

## Abschlussbericht

## Anwendungsfälle

## Projekt Wasserstoff - Grünes Gas für Bremerhaven



**Auftraggeber:**

Die Senatorin für Wissenschaft und Häfen

**Auftragnehmer:**

Hochschule Bremerhaven, An der Karlstadt 8, 27568 Bremerhaven

**Unterauftragnehmer:**

ttz Bremerhaven, Am Lunedeich 12, 27572 Bremerhaven

**Projektzeitraum:** 15.06.2020 – 31.10.2022

**Gesamtleitung:** Prof. Dr. - Ing. Carsten Fichter

**Projektkoordination:** Dr.-Ing. Sandra Peters-Erjawetz (HS) und M.Sc. Sara Hritz-Hagenah (ttz)



Europäische Union  
Investition in Bremens Zukunft  
Europäischer Fonds für  
regionale Entwicklung



**BREMEN  
BREMERHAVEN**  
ZWEI STÄDTE. EIN LAND.

## Hintergrund / Projektziel - Anwendungsfälle Projekt Wasserstoff - Grünes Gas für Bremerhaven

Am 12.11.2019 wurde die Realisierung des Modellprojekts „Wasserstoff – grünes Gas für Bremerhaven“ vom Senat Bremen beschlossen. Die Gesamtmaßnahme besteht aus zwei Teilprojekten:

1. der Errichtung eines Elektrolyse-Testfeldes auf dem ehemaligen Gelände des Flugplatzes, d. h. die Herstellung von Forschungsinfrastruktur für die Erforschung von Produktion und Speicherung von aus Windenergie gewonnenen grünen Wasserstoff durch das Fraunhofer IWES.
2. der Entwicklung von exemplarischen Anwendungsfällen von Wasserstoff durch die Hochschule Bremerhaven und dem Unterauftragnehmer ttz Bremerhaven.

Hauptziel des Modellprojektes ist es, Wasserstofftechnologie in den Bereichen Produktion, Speicherung und Anwendung hin zur Markteinführung / Wirtschaftlichkeit zu entwickeln, um hierdurch die Energiewende hin zu regenerativen Energien voranzutreiben.

Der vorliegende Abschlussbericht zu **2. Entwicklung von Anwendungsmodellen von Wasserstoff** untergliedert sich in vier Unterstudien:

- Microgrids-autarke Einheiten (Kapitel 1)
- E-Fuels / Alternative Kraftstoffe aus Wasserstoff (Kapitel 2)
- Wasserstoff in Logistik und Mobilität (Kapitel 3)
- Entwicklung eines Wasserstoffofens (Kapitel 4)

Im ersten Teilabschnitt werden die Zielstellung und Ergebnisse in einem Management Summary für der jeweiligen Teilstudie zusammengefasst, gefolgt von den einzelnen Kapiteln.

Die Zielstellung, der Versuchsaufbau, die Versuchsdurchführung, die Ergebnisse und die Auswertung der vier Anwendungsfälle sind nachfolgend den jeweiligen Kapiteln zu entnehmen.

Bremerhaven, den 14.12.2022



**Prof. Dr. - Ing. Carsten Fichter**  
Professur für Windenergietechnik,  
Speichertechnik und Energiewirtschaft

Institut für Windenergie fk-Wind:

An der Karlstadt 8, 27568 Bremerhaven

## Inhalt

**Management Summery, Kapitel 1** Microgrids-autarke Einheiten (HS Bremerhaven)

**Management Summery, Kapitel 1.1** Lebenszyklusanalyse Microgrids-autarke Einheiten (ttz Bremerhaven)

**Management Summery, Kapitel 2** E-Fuels / Alternative Kraftstoffe aus Wasserstoff (ttz Bremerhaven)

**Management Summery, Kapitel 3** Wasserstoff in Logistik und Mobilität (ttz Bremerhaven)

**Management Summery, Kapitel 4** Entwicklung eines Wasserstoffofens (ttz Bremerhaven)

### **Kapitel 1 Microgrids-autarke Einheiten (HS Bremerhaven)**

**Teilprojektleitung:** Prof. Dr. - Ing. Uwe Werner

**Projektbearbeitung:** David Salomon Stephan, Sandra Peters-Erjawetz, Paul Runte, Kathrin Janc, Andrej Albrecht

### **Kapitel 1.1 Lebenszyklusanalyse Microgrids-autarke Einheiten (ttz Bremerhaven)**

**Projektbearbeitung:** Mirko Hänel, Sara Hritz-Hagenah

### **Kapitel 2 E-Fuels / Alternative Kraftstoffe aus Wasserstoff (ttz Bremerhaven)**

**Teilprojektleitung:** Fabian Klein

**Projektbearbeitung:** Wolfgang Schulz, Faraz Rasheed Mir, Nasir Nawaz Khan, Thomas Schröder, Muhammad Eusha, Günther Schumacher, Antje Koch, Andrés Acosta Pelaez, Claudia Fernandez Rojas, Sara Hritz-Hagenah, Prof. Dr.- Ing. Gerhard Schories

### **Kapitel 3 Wasserstoff in Logistik und Mobilität (ttz Bremerhaven)**

**Teilprojektleitung:** Günther Schumacher

**Projektbearbeitung:** Nasir Nawaz Khan, Antje Koch, Muhammad Eusha, Claudia Fernandez Rojas, Fabian Klein, Olaf Ortgies, Mirko Hänel, Sara Hritz-Hagenah, Prof. Dr.- Ing. Gerhard Schories

### **Kapitel 4 Entwicklung eines Wasserstoffofens (ttz Bremerhaven)**

**Teilprojektleitung:** Magnus Rienäcker

**Projektbearbeitung:** Florian Stukenborg, Martin Schüring, Dennis Fehner, Olaf Ortgies, Andreas Borngräber, Jasmin Bock, Markus von Bargaen

## Management Summery

### Kapitel 1

## Microgrids-autarke Einheiten

Zum Gelingen der Energiewende können sog. „Microgrids“ einen wesentlichen Beitrag in regional abgegrenzten Gebieten/Einheiten, also z.B. dezentral in Häusern, Industrie und Gewerbe, leisten. Microgrids sind kleinräumige, elektrische Energienetze, die sowohl autark bzw. unabhängig vom Verbundnetz als auch durch die Netzkopplung netzparallel, also über die Möglichkeit einer synchronen Anbindung an ein Verbundnetz, betrieben werden.

Im Rahmen dieses Teilprojektes wurde ein Microgrid-Testlabor in einem Container an der Hochschule Bremerhaven aufgebaut (siehe Abbildung 1), in dem ein Microgrid mit (grünem) Wasserstoff und weiterer Speichermedien wie Li-Ionen Batterien gekoppelt mit regenerativen Energien betrieben wird. Es werden Fragestellungen zur Speicherdichte, Sicherheit, Lebensdauer, Benutzerfreundlichkeit, Wartungsfreiheit und Energieautarkie des Gesamtsystems bearbeitet, die sich auf regional begrenzte Gebiete beziehen. Generell erfolgt die regenerative Energiebereitstellung durch Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Für windschwache und sonnenarme Stunden kann die benötigte Energiemenge aus zuvor gespeichertem, grünem Wasserstoff oder durch die Speicherung in Batterien bereitgestellt werden. Um die elektrische Energie in Form von Wasserstoff zu speichern, wird ein Teil der elektrischen Energie der Windenergie- und Photovoltaikanlage durch Elektrolyse in grünen Wasserstoff umgewandelt, in Gasflaschen gespeichert und bei Bedarf durch eine Brennstoffzelle wieder in elektrische Energie umgewandelt. In diesem Zusammenhang nimmt die Betrachtung der gesamten Prozesskette Wasserstofferzeugung, Speicherung von Wasserstoff, Abwärmenutzung und Rückverstromung sowie Speicherung elektrischer Energie eine Schlüsselrolle im Rahmen der Energiewende ein.

Als Ergebnis lässt sich festhalten, dass das Microgrid den Betrieb der gesamten energetischen Prozesskette aus dem Bereich Strom-, Wärme- und Gasversorgung wiedergibt und alle möglichen Anwendungsszenarien der integralen Energieversorgung abbildet. Somit lassen sich aktuell und auch zukünftig alle Untersuchungen im Rahmen der Nutzung von Wasserstoff als zentrales Energieversorgungselement an der Microgrid-Versuchsanlage durchführen. Die Schnittstellen sind so offengehalten, dass beliebige Systeme zum Test integriert und Wasserstoff im Druckbereich von 16 bis 200 bar beliebigen Anwendungen zur Verfügung gestellt werden können.

Es ist geplant, das Microgrid fest in bestehende Lehrprozesse der Hochschule einzubinden, um die Fach- und Arbeitskräfte von morgen mit der Technologie der Wasserstoffnutzung im Energiesektor vertraut zu machen. Dieser Schritt wird als zwingend notwendig erachtet, um regional eine ausreichende Anzahl gut ausgebildeter Fachkräfte zu erhalten, um die Anlagen später auch bauen, betreiben und warten zu können.

# Hochschule Bremerhaven

Des Weiteren kann ein Microgrid als feste autarke Versorgung eines Wohn- oder Industriekomplexes aufgebaut werden, um die Technologie direkt in ein praktisches Anwendungsfeld zu überführen. In dem Folgeprojekt IWAS - Intelligente Wasserwirtschaft und zukunftsfähige Speichertechnologien für das grüne Gewerbegebiet / Quartier Lune Delta (IWAS – Lune Delta), wird aktuell die Übertragbarkeit geprüft. Darauf aufbauend, könnte im Lune Delta, im Werftquartier oder in der Lebensmittelindustrie und der Logistikbranche eine Pilotanlage entwickelt und aufgebaut werden.

Als gutes Beispiel im Bereich Klimawandel und -forschung kann hier das Microgrid auch für die Energieversorgung der AWI-Forschungsstationen zum Einsatz kommen, die aktuell ihre Energieversorgung immer noch auf Dieselsbasis dauerhaft betreiben. Der autarke Anwendungsfall Off-Grid-Forschungsstation scheint hier besonders geeignet, um aus Wind- und Solarenergie auch in abgelegenen Regionen eine dauerhafte Energieversorgung mit Strom und Wärme sicherzustellen. Als Erweiterung davon ist auch denkbar, abgelegene Regionen in Entwicklungsländern, wie z.B. in Teilen Afrikas, zu versorgen.



Abbildung 1: Microgrid-Container der Hochschule Bremerhaven mit Wasserstoffspeicher im Gitterkäfig [Bildquelle: David Stephan]

## Management Summery

### Kapitel 1.1

### Lebenszyklusanalyse

### Microgrids-autarke Einheiten

In der Teilstudie Microgrids-autarke Einheiten wurde die Forschungsfrage zur Energieversorgung regional begrenzter Gebiete, die vollständig aus erneuerbaren Quellen produziert werden, betrachtet. Die längerfristige Speicherung fluktuierender Energieträger ist hierbei das Hauptaugenmerk. Um neue technologische Entwicklungen auf dem Markt etablieren zu können, wurde die Auswirkung auf die Umwelt betrachtet. In diesem Rahmen wurde eine Lebenszyklusanalyse zur Bewertung der Umweltauswirkungen des Wasserstoffsystems während des gesamten Lebenszeitraums durchgeführt. Angefangen bei der Beschaffung von Rohstoffen, über die Herstellung von diversen Komponenten, der Transport der Anlage und einzelner Anlagenteile, die Nutzung und das Recycling bestimmter Materialien am Lebensende. Die Daten zur Berechnung der Umweltwirkungen des in Bremerhaven installierten Wasserstoffsystems wurden zum einen durch die Hochschule Bremerhaven zu Verfügung gestellt und zum anderen aus einer Literaturanalyse des ttz Bremerhavens generiert. Im Anschluss wurde das Wasserstoffsystem mit einem herkömmlichen Energiespeicher- und Erzeugungssystem verglichen. Im Rahmen dieser Bewertung wurde ein „Cradle to Grave“ Ansatz verfolgt und die funktionelle Einheit wurde als 1 kWh elektrische Energie definiert. Die funktionelle Einheit beschreibt hierbei die Referenzgröße, auf die jedes System bezogen wird.

Die Berechnung für die Bewertung der Ökobilanz wurde mit der Software Umberto LCA+ und der integrierten Datenbank ecoinvent v3.3 und v3.5 durchgeführt. Für die Erstellung der Ökobilanz für das Wasserstoffsystem und den zwei Vergleichssystemen wurden die Methoden ReCiPe Midpoint und Endpoint (H) w/o LT verwendet. Diese Methoden dienen zur Erstellung einer LCA, welche Emissionen und Ressourcenverbrauch mithilfe von Charakterisierungsfaktoren, bezogen auf deren Umwelteinfluss, vergleichbar macht. Im Rahmen der Berechnung wurde zusätzlich noch eine rudimentäre Sensitivitätsanalyse durchgeführt, um die Verwendung der Methode zu verifizieren.

Die Auswertung der Ergebnisse kann in vier Abschnitte unterteilt werden. Als erstes wurde der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck während der Lebenszyklusphasen des Wasserstoffsystems im Detail betrachtet. Die Daten zeigen die höchsten Einflüsse im Rahmen der Komponentenherstellung. Diese Werte lassen sich auf die Vielzahl der Anlagenteile und Komponenten zurückführen. Die Windenergie- und Photovoltaikanlage wurden anteilig mit in die Berechnung aufgenommen. Zusätzlich muss erwähnt werden, dass die Abwärme des Elektrolyseurs und auch der Brennstoffzelle als potentielle Produktströme gerechnet wurden und somit keinen negativen Einfluss auf die CO<sub>2</sub>-Bilanz haben. Im zweiten Abschnitt wurden die Ergebnisse des CO<sub>2</sub>-Fußabdrucks aufgeteilt, auf die Lebenszyklusphasen des Wasserstoffsystems, und mit den Bilanzen für die Batterie und den Dieselgenerator verglichen. Dieser Vergleich zeigt, dass jedes dieser Systeme in einer anderen Lebensphase am stärksten zur globalen Erderwärmung beiträgt. Bei der Batterie sind es die Rohstoffe, die den größten Effekt auf den

CO<sub>2</sub>-Fußabdruck haben. Bei dem Dieselgenerator entsteht der größte Einfluss durch den Verbrauch des Diesels im Rahmen der Nutzungsphase.

In einem letzten Schritt wurden die direkten Auswirkungen auf das menschliche Leben betrachtet. Mit sogenannten „Endpoint“ Indikatoren wurden der Einfluss auf die Verknappung der Ressourcen, die menschliche Gesundheit und die Biodiversität betrachtet. Auch hier kann das Wasserstoffsystem gegenüber den Vergleichssystemen mit deutlich geringeren Auswirkungen auf das menschliche Leben mit einer besseren Ökobilanz überzeugen. Die Berechnung einer Lebenszyklusanalyse ist in jedem Fall mit Bedacht zu bewerten, denn schon leichte Unterschiede in der Wahl der Systemgrenzen können große Auswirkung auf die tatsächlichen Ergebnisse haben. Auch die Datengrundlage spielt eine große Rolle bei einer ökologischen Bilanzierung. Diese Werte sind demnach in keiner Weise als absolut, sondern als Vergleichswerte zu betrachten.



## Management Summery

### Kapitel 2

## E-Fuels - Alternative Kraftstoffe aus Wasserstoff

Die zunehmende Verknappung fossiler Brennstoffe und der Treibhauseffekt sind Herausforderungen, neue Systeme zur Energieversorgung und -speicherung zu entwickeln. Im Mittelpunkt dieser Idee stehen ökologisch unbedenkliche Energieträger, die das  $\text{CO}_2$  aus Verbrennungsprozessen wiederverwerten und grünen Wasserstoff verwenden. Eines dieser Verfahren ist die Power-to-Gas-Technologie, die die Umwandlung von elektrischer Energie in chemisch gespeicherte Energie durch Wasserelektrolyse beschreibt. Damit wird ermöglicht erneuerbare Energien, die fluktuieren, langfristig in Form von chemischer Energie, durch die Umwandlung von z.B. Wasserstoff ( $\text{H}_2$ ) und Kohlenstoffdioxid ( $\text{CO}_2$ ) in SNG (Synthetic Natural Gas – Synthetisches Erdgas), zu speichern. Die Energie wird zunächst in Form von Wasserstoff gespeichert, und in einem anschließenden  $\text{CO}_2$ -Methanisierungsschritt kann synthetisches Erdgas hergestellt werden. Der Vorteil für SNG liegt darin, dass die Einspeisung und Speicherung im bestehenden Pipelinenetz leicht möglich sind, während die Speicherung von Wasserstoff erheblich komplexer und technisch aufwändiger ist. Das SNG muss für das Erdgasnetz komprimiert werden und für weitere Anwendungen, zum Beispiel bei erdgasbetriebenen Autos, auf 200 bar und mehr verdichtet werden. Hierbei spricht man von Compressed Natural Gas (CNG). Das gespeicherte Gas kann entweder zum Heizen von Haushalten, als Treibstoff für gasbetriebene Autos, für die chemische Industrie oder zur Regeneration von Strom, z.B. durch Gasturbinen, verwendet werden. Für die Schifffahrt kommt verflüssigtes Erdgas (LNG) zum Einsatz.

Die Methanisierung ist eine katalytisch ablaufende Reaktion von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid oder Kohlenstoffmonoxid zu Methan und Wasser. Die nach Paul Sabatier benannte Hydrierung von  $\text{CO}_2$  mit  $\text{H}_2$  ist stark exotherm und stellt eine Volumenkontraktion dar. Die Reaktion wird als eine Linearkombination aus der reversen Wassergas-Shift-Reaktion (rWGS) und der CO-Methanisierung betrachtet, wobei ein direkter Umsatz von  $\text{CO}_2$  zu Methan allerdings nicht ausgeschlossen ist und parallel dazu ablaufen kann.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde die  $\text{CO}_2$ -Methanisierung an einem eigens entwickelten Laborteststand, unter Verwendung eines monolithischen Nickelkatalysators, untersucht. In Abbildung 2 ist der Laborteststand dargestellt. Die Reaktion ist durch starke Exothermie (Wärmeabgabe) gekennzeichnet, die vor allem im größeren Maßstab kontrolliert werden muss. In einer experimentellen Untersuchung konnte gezeigt werden, dass in zwei Stufen die Edukte nahezu vollständig umgesetzt werden können. Dazu wurde die, mittels Gasanalyse gemessene, Gaskonzentration in einem zweiten Versuchsdurchgang als Eduktgas eingestellt. Die industrielle Methanisierung stellt erhöhte Anforderungen an die Anlage und Katalysatorsysteme, die zum Teil mit noch ungeklärten Fragestellungen behaftet sind. Gleichzeitig spielt die Methanisierung im Kontext von PtG eine

# Hochschule Bremerhaven

erhebliche Rolle zur Erreichung der Klimaziele und schafft weitere Unabhängigkeiten zu Nachbarländern.

