudem sind Investitionen nur in den Stützjahren (2027, 2030, 2035, 2040, 2045) möglich. Der lokale Wasserstoffbedarf für diese Stützjahre wurde ebenfalls in das Modell integriert.

4 Modellvorbereitung

In der Modellvorbereitung wurden zunächst die Grundzüge des Modells vorbereitet. Die Energiesystemkomponenten wurden über physikalisch motivierte Grey-Box-Modelle abgebildet. Die Energiespeicher wurden über Systemzustände beschrieben und deren zeitliche Veränderung als gewöhnliche Differentialgleichung dargestellt. Die räumlich aufgelöste Übertragungsinfrastruktur wurde durch eine Graph-basierte Beschreibung als Knotenmodell ausgeführt. Die Kosten, die im Modell abgebildet sind, setzen sich aus Investitions-, Wartungs- und Betriebskosten zusammen und werden als Annuität dargestellt. Die Kosten liegen als lineare oder stückweise lineare Funktionen in Abhängigkeit der installierten Kapazität vor. Zusätzlich wurde die Emissionsstruktur als eine Bewertungsgrundlage erarbeitet, sodass das CO₂-Reduktionspotential der geplanten Infrastrukturumstellung auf H₂ vergleichbar gemacht werden kann. Die aufbereiteten Daten wurden in geeignete Formate übertragen, sodass sie in die Optimierung integriert werden konnten.

4.1 Modellierung der technischen Anlagen und der Übertragungsstruktur

Die Hauptaufgabe der Modellierung besteht darin, eine optimale Wasserstoffinfrastruktur zu entwickeln, die den Wasserstoffbedarf in der Region Karlsruhe deckt und gleichzeitig die niedrigsten Kosten aufweist. Der Optimierungsprozess besteht daher in der Minimierung aller Kosten, welche sich aus: den Investitionskosten, den Betriebskosten, den Wartungs- und Instandhaltungskosten ergeben.

Die Komponenten bzw. technischen Anlagen wurden durch mathematische Beschreibung physikalischer Zusammenhänge im Modell erstellt. Die mathematische Modellierung von Energieumwandlungssystemen besteht in der Bestimmung der umgewandelten Energiemenge aus der erhaltenen Energiemenge. Die einzelnen Modellkomponenten sind über die Energiebilanzgleichungen miteinander verbunden. Die Parametrisierung der Komponenten erfolgte über die Bedarfswerte, Wirkungsgrade und Kostenfunktionen.

Für die Modellierung des Elektrolyseurs wurden beispielsweise die folgenden Gleichungen verwendet:

$$\text{Investitionskosten (€)} = \text{CapEx (€/kW)} * \text{investierte Größe (kW)} \quad (1)$$

$$\text{Investitionskosten pro Jahr (€)} = \text{CapEx (€/kW)} * \text{investierte Größe (kW)} / \text{OL (Jahre)} \quad (2)$$

$$\text{Reparaturkosten pro Jahr (€)} = \text{RMI \% CapEx (€/kW)} * \text{investierte Größe (kW)} / \text{OL (Jahre)} \quad (3)$$

$$\text{Betriebskosten (€)} = \text{Wasserpreis (€/kg)} * \text{Wasserverbrauch (kg)} / \text{OL (Jahre)} \quad (4)$$

OL ist die erwartete Lebensdauer, CapEx sind die Investitionskosten und RMI ist der Prozentsatz der CapEx, der für die Reparatur- und Instandhaltungskosten bestimmt ist. Zur Vereinfachung der Darstellung wurde an dieser Stelle auf die zusätzliche Berechnung des Annuitätenfaktors verzichtet.

4.2 Beschreibung der Übertragungsinfrastruktur

Die Komponenten wurden, wie in Abbildung 4.1 zu sehen, in Versorgung, Umwandlung, Speicherung, Transport und Bedarf unterteilt. Zu den Komponenten der Versorgung gehören die Stromversorgung für den Wasserstoff-Hub, die Pipeline, in welcher der Wasserstoff angeliefert wird, die Anlandung von Wasserstoff oder seinen Derivaten, das Rheinwasser sowie die Atmosphäre als Kühl- oder Wärmequelle. Die Stromversorgung umfasst das Stromnetz und die PPAs, bei denen Strom aus erneuerbaren Quellen in PV- und Onshore und Offshore Wind-Parks erzeugt und an den Wasserstoff-Hub verkauft wird. Daneben wird auch die Möglichkeit der Stromerzeugung mit Onsite-PV sowie Offsite-PV und -Wind in Betracht gezogen.

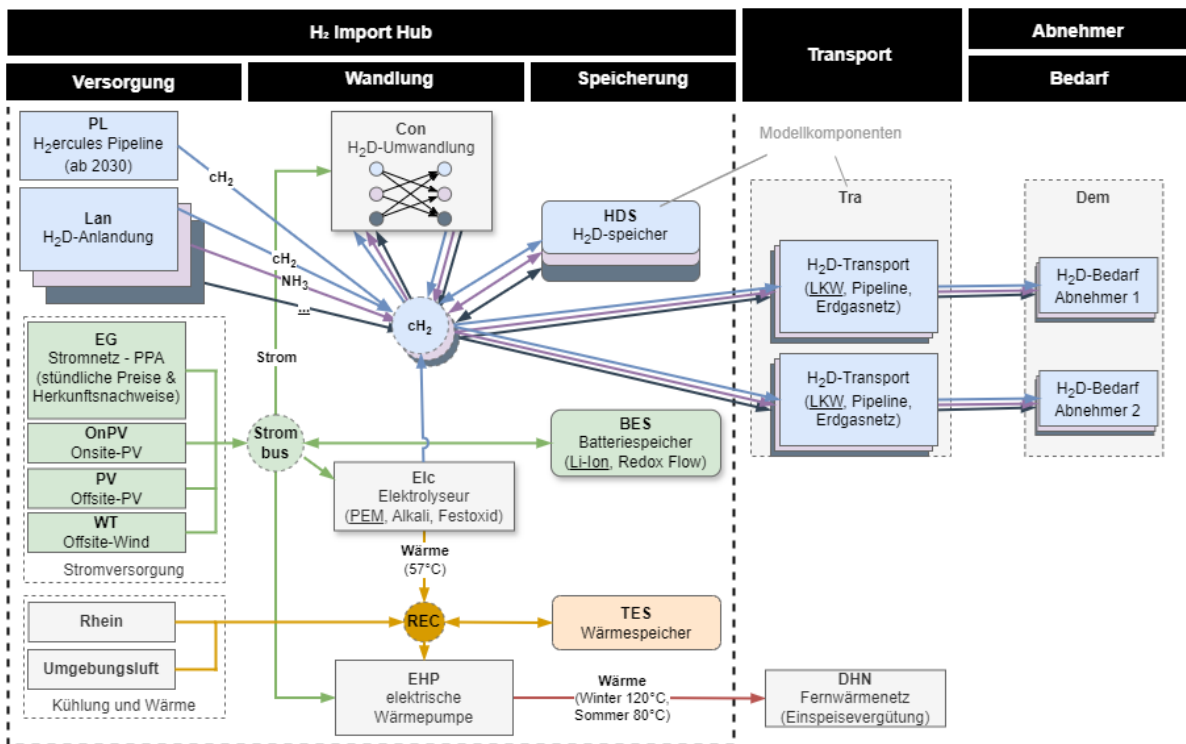


Abbildung 4.1 Superstruktur des Modells mit allen betrachteten Komponenten

Die Umwandlung beinhaltet die Reaktionseinheiten, um Wasserstoff in seine Derivate umzuwandeln oder aus ihnen Wasserstoff zu gewinnen. Wasserstoffderivate (zum Beispiel Ammoniak) werden per Schiff an den H₂-Hub geliefert. Danach kann Wasserstoff über das Ammoniak-Cracking-Verfahren gewonnen werden. Andererseits kann Ammoniak auch über das Haber-Bosch-Verfahren aus Wasserstoff erzeugt werden. Die Elektrolyseure zur Gewinnung von Wasserstoff aus Wasser und die Wärmepumpen sind ebenfalls in dieser Kategorie enthalten. Als Technologie für die Elektrolyse wurde PEM (Proton Exchange Membrane) gewählt. Überschüssige Wärme, die vom Elektrolyseur erzeugt wird, könnte in das Fernwärmenetz durch den Einsatz einer Wärmepumpe eingespeist werden. Andererseits können Rückkühler eingesetzt werden, um den Elektrolyseur mit Luft oder Wasser abzukühlen.

Die Speicherung umfasst die Speicherung von Wasserstoff sowie seiner Derivate, Batterieeinheiten zur Speicherung von Strom und Wärmespeicher. Der Bereich Transport beschreibt den Transport von Wasserstoff und seinen Derivaten vom Wasserstoff-Hub zu den Kunden, beispielsweise per LKW oder Pipeline. Der Bedarfsteil enthält den Bedarf an Wasserstoff und seinen Derivaten für bestimmte Industriekunden, für Tankstellen sowie allgemein für die Region Karlsruhe.

4.3 Abbildung der Kostenstruktur

Ein wesentliches Ziel ist es, die Gesamtkosten des Wasserstoff-Hubs zu optimieren, um ein wirtschaftlich tragfähiges System zu finden. Die Gesamtkosten werden in Investitions-, Reparatur- und Betriebskosten aller Komponenten aufgeteilt. Wie bereits in Abschnitt 4.1 für den Elektrolyseur gezeigt, werden die Kosten mathematisch wie die Gleichungen (1-4) ausgedrückt.

Die Betriebskosten hängen von den für jede Komponente verwendeten Betriebsmitteln ab. Für die Pipeline zum Beispiel werden die Betriebskosten wie folgt ausgedrückt:

$$\text{Betriebskosten pro Jahr (€)} = (\text{zugekaufter Wasserstoff (kWh)} * \text{Wasserstoffpreis (€/kWh)} + \text{Transportpreis (€)}) / OL (\text{Jahre}) \quad (5)$$

Aus den Gesamtkosten und den Wasserstoffbedarfswerten lässt sich der Preis für den an die Kunden verkauften Wasserstoff in € pro kg_{H2} oder pro kWh_{H2} ermitteln.

4.4 Abbildung der Emissionsstruktur

Durch die Zielvorgabe einer emissionsfreien Wasserstoffversorgung wurde im Projekt auf eine Betrachtung der Emissionsstrukturen verzichtet. Lediglich der Steam-Reformer am Standort MiRO, welcher durch einen Elektrolyseur vor Ort oder in den Rheinhäfen sowie durch zukünftige Pipelines ersetzt werden kann, erhielt eine getrennte CO₂-Betrachtung. Hierzu wurden zukünftig zu erwartende nationale als auch europäische CO₂-Bepreisungen auf das vom Steam-Reformer verbrauchte Erdgas addiert. Dies machte in vielen Fällen einen Einsatz des Steam-Reformers nach 2030 unwirtschaftlich und führt somit zwangsläufig zu einer CO₂ neutralen Versorgung.

5 Struktur- und Designoptimierung

Der Wasserstoff-Hub in den Rheinhäfen Karlsruhe wurde auf Basis der vorhandenen Erzeugungs-, Import-, Speicher- und Distributionsinfrastruktur modelliert. Dabei wurden verschiedene Betriebs- und Vermarktungsstrategien identifiziert. Auf Basis von Marktprognosen der einzelnen Projektpartner wurden unterschiedliche Zukunftsszenarien beschrieben. In Abhängigkeit dieser Szenarien und der gewählten Betriebsstrategie, der Zukunftsszenarien und der gewählten Zielfunktion konnte die optimale Systemkonfiguration identifiziert werden. Entsprechend der gewünschten Zieldefinition wurde eine Pareto-Betrachtung bzgl. der konkurrierenden Ziele erforderlich. In Abhängigkeit der Zielgewichtung und der verschiedenen externen Faktoren konnten Sensitivitätsanalysen durchgeführt und mithilfe einer Risikoevaluation eine robuste Systemkonfiguration abgeleitet werden.

5.1 Beschreibung unterschiedlicher Szenarien

Es wurden verschiedene Szenarien vorgeschlagen, die sich auf mögliche künftige Änderungen der Investitionskosten oder der Versorgungspreise, Änderungen der Wasserstoff-Hub-Infrastruktur im Hinblick auf Beschränkungen, Verzögerungen oder Energiereserven sowie auf verschiedene Bedarfspfade stützen. Generell können die Szenarien in die drei Kategorien Preisszenarien, Infrastrukturszenarien und Bedarfsszenarien eingeteilt werden. Jedes Szenario dieser Kategorie wurde mittels einer sogenannten One-at-a-time Sensitivitätsanalyse untersucht.