Das Projekt hat gezeigt, dass die Weiterentwicklung und Skalierung des Systems unerlässlich sind, um im industriellen Maßstab SNG mit hohem Wirkungsgrad, wirtschaftlich produzieren zu können. Hierzu ist die Anforderung gestellt, hohe Methanproduktionsraten zu erzielen, verbunden mit hohen Katalysatorauslastungen. Weiterhin ist die Gasqualität essentiell, um das erzeugte Gas in die bestehende Infrastruktur einspeisen zu können.



Abbildung 2: E-Fuels Container am ttz Bremerhaven [Bildquelle: Fabian Klein]

## Management Summery

### Kapitel 3

## Wasserstoff in Logistik und Mobilität

Wasserstoff als Energieträger kann, bei Anwendung im Verkehr, die CO<sub>2</sub> Emissionen deutlich senken, wenn dieser mit Strom aus erneuerbaren Energien durch Elektrolyse hergestellt wird. Im Bereich der Mobilität kann Wasserstoff, als Energieträger, direkt eingesetzt werden. In diesem Teilprojekt wurden wirtschaftliche Anwendungen im Bereich Mobilität und Logistik im Fischereihafen Bremerhaven untersucht. Dazu wurde der Stand der Technologie recherchiert und das Interesse, speziell der im Fischereihafen ansässigen Betriebe, untersucht. Ziel war es, Erfahrungen mit der Einführung von Wasserstoff in konkreten mobilen Anwendungen zu sammeln.

Es konnten Hindernisse, bei dem Einsatz von Wasserstoff für mobile Anwendungen, identifiziert werden. Wasserstofffahrzeuge, auch für den Transportverkehr, sind seit Jahren in der Presse. Viele Firmen arbeiten an diesem Thema und verschiedene Projekte wurden bereits vorgestellt. Bei konkreter Nachfrage sind zum aktuellen Stand, aber dennoch keine Fahrzeuge tatsächlich verfügbar. Die Ankündigungen gehen vom Jahr 2023 oder noch später aus. Auch Umrüstvarianten sind derzeit noch keine wirkliche Alternative, da auch diese sich noch nicht in der Serienreife befinden. Die Infrastruktur ist ebenfalls noch ausbaufähig, auch wenn die Technologie vorhanden ist, so ist es schwer möglich, Geräte in Serie zu produzieren und die Kosten sind noch deutlich höher als derzeit angebotene Alternativen. Zudem sind bei der Einführung auch die Genehmigungsverfahren zu beachten. Diese können die Einführung immer noch erheblich verzögern, da vielfach die Prüfvorschriften noch nicht verfügbar sind oder qualifiziertes Personal fehlt.

Insgesamt ist neben den, derzeit noch erheblichen, Kosten für die Technologie auch noch ein erheblicher Zeitaufwand für Anschaffung und Genehmigung zu erwarten. Viele Unternehmen sehen im Wasserstoff eine kommende Alternative für fossile Kraftstoffe, insbesondere für mobile Anwendungen. Es gibt aber noch keine ausreichenden praktischen Erfahrungen mit Wasserstoffanwendungen im Bereich der Mobilität.

Die in dem Projekt gesammelten Erfahrungen mit einem Wasserstoffgabelstapler, können bei der Planung und Durchführung der weiteren, in Bremerhaven geplanten, Vorhaben unterstützen und können auch für Wirtschaftsunternehmen in Zukunft wichtig bei der Umstellung auf Wasserstofftechnologien sein.

## Management Summery

### Kapitel 4

## Entwicklung eines Wasserstoffbackofens

Das Ziel des Projektvorhabens zur Entwicklung eines Wasserstoffbackofens war es, den Einsatz von Wasserstoff als Energieträger für die Lebensmittelbranche zu demonstrieren. Für die praktische Erprobung der Wasserstofftechnologie wurde hierfür vom ttz Bremerhaven ein Demonstrationsobjekt eines Wasserstoffbackofens entwickelt. Im Rahmen der Entwicklungsarbeit stand hierbei die Konstruktion eines Wasserstoffbackofens, bestehend aus Brennkammer (inkl. Wasserstoffbrenner) und Luftführungskonzept zur Wärmeübertragung, im Fokus. In Abbildung 3 ist der Wasserstoffbackofen dargestellt.

Die Forschungsarbeit hat, in Bezug auf die vorgenannten Rahmenbedingungen, zusammenfassend zu folgenden Ergebnissen geführt:

- Die notwendigen Voraussetzungen und Rahmenbedingungen an den Einsatz von Wasserstoff, als thermischer Energieträger, konnten definiert und angewendet werden.
- Wasserstoff konnte erfolgreich, mittels eines katalytischen Brenners, in Wärme umgesetzt werden, um einen Wasserstoffbackofen zu beheizen.
- Ein umfangreiches Sicherheitskonzept, bestehend aus sicherheitstechnischen Bauteilen und steuerungstechnischen Maßnahmen, konnte in das Gesamtsystem implementiert werden.
- Das sicherheitstechnische Konzept der Gesamtanlage wurde durch eine zertifizierte Stelle geprüft und vor Inbetriebnahme erfolgreich abgenommen.
- Durch Anpassung der prozesstechnischen Parameter konnten Backwaren erfolgreich hergestellt werden und mit einem industriellen Konvektionsbackofen, hinsichtlich einer gleichbleibenden Produktqualität, verglichen werden.

Anhand der gewonnen Erkenntnisse konnte gezeigt werden, dass Wasserstoff grundsätzlich als zukünftiger Energieträger für das thermische Behandeln von Lebensmitteln eingesetzt werden kann. Anhand der erarbeiteten Forschungsergebnisse wird es möglich sein, die Anwendung auf weitere thermische Prozesse im Lebensmittelbereich zu übertragen. Die besondere Herausforderung, Wasserstoff sicher anzuwenden, konnte ebenfalls erfolgreich durch technologische Maßnahmen überwunden werden. Die Demonstration der Wasserstofftechnologie fördert somit die weitere Interessenbekundung an der alternativen Energiequelle in der Industrie. Ein grundlegendes Optimierungspotenzial bietet insbesondere die Nutzung der Restwärme aus den Wasserstoffabgasen, welche energetisch, z.B. durch ein geeignetes Wärmerückgewinnungssystem, genutzt werden kann, um u.a. den Brennstoffverbrauch zu minimieren und die generelle Energieeffizienz des Gesamtsystems zu erhöhen.



Abbildung 3: Wasserstoffbackofen am Aufstellungsort im Bäckerei-Technikum des ttz Bremerhavens (links: Frontansicht; rechts: Blick auf das angeflanschte Rohrleitungssystem und den Wasserstoffbrenner) [Bildquelle: Magnus Rienäcker]

## Kapitel 1

### Microgrids-autarke Einheiten



## Abschlussbericht

„Microgrids-autarke Einheiten“



### Auftraggeber:

Die Senatorin für Wissenschaft und Häfen

### Auftragnehmer:

Hochschule Bremerhaven, An der Karlstadt 8, 27568 Bremerhaven

**Projektzeitraum:** 15.06.2020 – 31.10.2022

**Gesamtprojektleitung:** Prof. Dr. - Ing. Carsten Fichter

**Teilprojektleitung:** Prof. Dr. - Ing. Uwe Werner

### Projektbearbeitung

- M.Sc. David Salomon Stephan
- Dr.-Ing. Sandra Peters-Erjawetz
- M.Sc. Paul Runte
- Kathrin Janc
- B.Sc. Andrej Albrecht



Europäische Union  
Investition in Bremens Zukunft  
Europäischer Fonds für  
regionale Entwicklung



BREMEN  
BREMERHAVEN  
ZWEI STÄDTE. EIN LAND.

# Inhalt

1	Einleitung.....	4
2	Teilstudie Microgrids .....	5
2.1	Ziele und erwartete Wirkungen des Projekts.....	6
3	AP1 - Vorbereitungsphase .....	7
3.1	Anforderungen von Microgrids für selbsterzeugten H2.....	7
	und Fremdbezug von E-Fuels .....	7
3.2	Beschreibung von Systemaufbau und Verschaltung des Microgrids .....	8
3.3	Simulation des Microgrids .....	10
3.4	Komponentenbeschreibung und Evaluation von Speichersystemen.....	11
3.4.1	Energiegewinnung.....	12
3.4.2	Batteriespeicher 48 Volt.....	12
3.4.3	Doppelschichtkondensator (Ultracap) .....	12
3.4.4	Energiespeicherung mittels Wasserstoffes.....	14
3.4.4.1	Allgemein.....	14
3.4.4.2	Wasserstoffherzeugung .....	14
3.4.4.3	Energetische Umwandlung von Wasserstoff und E-Fuels .....	16
3.4.4.4	Wasserstoffspeicher.....	20
3.4.4.5	Wissenstransfer von Methan zu Wasserstoff .....	26
3.4.4.6	Materialien für Wasserstoffspeicher .....	26
3.4.4.7	Gaskompression.....	27
3.4.5	Fremdbezug von E-Fuels .....	27
3.5	Aufbau einer Testanlage im Labormaßstab.....	30
3.5.1	Standortauswahl .....	30

3.5.2	Prüfung notwendiger Genehmigungen.....	30
3.5.3	Komponentenbeschaffung.....	30
3.5.4	Grafische Darstellung des Aufbaus .....	31
3.5.5	Erzeugung elektrischer Energie.....	34
4	AP2 - Wissenschaftliche Begleitung.....	37
4.1	Einbindung in die Lehre .....	37
4.2	Aktueller Wissensstand .....	38
4.3	Ziel und Versuchsaufbau .....	39
4.4	Versuchsdurchführung & Auswertung .....	41
4.4.1	Ermittlung der Grundlast .....	41
4.4.2	Elektrolyseurs .....	42
4.4.3	Brennstoffzelle .....	50
4.4.4	Wasserstoffspeicherung.....	60
4.4.5	Batteriespeicher .....	64
4.4.6	Energieerzeugungsanlagen .....	65
4.5	Entwicklung von Monitoringkonzepten für Microgrids.....	68
5	AP3 - Auswertung .....	70
5.1	Kostenanalyse für die gesamte Umstellung .....	70
5.2	Lebenszyklusanalyse/Ökobilanzierung der gesamten Umstellung .....	71
5.3	Empfehlung für die Übertragbarkeit und Anwendungen.....	72
5.4	Zusammenfassende Betrachtung und Handlungsempfehlung .....	73

# 1 Einleitung

Grüner Wasserstoff, der mit Hilfe erneuerbarer Energien wie Wind und Sonne erzeugt wird, ist die Basis für eine Vielfalt von zukünftigen Energieversorgungssystemen und gilt als maßgeblicher Energieträger der Zukunft auf dem Weg in eine klimaschonende Wirtschaft. Um diesen Wandel zu realisieren, stellen die Bundesregierung und die EU umfangreiche Fördersummen für die Entwicklung und den Ausbau dieser grünen Schlüsseltechnologie zur Verfügung. Sowohl auf der europäischen, der nationalen als auch auf der regionalen Ebene sind in der Zwischenzeit Wasserstoffstrategien erarbeitet worden, in denen Ausbauziele formuliert und Anpassungspfade entwickelt wurden. Somit werden die einzelnen Potenziale über die Wertschöpfungsstufen hinweg integriert betrachtet. Die Wasserstoffinitiativen werden sowohl von den Unternehmen als auch von Bürger:innen als positive Signale gedeutet – Wasserstoff ist auf einem guten Weg, eine dominante „grüne Technologie“ zu werden!

Der Nutzung und Anwendung des Energieträgers Wasserstoff stehen die Unternehmen zwar insgesamt aufgeschlossen und interessiert, aber zu einem großen Teil noch zögernd gegenüber, wenn es um diesbezügliche Investitionen geht – obwohl Einigkeit darüber besteht, dass Nachhaltigkeit und die damit einhergehende Transformation des Energiesystems unabdingbar sind. Ein wichtiger Bestandteil ist hierbei den Unternehmen im Rahmen von Anwendungsfällen aufzuzeigen, dass die Wasserstofftechnologie prozess- und ausfallssicher betrieben werden kann. Die finanzielle Zurückhaltung der Unternehmen ist dennoch nachvollziehbar: Firmen müssen sicherstellen, dass sie einen nachhaltigen Wettbewerbsvorteil haben. Umstrukturierungen, Übernahmen, Änderungen bzw., Anpassungen von Prozessen und Infrastrukturen müssen finanziert werden, ebenso muss eine solide Exit-Strategie vorhanden sein, falls die geplante Rechnung nicht aufgeht. Neue technologische Entwicklungen sollten deshalb möglichst in kleinen Schritten und in Anpassung laufender Prozesse übernommen werden. Nur so können aus den Ideen und Entwicklungen von heute, funktionierende Systeme von morgen werden.“

In dem EFRE-geförderten Modellprojekt „Wasserstoff – grünes Gas für Bremerhaven“ werden in diesem Sinne vier industrielle und praxis- sowie forschungsnahe Anwendungsfälle exemplarisch durch die Hochschule Bremerhaven und den Unterauftragnehmer Technologietransferzentrum (ttz Bremerhaven) untersucht und bewertet. Die Motivation und das Hauptziel zur Anwendungsentwicklung im Bereich der grünen Wasserstofftechnologie in der Produktion, Speicherung und Anwendung besteht darin, fehlende Bausteine dieser Technik möglichst schnell zu entwickeln, um den Weg für eine zügige Umsetzung in die Industrie zu gewährleisten.

## 2 Teilstudie Microgrids

**Definition des Begriffes „Microgrid“:** Microgrids sind kleinräumige, elektrische Energienetze, die sowohl autark bzw. unabhängig vom Verbundnetz (Gas-, Strom- und Wärmenetze) als auch durch die Netzkopplung (netzparallel), also über die Möglichkeit einer synchronen Anbindung an ein Verbundnetz, betrieben werden. Auf diese Weise können sie in regional abgegrenzten Gebieten und Einheiten, also z.B. dezentral in Häusern, Industrie und Gewerbe eingesetzt werden. Im Rahmen dieses Teilprojektes wurde ein Microgrid-Testlabor in einem 20-Fuss-Container an der Hochschule Bremerhaven aufgebaut (siehe Abbildung 1) in dem das Microgrid mit grünem Wasserstoff betrieben wird.



Abbildung 1 Microgrid Container der Hochschule Bremerhaven mit dazugehörigen Wasserstoffspeicher im Gitterkäfig [Bildquelle: David Stephan]

Es werden Fragestellungen zur Speicherdichte, Sicherheit, Lebensdauer, Benutzerfreundlichkeit, Wartungsfreiheit und Energieautarkie bearbeitet, die sich auf regional begrenzte Gebiete beziehen. Die regenerative Energiebereitstellung erfolgt durch Windenergie- und Photovoltaikanlagen, für windschwache und sonnenarme Stunden kann die benötigte Energiemenge aus zuvor gespeichertem, grünem Wasserstoff bereitgestellt werden. Um die elektrische Energie in Form von Wasserstoff zu speichern, wird ein Teil der elektrischen Energie der Windenergie- und Photovoltaikanlage durch Elektrolyse in grünen Wasserstoff umgewandelt, in Gasflaschen gespeichert und bei Bedarf durch eine Brennstoffzelle wieder in elektrische und thermische Energie umgewandelt. In diesem Zusammenhang nimmt die Betrachtung der gesamten Prozesskette Wasserstoffherzeugung, Speicherung von Wasserstoff, Abwärmenutzung und Rückverstromung, sowie Speicherung elektrischer Energie eine Schlüsselrolle im Rahmen der Energiewende ein.

## 2.1 Ziele und erwartete Wirkungen des Projekts

Das Hauptziel der Teilstudie „autarke Einheiten (Microgrids)“ sollen grundlegende Fragestellungen bearbeitet werden, die sich auf regional begrenzte Gebiete beziehen, die sich vollständig aus erneuerbaren Energien versorgen. Unterschieden wird hier in

- Microgrids mit selbsterzeugtem Wasserstoff. Hierbei wird Wasserstoff als Speichermedium zum Ausgleich von fluktuierenden Einspeisungen, z. B. Photovoltaikanlagen auf Dächern genutzt. Der Fokus liegt hier auf Fragen der Sicherheit, Lebensdauer, Benutzerfreundlichkeit, Wartungsfreiheit und Energieautarkie.
- Microgrids mit Fremdbezug von Kraftstoffen, die von konventioneller auf erneuerbare Energieversorgung umgestellt werden sollen, z. B. Schiffe. Hier liegt der Fokus insbesondere auf der Speicherdichte, der kontinuierlichen Versorgung und der Betriebssicherheit.

Im Rahmen dieser Teilstudie ist der Aufbau eines Microgrid-Testlabors an der Hochschule Bremerhaven vorgesehen. Hier sollen sowohl die Anwendungsmodelle der Eigenerzeugung sowie der Fremdversorgung mit Treibstoff im Labor-Testbetrieb untersucht werden. Es ist geplant, einen Handlungsleitfaden zu erstellen und diesen Firmen bereitzustellen.

Erwartete CO<sub>2</sub> Entlastungseffekte:

- Durch den Einsatz von Wasserstoff als Speichermedium ist es möglich autarke Inselssysteme saisonal und Tageszeit unabhängig mit Energie zu versorgen.
- Es sind im Vergleich zu Batteriesystemen große Energiemengen mit einer hohen Speicherdichte zu speichern.
- Große Arealnetze z.B. das Lune Delta können sich hierbei CO<sub>2</sub> neutral (100% CO<sub>2</sub> Reduktion) bei einer Kopplung von Photovoltaik und Wind mit Wasserstoff als Speichermedium Versorgung versorgen lassen.
- Kleinere Arealnetze wie z.B. Stromerzeugung auf Schiffen und Yachten oder der Baustellenstromversorgung können CO<sub>2</sub> neutral (100% CO<sub>2</sub> Reduktion) und ohne Netzanschluss versorgt werden.

## **3 AP1 - Vorbereitungsphase**

### **3.1 Anforderungen von Microgrids für selbsterzeugten H2**

#### **und Fremdbezug von E-Fuels**

##### **Autonomie**

Ein Microgrid (MG) ist technologieoffen definiert und umfasst im Wesentlichen die Funktionen Erzeugung, Speicherung, Verbrauch und Regelung von Energie [1]–[3]. Sowohl ein Betrieb im Netzparallel- als auch im Inselbetrieb (autonomer Betrieb) ist möglich. Besondere wissenschaftliche Aufmerksamkeit wird ihnen aktuell zu Teil, da sie die Möglichkeit bieten, den Verbrauch von regenerativ erzeugtem Strom zu maximieren und damit zur Verringerung von  $CO_2$ -Emissionen beizutragen [1]–[3]. Dafür bedarf es, neben einer entsprechenden Auslegung der verbauten Komponenten, einer ständig optimierten Regelung, die aktuelle Verbrauchs- und Erzeugungsdaten sowie zukünftige Prognosen berücksichtigt [1]–[3]. In Netzparallelbetrieb ist darüber hinaus möglich, den Netzbetreibern Dienstleistungen zum Erhalt der Netzstabilität, wie Primär- und Sekundärregelung zur Verfügung zu stellen [1]–[3].