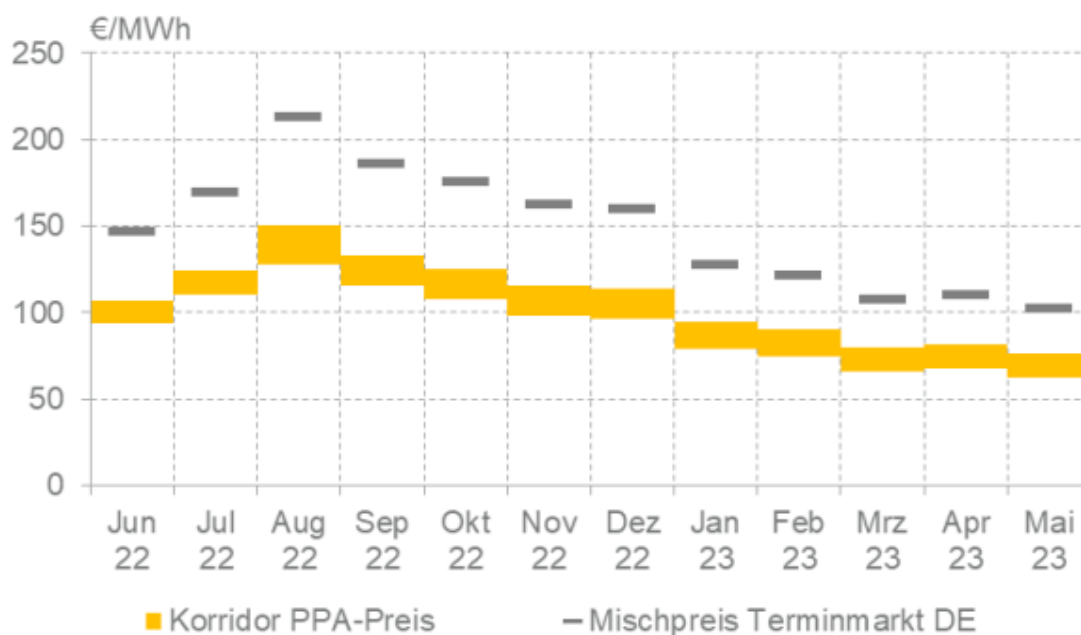


Abbildung 5.1 PPA-Preisschwankungen eines Jahres. [2]

Zu den Preisszenarien gehören Änderungen des Wasserstoffpreises aus der Pipeline, höhere oder niedrigere Kosten für die Power Purchase Agreements (PPAs) (Abbildung 5.1), Vergütung für den im Hub produzierten Wasserstoff und seine Einspeisung in die Pipeline, niedrigere oder höhere kalkulatorische Zinssätze, Vergütung für die Einspeisung von überschüssig erzeugtem PV- und Windstrom in das Stromnetz, Abnahme der Investitionskosten für den Elektrolyseur sowie für das Batteriesystem.

Szenarien in Bezug auf die Infrastruktur umfassen die Verzögerung bei der Inbetriebnahme der Pipeline, die strategische Speicherung von Wasserstoff oder dessen Derivaten für Energiereserven, Einschränkungen bei der lokalen Installation von Windturbinen oder PV-Paneelen, den Betrieb des Elektrolyseurs mit einer Mischung aus erneuerbarer Energie und Strom aus dem Netz (Graustrom) sowie die Betrachtung des Standortes der MiRO.

Szenarien, die sich auf den Bedarf beziehen, beinhalten unterschiedliche Bedarfsprognosen zu den Stützjahren. Hierbei wurden die Bedarfe der Wasserstoffabfrage des Landes Baden-Württemberg und der Stadtwerke Karlsruhe betrachtet.

5.2 Identifikation der optimalen Systemkonfiguration (Referenzszenario)

Zuerst wurde ein Referenzszenario erstellt, welches alle in der Superstruktur aufgelisteten Komponenten, also auch lokale erneuerbare Energien wie PV- und Windkraftanlagen, betrachtet. Dieses Referenzszenario wurde optimiert und detailliert ausgewertet sowie die Ergebnisse in den Projektsteuerkreisen vorgestellt. Da sich jedoch im Laufe des Projektes lokale erneuerbare Energien Anlagen in direkter Umgebung der Stadt Karlsruhe als unwahrscheinlich herausgestellt haben, wurde ein neues Referenzszenario erstellt, welches für die Stromversorgung nur PPAs betrachtet. Die Ergebnisse dieses Referenzszenario ohne lokale erneuerbare Energien werden an dieser Stelle vorgestellt.

Die Struktur des Referenzszenarios umfasst dabei unter anderem eine im Jahr 2030 zu erwartende Pipeline zum Rheinhafen. Sobald die Pipeline im Jahr 2030 in Betrieb geht, erfolgt die Hauptversorgung mit Wasserstoff über diese.

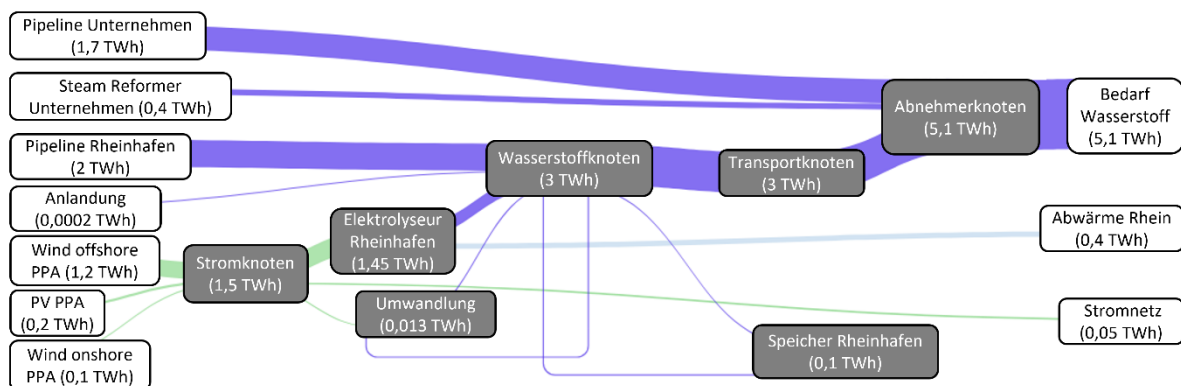


Abbildung 5.2 Sankey-Diagramm im Referenzszenario

Im ersten Stützjahr 2027, wenn die Pipeline noch nicht zur Verfügung steht, wird ein Elektrolyseur benötigt, um den Wasserstoffbedarf ab diesem Jahr bereitzustellen. Der Strom für dessen Betrieb und den Betrieb der Umwandlungskomponenten wird über PPAs bezogen. Dabei stellt ein Mix aus Onshore-PPAs, Offshore-PPAs und PV-PPAs die optimale Lösung dar. Zudem wird Wasserstoff in Form von Druckwasserstoff und als Ammoniak in Speichern vorgehalten, um Angebot und saisonale oder prozessbedingte Bedarfsspitzen auszugleichen. Dies ist insbesondere dann wichtig, wenn ein Pipeline-Anschluss noch nicht verfügbar ist. Obwohl eine Anlandung von Ammoniak theoretisch rentabel ist, sind die Mengen in einer optimalen Systemkonfiguration für das Referenzszenario sehr gering. Darüber hinaus erweisen sich das Haber-Bosch-Verfahren und das Ammoniak-Cracking im kleinen Maßstab als rentabel, um Wasserstoff auch über längere Zeiträume zwischenspeichern zu können. Weitere Komponenten wie z. B. ein Batteriespeicher, eine Wärmepumpe oder ein Wärmespeicher sind im

Referenzszenario nicht rentabel. Für das Referenzszenario ohne lokale erneuerbare Energien sind die Energieflüsse sowie die Energiemengen als Summe der 5 Stützjahre im Sankey-Diagramm in Abbildung 5.2 dargestellt. Im Fall dieses Szenarios liegen die durchschnittlichen, auf das Jahr 2027 mit 8% abgezinsten, Wasserstoffkosten über alle Jahre bei 3,15 €/kg_{H2} bzw. 9,45 ct/kWh_{H2}. Nicht abgezinst liegen die Werte bei 8,01 €/kg_{H2} bzw. 24,03 ct/kWh_{H2}. Dabei ist zu beachten, dass die Werte in den ersten Stützjahren höher und in den letzten Stützjahren niedriger sind, Abbildung 5.3 .

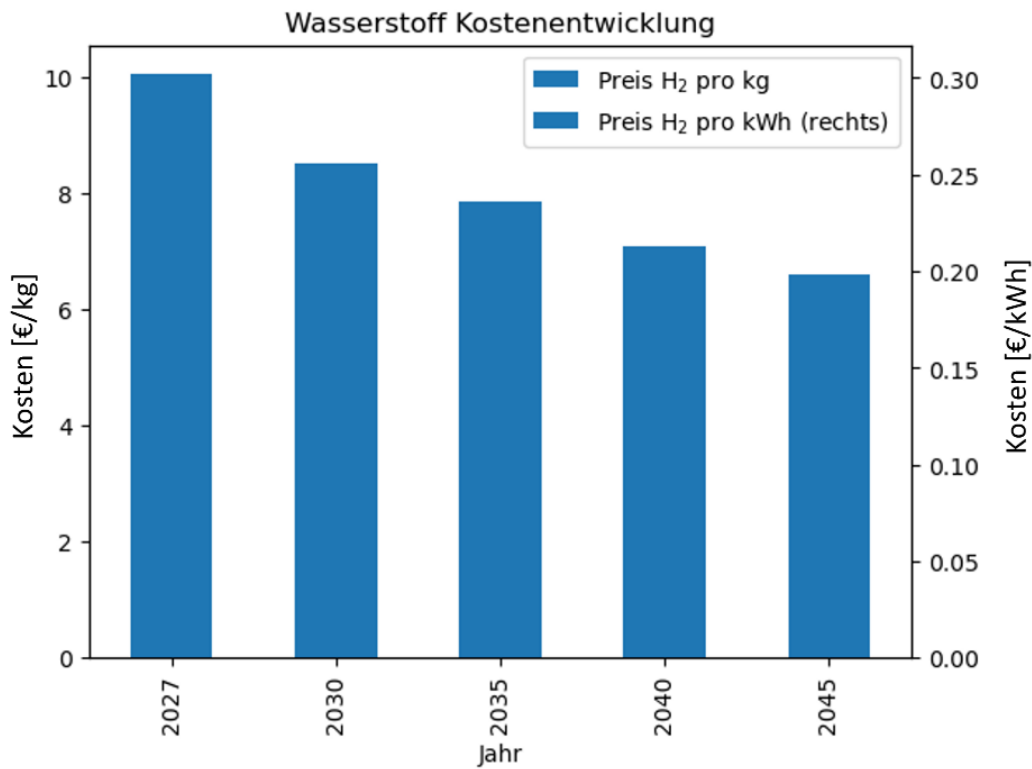


Abbildung 5.3 Wasserstoffkosten - nicht abgezinst - über die Stützjahre

Die Leistung der einzelnen Komponenten im Referenzszenario ist in Abbildung 5.4 dargestellt. Es ist zu sehen, dass die installierte Leistung der Elektrolyseure 51,7 MW beträgt. Um die Leistung mit den Elektrolyseuren des Partners Siemens Energy aufzubauen, würden drei Elektrolyseure mit je 17,5 MW benötigt werden. Wie zuvor gesehen, wird die restliche Wasserstoffversorgung über die Pipeline stattfinden, welche eine installierte Kapazität von 112 MW zum Rheinhafen und 50 MW zur MiRO besitzt. Dahingegen beträgt die installierte Kapazität der Ammoniakanlage 0,023 MW, die des Haber-Bosch-Verfahrens 1 MW und des Ammoniak-Crackings 0,3 MW.