##### **Effizienz/Leistungsfähigkeit**

Mit der Hilfe von intelligenten Steuerungssystemen ist es möglich, MGs hinsichtlich verschiedener Zielvorgaben zu optimieren [1]–[3]. Besonderer Fokus liegt auf der Effizienzmaximierung, indem beispielsweise der Verbrauch zeitlich verschoben wird, um eine maximale direkte Nutzung der erneuerbaren Erzeugereinheiten zu ermöglichen [1]–[3]. Vor allem im Netzparallelbetrieb ist eine wirtschaftliche Optimierung, unter Berücksichtigung der aktuellen Strompreise, attraktiv [1]–[3]. Um die Leistungsfähigkeit einzelner Komponenten zu verbessern, sind darüber hinaus dezentrale Regelungseinheiten notwendig, welche ihre Zielgrößen von einem übergeordnet agierenden und zentralen MG-Managementsystem erhalten [1]–[3].

##### **Flexibilität und Skalierbarkeit**

Der prinzipielle Aufbau eines MGs lässt sich auch dank der technologischen Offenheit flexibel an lokale Gegebenheiten oder zeitlich veränderte Anforderungen anpassen [1]–[3]. Besonders attraktiv ist hierbei eine Berücksichtigung von Wärme und Wasserbedarf, um mögliche Synergien mit bestehender Infrastruktur zu erzielen [1]–[3]. Dem MG ist es intern möglich, auf die Veränderung von Zielvorgaben schnell und differenziert zu reagieren [1]–[3]. Zum einen werden viele Module sowie das Gesamtsystem bewusst skalierbar ausgelegt, sodass eine Anpassung der Kerngrößen, wie maximale Leistung oder Speicherkapazität, schnell möglich ist [1]–[3]. Zum anderen bietet die etablierte Regelungsstruktur verschiedene Möglichkeiten, veränderte Zielvorgaben zu berücksichtigen [1]–[3].

##### **Kompatibilität**

MGs sind als Funktionseinheiten zu betrachten, die bei Bedarf vollständig kompatibel zur bestehenden Infrastruktur und vor allem zum Versorgungsnetz errichtet werden [1]–[3]. Sie ermöglichen, das Wachstum der bestehenden Infrastruktur in einem wirtschaftlich attraktiven Rahmen nachhaltig und sektorenübergreifend zu unterstützen [1]–[3].

## **Stabilität**

Zur Gewährleistung der Stabilität wird jedes intelligente elektrische Gerät (kurz: IED) wie Generatoren oder Batteriesysteme, unabhängig und lokal am Anschlusspunkt mit Spannungs- oder Frequenzregelung gesteuert [1]–[3]. Somit ist ein Betrieb aller Teilkomponenten unter Nennbetriebsbedingungen, unabhängig von den globalen Vorgaben, sichergestellt [1]–[3]. Im Rahmen des Forschungsprojektes wird darüber hinaus untersucht, ob und in welcher Form ein Austausch oder eine Kompensation der Blindleistung möglich sind.

## **Wirtschaftlichkeit**

Prinzipiell sind MGs schon unter aktuellen Marktbedingungen, dank vielfältiger Erlösmöglichkeiten, wirtschaftlich zu betreiben [1]–[3]. Neben der Bereitstellung von Strom- und Wärme ist im vorliegenden Fall auch der Handel mit Wasserstoff und seinen Folgeprodukten, wie z.B. E-Fuels, zu nennen. Darüber hinaus ist es im Netzparallelbetrieb möglich, weitere netzdienliche Systemdienstleistungen, wie pos./neg. Regeleistung, Schwarzstartfähigkeit, Blindleistungskompensation oder Frequenzhaltung, anzubieten [1]–[3]. Im Kontext des Emissionshandels gewinnen auch Herkunftsnachweise in der Energiegewinnung eine zunehmend wirtschaftliche Relevanz, sodass es zu prüfen gilt, inwiefern hier weitere Einnahmequellen entstehen können.

### **3.2 Beschreibung von Systemaufbau und Verschaltung des Microgrids**

Nachfolgend wird kurz auf die Verschaltung des Microgrids eingegangen. Nach aktuellem Standard, dem inhaltlich sowohl IEEE folgen, lässt sich ein Microgrid als ein klar abgegrenztes und regelbares Stromnetz definieren, das aus mehreren Energieerzeugern, Verbrauchern und gegebenenfalls Speichern besteht, ein räumlich abgegrenztes Gebiet versorgt und sowohl mit als auch ohne elektrische Anbindung zu einem Verbundnetz funktioniert [1], [4]–[6]. Entsprechend muss ein MG sowohl die Anforderungen eines Inselnetzes als auch die einer Erzeugungseinheit, die ins Verbundnetz einspeisen möchte, erfüllen [1], [4]–[6].

Da die Stromerzeugung aus Sonnen- oder Windkraft stark wetterabhängig ist, wird im vorliegenden Projekt für eine Diversifizierung der Erzeugung auf eine Kombination aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen eingesetzt [1]. Somit werden sowohl auf Seite der Verbraucher als auch auf Seite der Erzeuger Wechsel- und Gleichstromkomponenten eingesetzt, was als hybrides Stromversorgungssystem bezeichnet wird und zu deren Verschaltungsoptionen Abbildung 2 einen Überblick verschafft [1], [4]. Option A, ein AC-gekoppeltes System, überzeugt mit einem einfachen Anschluss an das Netz und die meisten Verbraucher, geringeren Durchschnittskosten sowie einer hohen Freiheit bei der Wahl des Aufstellungsortes einzelner Komponenten [1], [7]. Option B, ein DC-gekoppeltes System, ermöglicht Dank des Zwischenkreises die Entkopplung von einer externen Netzspannung und Netzfrequenz sowie eine hohe Verlässlichkeit bei geringen Verlusten [1], [7]. Mit Option C lassen sich die genannten Vorteile der beiden Verschaltungsstrukturen vereinen, indem Elektrolyseur, Brennstoffzelle, Batterie und Ultracap in einem DC-Zwischenkreis verbunden sind, welcher über ein AC-Netz mit den Erzeugungsanlagen und dem Netz verschaltet wird [1], [4].

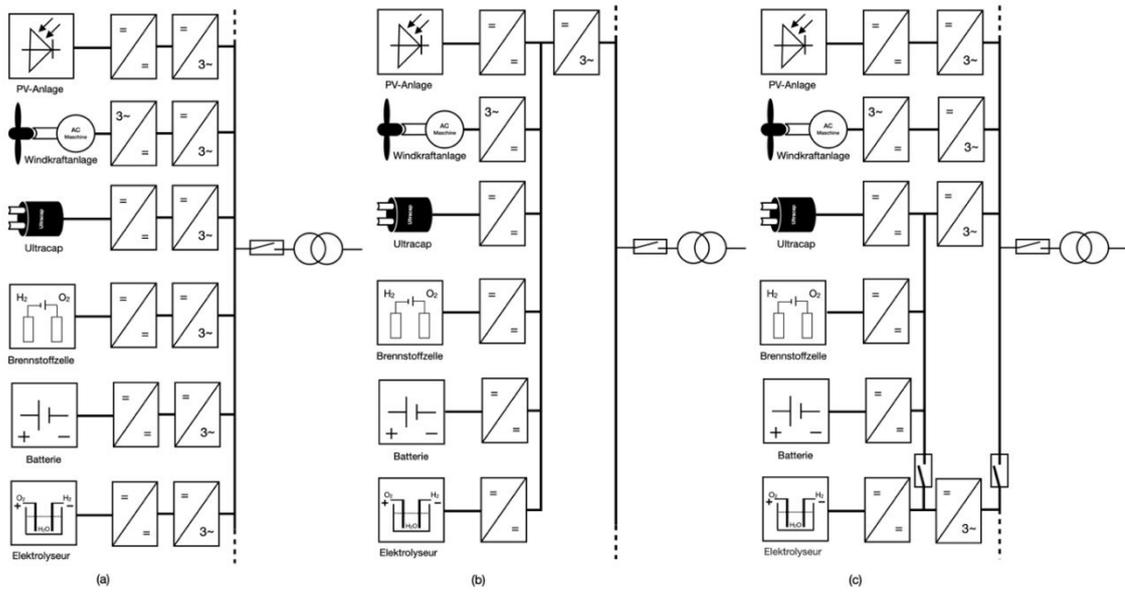


Abbildung 2 Strukturen hybrider Stromversorgungssysteme zur dezentralen Erzeugung, [1].

### 3.3 Simulation des Microgrids

Um eine bedarfsgerechte Auslegung des Microgrids zu gewährleisten, wurde es mit Hilfe des Simulationsprogramm PLECS der Firma Plexim nachgebildet und simuliert (Vgl. Abbildung 3) [1]. Die Software wurde entwickelt, um elektrotechnische Systeme nachzubilden und ermöglicht es zusätzlich, verfahrenstechnische Komponenten, wie Elektrolyseur oder Brennstoffzelle es sind, mathematisch nachzubilden [1]. Somit ist es möglich, sich einem optimalen Betriebspunkt zwischen Simulationszeit und Detailgrad anzunähern [1]. Als Basis für die gesamte Auslegung des Microgrids dienen die Erkenntnisse aus [1].

Auf der rechten Seite in Abbildung 3 ist die grafische Darstellung der Simulationsergebnisse zu sehen, gefolgt von dem zentralen *Simulationsmodell* des Microgrids. Um das Microgrid und seine Einspeisemöglichkeiten steuern, respektive konfigurieren zu können, wurden Initialisierungs-Blöcke, d.h. Eingänge in Form von veränderbaren Konstanten, geplant. Es ist vor dem Start der Simulation möglich, den gewünschten Zustand der Netzkopplung zu parametrieren oder während der Simulation gewünschte Bereiche ein-/ oder auszuschalten. Der *Wasserstoffspeicher*-Block simuliert den ausgelegten ND-/ HD Wasserstoffspeicher des Microgrids. Dieser Block gibt Auskunft über die Befüll-/ und Entnahmezeit von Wasserstoff, in Abhängigkeit von Elektrolyseur und Brennstoffzelle.

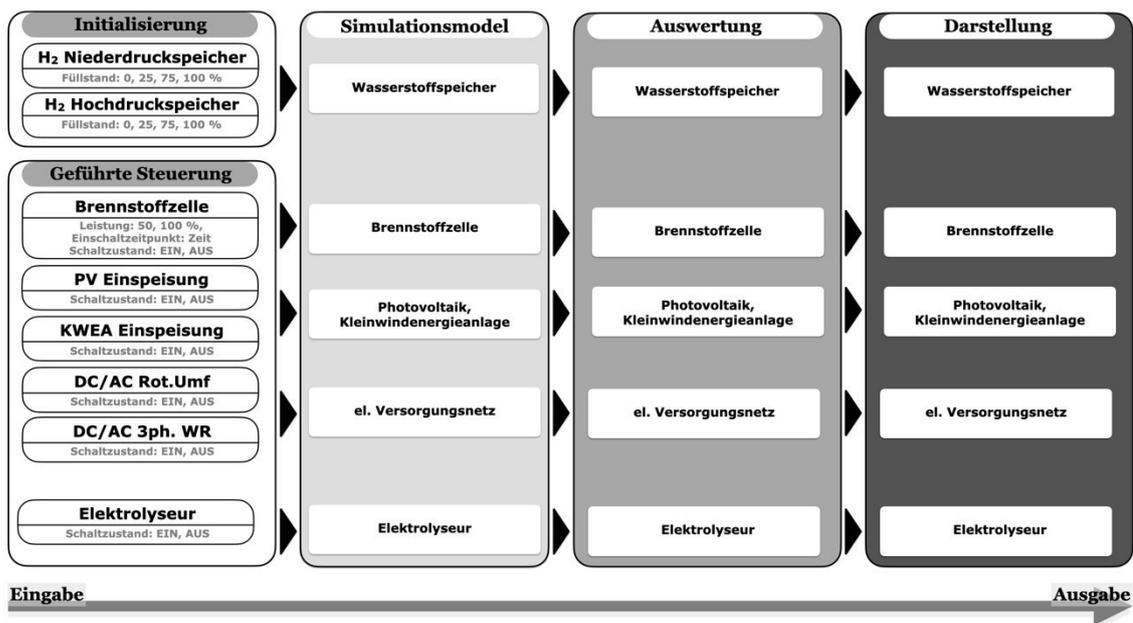


Abbildung 3 Übersicht der Simulationsoberfläche des Microgrids [eigene Darstellung]

Als Datenbasis der verfahrenstechnischen Komponenten dienen sowohl Produktdatenblätter realer Komponenten als auch die wissenschaftliche Fachliteratur [1], [8]. Die Energiegewinnung durch Photovoltaik- oder Windenergieanlagen basiert auf echten Wetterdaten, deren Einfluss auf die Wasserstoffproduktion anhand von Abbildung 4 beispielhaft verdeutlicht wird [1]. Für die Simulation elektrischer Verbraucher, angeschlossen an die 400 V Schiene, ist es möglich, Standardlastprofile, wie sie auch von den Netzbetreibenden genutzt werden, einzuspielen [1].

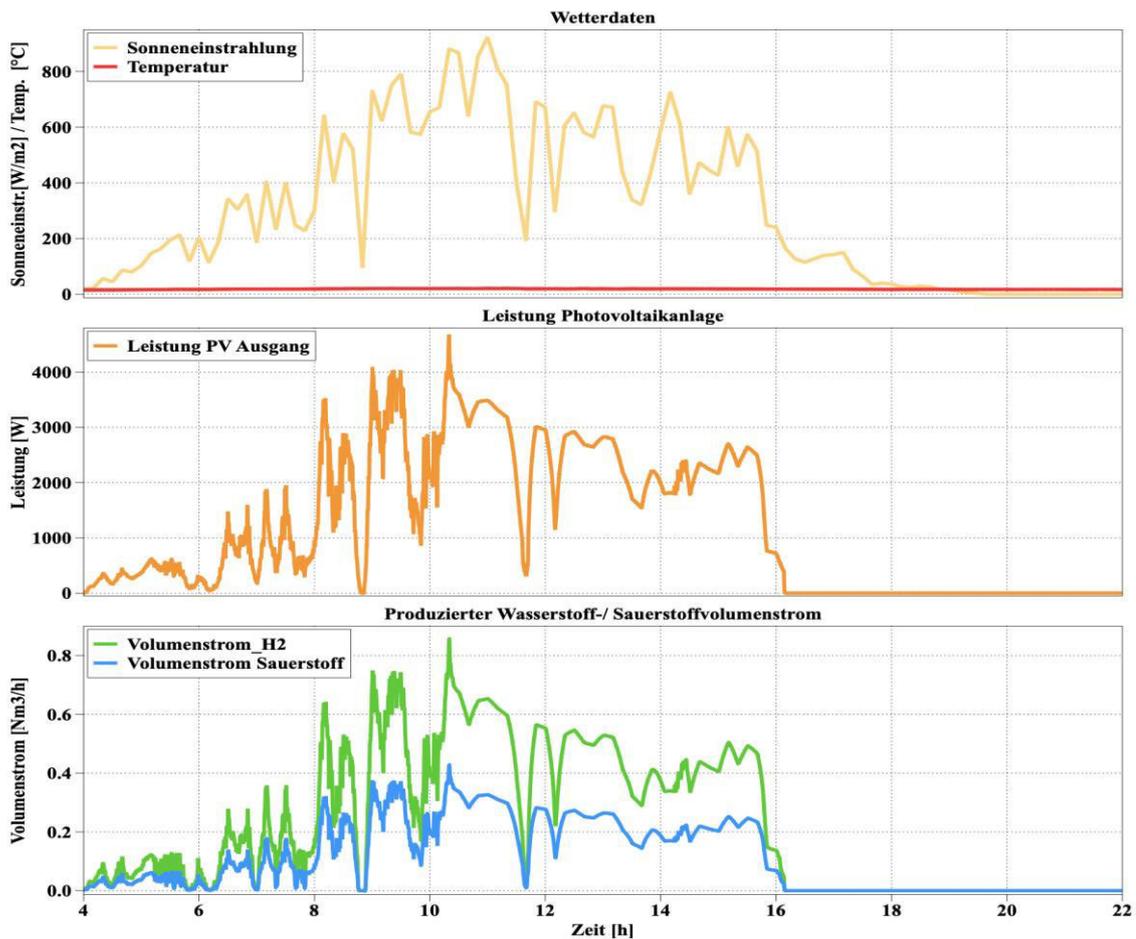


Abbildung 4 Produzierter Wasserstoff-/ Sauerstoffvolumenstrom in Abhängigkeit von Wetterdaten (PV-Anlage), [1].

### 3.4 Komponentenbeschreibung und Evaluation von Speichersystemen

Nachfolgend werden die wichtigsten Komponenten von Microgrids beschrieben, wobei der Fokus auf der technologischen Lösung für die Speicherung von Energie, insbesondere mit Wasserstoff, liegt. Ausgangslage ist die Auslegung eines Systems für selbsterzeugten Wasserstoff, in Kapitel 3.4.5 werden notwendige Anpassungen aufgezeigt und es soll zusätzlich der Fremdbezug von E-Fuels berücksichtigt werden. Die Beschreibung für den Betrieb notwendiger Hilfskomponenten wie Steuerungseinheit, Wechselrichter, Frischwasserpumpe, Sensoren, Ventile, Ventilatoren, usw. wird an dieser Stelle nicht durchgeführt.

Die Speicherung von Energie ist mittels verschiedener Konzepte denkbar und wurde dementsprechend auf mehrere Arten realisiert, die je nach Anwendungsfall spezielle Vor- und Nachteile bieten. Zur Kategorisierung können beispielsweise die Speicherdauer, der Speicherort, die Energiedichte, die Energiemenge, oder allgemeiner die Speicherprinzipien (elektrochemisch, mechanisch, etc.) verwendet werden. Als wichtige Technologie zur Realisierung einer emissionsarmen Energieversorgung wird Energiespeichern in der Forschung aktuell ein besonderer Fokus eingeräumt [1]–[3]. Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass einer direkten Nutzung von elektrischer Energie, ohne jegliche Umwandlungsschritte wie einer Zwischenspeicherung, immer Vorrang zu gewähren und sie nicht als Konkurrenz darzustellen ist [9]–[14]. Es handelt sich um einen Aspekt, der vor allem auch im Kontext der aktuellen Energiekrise, die den Einsatz von grünem Wasserstoff gegenüber Erdgas attraktiver erscheinen lässt, verstärkt wird [15]. So gilt es noch einmal hervorzuheben, dass für die nahe Zukunft von

einer Unterkapazität in der Erzeugung auszugehen ist [15]. Für weiterreichende Informationen sei an dieser Stelle auf die Literatur verwiesen [3], [9]–[16].

#### **3.4.1 Energiegewinnung**

Technologien für die emissionsarme Gewinnung elektrischer Energie können standortabhängig neben Sonnen-, Wasser- oder Windkraft beispielsweise auch die Gezeiten oder Geothermie nutzen [17]. Das größte Potential wird dabei, sowohl global als auch für Deutschland betrachtet, der Solar- und Windkraft zugesprochen, sodass nachfolgend das Hauptaugenmerk auf diese Technologien gelegt wird. Besonders wirtschaftlich sind Windkraftanlagen im MW-Bereich, da es ab entsprechender Nabenhöhe möglich ist, attraktive Jahresvollaststunden zu erzielen. Für das vorliegende Projekt ist diese Größenordnung ungeeignet, sodass alternativ auf die technologisch weniger ausgereiften KWEA (TRL 7-8) gesetzt wird [5]. Mit der zusätzlichen Installation einer Photovoltaikanlage (TRL 9) wird das Ziel verfolgt, einen maximalen Anteil der erzeugten Energie direkt zu nutzen [5]. Der Vorteil, die Erzeugungsleistung auf zwei verschiedene Systeme aufzuteilen, anstelle sich auf eins zu fokussieren, soll kurz dargelegt werden. Ursächlich ist das Wind- und Sonnenkraft abhängige Erzeugungsprofil, welche einzeln betrachtet starken Schwankungen unterliegen [18]. Entsprechend führt ein vermehrter Ausbau einer Technologie, beispielsweise der Photovoltaik, zwar zu einer erhöhten Erzeugung, diese zusätzliche Energie ließe sich jedoch nur marginal direkt nutzen, da die gleichen Erzeugungszeiten vorlägen, in denen bereits Energie erzeugt wurde [19]. Aufgrund der geringen Gleichzeitigkeit (meist scheint entweder die Sonne oder es windet) stellt sich dies anders dar, wenn die gleiche Leistung an KWEA zugebaut wird, sodass sich der Eigenverbrauch steigern und der Speicherbedarf senken lassen [18], [20].

#### **3.4.2 Batteriespeicher 48 Volt**

Der Batteriespeicher ist ein elektro-chemischer Energiespeicher, dessen Speicherprinzip auf der Änderung der elektrischen Ladung beruht [1], [3]. Besondere Merkmale sind ein hoher Wirkungsgrad bei einer hohen Leistungsdichte [1], [3]. Nachteilig ist der enorme Ressourcenbedarf und die direkte Kopplung von Speicherkapazität, sowie Auf- und Abnahmeleistung, weswegen zur Speicherung großer Energiemengen über lange Zeiträume alternative Systeme bevorzugt werden und sich der Anwendungsbereich auf den kurzzeitigen Energieausgleich (beispielsweise für eine Verbesserung der Netzstabilität) konzentriert [1], [3]. Zur Gattung der Batteriespeicher zählen neben den alltäglich bekannten Blei- (Auto) oder Lithiumbatterien (Handy) auch Redox-Fluss-Batterien oder Hochtemperaturbatterien [1], [3].

Für die Speicherung der gewonnenen elektrischen Energie am Ausgang der Brennstoffzelle wurde ein 48V Batteriespeicher mit einer Kapazität von 17,5 KWh projektiert [1]. Der Speicher dient zur Pufferung der gewonnenen Energie und speist die 48 V Schiene, von welcher sowohl die Leistungssteuerungskomponenten als auch die Sensoren mit Strom versorgt werden [1]. Darüber hinaus dient die Batterie der Glättung der Gleichspannung, um eine konstante Spannung am Eingang des Hochsetzstellers des Wechselrichters und des Gleichstellers für den Rotierenden Umformer zu erhalten [1].

#### **3.4.3 Doppelschichtkondensator (Ultracap)**

Der Doppelschichtkondensator zählt ebenfalls zu den elektrochemischen Speichern [1], [3]. Mit Hilfe seiner elektrolytischen Doppelschicht speichert er an den Phasengrenzen zwischen einem Elektronenleiter (Elektrode) und einem flüssigen Ionenleiter (Elektrolyt) elektrische Energie [1], [3]. Damit lässt er sich als Kurzzeitspeicher mit hoher Energie- und Leistungsdichte, der sich darüber hinaus durch eine hohe zyklische Stabilität auszeichnet, charakterisieren [1], [3]. Das

Speicherprinzip fußt auf einer Kombination der Speicherprinzipien von Kondensatoren (kapazitive Ströme an Grenzflächen von porösen Elektrodenmaterial und angrenzender Salzlösung) und Batterien (faradaysche Ströme am Elektrodenmaterial, ergo Kopplung des fließenden Strom an chemischen Stoffumsatz) [1], [3]. Der kapazitive Bereich liegt zwischen wenigen und mehreren Tausend Farad, entsprechend lässt sich das Anwendungsgebiet zwischen dem Kondensator und einer Batterie einordnen [1], [3]. Doppelschichtkondensatoren werden als Pufferspeicher in Batterie-, Brennstoffzellen- und Dieselhybridsystemen genutzt [1], [3]. Beim Ein- oder Ausschalten von großen Verbrauchern haben Ultracaps die Möglichkeit, innerhalb kurzer Zeit einen Strompeak aufzunehmen oder abzugeben, womit sie das Gleichstromnetz stabilisieren [1], [3].

### 3.4.4 Energiespeicherung mittels Wasserstoffes

#### 3.4.4.1 Allgemein

Die Speicherung elektrischer Energie mittels Wasserstoff ist ein elektrochemischer Prozess, der vor allem wegen seiner Vorzüge im Bereich der Langzeitspeicherung und der hohen Energiedichte wissenschaftliches Interesse hervorbringt [1]–[3]. Dafür ist es notwendig, Wasserstoff zu erzeugen, in einem geeigneten System zu speichern und abschließend energetisch umzuwandeln. In den nachfolgenden Kapiteln wird gesondert auf alle relevanten Technologien eingegangen. Um ein gesamtheitliches Bild der aktuellen Entwicklungen zu haben, sollen zuvor weiterreichende Hintergrundinformationen geliefert werden.

Wasserstoff kommt in seiner reinen Form auf der Erde kaum vor, entsprechend ist es notwendig, ihn unter Einsatz von Energie umzuwandeln [9], [10], [21]. Prinzipiell eignen sich dafür verschiedene Verfahren, die sich nach den verwendeten Primärenergieträgern und Wasserstoffverbindungen unterscheiden lassen. Allgemein wird zur einfachen Unterscheidung der Herstellungspfade eine farbliche Kodierung, deren wichtigsten Elemente Tabelle 1 zu entnehmen sind, verwendet<sup>1</sup>. Global werden aktuell rund 600 Mrd. Nm<sup>3</sup> p.a. erzeugt, wovon ungefähr 40 % als Nebenprodukt von Rohölraffinerieprozessen mittels Chlor-Alkali-Elektrolyse entstehen [21]. Der Rest wird gezielt in großtechnischen Anlagen hergestellt, deren Basis zu 95% fossile Kohlenwasserstoffe und zu 5% Wasser sind [9], [21], [22].

Tabelle 1 Eigenschaften und farbliche Kodierung der Wasserstofferzeugung [eigene Darstellung] nach [9], [10], [21].

Farbe des Wasserstoffs	Eigenschaften der Erzeugung
<i>Grau/Schwarz</i>	Verwendung fossiler Energieträger wie Erdgas/Kohle → stößt CO <sub>2</sub> aus.
<i>Blau</i>	Grauer Wasserstoff, dessen CO <sub>2</sub> -Emissionen <sup>2</sup> langfristig und sicher gespeichert werden <sup>3</sup> .
<i>Türkis</i>	Thermische Spaltung von Methan → Anstatt gasförmigem CO <sub>2</sub> entsteht fester Kohlenstoff.
<i>Grün</i>	Lediglich nachwachsende Biomasse, Wasser und Strom aus erneuerbaren Energien werden eingesetzt, sodass die Erzeugung nahezu CO <sub>2</sub> -neutral geschieht.
<i>Gelb/Pink/Rosa</i>	Für die Elektrolyse wird Atomstrom verwendet → geringer CO <sub>2</sub> -Ausstoß.

#### 3.4.4.2 Wasserstofferzeugung

Das H<sub>2</sub>-Herstellungsverfahren mit dem geringsten Ausstoß an CO<sub>2</sub>-Emissionen ist die elektrochemische Wasserspaltung in der Elektrolyse [21]. Wie aus Gleichung<sup>4</sup> (I) ersichtlich, wird im laufenden Betrieb neben deionisiertem Wasser lediglich Strom benötigt, womit Vor- und Nachteile direkt an dessen Erzeugung gekoppelt sind [21]. Zur Ermittlung der CO<sub>2</sub>-Emission ist vor allem der Strommix, welcher die prozentuale Aufteilung der Erzeugung nach Primärenergieträgern angibt, relevant [21]. Das Verfahren ergibt hohe Reinheitsgrade und

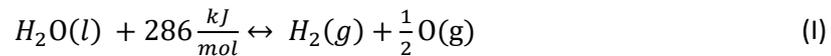
<sup>1</sup> Auf die Darstellung weiterer Farben wie Weiß oder Aquamarine wird in diesem Kontext verzichtet, da sie mit verschiedenen Bedeutungen verwendet werden.

<sup>2</sup> Auch andere Treibhausgase wie Methan, die entsprechend ihrer Wirkung in CO<sub>2,äquivalente</sub> umgerechnet werden.

<sup>3</sup> Eng. Carbon Capture and Storage, CCS.

<sup>4</sup> In Klammern der Zustand: l = liquid = flüssig, g = gas.

erzeugt neben Wasserstoff auch Sauerstoff, der für alternative Anwendungen veräußert werden kann [9], [21].



Primäres Kriterium für die Auswahl der Elektrolysetechnologie ist häufig die Erzielung geringer Wasserstoffgestehungskosten [9], [21], [23], [24]. Sie werden neben den Investitions- und Strombezugskosten auch durch die Auslastung bestimmt [9], [23]. Weitere technische Kriterien für den Vergleich sind der Wirkungsgrad (siehe Abbildung 5), der Lastbereich, die Dynamik, die Lebensdauer, sowie Entwicklungsstand, Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit [21], [23], [24]. Hebling et al. sehen aktuell die PEM\_Elektrolyse<sup>5</sup> (Hebling et al. TRL: 6-8; Merten et al. TRL: 6), die alkalische (TRL 9; 8) und die Hochtemperatur-Elektrolyse (TRL 4-6; 4) als besonders vielversprechend an [12], [24]. Ihnen allen ist gemein, dass die elektrochemischen Vorgänge auf Zell- und Stackebene im wesentlichen verzögerungsfrei auf Laständerungen reagieren [21]. Gegenstand aktueller Entwicklungen sind darüber hinaus die alkalische Membran-Elektrolyse (TRL 4-6), die Meerwasser-Elektrolyse (TRL 1-3) und die Hochdruckelektrolyse (keine Angabe) [24].

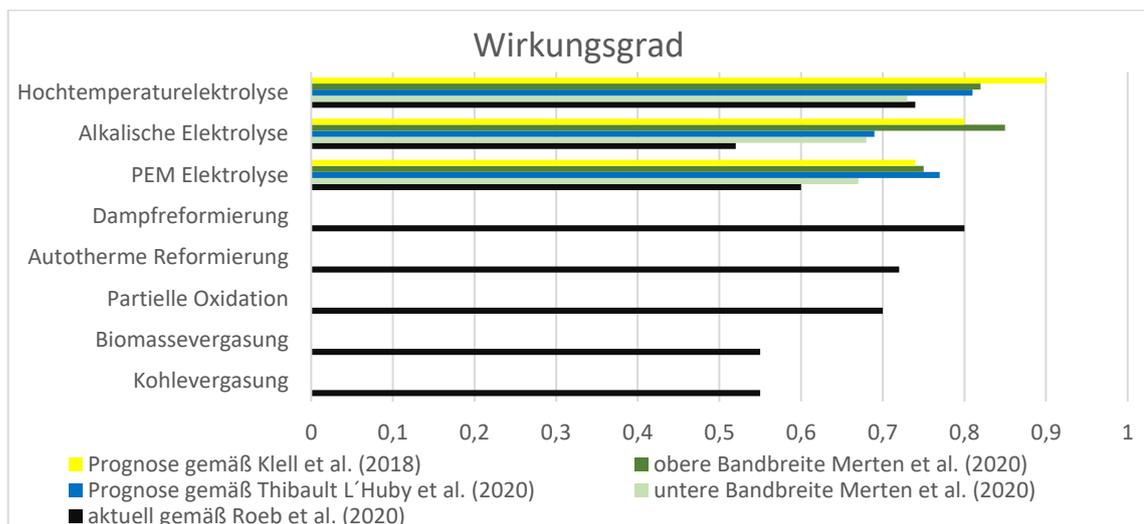


Abbildung 5 Auf den Brennwert bezogener Wirkungsgrad der Herstellungsverfahren von Wasserstoff<sup>6</sup> [eigene Darstellung] gemäß [9], [12], [21], [22].

Besonderheit von PEM-Elektrolyseuren ist die Verwendung einer festen, protonendurchlässigen Membran [21]. Ihre Verwendung ermöglicht eine hohe Stromdichte von 0,5 bis  $2 \frac{A}{cm^2}$  und schafft eine enorme Robustheit [21]. Dank der Membran ist ein Überlastbetrieb<sup>7</sup> möglich, was dazu genutzt werden kann, den ökonomischen Wert der Elektrolyse durch verstärkte Produktion von Wasserstoff in Stunden mit besonders günstigen Strompreisen zu erhöhen [25]. Die

<sup>5</sup> Eng. Proton Exchange Membran: Proton Austausch Membran.

<sup>6</sup> Um Ungenauigkeiten in der zukünftigen Technologieentwicklung gerecht zu werden, werden in der Literatur vermehrt Räume aufgespannt, innerhalb derer sich die Parameter wahrscheinlich entwickeln werden.

<sup>7</sup> Produktionskapazitäten oberhalb der nominellen Leistung bzw. Produktionskapazität.

Verwendung einer Nafion-Membran<sup>8</sup> erfordert eine hohe Wasserstoffreinheit und beschränkt die Betriebstemperatur auf  $T_{max,Nafion} = 80\text{ °C}$  [21].

Alkalische Elektrolyseure verwenden als Elektrolyt eine 20 bis 40 %ige Kalilauge, die in der Lage ist  $OH^-$ -Ionen zu leiten [21]. Zusätzlich werden die Kathodische und Anodische Halbzelle mit  $KOH$ -Lauge durchströmt, womit sich ein vergleichsweise komplizierteres System ergibt [21]. Die Betriebstemperaturen liegen im Bereich von  $T = 50\text{ bis }80\text{ °C}$ , bei einer relativ geringen Stromdichte von 0,2 bis  $0,6\frac{A}{cm^2}$  [21]. Ein Betrieb im unteren Teillastbereich<sup>9</sup> wird aufgrund von Gasverunreinigungen, da der relative Anteil des jeweiligen Fremdgases im Vergleich zum produzierten Gas zunimmt, kritisch gesehen [21].

Hochtemperaturelektrolyseure arbeiten bei Temperaturen von  $T = 700\text{ bis }1000\text{ °C}$ , was ihnen thermodynamische Vorteile verschafft, da mit steigender Betriebstemperatur ein größerer Anteil der Reaktionsenthalpie mittels Wärme zugeführt werden kann [21]. Außerdem ermöglicht es unedlere und kostengünstigere Rohstoffe wie Nickel als Katalysatoren zu verwenden und weiterhin Stromdichten von 0,2 bis  $> 2\frac{A}{cm^2}$  zu erzielen [21]. Untersucht werden aktuell zum Beispiel Festoxide als  $O^{2-}$ -Ionenleiter [21]. Anders als bei alkalischer oder PEM-Elektrolyse gilt es die Dynamik während des Betriebs besonders zu beachten. Temperaturänderungen haben aufgrund des hohen Ausgangsniveaus das Potential, die Lebensdauer zu verändern, da sie mechanische Spannungen auslösen können [21].

Im vorliegenden Fall ist es unabdingbar, dass der Elektrolyseur flexibel auf die verfügbare Energiemenge reagieren kann (oberer und unterer Teillastbereich), sowie möglichst robust und unkompliziert gebaut sein soll, entsprechend ist die PEM-Elektrolyse ausgewählt worden.

#### **3.4.4.3 Energetische Umwandlung von Wasserstoff und E-Fuels**

Die Energieumwandlung des chemischen Energieträgers Wasserstoff in elektrische, thermische oder mechanische Energie kann sowohl mittels einer Kraftwärmemaschine als auch mittels einer Brennstoffzelle<sup>10</sup> erfolgen [9], [10], [21], [22]. Abbildung 6 zeigt die entsprechenden Wirkungsgrade, welche sich, je nach Nutzung der potenziell entstehenden Abwärme, steigern lassen und unter Berücksichtigung weiterer Kriterien, bei der Ermittlung von optimalen Technologie-Anwendungspaaren primär entscheidungsrelevant sind [9], [10], [21], [22].

---

<sup>8</sup> sulfoniertes Tetrafluorethylen-Polymer.

<sup>9</sup> Lastbereich, der kleiner als die nominelle Leistung bzw. Produktionskapazität ist.

<sup>10</sup> Brennstoffzelle, kurz BZ.

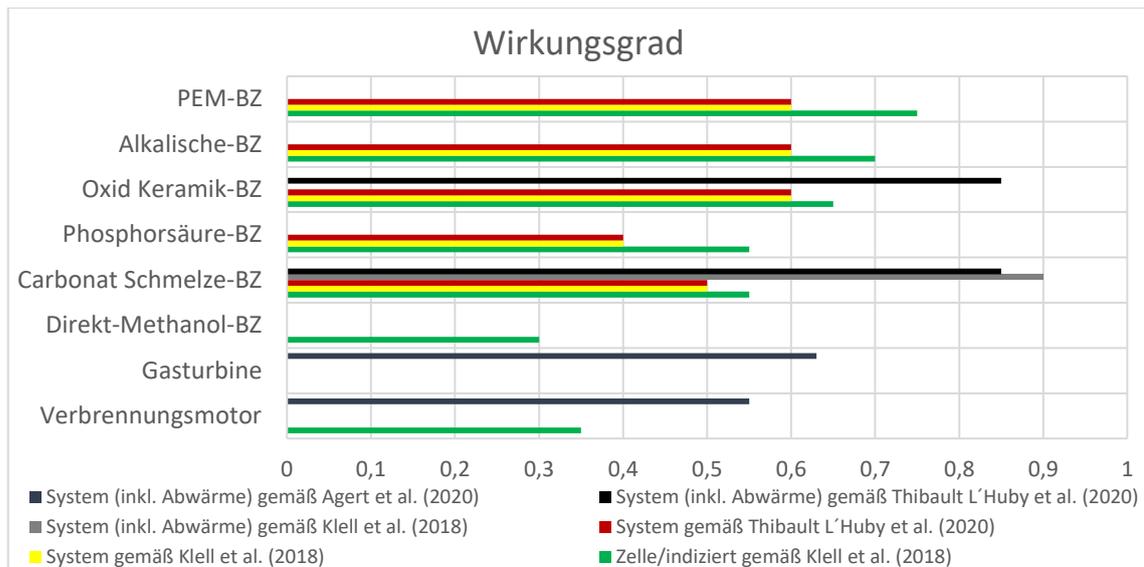
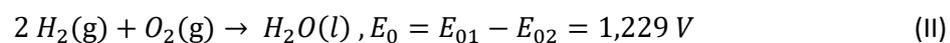


Abbildung 6 Auf den Brennwert bezogener Wirkungsgrad der Energieumwandlung von Wasserstoff, gemäß [9], [10], [21], [22].