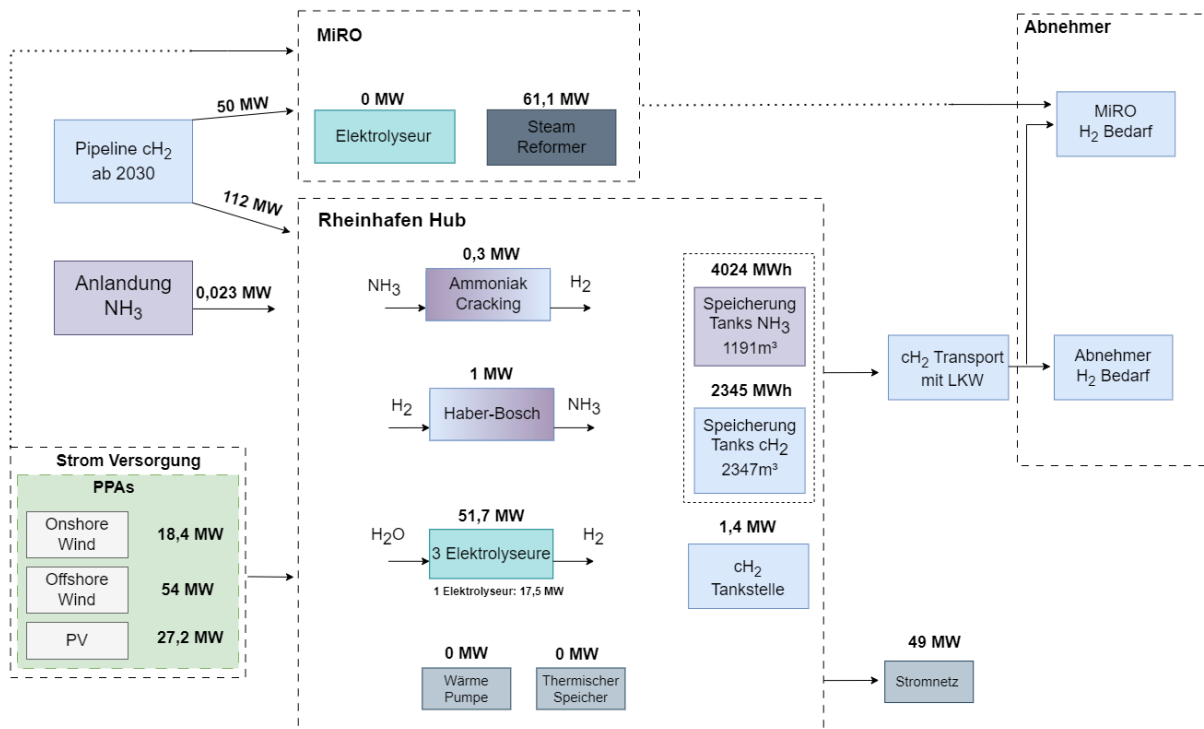


Abbildung 5.4 Optimale Systemkonfiguration für das Referenzszenario

Die Wasserstoffspeicherung ist sowohl mit 4024 MWh in Form von Ammoniakspeichern als auch mit 2345 MWh in Form von Druckwasserstoff vorhanden. Die Stromversorgung wird mit PPAs bereitgestellt. Die maximale Kapazität der bezogenen Offshore-PPAs in einem Stützjahr ist 54 MW, der Onshore-PPAs 18,4 MW und der PV-PPAs 27,2 MW. Generell beträgt die maximale Einspeisung von Strom zu einem Zeitpunkt 49 MW.

5.3 Referenzszenario mit verspäteter Pipeline ab 2035

Wie zuvor beschrieben, wurden mehrere Szenarien untersucht, um eine resiliente Wasserstoffinfrastruktur, welche nur wenig auf äußere Einflüsse wie Preisschwankungen reagiert, zu erhalten. Eine Verzögerung der Inbetriebnahme der Pipeline um 5 Jahre führt zu einer Erweiterung der Wasserstoffinfrastruktur bzw. deren Kapazitäten. Infolgedessen erhöht sich die notwendige Leistung der Elektrolyseure und eine Anlandung von Ammoniak wird rentabel. Dies hat gleichfalls zur Folge, dass mit dem Ammoniak-Cracker höhere Kapazitäten zur Verfügung gestellt werden müssen und damit einhergehend der Wasserstoffspeicher größer sein muss. Die Energieflüsse und die Energiemengen als Summe der 5 Stützjahre können aus dem Sankey-Diagramm in Abbildung 5.5 entnommen werden. Die Verzögerung der Inbetriebnahme der Pipeline um 5 Jahre hat außerdem zur Folge, dass sich die abgezinste durchschnittlichen Wasserstoffkosten über alle Jahre um ca. 5 % auf 3,32 €/kg_{H₂} bzw. 9,97 ct/kWh_{H₂} erhöhen.

Struktur- und Designoptimierung

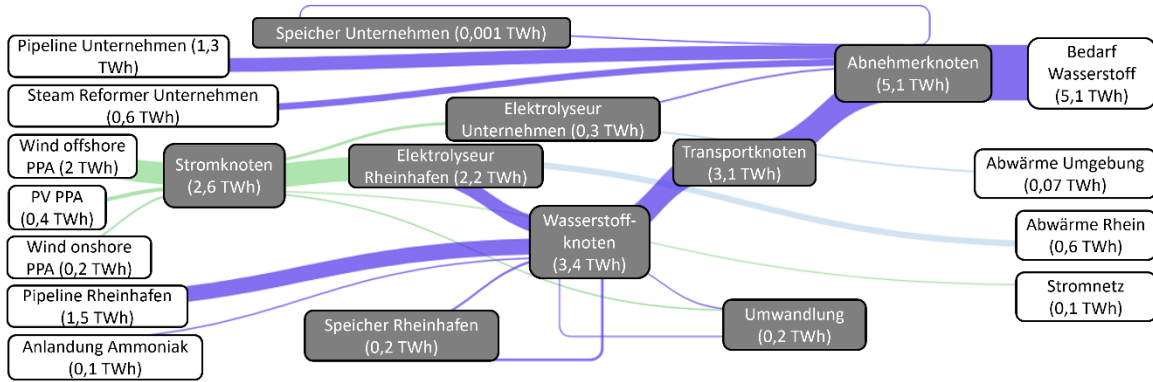


Abbildung 5.5 Sankey-Diagramm im Referenzszenario, Pipeline 5 Jahre später

Zudem wurden weitere Szenarien erstellt und ausgewertet. Ein Ausschnitt der Ergebnisse aller Szenarien kann aus der Heatmap in Abbildung 5.6 entnommen werden.