Eine Brennstoffzelle wird nachfolgend anhand der Polymerelektrolytmembran-Brennstoffzelle erläutert. In einem elektrochemischen Wandlungsprozess werden die Edukte Wasserstoff und Sauerstoff entsprechend Gleichung (II) in elektrische Energie und Wasser umgewandelt [9], [10], [21], [22]. Die Wasserstoffoxidation an der Anode setzt mithilfe eines Katalysators (Edelmetalle wie Platin oder Palladium) zwei Elektronen, welche von der Anode aufgenommen und abgeleitet werden, und zwei  $H^+$ -Ionen, welche über das Elektrolyt (isolierend für Elektronen, durchlässig für Ionen) abtransportiert werden, frei [9], [10], [21], [22]. Durch das Zuführen von Sauerstoff, dem Schließen des Stromkreises sowie dem Vorhandensein von  $H^+$ -Ionen und dem Katalysator ist an der Dreiphasengrenze (Kathode) die Sauerstoffreduktion mit anschließender Verbindung zu Wasser möglich [9], [10], [21], [22]. So entsteht eine Potentialdifferenz, die dafür sorgt, dass die Elektronen, über einen äußeren Stromkreis fließend, in einem angeschlossenen Verbraucher Arbeit verrichten können [9], [10], [21], [22]. Die einzelnen BZ-Typen werden entsprechend ihrer Betriebstemperatur und den eingesetzten Elektrolyten klassifiziert [9], [10], [21], [22]. Da es sich um einen realen Wandlungsprozess handelt, fällt ein Teil der freigesetzten Energie als Wärme an [9], [10], [21], [22].



Allgemeine Vorteile des Energiewandlers Brennstoffzelle sind potenziell höhere Wirkungsgrade gegenüber Carnot-Prozessen [9], [10], [21], [22]. Es entstehen generell keine Lärmemissionen und bei der Verwendung von Wasserstoff als Edukt keinerlei Treibhausgas- oder Feinstaubemissionen [9], [10], [21], [22]. Darüber hinaus sei auf den Verzicht an bewegten Bauteilen hingewiesen, was die Wartung erleichtert und die Lebensdauer verlängert [9], [10], [21], [22]. Als aktuelle Herausforderungen sind, neben hohen Investitionskosten, die Weiterentwicklung von Lebensdauer und Wirkungsgrad sowie eine Verbesserung des dynamischen Betriebsverhaltens zu nennen [9], [10], [21], [22]. Forschungsfelder, die eine Steigerung der Effizienz versprechen, sind vor allem die Diffusion, sowie die Optimierung von Innen- und Elektrolytwiderstand [9], [10], [21], [22]. Nachfolgend wird kurz auf einige Vor- und Nachteile der jeweiligen BZ-Typen eingegangen.

Vor allem die PEM-BZ<sup>11</sup> ist schon heute weit verbreitet und weist mit ihren Sonderklassen (Niedertemperatur, Hochtemperatur, Direktmethanol) teilweise hohe Wirkungsgrade auf, die sie besonders attraktiv erscheinen lassen [9], [10], [21], [22]. Die Direktmethanol-PEM-BZ setzt auf die Edukte Methanol und Sauerstoff, ist einfach aufgebaut, gut zu betanken und weist eine hohe Lebensdauer auf [21]. Sie realisiert einen geringen Wirkungsgrad, stößt  $CO_2$  aus und wird vor allem in portablen Anwendungen im Leistungsbereich  $< 5 kW$  eingesetzt [21]. Die Niedertemperatur-PEM-BZ ( $< 120\text{ °C}$ ) benötigt ein aufwendiges Wassermanagement, da neben  $H^+$ -Ionen auch  $H_3O^+$ -Ionen von Anode zu Kathode diffundieren [21], [22]. Sie benötigt teure Katalysatoren und ist besonders  $CO$ -sensitiv [21], [22]. Von Vorteil sind ein hoher Wirkungsgrad, dynamisches Anfahrverhalten und eine hohe Stromdichte, die zu Anwendungen im Leistungsbereich von 1 bis 500 kW führen [21], [22]. Eine Weiterentwicklung stellt die Hochtemperatur-PEM-BZ dar, welche eine Polybenzimidazol-Membran<sup>12</sup> verwendet und auf ein Wasser-Management verzichten kann, da es für die Leitfähigkeit nicht benötigt wird [21]. Außerdem kann, wenn die weiteren Komponenten wie Verdichter, Ventile, etc. ebenfalls angepasst werden, eine höhere Betriebstemperatur erzielt werden, die, neben einer höheren  $CO$ -Verträglichkeit, bei Nutzung der Prozesswärme eine Steigerung des Wirkungsgrades zur Folge hat [21]. Bei der Verwendung von Wasserstoff aus fossilen Energieträgern könnte so eine Feinreinigungsstufe entfallen, die jedoch entstehende Kostennachteile durch temperaturbeständige Systemkomponenten nur teilweise ausgleichen kann [21].

Die Alkalische-BZ wird vor allem im Leistungsbereich von 1 bis 100 kW verwendet und setzt auf eine Kaliumhydroxid-Lösung als Elektrolyt, welche für  $OH^-$ -Ionen leitend ist [21], [22]. Sie ist robust und weist hohe Wirkungsgrade auf (Vgl. Abbildung 6), verwendet günstige Komponenten, arbeitet im Niedertemperaturbereich ( $< 100\text{ °C}$ ) und läuft schnell an [21], [22]. Das verwendete Elektrolyt ist als Sicherheitsrisiko einzuschätzen und bedingt durch Korrosion eine geringe Lebensdauer der Elektroden [21], [22]. Außerdem nachteilig ist die  $CO_2$ -Sensitivität der Edukte, weswegen anstelle von Luft reiner Sauerstoff zugeführt werden muss [21], [22].

Die besondere Attraktivität der Phosphorsäure-BZ aufgrund einer erhöhten Verträglichkeit gegenüber  $CO$ ,  $CO_2$  und Schwefel, sowie einer hohen technologischen Reife, wird durch die Verwendung konzentrierter Phosphorsäure als Elektrolyt eingeschränkt [21], [22]. Sie bedingt eine geringe Lebensdauer, eine geringe Leistungsdichte und führt zu hohen Materialkosten (mit geringem Senkungspotential) [21], [22].

Die Carbonat-Schmelze-BZ verwendet eine Alkalicarbonatschmelze aus Lithiumcarbonat ( $Li_2CO_3$ ) und Kaliumcarbonat ( $K_2CO_3$ ) als Elektrolyt, welches die Leitung von  $CO_3^-$ -Ionen von Kathode zu Anode ermöglicht [21], [22]. Als Edukte wird Kathodenseitig ein  $CO/H_2$ -Gemisch und Anodenseitig ein  $O_2/CO_2$ -Gemisch eingesetzt, weswegen neben Wasser auch  $CO_2$  als Produkt entsteht [21], [22]. Die hohen Temperaturen (600 bis 700 °C) ermöglichen den Verzicht teurer Edelmetall-Katalysatoren und bei gleichzeitiger Wärmenutzung Wirkungsgrade bis zu 90% [21], [22]. Nachteilig sind neben den Temperaturschwankungen, welche zu einem hohen Verschleiß und langen Anfahrzeiten führen, die Entzündlichkeit und Giftigkeit der Reaktanten, sowie geringe Leistungsdichten [21], [22]. Aktuelles Einsatzgebiet sind vor allem kleinere Kraftwerke bei einem Leistungsbereich von 300 bis 3.000 kW / bis 100 MW [21], [22].

Besonderheit der Oxid-Keramik-BZ ist der feste keramische Elektrolyt (z.B. Yttrium dotiertes Zirconiumdioxid  $ZrO_2(Y_2O_3)$ ), welches in der Lage ist  $O^-$ -Ionen zu leiten [21], [22]. Die hohe Betriebstemperatur von 500 bis 1000 °C bedingt eine lange Anfahrzeit (inklusive externer

---

<sup>11</sup> Polymerelektrolytmembran-Brennstoffzelle.

<sup>12</sup> Polybenzimidazol: Polymer mit sehr hohem Schmelzpunkt.

Heizung) und entsprechende Sicherheitsvorkehrungen [21], [22]. Der Leistungsbereich ist mit 1 bis 2.000 kW / bis 100 MW sehr groß und auch eine Verwendung kohlenstoffbasierter Energieträger (mit der Folge von CO<sub>2</sub>-Emissionen) ist denkbar [21], [22]. Es ist kein Flüssigkeitsmanagement erforderlich, eine lange Betriebsdauer möglich und unter Verwendung der Abwärme ein Wirkungsgrad über 85 % realisierbar [21], [22].

Alternativ zu der Verwendung in Brennstoffzellen ist auch die Verbrennung von Wasserstoff möglich, wobei die chemische Energie des Wasserstoffs zunächst in thermische Energie umgesetzt wird [21]. Die eingesetzten Maschinen sind robust und günstig, bei der Umsetzung von thermischer Energie in Arbeit ist die Anlage jedoch an den Carnot-Wirkungsgrad<sup>13</sup> gebunden und es werden Schadstoffemissionen freigesetzt [21].

Eine Möglichkeit für die Verbrennung ist die Verwendung eines Verbrennungsmotors [9], [10], [21]. Aufgrund der freigesetzten thermischen Energie dehnt sich das Gas aus und übt Druck auf Hubkolben aus, womit ein Teil der chemischen Energie in mechanische Energie umgewandelt werden kann [9], [10], [21]. Zur Stromerzeugung ist es anschließend notwendig, einen Generator nachzuschalten, der Wirkungsgrad des Gesamtsystems lässt sich unter Verwendung der Abwärme signifikant steigern [9], [10], [21]. Im Vergleich zu einem erdgasbetriebenem Verbrennungsmotor weist Wasserstoff schon heute einen höheren Wirkungsgrad auf, da es möglich ist, das Wasserstoff/Brennstoff-Luftgemisch sehr weit abzumagern, wodurch geringe Abgastemperaturen möglich sind und sich minimale NO<sub>x</sub>-Emissionen erreichen lassen<sup>14</sup> (Vgl. *Explosionsgrenzen* Kapitel 3.4.4.5) [9], [10], [21]. Kritisch ist hingegen das Potential zur Selbstentzündung zu bewerten, da es eine Kühlung des Brennstoffes notwendig macht [9], [10], [21]. Attraktiv ist in diesem Kontext vor allem die Möglichkeit, bereits auf Erdgas ausgelegte Systeme nach leichten Anpassungen und Modifikationen weiterverwenden zu können [9], [10], [21].

Alternativ ist die (anteilige) Verbrennung von Wasserstoff in einer Gasturbine/ einem Gasturbinenkombikraftwerk möglich [9], [10]. Die entstehende thermische Energie sorgt für eine Erwärmung des Produktgases, welches nachfolgend in einer Turbine entspannt und je nach Kopplung der Turbinenwelle in elektrische oder mechanische Energie gewandelt wird [9], [10]. Durch die Veränderung des Brennstoffes bestehender Systeme wird es notwendig Verbrennungssystem und Brennstoffzuführung anzupassen [9], [10]. Aufgrund hoher Verbrennungstemperaturen sind die NO<sub>x</sub>-Emissionen aktuell kritisch zu bewerten [9], [10]. Zudem ist, wie beim Verbrennungsmotor auch, vor allem die Möglichkeit attraktiv, vorhandene Systeme nach Anpassungen weiterverwenden zu können [9], [10].

Für den vorliegenden Anwendungsfall ist eine hohe technologische Reife, flexibles Lastverhalten, und ein geringes Temperaturniveau von erhöhter Bedeutung. Im ersten Schritt wurde sich dementsprechend für eine PEM-BZ entschieden, langfristig ist der Vergleich mit einem speziellen Wasserstoff-Drehkolbenmotor angedacht, der in einem weiteren Forschungsvorhaben angeschafft wird.

---

<sup>13</sup> höchste theoretisch mögliche Wirkungsgrad bei der Umwandlung von thermischer Energie in mechanische Energie.

<sup>14</sup> Annahme: bei Verbrennung von Wasserstoff im Luftüberschussbereich reagieren der Luftstickstoff und der überschüssige Sauerstoff bei geringer Temperatur nicht. Anders bei hohen Temperaturen, hier oxidiert der Stickstoff vornehmlich zu Stickstoffmonoxid und Stickstoffdioxid.

### 3.4.4.4 Wasserstoffspeicher

Prinzipiell ist die Kategorisierung von Speichersystemen für Wasserstoff nach unterschiedlichen Kriterien möglich. Zum einen liegt eine anwendungsorientierte Betrachtung nahe. Somit ergibt sich eine Unterscheidung zwischen stationären und mobilen Speichersystemen [26], [27]. Zum anderen ist es plausibel, sich an den Speicherverfahren zu orientieren [26], [27]. Einerseits werden physikalisch basierte Anwendungen, wie die Komprimierung oder Verflüssigung, eingesetzt. Andererseits ist es möglich, zum Beispiel mittels Physisorption, Wasserstoff in Materialien einzulagern, die eine hohe Aufnahmekapazität aufweisen [26], [27]. Tabelle 2 verschafft einen Überblick zu Eigenschaften ausgewählter Verfahren wie Massenanteil oder Energiedichten [28], [29].

Tabelle 2 Überblick zu ausgewählten Speichersystemen, nach [28], [29].

	$w_i = \frac{m_i}{m_{Gesamt}}$ <sup>15</sup>	$\rho_v \left[ \frac{kg}{m^3} \right]$	Temperatur	Druck [bar]
Komprimiert	< 13 %	< 40	273 °K = 0 °C	200 - 800
Flüssig	variabel	70,8	21,5 °K = -251 °C	1
Metallhydride	≈ 2 %	150	273 °K = 0 °C	1
Komplexe Metallhydride <sup>16</sup>	< 18 %	150	> 100 °K = -173 °C	1
Chemische Hydride	< 40 %	> 150	273 °K = 0 °C	1
Physisorption/Adsorption	≈ 2 %	20	77 °K = -196 °C	100

Ein wesentlicher Vorteil der Energiespeicherung mittels Wasserstoff ist die mögliche Entkopplung von Speichermenge, Aufnahmeleistung und Abgabeleistung [2]. Im Rahmen des vorliegende Projektes ist es beispielsweise notwendig, die Brennstoffzelle (Energieabgabe) für mindestens zehn Stunden unter Nennlast betreiben zu können, um realistische Versuche nachzubilden [1]. Mit Hilfe einer Simulation konnte vorab ermittelt werden, dass die Brennstoffzelle unter Nennlast ungefähr den 2,6-Fachen Volumenstrom an Wasserstoff benötigt, den der Elektrolyseur abgeben kann [1]. Entsprechend dieser Ermittlung wurde der Speicher dimensioniert (vgl. Tabelle 3), wobei es zu berücksichtigen gilt, dass eine nachträgliche Kapazitätserweiterung aufgrund der gewählten Konstruktion leicht realisierbar ist [1]. Für den Wasserstoffspeicher wurden entsprechend anhand Tabelle 3 (graue Bereiche) ein Hochdruckspeicher mit 6 Flaschen und ein Niederdruckspeicher mit 9 Flaschen gewählt.

Tabelle 3: Wasserstoffspeicherung in Flaschenbündel bei 200bar und 16bar Fülldruck

Anzahl Flaschen	Rauminhalt [l]	Fülldruck [bar]	Füllmenge [m3]	Füllmenge [kg]	Fülldruck [bar]	Füllmenge [m3]	Füllmenge [kg]
1	50	200	8,917	0,80	16	0,800	0,07
2	50	200	17,833	1,60	16	1,600	0,14
3	50	200	26,750	2,40	16	2,400	0,22
4	50	200	35,667	3,21	16	3,200	0,29
5	50	200	44,583	4,01	16	4,000	0,36
6	50	200	53,500	4,81	16	4,800	0,43
7	50	200	62,417	5,61	16	5,600	0,50
8	50	200	71,333	6,41	16	6,400	0,58
9	50	200	80,250	7,21	16	7,200	0,65
10	50	200	89,167	8,02	16	8,000	0,72

<sup>15</sup> Massenanteil des Wasserstoffes am Gesamtspeichersystem inklusive Tank etc.

<sup>16</sup> Zum Beispiel  $[BH_4]^-$  oder  $[AlH_4]^-$ .

Anzahl Flaschen	Rauminhalt [l]	Fülldruck [bar]	Füllmenge [m3]	Füllmenge [kg]	Fülldruck [bar]	Füllmenge [m3]	Füllmenge [kg]
11	50	200	98,083	8,82	16	8,800	0,79
12	50	200	107,000	9,62	16	9,600	0,86

## Gaskompression – Speicherung

Die Gaskompression stellt den letzten Prozessabschnitt in Abbildung 7 des Elektrolyseverfahrens dar. Dieser Schritt ist für die Hochdruckspeicherung in Gasflaschen mit mindestens 200 bar erforderlich und nicht zu vernachlässigen.

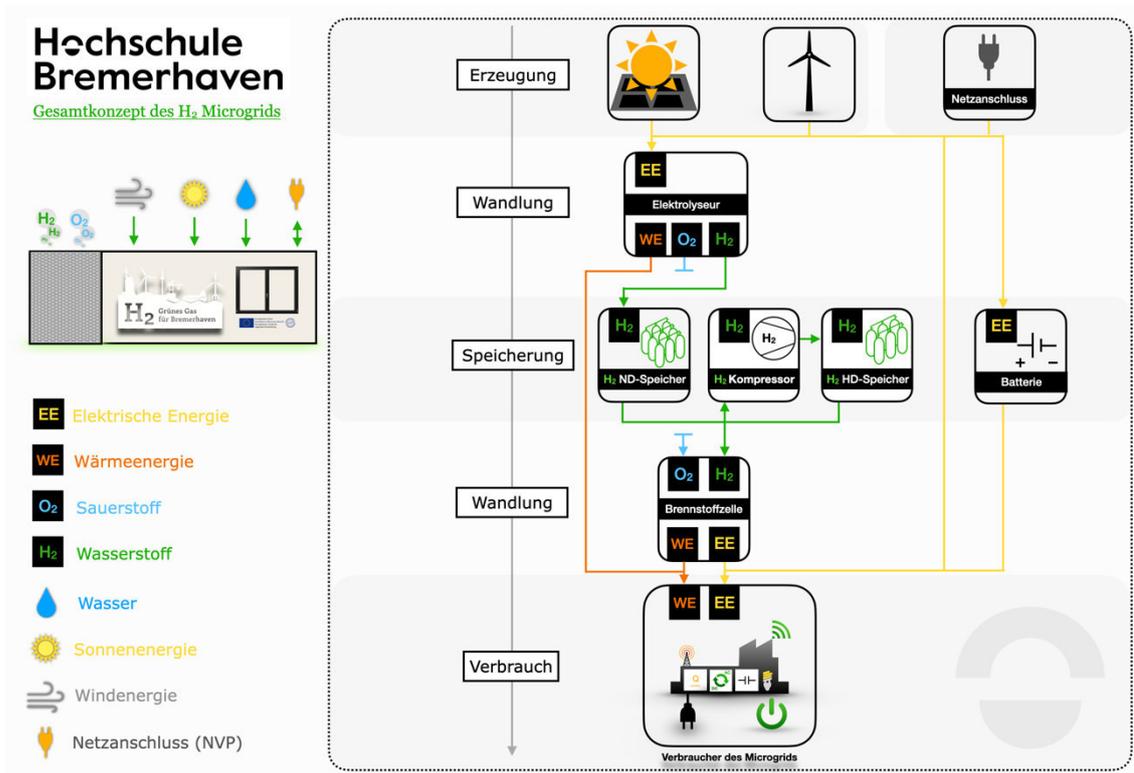


Abbildung 7 Prozessabschnitte des Microgrids Containers der Hochschule Bremerhaven [eigene Darstellung]

Der benötigte Speicherdruck hängt von der jeweiligen Anwendung der Elektrolyse-Anlage ab. Für die Einspeisung in eine Pipeline sind Drücke zwischen 50 und 100 bar erforderlich [30]. Bei Tankstellenanwendungen sind Druckniveaus bis zu 850 bar möglich [31]

In dieser Projektierung ist eine Speicherung von Wasserstoff in Druckflaschenbündel vorgesehen und diese werden üblicherweise mit einem Druck von 200 bar beschickt. Es werden vorwiegend mechanische Kolbenverdichter eingesetzt, um den Wasserstoff auf das hohe Druckniveau zu bringen.

Bei der Auswahl des Wasserstoffkompressors sollten folgende Punkte berücksichtigt werden. Der Wasserstoff verlässt den Elektrolyseur mit einem Druck von 16 bar. Infolgedessen sollte der Kompressor die Fähigkeit besitzen, diesen Druck als Eingang aufzunehmen und diesen auf 200 bar anzuheben. Sollte sich kein Kompressor finden, der diese Eigenschaften aufweisen kann, bestünde die Möglichkeit, mit Hilfe eines Druckregelventils den Druck auf den Eingangsdruck des Kompressors anzupassen. Da mit einer geringen Menge von 1 Nm<sup>3</sup>/h produziertem Wasserstoff gerechnet wird, ist eine Lieferleistung von 9 Nm<sup>3</sup>/h für den Wasserstoffkompressor

ausreichend. Die nachfolgende Auslegung des ND-/ HD-Speichers bezieht sich auch auf die Auslegung des Wasserstoffkompressors.

### Auslegung des Wasserstoffkompressors

Für die Komprimierung des Wasserstoffs wird ein luftgekühlter Kolbenkompressor verwendet, der in der Lage ist, einen Eingangsdruck von 16 bar aufzunehmen und diesen auf 200 bar Enddruck zu komprimieren. Angetrieben werden soll der Kompressor über einen elektrischen Motor.

Da bei Vollast ein Wasserstoffnormvolumen von ungefähr  $1 \text{ Nm}^3/\text{h}$  produziert wird und der Niederdruckspeicher ein Volumen von  $9 \text{ Nm}^3$  vorweist, ist eine Lieferleistung von  $9 \text{ Nm}^3/\text{h}$  ausreichend. Der Elektrolyseur kann tagsüber den ND-Speicher mit der erzeugten Energie aus Photovoltaik und Windenergie füllen und bei Bedarf in den HD-Speicher transferieren. Somit müsste der Kompressor bei kontinuierlicher Vollast des Elektrolyseurs alle 9h zum Einsatz kommen, um den ND-Speicher zu leeren. Folgende Simulation verdeutlicht die Einsatzdauer des Kompressors bei einer Lieferleistung von  $9 \text{ Nm}^3/\text{h}$  und einem ND-speicher von  $9 \text{ Nm}^3$ . Bei der Simulation wird davon ausgegangen, dass der Elektrolyseur während des Vorganges der Komprimierung weiterhin Wasserstoff produziert.

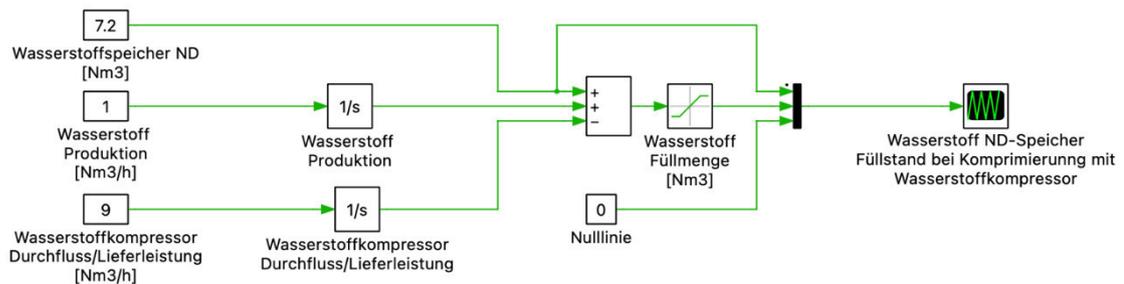


Abbildung 8: Simulation Füllstand Wasserstoff ND-Speicher bei Entnahme durch Wasserstoffkompressor (ohne Entnahme durch Brennstoffzelle) [1]

Abbildung 9 zeigt bei 0,9 Stunden einen Schnittpunkt der Wasserstoff Füllmenge mit der Nulllinie. Das heißt der Kompressor würde 54 Minuten benötigen, um den ND-Speicher zu leeren. Damit kein Unterdruck im ND-Speicher entsteht ist es ratsam den Kompressor für maximal 46 Minuten in Betrieb zu nehmen, somit würde ein Restvolumen von  $1 \text{ Nm}^3/\text{h}$  im ND-Speicher zurückbleiben und  $8 \text{ Nm}^3$  in den HD-Speicher transferiert.

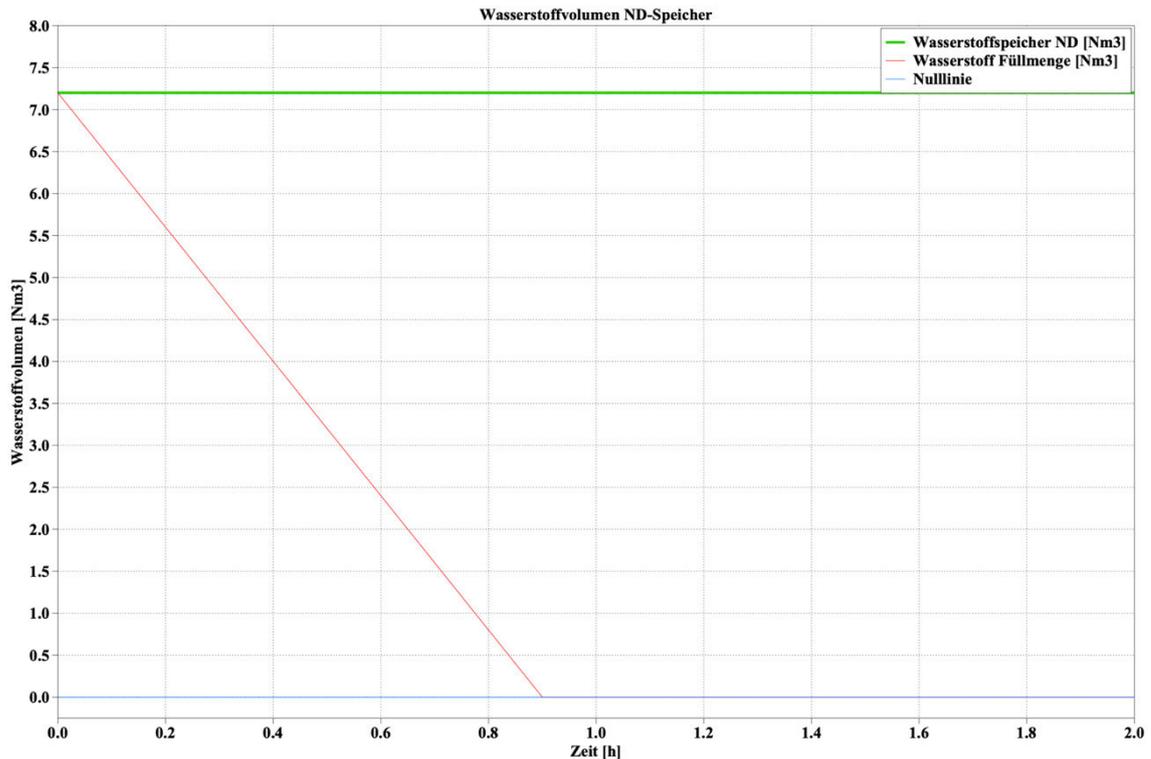


Abbildung 9: Wasserstoffvolumen des ND-Speichers, ausgehend vom gefüllten Zustand bei Entnahme durch Wasserstoffkompressor (ohne Entnahme durch Brennstoffzelle)

Das Restvolumen in Abbildung 9 von 1 Nm<sup>3</sup>/h im ND-Speicher wird so groß gewählt, da im Betrieb der Anlage ein maximales Füllvolumen von 7,2 Nm<sup>3</sup> unter Umständen nicht erreicht werden kann. Durch die Lieferleistung des Kompressors von 9 Nm<sup>3</sup>/h wäre eine Befüllung des 53,5 Nm<sup>3</sup> großen HD-Speichers in 5,9 Stunden theoretisch möglich, aber aufgrund der geringen Wasserstoffproduktion des Elektrolyseurs von 1 Nm<sup>3</sup>/h wäre ein Starten des Kompressors unter besten Voraussetzungen nur alle 9h möglich. Die Fülldauer des HD-Speichers ergibt sich aus der Fülldauer des ND-Speichers und der Einsatzzeit des Kompressors und wird wie folgt berechnet.

$$n = \frac{V_{HD-Speicher}}{V_{ND-Speicher}} + 1 = \frac{53,5 \text{ Nm}^3}{7,2 \text{ Nm}^3} + 1 \approx 9^{17} \quad (\text{III})$$

$n$ : Anzahl der Füllvorgänge

$V_{HD-Speicher}$ : Volumen HD-Speicher [Nm<sup>3</sup>]

$V_{ND-Speicher}$ : Volumen ND-Speicher [Nm<sup>3</sup>]

<sup>17</sup> Ganzzahlig aufgerundet

$$T_{\text{Füll,ND,H2-Speicher}} = \frac{V_{\text{ND-Speicher}}}{\dot{V}_{\text{H2,prod.,Elektrolyseur}}} = \frac{7,2 \text{ Nm}^3}{1 \text{ Nm}^3/\text{h}} = 7,2 \text{ h} \quad (\text{IV})$$

$T_{\text{Füll,ND,H2-Speicher}}$ : Befülldauer des Wasserstoff ND-Speichers [h]

$\dot{V}_{\text{H2,prod.,Elektrolyseur}}$ : Wasserstoffproduktion des Elektrolyseurs [ $\text{Nm}^3/\text{h}$ ]

$$T_{\text{Betrieb,H2-Kompr.}} = \frac{V_{\text{ND-Speicher}}}{\dot{V}_{\text{H2,Kompressor}}} = \frac{7,2 \text{ Nm}^3}{9 \text{ Nm}^3/\text{h}} = 0,8 \text{ h} \quad (\text{V})$$

$\dot{V}_{\text{H2,Kompressor}}$ : Lieferleistung des Wasserstoffkompressors [ $\text{Nm}^3/\text{h}$ ]

$T_{\text{Betrieb,H2-Kompr.}}$ : Betriebsdauer des Wasserstoffkompressors [h]

$$\begin{aligned} T_{\text{Füll,HD,H2-Speicher}} &= n \times (T_{\text{Füll,ND,H2-Speicher}} + T_{\text{Betrieb,H2-Kompr.}}) \\ &= 9 \times (7,2 \text{ h} + 0,8 \text{ h}) \approx 72 \text{ h} \end{aligned} \quad (\text{VI})$$

Laut dem berechneten Wert für  $T_{\text{Füll,HD,H2-Speicher}}$  beträgt die Zeit zum Befüllen des HD-Speichers bei optimalen Bedingungen und leerem ND-Speichers 72 Stunden. Analog dazu lässt sich der Füllstand grafisch in Abbildung 28 darstellen.

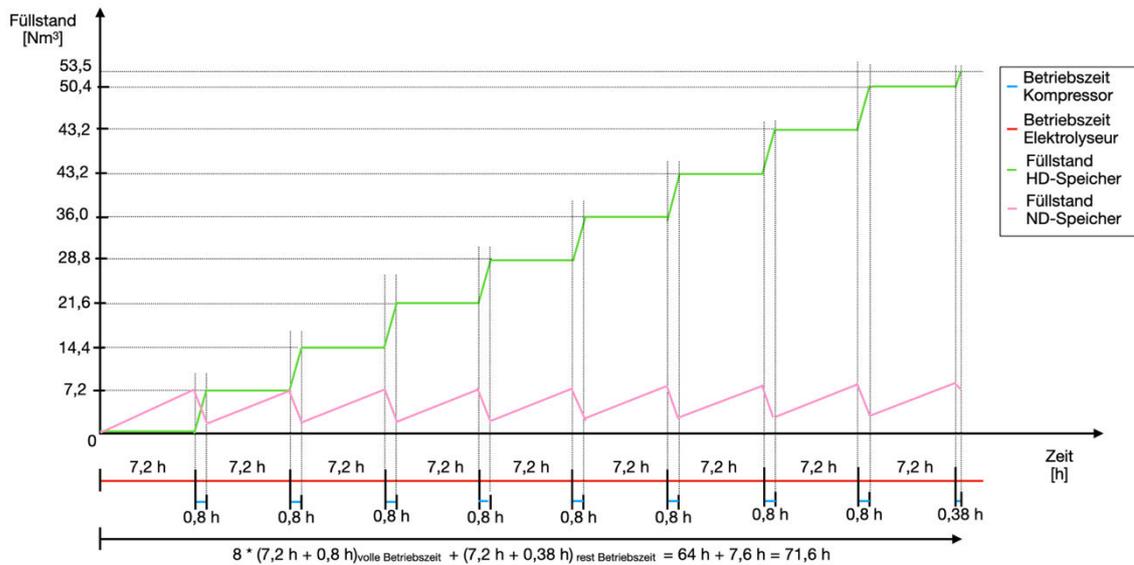


Abbildung 10: grafischer Verlauf des Füllstandes vom ND-/HD-Wasserstoffspeicher [eigene Darstellung]

Die rosafarbene Linie beschreibt den Füllstand des ND-Speichers und die grüne Linie den Füllstand des HD-Speichers. Die horizontale Achse beschreibt die Zeit in Stunden. An dieser lassen sich die jeweiligen Betriebszeiten von Elektrolyseur und Kompressor betrachten. Anhand der Abbildung wird sowohl der Puffer von  $1 \text{ Nm}^3$  im ND-Speicher als auch die zeitliche Überschneidung der Betriebszeiten ersichtlich.

### 3.4.4.5 Wissenstransfer von Methan zu Wasserstoff

Die Speicherung von Erdgas mithilfe von Tanksystemen an der Erdoberfläche wird schon seit mehreren Jahren erfolgreich (vor allem für die Spitzenlastdeckung) angewandt [32], [33]. Diese Verfahren lassen sich grundsätzlich adaptieren, wobei nachfolgend auf die veränderten chemischen Eigenschaften und die daraus resultierenden Folgen eingegangen wird [32], [33].

Die wesentlichen Unterschiede sind auf die verschiedenen physiochemischen Eigenschaften der beiden Stoffe zurückzuführen [34]. So ist Wasserstoff signifikant kleiner als Methan, weswegen es deutlich reaktiver ist und sich eine wesentlich höhere Diffusivität<sup>18</sup> ergibt [23], [35]–[37]. Für ein Wasserstoff-Sauerstoff-Gemisch (4,1 bis 77,0 %<sub>H<sub>2</sub></sub>) ergeben sich im Vergleich zu einem Methan-Sauerstoff-Gemisch (4,6 bis 16,6 %<sub>CH<sub>4</sub></sub>) um ein vielfaches weitere Explosionsgrenzen [38]. Auch sei auf die volumetrische Energiedichte von Methan hingewiesen, was ungefähr dem dreifachen des entsprechenden Wasserstoffwertes entspricht [9], [10]. Die nachfolgenden Einschränkungen werden zusätzlich verstärkt, da der Viskositätskoeffizient<sup>19</sup> von Wasserstoff größer ist [36].

$$\rho_{V,Methan} = 0,0317 \frac{MJ}{l} = 8,8056 \frac{Wh}{l} \cong 3 * \rho_{V,H_2} \quad (VII)$$

Zum einen ergeben sich wesentlich höhere Diffusionsraten für Gesteinsschichten [23], [36], [37]. Zum anderen wird das Portfolio der nutzbaren Materialien stark eingeschränkt, da vor allem die potenzielle Versprödung der Materialien und eine erhöhte Risswachstumsgeschwindigkeit durch Abnahme der Duktilität<sup>20</sup> problematisch sind [10], [23], [35]–[37]. Da außerdem das Brennverhalten von Wasserstoff Unterschiede aufweist, ist aktuell eine Einspeisung in das deutsche Erdgasnetz auf 5 – 20 %<sub>Volumen</sub> beschränkt [39]. Für andere Netze und allgemein in der wissenschaftlichen Literatur wird der maximale Einspeisewert durchaus kontrovers diskutiert [38]. Sowohl Werte von 2 bis 30 %<sub>Volumen,H<sub>2</sub></sub> als auch bis zu 50 %<sub>Volumen,H<sub>2</sub></sub> werden publiziert [38]. Konsens besteht zumindest, dass bis 10 %<sub>Volumen,H<sub>2</sub></sub> lediglich geringe Anpassungen des Systems notwendig sind [38]. Maßgeblich für diese Größe sind einzelne Komponenten des aktuellen Netzes und mit ihnen einhergehende Betriebsweisen, Nutzungsanforderungen und Sicherheitsstandards [10], [38].

### 3.4.4.6 Materialien für Wasserstoffspeicher

In Tabelle 4 wird eine Kategorisierung verschiedener Speichersysteme nach Barthelemy et al. vorgenommen, welche mögliche Materialien und ihre Stabilitätsgrenzen aufführt [40].

Tabelle 4 Eigenschaften von Druckbehältern, nach [32], [40], [41].

Typ	Druckniveau	Material
Typ 1	≤ 500 bar	Unlegierter oder niedriglegierter Stahl
Typ 2	unlimitiert	Axial: Lasttragende Metallummantelung + Gürtelummantelung mit glasfaserverstärktem Reaktionsharz-Formstoff

<sup>18</sup> Wahrscheinlichkeit, dass ein Element durch kleine Räume entweicht.

<sup>19</sup> Je höher desto weniger fließfähig ist ein Stoff.

<sup>20</sup> Eigenschaft eines Werkstoffs, sich unter Schwerbelastung vor einem Bruch dauerhaft plastisch zu verformen. (Gegenbegriff ist die Sprödigkeit.)