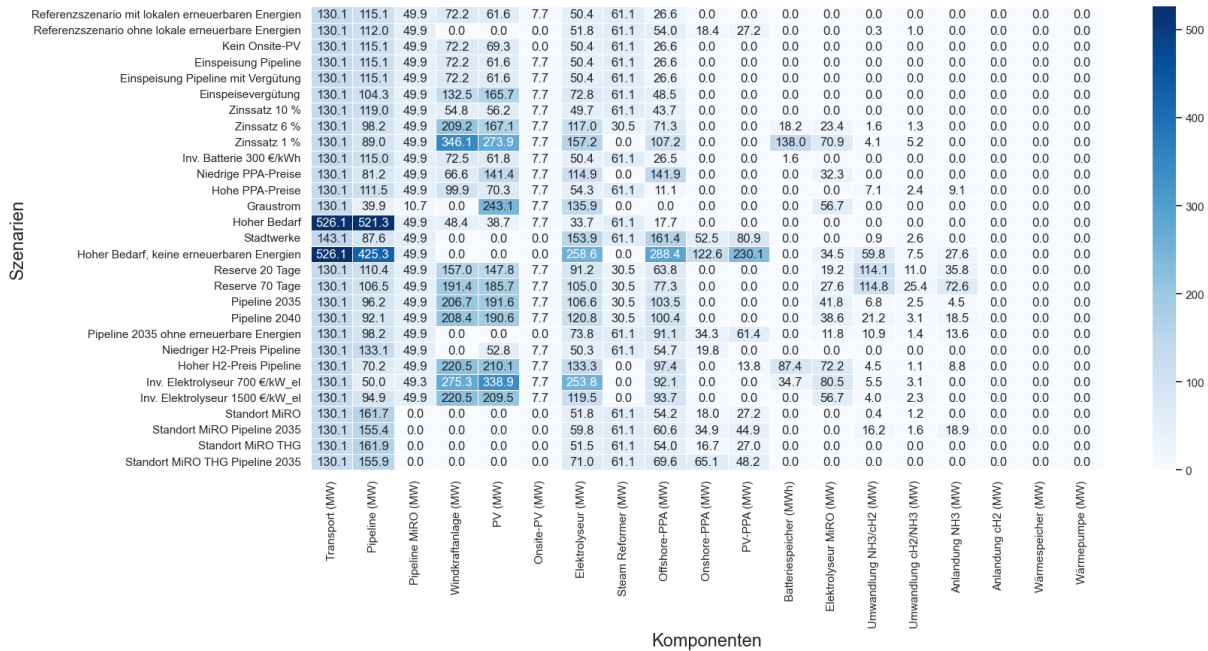


Abbildung 5.6 Leistung der Komponenten in unterschiedlichen Szenarien

6 Kommunikation und Dissemination

Das Kapitel Kommunikation und Dissemination umfasst die begleitende Kommunikation zur Steigerung der Sichtbarkeit des Vorhabens, die Verbreitung von Projektergebnissen zur Unterstützung einer regionalen Wertschöpfungskette zum Thema Wasserstoff, zur Identifikation und Vernetzung von H₂-Akteuren und der Einbindung gesellschaftlich relevanter Gruppen zur Förderung von Transparenz und gesellschaftlicher Akzeptanz des geplanten Wasserstoff-Hubs.

6.1 Recherche und Ansprache relevanter H₂-Akteure

In Ergänzung zur Ansprache von weiteren Interessenten in den Rheinhäfen Karlsruhe (siehe Kapitel 2) wurden bereits zu Beginn des Projekts alle Wirtschaftsförderungen der Kommunen im deutschen Teil der TechnologieRegion Karlsruhe angeschrieben und über das Projekt informiert. Durch die begleitende Öffentlichkeitsarbeit über die Projektwebseite sowie Artikel in den Tageszeitungen wurden weitere Interessenten auf das Projekt aufmerksam und kamen aktiv auf die Projektpartner zu.

Parallel dazu wurden größere Unternehmen der oben genannten Branchen über die TechnologieRegion Karlsruhe recherchiert und individuell angesprochen.

6.2 Aufbau von Netzwerkangeboten

Durch Ansprache der Wirtschaft und der öffentlichen Stakeholder mit Vorträgen auf zahlreichen Veranstaltungen über das Projekt, dessen Zielsetzung und die mögliche Bedeutung des Wasserstoffs konnten bestehende Netzwerke in der Region erreicht und eingebunden sowie neue Partnerschaften initiiert werden. Aus den jeweiligen Veranstaltungen ergaben sich zahlreiche Kontakte, z.B.:

- Automotive Engineering Network – aen, 15.08.2023
- Bundesverband Öffentlicher Binnenhäfen e.V., Projektvorstellung auf der Messe transport logistik in München, 09.-12.05.2023
- EiFER Forschungsnetzwerk, 23.03.2023
- e-mobil BW, Präsenz auf dem Landesstand bei der Hannover Messe, 17. – 21.04.2023
- e-mobil BW, Präsenz auf dem Stand bei der Hy-fcell, 13.-14.09.2023
- Eura AG, Abstimmung zu aktuell laufenden H₂-Projekten und möglicher Zusammenarbeit, 13.03.2024
- fokus.energie e.V., Regelaustausch mit anderen Energieakteuren im Raum Karlsruhe, alle zwei Monate
- Hochschule Karlsruhe, IHK Karlsruhe, TRK, „Woche des Wasserstoffs – Karlsruhe“, 17.06. – 21.06.2024
- IHK Karlsruhe, H₂-Bedarfsunfrage-Veranstaltung, 25.05.2023
- IHK Karlsruhe „Wasserstoff für die Wirtschaft“, 10.11.2023
- IHK Karlsruhe, Industriausschuss, „Vor Ort: Das Projekt H₂iPort KA Mod“, 21.11.2023
- IHK Karlsruhe, „Ergebnisse der IHK-Stromstudie für die Region Karlsruhe“, 6.02.2024
- Oberrheinkonferenz, 8.02.2023
- PTKA; H₂-Kolloquium BW in Fellbach, 25.-26.10.2023
- PTKA; H₂-Kolloquium BW in Baden-Baden, 4.-5.06.2024

- REPowerEU – TRION Climate, 11.07.2023
- SPD-Kreisverband Karlsruhe – „Wirtschaftspolitische Denkfabrik“, 15.02.2023
- Stadt Bruchsal, Information der Verwaltung zu H₂-Entwicklungsoptionen, 22.03.2024
- Stadt Bietigheim-Bissingen, „Regionales Fachgespräch Wasserstoff“, 8.05.2024
- Swedish Cleantech Forum in Karlsruhe, 23.10.2023
- TRK Energiebeirat, Fortschreibung der Energiestrategie zum Themenfeld Wasserstoff, 17.05.2024
- Wasserstoff am Oberrhein, Workshop mit Klimapartner Oberrhein, Metropolregion Rhein Neckar und TechnologieRegion Karlsruhe zusammen mit Forschungspartnern zur Entwicklung einer gemeinsamen H₂-Infrastruktur-Strategie, 18.03.2024 (21.05.2024), 25.06.2024

6.3 Vernetzung mit weiteren H₂-Initiativen

Im Verlauf des Projekts wurden gezielt Netzwerkveranstaltungen besucht und Kontakte geknüpft, die geeignet sind, eine erfolgreiche Weiterentwicklung des Projekts und die Realisierung eines Wasserstoff-Hubs zu unterstützen.

Insbesondere sind hier Kontakte zu den benachbarten Initiativen H₂Rivers und H₂Rhein-Neckar der Metropolregion Rhein-Neckar sowie dem H₂-Cluster Südwest hervorzuheben. Aber auch die grenzüberschreitenden Kontakte zu TRION am Oberrhein wurden verstärkt. So wurde das Projektkonsortium von den Koordinatoren des geplanten INTERREG-Projekts „HySyn“ der CCI Grand Est auf die Unterstützung und Mitwirkung angesprochen. Insbesondere die Modellierung stieß auf großes Interesse. Am 4. Oktober 2023 konnte der Besuch der Netzwerkveranstaltung des „Port of Rotterdam“ für weitere Kontakten zu einzelnen Unternehmen im H₂-Transportbereich sowie zu der Hafengesellschaft von Rotterdam selbst genutzt werden.

Am 30. und 31. Juli 2024 fand eine von der Netze-Gesellschaft Südwest mbH (Assoziierter Partner) und dem Regionalverband Heilbronn-Franken organisierte Fahrt zum Port of Rotterdam mit Besichtigung und Diskussion mit den Verantwortlichen des Hafens statt.

Kontakt und Austausch besteht auch zum Projekt H₂Chemie2050, das an der Hochschule Pforzheim angesiedelt ist.

6.4 Einbindung in die Energiestrategie der TechnologieRegion Karlsruhe

Im November und Dezember 2023 fanden Gespräche mit der Wirtschaftsförderung der Stadt Karlsruhe zur Einbindung von Wasserstoff in die Entwicklung von Gewerbegebieten statt, insbesondere zur Entwicklung eines Wasserstoff-Gewerbegebiets im Karlsruher Rheinhafen. Auch gab es aus dem Projekt heraus Gespräche auf verschiedenen Ebenen der Stadtverwaltung sowie im Gemeinderat zur Weiterentwicklung des Energieleitplans der Stadt Karlsruhe.

Die Einbindung des Energieträgers Wasserstoff in der Energiestrategie der TechnologieRegion Karlsruhe ist Ende 2023 gestartet worden. Zur Unterstützung wurden eine externe Beauftragung an das Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung vergeben und am 17. Mai 2024 vorgestellt. Die Studie betrachtet die regionalen Bilanzgrenzen, die Erzeugung, den Einsatz in Verkehr und Industrie, regionale Speicherung sowie auch die Rolle des Wasserstoffs in der Wärmewende. Die Aussagen der Hintergrundstudie wurden in einem breiten interdisziplinären Kreis mit Vertretern aus Wirtschaft, Wissenschaft und Kommunen umfassend erörtert. Für die

Fortschreibung der Energiestrategie zum Themenfeld Wasserstoff wurden folgende Aspekte besonders hervorgehoben:

- Wasserstoff spielt eine zentrale Rolle im zukünftigen Energiesystem. Neben dem „grünen“ ist auch „blauer“ Wasserstoff für die Entwicklung einer H₂-Wirtschaft wesentlich. Die Region brauche auch eine CCS/U-Strategie. Mit Blick auf die Nähe zu Frankreich kommt auch dem „türkisenen“ Wasserstoff eine Bedeutung zu.
- Regionale Erzeugung von Wasserstoff ist wichtig, um die Importabhängigkeiten zu reduzieren und dezentrale Lösungen zu fördern. Die Systemdienlichkeit muss noch konkretisiert werden.
- Die Industrie zeigt einen hohen Bedarf an Wasserstoff, wobei die Kostenentwicklung des Wasserstoffs im Vergleich zu anderen Energieträgern mit entscheidend ist. Als zentrale Anwender werden die Chemie- und die Lebensmittelindustrie gesehen. Die Wettbewerbsfähigkeit von Hochtemperaturwärmepumpen ist in diversen Einsatzgebieten noch nicht hinreichend geklärt.
- Im Gebäudesektor wird dem Wasserstoff zur Wärmeerzeugung eine nur nachrangige Bedeutung beigemessen. Im Oberrheinraum bietet die Nutzung der Tiefen-Geothermie eine günstigere Alternative.
- Im Verkehrssektor wurde der parallele Ausbau der Versorgungsinfrastruktur mit Strom und von Wasserstofftankstellen hervorgehoben, um jeweils spezifische Mobilitätslösungen ermöglichen zu können.
- Durch Bildungsangebote und partizipative Formate muss die Akzeptanz in der Bevölkerung gestärkt werden. Bedeutend ist hierbei auch die Verknüpfung mit der Akzeptanz zum lokalen Ausbau der Erneuerbaren Energien.

In einem erweiterten Beteiligungsprozess werden die Ergebnisse weiter konkretisiert und mit den Gesellschaftern der TRK GmbH sowie den regionalen Stakeholdern abgestimmt und beschlossen.

Die Einbindung des Projekts „H₂iPort KA Mod“ in die Roadmap Baden-Württemberg erfolgte u.a. über den Fachdialog Wasserstoffinfrastruktur am 19. Dezember 2023 in Stuttgart, auf dem die regionale Verteilung des H₂-Bedarfs in Baden-Württemberg bis 2040 vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) vorgestellt und diskutiert wurde. Danach gehört die Region Karlsruhe zu den Räumen, die bereits von 2025 an mit den höchsten Wasserstoffbedarf in Baden-Württemberg aufweisen.

6.5 Aufbereitung der Projektangebote

Über die Aktivitäten des „H₂iPort KA Mod“-Teams wurde regelmäßig auf der Projektwebseite berichtet. Wegen eines Relaunchs der Web-Präsenz der TRK wurden die bisherigen Inhalte im Februar 2024 in das neue System [3] übernommen.

Um das Projekt über die Projektwebseite hinaus besser vorstellen und bekannt machen zu können, wurden zwei Rollups entworfen und angeschafft. Eine erste Präsentation erfolgte beim vierten Projekttreffen am 22. Januar 2024 bei der Führung Wasserstoff vor Ort bei der IAVF Antriebstechnik GmbH im Rahmen des vierten Projekttreffens am 22. Januar 2024, siehe Abbildung 6.1.



Abbildung 6.1 Vorstellung des Rollups im Rahmen des vierten Projekttreffens

Eine Broschüre (Print und digital), um das Projekt „H₂iPort KA Mod“ auch nach dem Ende der Projektlaufzeit z.B. auf Messen und Tagungen in leicht verständlicher Form zu präsentieren und Zugang zu den Ansprechpartnern der beteiligten Forschungsstellen und Unternehmen zu ermöglichen, wurde im dritten Quartal 2024 fertiggestellt.

7 Öffentlichkeitsarbeit, Evaluation und Übertragung des Modells

Die Ergebnisse wurden im Projektzeitraum regelmäßig in geeigneter Form einer breiten Öffentlichkeit zugänglich gemacht und mit der aktuellen Ausbaustrategie der H₂-Infrastrukturentwicklung von Baden-Württemberg und der Bundesrepublik Deutschland abgeglichen. Die Evaluation der Modellierung bezieht sich insbesondere auf die bestmögliche Auslegung der Infrastruktur einen Wasserstoff-Hubs Rheinhäfen Karlsruhe, insbesondere unter Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen.