Typ	Druckniveau	Material
Typ 3	$\leq 450 \text{ bar}$	Axial: Nicht lasttragende Metallummantelung + Gürtelummantelung mit glasfaserverstärktem Reaktionsharz-Formstoff
Typ 4	$\leq 1000 \text{ bar}$	Axial: Nicht lasttragende, nichtmetallische Ummantelung + Gürtelummantelung mit glasfaserverstärktem Reaktionsharz-Formstoff

Die Vorteile der Typen 2 und 4 im Vergleich zu Typ 1 liegen vor allem in einem höheren Druckniveau, bzw. bei Typ 3 in höheren Energiedichten des Gesamt-Speichersystems [32], [40], [41]. Druckbehälter vom Typ 1 können hingegen besonders mit ihren geringeren, spezifischen Investitionskosten überzeugen, womit unterschiedliche Anwendungsoptionen sinnvoll erscheinen [32], [40], [41]. Wenn es von entscheidender Bedeutung ist, das Gesamtgewicht eines Systems zu minimieren, wie etwa in der Fahrzeugindustrie, wären die Typen 2 bis 4 dem Typ 1 vorzuziehen [32], [40], [41]. Für stationäre Speichersysteme ist diese Eigenschaft weniger relevant, sodass im vorliegenden Projekt lediglich die kosteneffizienteren Systeme vom Typ 1 berücksichtigt werden [32], [40], [41].

#### 3.4.4.7 Gaskompression

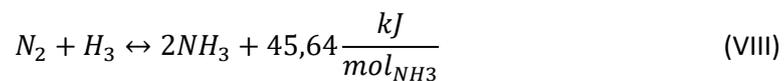
Technologien zur Komprimierung von Wasserstoff lassen sich in mechanische und nicht-mechanische Verfahren unterteilen [42]. Ein mechanischer Kompressor verkleinert mit der Hilfe einer beweglichen Einheit das Volumen eines geschlossenen Behälters, in den vorab ein Gas injiziert wurde [42]. Alternativ können speziell für Wasserstoff entwickelte Verfahren wie Metall-Hydrid-, Elektrochemische, Adsorptions- oder kryogenische Kompressoren angewandt werden [42]. Der Anstieg der volumetrischen Dichte realer Gase, wie Wasserstoff, verläuft nicht linear und entsprechend gilt es den Energieaufwand zur Komprimierung mit besonderer Genauigkeit zu untersuchen [32], [41], [43].

Für die Komprimierung des Wasserstoffs wird ein luftgekühlter Kolbenkompressor verwendet, der in der Lage ist, einen Eingangsdruck von  $20 \text{ bar}$  aufzunehmen und diesen auf  $200 \text{ bar}$  End Druck zu komprimieren [1]. Angetrieben werden soll der Kompressor über einen elektrischen Motor [1]. Da bei Vollast ein Wasserstoffnormvolumen von ungefähr  $1 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}}$  produziert wird und der Niederdruckspeicher (kurz: ND-Speicher) ein Volumen von  $9 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}}$  vorweist, ist eine Kompressor Leistung von  $9 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}}$  ausreichend [1]. Der Elektrolyseur kann tagsüber den ND-Speicher mit der erzeugten Energie aus Photovoltaik und Windenergie füllen und der Wasserstoff bei Bedarf in den Hochdruckspeicher (kurz: HD-Speicher) transferiert werden [1]. Somit wird der Kompressor bei kontinuierlicher Vollast des Elektrolyseurs alle neun Stunden zum Einsatz kommen, um den ND-Speicher zu leeren [1].

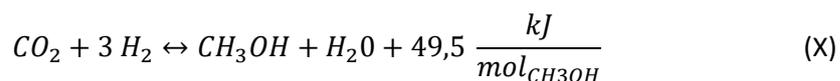
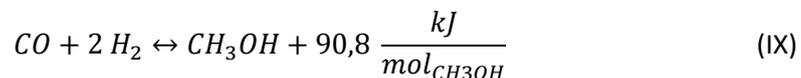
#### 3.4.5 Fremdbezug von E-Fuels

Die Einbindung von fremderzeugten Energieträgern ermöglicht es einerseits, Erzeugung und Speicherung der Energie weiter vom Verbraucher zu entkoppeln, erfordert andererseits aber die Etablierung einer vollständigen Lieferkette, der hinsichtlich Wasserstoff die Notwendigkeit einer Weiterverarbeitung inert ist [2]. Trotz hoher Umwandlungsverluste sind Ammoniak, Methanol (bzw. ihre Folgeprodukte), sowie LOHCs wissenschaftlich von erhöhtem Interesse, da sie, neben einem hohen Wasserstoff-Anteil, eine gute Lagerfähigkeit und teilweise Praxis-Erfahrung aufweisen [44]–[47]. Nachfolgend werden die wichtigsten Informationen dieser Strukturen kurz dargelegt, je nach Zielstellung, Verfügbarkeit, sowie Anwendungsfall und zugehöriger Synergieeffekte ist eine Einzelfallauslegung hinsichtlich Selbsterzeugung oder Fremdbezug von Energieträgern notwendig [2].

Ammoniak ist einer der wichtigsten und meistproduzierten Ausgangsstoffe der chemischen Industrie, da er als Grundstoff fast aller weiteren Stickstoffverbindungen benötigt wird [44]. Im Jahr 2016 wurden 176 Millionen Tonnen hergestellt, wovon 79 % zu Düngemittel und der Rest vor allem zu Harnstoff, Salpetersäure oder Kunststoffen weiterverarbeitet wurde [44]. Seit einem Jahrhundert erfolgt die Herstellung zu einem Großteil nach dem Haber-Bosch-Verfahren (Vgl. Gleichung (VIII)) [26], [44]. Der benötigte Stickstoff wird aus der Luft und der Wasserstoff vor allem mittels Reformierung gewonnen [44]. Insgesamt tragen Ausgangsmaterialien und Energiebedarf der Ammoniakherstellung zu über 1 % der globalen Treibhausgasemissionen bei [44]. In der Regel wird ein Teil des durch die Wasserstoffherzeugung anfallenden  $CO_2$  anschließend verwendet, um  $NH_3$  und  $CO_2$  zu Harnstoff weiterzuverarbeiten [9], [10]. Die Emissionen der Ammoniakherstellung lassen sich durch die Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energien, vor allem für Stickstoff- und Wasserstoffherstellung, nahezu vollständig vermeiden [44]. Es ist jedoch ein stark riechendes, farbloses, wasserlösliches und giftiges Gas, das erstickend wirkt [26], [44].



Methanol ist ein einfacher und giftiger Alkohol, der unter Normalbedingungen farblos, entzündlich und leicht flüchtig ist [9], [10], [22], [24], [47]. Aktuell ist Methanol eine der wichtigsten und am häufigsten hergestellten, organischen Chemikalien, welche als Ausgangsstoff für die Herstellung von Kraftstoffzusätzen und chemischen Zwischenprodukten wie Formaldehyd, Essigsäure oder anderen eingesetzt wird [9], [10], [22], [24], [47]. Vor allem perspektivisch ist auch eine Verwendung als Energieträger, sowohl für Verbrennungsmotoren als auch in entsprechenden Brennstoffzellen denkbar [9], [10], [22], [24], [47]. Die Herstellung von Methanol erfolgt katalytisch unter Druck und erhöhter Temperatur aus Synthesegas (Vgl. Gleichung (IX) und Gleichung (X)) [9], [10], [22], [24], [47].



Das Konzept flüssiger organischer Wasserstoffträger<sup>21</sup> basiert auf der reversiblen Hydrierung<sup>22</sup> ungesättigter, meist aromatischer<sup>23</sup> Verbindungen [48]–[50]. Ergebnis der Hydrierung ist ein gesättigter wasserstoffreicher Zustand, welcher bei einer späteren Dehydrierung den Wasserstoff abgeben und einem externen Nutzen zuführen kann [48]–[50]. Der große Vorteil des Speichersystems beruht in der Möglichkeit, sowohl die hydrierte als auch die dehydrierte Verbindung unter Normalbedingungen verlustfrei lagern zu können, was gepaart mit dieselähnlichen Stoffeigenschaften die Möglichkeit ergibt, vorhandene Infrastruktur weiter zu nutzen [47]–[54]. Die Materialdiskussion umfasst neben Toluol ( $C_7H_8$ ) auch N-Ethylcarbazol ( $C_{14}H_{13}N \leftrightarrow C_{14}H_{25}N$ ) und vor allem Dibenzyltoluol<sup>24</sup> ( $H_0$  und  $H_{18}$ ) [47]–[53], [55].

<sup>21</sup> Eng. liquid organic hydrogen carriers: LOHCs.

<sup>22</sup> Unter Hydrierung versteht man in der Chemie die Addition von Wasserstoff an andere chemische Elemente oder Verbindungen.

<sup>23</sup> Aromaten sind eine Stoffklasse der organischen Chemie.

<sup>24</sup>  $H_0$  und  $H_{18}$  – DBT.

Soll vor Ort Wasserstoff und keines seiner Folgeprodukte eingesetzt werden, ist entsprechend auch eine Anlage für die Gasrückgewinnung notwendig, andernfalls gilt es Elektrolyseur oder Verbrenner-Einheit hinsichtlich ihrer direkten Einsatzfähigkeit zu überprüfen [2]. Für den Landtransport gilt es vor allem LKWs und Pipelines zu berücksichtigen [2]. Während der Pipeline-Transport vor allem für verdichteten, gasförmigen Wasserstoff sinnvoll erscheint, ist es bei LKWs zusätzlich realistisch flüssigen oder chemisch gebundenen Wasserstoff zu transportieren [38], [56], [57]. Aufgrund der hohen Investitionskosten für eine Pipeline sind Versorgungssysteme auf Basis von LKW-Transporten sowohl für lange Strecken als auch geringe Transportmengen zu empfehlen [38], [41], [56], [58], [59]. Da komprimierter Wasserstoff gegenüber flüssigem Wasserstoff eine geringere Dichte, geringere Investitionskosten und eine gute Skalierbarkeit aufweist, wird dieser aktuell vor allem für den Transport geringer Mengen eingesetzt [26], [41], [56], [58], [59]. Aufgrund der Flexibilität des Transportsystems lassen sich die Mengen leicht an den aktuellen Bedarf anpassen [26], [58]. Für lange Strecken bietet sich, vor allem wegen der höheren Dichte, flüssiger Wasserstoff an [26], [41], [56], [58], [59].

Die Attraktivität eines Transportsystems wird erhöht, wenn es mit leichten Anpassungen auf vorhandene Infrastruktur aufbauen kann. Bei Pipelines sei in diesem Kontext auf die Möglichkeit hingewiesen, bestehende Erdgasleitungen umzuwidmen, bzw. Wasserstoff bis zu einer durch den Gesetzgeber geregelten Obergrenze in das Erdgasnetz einzuspeisen (Vgl. Kapitel 3.4.4.5) [10], [38], [60]. Je nach Anwendungsfall ist anschließend eine Rückgewinnung des Wasserstoffs aus dem Erdgas-Wasserstoff-Mischgas notwendig [38], [60]. Hierfür gibt es mehrere technische Verfahren: Druckwechsel-Adsorption, Membranverfahren oder elektrochemische Gasabtrennung [38], [60]. Abgesehen davon, dass LKWs auf ein vorhandenes Straßennetz und die zugehörige Infrastruktur zurückgreifen, ist eine großflächige Weiternutzung bestehender LKW-Flotten nur möglich, wenn treibstoffähnliche Flüssigkeiten, wie flüssige organische Wasserstoffträger, transportiert werden.

## **3.5 Aufbau einer Testanlage im Labormaßstab**

### **3.5.1 Standortauswahl**

Die Auswahl des Standortes erfolgte auf Basis der gleichmäßig gewichteten Kriterien: Windbedingungen, Sonnenstunden, öffentliche Wahrnehmung und Anschluss an das EMA-Labor [17]. Im Vergleich zu den Alternativen, rund um Haus C der Hochschule bzw. zwischen Haus K und Haus Z, überzeugt die Position zwischen Columbusstraße und Haus C aufgrund der besten Windbedingungen, hohen erwartbaren Sonnenstunden und bietet nach der Option zwischen Haus K und Haus Z die besten Chancen, Aufmerksamkeit für das Projekt zu generieren [17]. Die Leistungen der KWEA und Solaranlage lassen sich steigern, indem diese auf dem angrenzenden Dach des Schiffsbetriebstechnik-Labors installiert werden [17].

### **3.5.2 Prüfung notwendiger Genehmigungen**

Insgesamt lässt sich für das Genehmigungsverfahren festhalten, dass ein Microgrid in der vorliegenden Größenordnung in vielen Bereichen einen Sonderfall darstellt und auf landesbaurechtlicher Ebene einer gesonderten Prüfung bedarf, wohingegen vom Gewerbeaufsichtsamt eine Genehmigungsfreistellung ausgesprochen wurde [17]. Als geplante Anlage unterhalb von 10 m Gesamthöhe ist keine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) notwendig [17]. Ebenso ist die geplante Speichermenge mit  $5 \text{ kg}_{\text{H}_2}$  unterhalb der Grenze von  $3 \text{ t}_{\text{H}_2}$  zur Genehmigungsfreiheit [17]. Abschließend wurde eine theoretische Gefährdungsbeurteilung zum Thema Explosions- und Arbeitsschutz durchgeführt, deren Erkenntnisse im Rahmen der weiteren Planung berücksichtigt wurden [17]. Beispielsweise ist der Aufstellungsort des Wasserstoffspeichers im gesicherten Außenbereich und es liegt ein Sicherheitskonzept vor, falls ein brennbares Wasserstoff-Sauerstoff-Gemisch entsteht [17].

### **3.5.3 Komponentenbeschaffung**

Nachdem definiert wurde, welche Komponenten für den Aufbau einer Testanlage notwendig sind, war es möglich, mit den Beschaffungen zu beginnen. Abbildung 11 verschafft hierzu einen Überblick, besonderes Augenmerk soll an dieser Stelle dem aufwändigsten Part, der Marktrecherche, dienen. Neben der Notwendigkeit, mehrere Angebote einzuholen und zu vergleichen, soll gesondert auf die Besonderheiten, im Rahmen eines Forschungsprojektes zur Wasserstoffinfrastruktur, eingegangen werden.

Hierbei sollten neben den Beschaffungsvorschriften nach InvErlG (Investitionserleichterungsgesetz) des Bundeslands Bremen die Vorgaben der EFRE-Behörde berücksichtigt werden. Zu diesem Zweck wurden gesonderte Vergabevermerke nach BremTtVG (Bremisches Gesetz zur Sicherung von Tariftreue, Sozialstandards und Wettbewerb bei öffentlichen Aufträgen) mit expliziten Argumenten für die jeweilige Komponenten verfasst.

Für das Gros der benötigten Produkte, wie Batterien, Sensoren, Serverschränke, Wechselrichter oder weiteres Zubehör, besteht die Möglichkeit, sie in unterschiedlichen Ausführungen und von verschiedenen Anbietern zu beziehen. Entsprechend ist es möglich, eine ausreichende Anzahl von Angeboten einzuholen, die technologisch miteinander vergleichbar sind und einen vergleichbaren Leistungsumfang aufweisen, sodass in diesen Fällen das ökonomisch attraktivste Angebot ausgewählt und der Beschaffungsantrag gestellt wurden. Vor allem bei dem Erwerb von Produkten für die Verarbeitung von Wasserstoff, wie Elektrolyseur, Brennstoffzelle oder auch die Verrohrung stellt sich der Beschaffungsprozess aber anders dar: Diese Komponenten sind nicht vollständig marktreif, basieren auf konzeptionell nicht vergleichbaren Ansätzen oder

sind in ihrem Umfang sehr verschieden, sodass in diesem Fall die technologisch optimale Lösung bevorzugt wurde. Dank des strukturierten und zügigen Vorgehens zu Projektbeginn war es möglich, Lieferengpässen zuvorzukommen und den Aufbau der Anlagen stetig voranzutreiben.

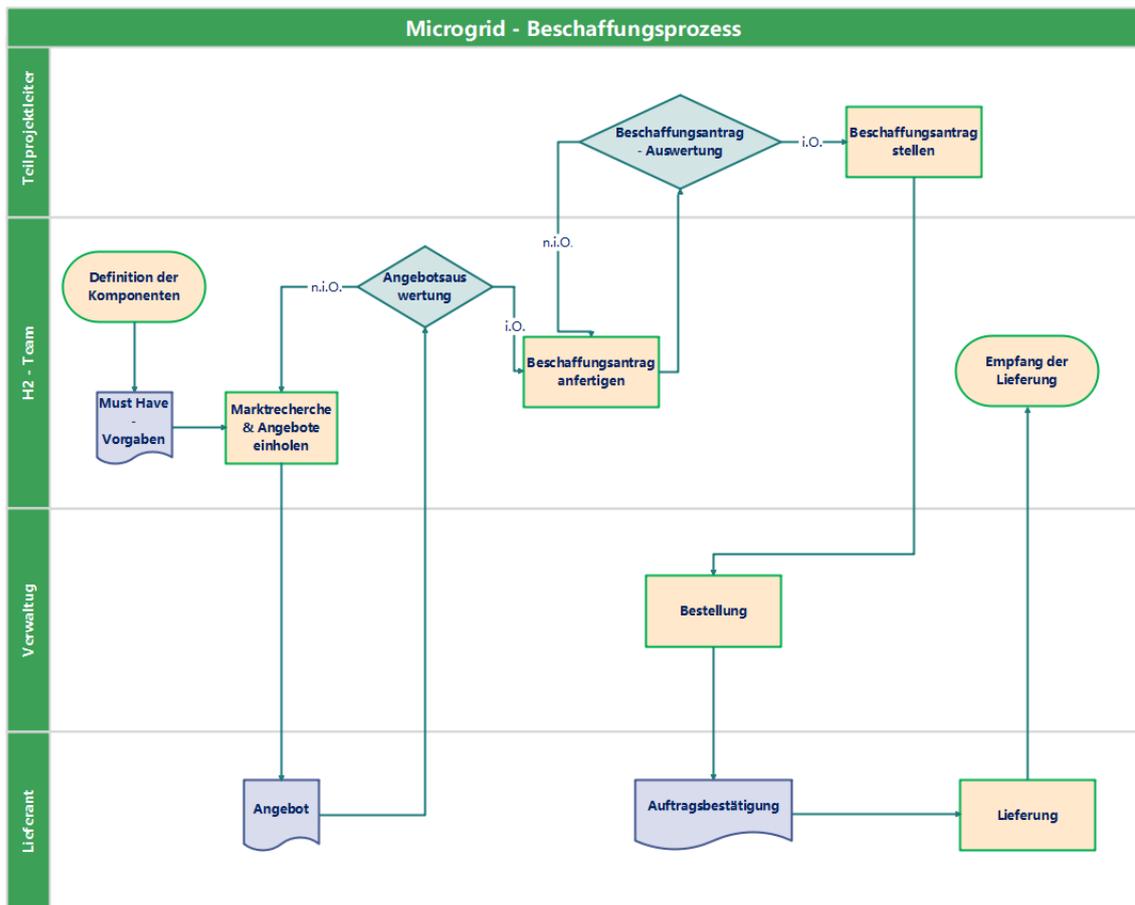


Abbildung 11 Aufteilung des Beschaffungsprozess [eigene Darstellung]

### 3.5.4 Grafische Darstellung des Aufbaus

Die Montage innerhalb des Containers erfolgt mit der Hilfe von Serverschränken, in denen die Bauteile, gemäß der Abbildung 12 und Abbildung 14, verbaut wurden. Aus Abbildung 15 ist darüber hinaus ersichtlich, wie der in Kapitel 3.5.2 beschriebene Außenbereich an den Innenbereich angrenzt [17]. Die Anlagen zur Erzeugung der Energie, sprich Photovoltaik und KWEA, wurden auf dem Dach der Maschinenhalle von Haus C montiert, da hier höhere Vollaststunden und somit ein höherer Ertrag zu erwarten sind [17].