7.1 Tagungsbeiträge sowie weitere Veröffentlichungen

Über die Gespräche zwischen den Projektpartnern, mit Interessenten außerhalb des Konsortiums sowie die im Abschnitt 5.2 dargestellten Kontakte auf Messen und zu Verbänden wurde das Projekt wie folgt auf Tagungen und in der Presse dargestellt:

- Beitrag „Umdenken in der Antriebstechnik“ von Bernhard Kehrwald in der „Hafen aktuell“, April 2023.
- Beitrag „H₂iPort KA Mod - Modellierung und Entwicklung eines Wasserstoff-Hubs Rheinhäfen Karlsruhe“ von Peter Berlet und Daniel Bull am 26.10.2023 auf dem ersten H₂-Kolloquium Baden-Württemberg in Fellbach.
- Beitrag „Impact of Landing Interruptions on the Optimal Design and Operation of Green Hydrogen Hubs“ von Markus Fleschutz; Daniel Bull; Marco Braun und Michael D. Murphy auf der Tagung Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe vom 23.-26. Oktober 2023 in Grenoble.
- Artikel in den Badischen Neuesten Nachrichten BNN „Hoffnungsträger oder Power-Point-Projekt? Wer sich für Wasserstoff engagiert, braucht Geduld / Kernnetz nun doch bis Karlsruhe“, 9.12.2023 [4].
- Artikel in den Badischen Neuesten Nachrichten BNN „Karlsruhe muss mehr Tempo beim Wasserstoffausbau geben“, 1.02.2024 [5].
- Beitrag „TRK GOES WASSERSTOFF“ von Peter Berlet und Karsten Pinkwart im Wirtschaftsspiegel für die TechnologieRegion Karlsruhe, Nr. 67 (2024), Mai 2024 [6].
- Beitrag „H₂iPort KA Mod - Modellierung und Entwicklung eines Wasserstoff-Hubs Rheinhäfen Karlsruhe“ von Peter Berlet und Daniel Bull am 5.06.2024 auf dem zweiten H₂-Kolloquium Baden-Württemberg in Baden-Baden.
- Beitrag „Angewandte Forschung, Modelle“ von Marco Braun am 20.06.2024 im Rahmen der Woche des Wasserstoffs in der Region Karlsruhe.
- Artikel in den Badischen Neuesten Nachrichten BNN „Aufatmen in Karlsruhe, Was die Anbindung an die Wasserstoff-Autobahn bedeutet und wo es noch hakt“, 26.07.2024 [7]

7.2 Evaluation Modellergebnis, Übertragung des Modells und Ausblick

Mit der Planung des deutschen Wasserstoff-Kernnetzes 2023 und der Verabschiedung der Kraftwerkstrategie im Februar 2024 durch die Bundesregierung sind die Weichen für die Planung konkreter Investitionen auch in der Region Karlsruhe gestellt worden. Das im Projekt entstandene Modell, das konkrete Auslegungs- und Planungsdaten der Partnerunternehmen enthält, bietet hierfür eine sehr gute Grundlage.

Für den Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur in den Rheinhäfen Karlsruhe existieren bereits vor dem Anschluss an das Wasserstoff-Pipelinennetz 2030 sehr gute technische und technologische Voraussetzungen. Eines der in Abschnitt 2 beschriebenen Unternehmen bot im Januar 2024 die Errichtung einer Wasserstoffproduktion im Rheinhafen Karlsruhe an und würde gleichzeitig als Abnehmer für grünen Wasserstoff fungieren. Unter Einbeziehung der anderen Projektpartner sowie der vorab genannten weiteren Akteure kann damit die Planung konkreter und sektorübergreifender Investitionen im Rahmen eines Wasserstoff-Hubs Rheinhäfen Karlsruhe 2024 beginnen.

Die Herstellungskosten für grünen Wasserstoff werden maßgeblich durch den Strompreis für die elektrische Energie beeinflusst. U.a. deshalb sind die Produktionskosten (Summe aus Stromkosten, CO₂-Zertifikatspreis sowie der anrechenbare THG-Quotenpreis) für grauen Wasserstoff 2024 noch deutlich geringer als die Erzeugungskosten für grünen Wasserstoff. Deshalb ist ein tragfähiges Geschäftsmodell ohne zusätzliche Förderung auch in naher Zukunft schwer darstellbar. Andererseits wird Baden-Württemberg die existierende und stark zunehmende Versorgungslücke für klimaneutral erzeugten Wasserstoff schnell schließen können und einen Markt generieren, wenn es durch flankierende Maßnahmen gelingt, eine Parität der Erzeugungskosten für grünen und für grauen Wasserstoff zu erzielen.

Literaturverzeichnis

- [1] „www.unendlich-viel-energie.de,“ 2024. [Online]. Available: <https://www.unendlich-viel-energie.de/themen/strom/sektorenkopplung/wasserstoff-als-sektorenkopplungselement>.
- [2] „www.pv-magazine.de,“ 05 06 2023. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.de/2023/06/05/enervis-ppa-price-tracker-fuer-photovoltaik-wiederum-leichtes-absinken-der-ppa-preise/>.
- [3] „www.trk.de,“ 2024. [Online]. Available: <https://trk.de/projekte/h2iportka/>.
- [4] „www.bnn.de,“ 2023. [Online]. Available: <https://bnn.de/nachrichten/baden-wuerttemberg/hoffnungstraeger-wasserstoff-oder-reines-power-point-projekt>.
- [5] „www.bnn.de,“ 2024. [Online]. Available: <https://bnn.de/karlsruhe/karlsruhe-stadt/karlsruhe-muss-sich-beim-aufbau-eines-wasserstoff-hafens-beeilen>.
- [6] „www.baden-tv.com,“ 2024. [Online]. Available: <https://www.baden-tv.com/wirtschaftsspiegel/>.
- [7] „www.bnn.de,“ 2024. [Online]. Available: <https://bnn.de/karlsruhe/aufatmen-in-karlsruhe-was-die-anbindung-an-die-wasserstoffautobahn-bedeutet-und-wo-es-noch-hakt>.

Anhang



Ansprechpartner:

IAVF Antriebstechnik GmbH (Konsortialführer):

Projektleitung : Dr. Peter Berlet
E-Mail : peter.berlet@iavf.de
Telefon : +49 721 95505 0

Hochschule Karlsruhe:

Projektleitung : Prof. Dr. Marco Braun
E-Mail : marco.braun@h-ka.de
Bearbeiter : Daniel Bull
E-Mail : daniel.bull@h-ka.de
Bearbeiter : Melanie Ruschke
E-Mail : melanie.ruschke@h-ka.de
Telefon : +49 721 925 0

Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie

Projektleitung : Prof. Dr. Karsten Pinkwart
E-Mail : karsten.pinkwart@ict.fraunhofer.de
Bearbeiter : Stefan Bürger
E-Mail : stefan.buerger@ict.fraunhofer.de
Telefon : +49 721 4640 0

KVVH Karlsruher Versorgungs-, Verkehrs- und Hafen GmbH Geschäftsbereich Rheinhäfen

Projektleitung : Jens-Jochen Roth
E-Mail : roth@rheinhafen.de
Telefon : +49 721 599 7402

TechnologieRegion Karlsruhe GmbH

Projektleitung : Markus Wexel
E-Mail : markus.wexel@trk.de
Telefon : +49 721 40244 712

Der Open Source Code der Modellierung ist öffentlich zugänglich unter:
https://github.com/hka-esa/H2iPort_public

Bedarfwerte, Profile, Preise und technische Details der Modellierung sind nicht enthalten und müssen vor der Verwendung des Codes ergänzt werden.