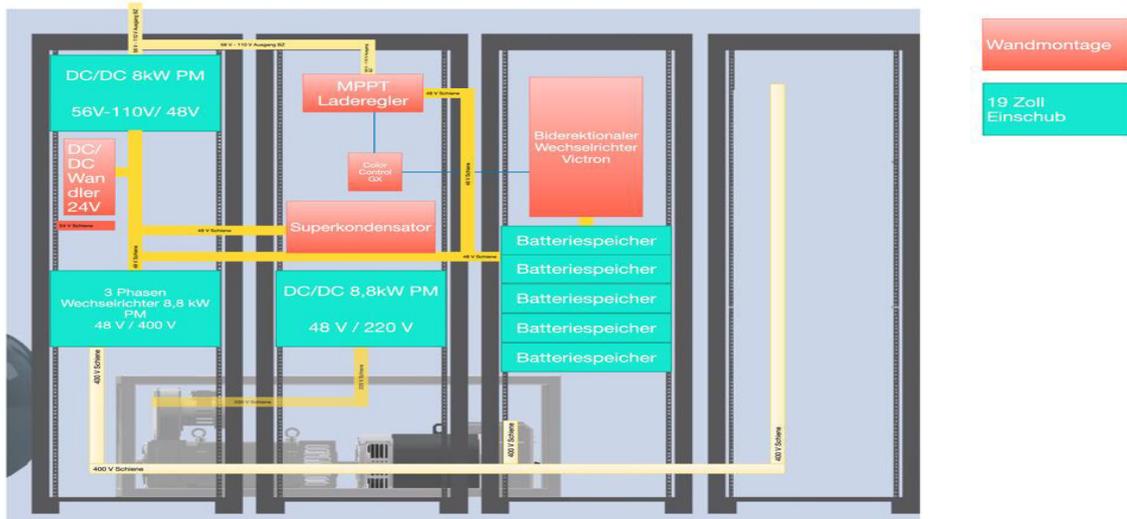


Abbildung 12 Entwurf der Montageaufteilung im Innenraum [eigene Darstellung]

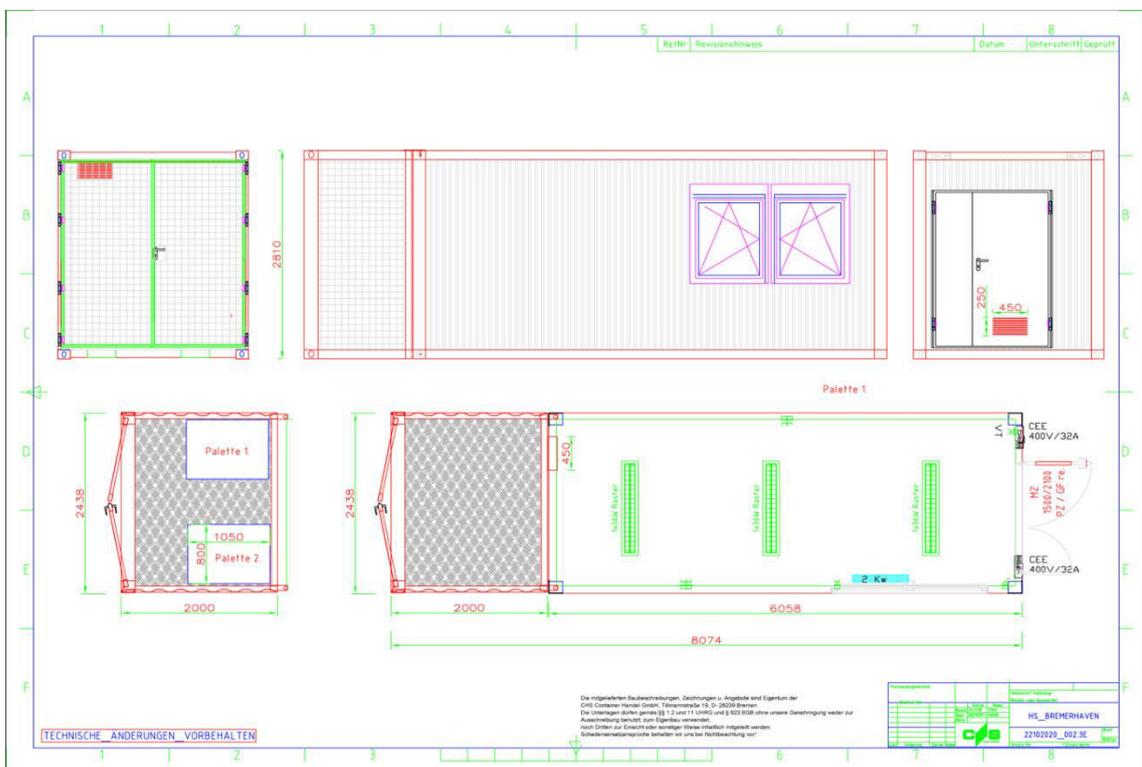


Abbildung 13 Außenansicht des 20 Fuß-Container inklusive Käfig für Wasserstoffspeicher und Rückkühler (CHS-Container)

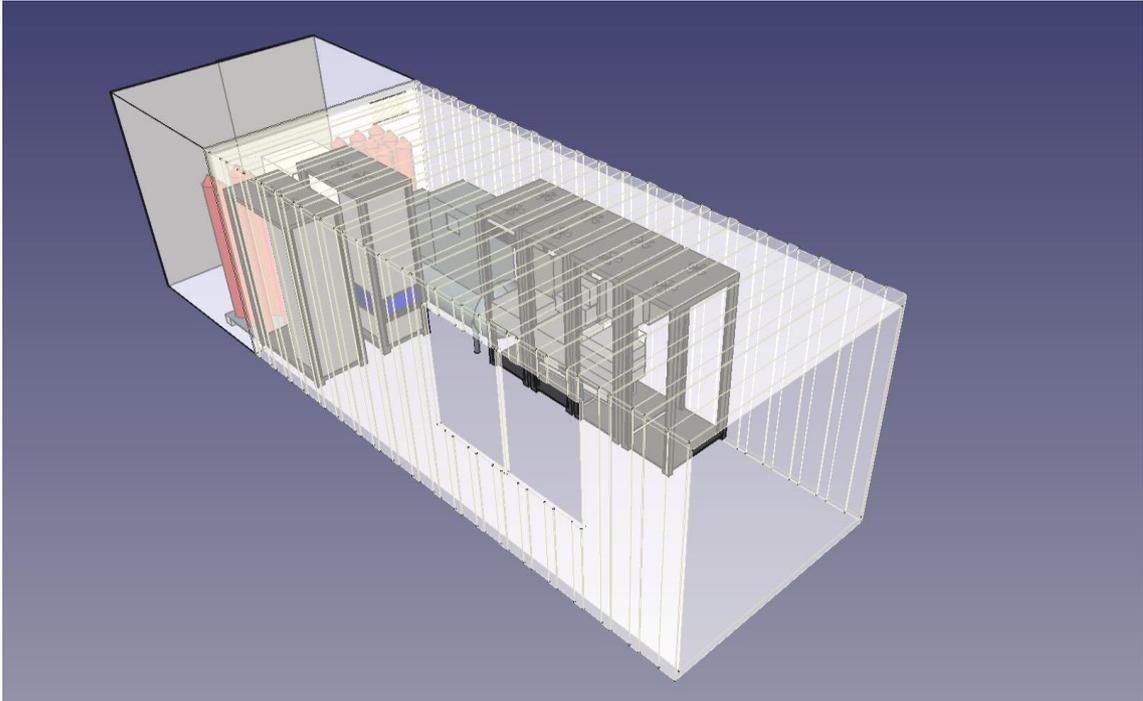


Abbildung 14 Schematische Innenansicht des 20 Fuß-Container [eigene Darstellung]

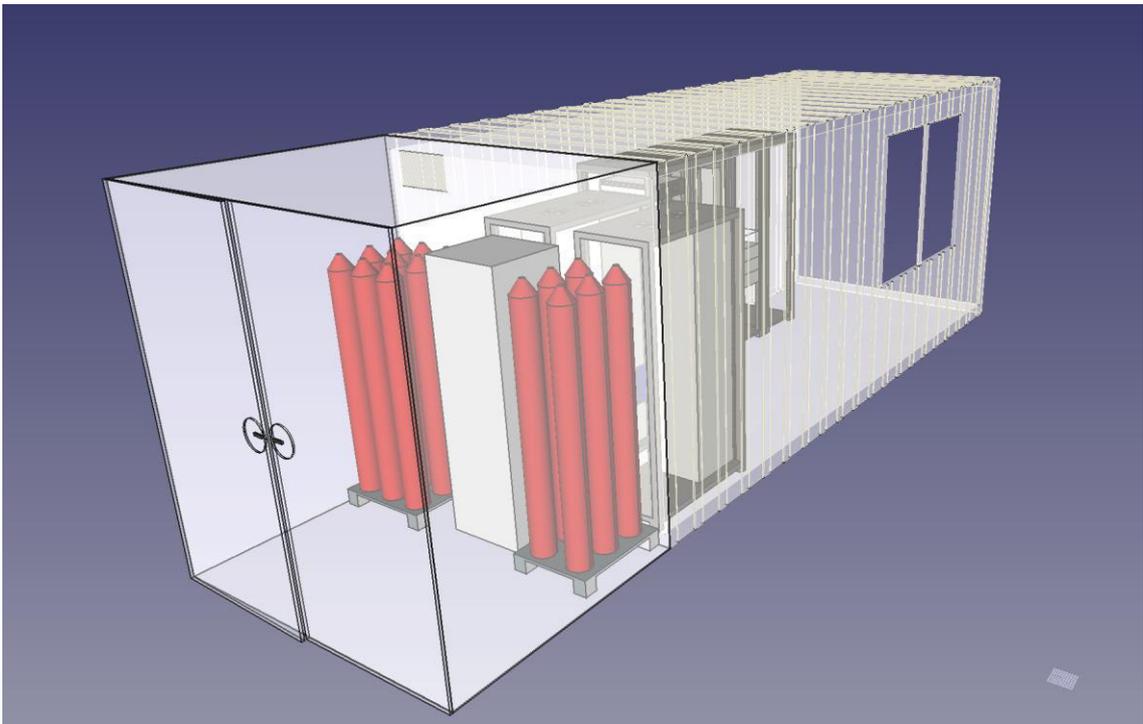


Abbildung 15 Schematische Innenansicht des Außenbereichs/Käfig [eigene Darstellung]

### 3.5.5 Erzeugung elektrischer Energie

Für die Versorgung der Peripherie des Microgrids und vorrangig für die Erzeugung von Wasserstoff wurden im Laufe des Projekts eine Photovoltaik-Anlage sowie vier Kleinwindenergieanlagen mit einer gesamten Nennleistung von 14,15 kW installiert.

Die Photovoltaikanlage wurde als ein Plug and Play – System von einem Energiesystemanbieter bezogen und wurde von diesem konzipiert und vor Ort installiert. Die nachfolgende Tabelle fasst die wesentlichen Merkmale der Photovoltaik-Anlage zusammen:

Installierte DC-Leistung	9,75 kWp
Max. erreichte AC-Leistung	8,55 kW
Prognostizierte jährliche Energieerzeugung	9,03 MWh
Azimut	145°
Neigung	10°

Zum Umfang des installierten Photovoltaiksystems gehören folgende elektrische Komponente:

- 26 monokristalline Solarmodule mit einer Leistung von jeweils 375 W
- 26 Leistungsoptimierer für Hochleistungsmodule
- 1 Wechselrichter mit einer Leistung von 9000 W (3-phasig)
- 1 Ertragszähler für Einspeise- und Verbrauchsmessungen
- 3 Stromsensoren mit einer maximalen Messung von jeweils 50 A

Für die Erzeugung der elektrischen Energie durch die vor Ort vorhandene Windkraft wurden drei verschiedene Typen der Kleinwindenergieanlagen installiert: zwei horizontal ausgerichtete Generatoren mit drei Rotorblättern, ein vertikal ausgerichteter Generator mit drei Rotorblättern und ein vertikal ausgerichteter Generator mit sechs Rotorblättern. Diese Auswahl der Kleinwindenergieanlagen-Typen diente der Möglichkeit der Ertragsauswertung und der Ausarbeitung der potenziellen Optimierungen durch die Studierende der Hochschule Bremerhaven.

Die Kleinwindenergieanlagen mit horizontaler Generatorausrichtung können durch die Merkmale in der folgenden Tabelle beschrieben werden:

Generatortyp	3-Phasen AC, Permanentmagnet
Nennspannung	48 V
Nennleistung	500 W
Nennwindgeschwindigkeit	14,5 m/s (52,2 km/h)

Anlaufwindgeschwindigkeit	2,2 m/s (7,92 km/h)
Rotordurchmesser	1,15 m
Generator-Gewicht	6,8 kg

Die Kleinwindenergieanlagen mit vertikaler Generatorausrichtung sind elektrisch gleich konzipiert und unterscheiden sich durch die Anzahl der installierten Rotorblätter. Es ermöglicht die Ertragsanalyse einzelner Kleinwindenergieanlagen unter der Berücksichtigung der Rotorblätteranzahl. Die Konstruktion dieser Kleinwindenergieanlagen ermöglicht die Nachrüstung von drei zusätzlichen Rotorblättern, ohne der Notwendigkeit die Kleinwindenergieanlage vollständig zu deinstallieren. Die nachfolgende Tabelle trägt die Merkmale dieser Kleinwindenergieanlagen zusammen:

Generatortyp	3-Phasen AC, Permanentmagnet
Nennspannung	48 V
Nennleistung	2200 W
Anlaufwindgeschwindigkeit mit 6 Rotorblättern	2,9 m/s (10,44 km/h)
Rotorhöhe und -durchmesser	130 cm x 130 cm
Generator-Gewicht	32 kg

Bei der Auslegung des Gesamtsystems der Kleinwindenergieanlagen wurde auf die Zwischenschaltung einer Batterie verzichtet, sodass die fluktuierende Energieerzeugung infolge der Windgeschwindigkeitsänderung nachvollzogen werden kann. Aus diesem Grund wurden spezielle Wechselrichter in die Schaltungen integriert, die die fluktuierende Energieerzeugung in ein 230 V-Stromnetz einspeisen können. Aufgrund unterschiedlicher Leistungen der Kleinwindenergieanlagen wurden zwei Wechselrichtertypen bei der Installation verwendet.

Für die Energieeinspeisung aus dem Betrieb der Kleinwindenergieanlage mit horizontaler Generatorausrichtung wurden Wechselrichter mit folgenden Parametern verwendet:

Max. Wirkungsgrad	93,0 %
Max. Eingangsleistung	1000 W
Nennspannung (Eingang)	48 V
Kennlinienspannungsbereich	22 – 73 V

Netzanschluss	Einphasig (L/N/PE)
Nennleistung (Ausgang)	800 W
Netzspannung	230 V (+10/-20 %)

Für den Netzanschluss der Kleinwindenergieanlagen mit vertikaler Generatorausrichtung wurden Wechselrichter verwendet, die durch die Merkmale in folgender Tabelle beschrieben werden:

Max. Wirkungsgrad	92,0 %
Max. Eingangsleistung	2000 W
Nennspannung (Eingang)	48 V
Kennlinienspannungsbereich	25 – 75 V
Netzanschluss	Einphasig (L/N/PE)
Nennleistung (Ausgang)	1600 W
Netzspannung	230 V (+10/-20 %)

## 4 AP2 - Wissenschaftliche Begleitung

### 4.1 Einbindung in die Lehre

Im Rahmen von Gruppenprojekten im Studiengang Maritime Technologien - Windenergie der Hochschule Bremerhaven liegt ein Schwerpunkt auf der Versorgung energieautarker Strukturen, wie z.B. Inselnetzen. Im Labormaßstab werden erneuerbare Energieanlagen (Photovoltaik und Wind) mit Speichersystemen gekoppelt.

Auf dieser Grundlage wurde es mehreren studentischen Gruppen ermöglicht, im Rahmen eines Studienprojektes oder als studentische Hilfskraft an der Projektarbeit mitzuwirken. Neben den praktischen Erfahrungen wurde dies genutzt, um ein Konzept zu entwickeln, wie das aufgebaute Labor langfristig seitens der Hochschule in Lehre und Wissenschaft genutzt werden kann. Ein Ergebnis dieser Arbeiten zeigt Abbildung 16, eine Website zum Datenaustausch, die es Lehrenden künftig ermöglicht, ihre Veranstaltungen durch die Einbindung von Live-Daten anschaulicher zu gestalten.

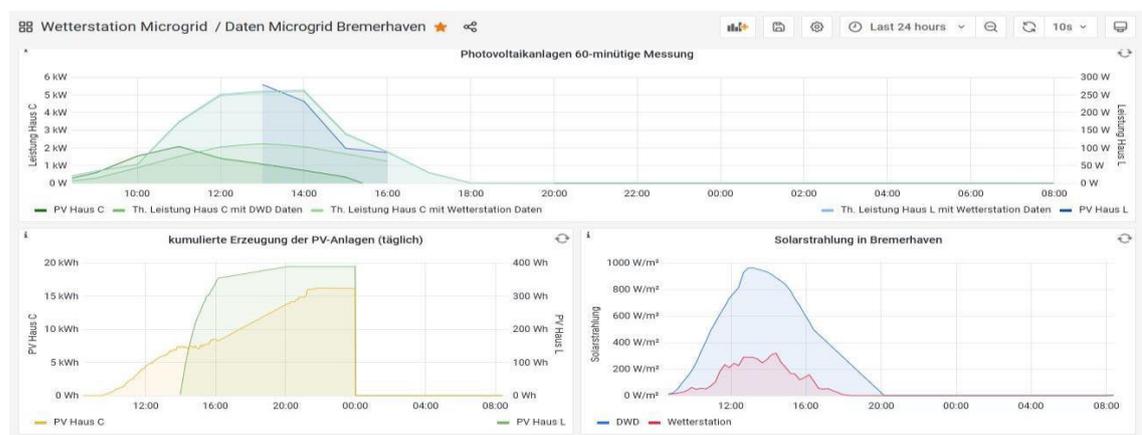


Abbildung 16 Grafische online Visualisierung der Messwerte aus dem Microgrid [eigene Darstellung].

Als mögliches Beispiel sollen hier die Wetterdaten, Solare Einstrahlung oder Windstärke dienen, welche seitens der Studierenden genutzt werden können, um den theoretischen Ertrag von Photovoltaik- oder Windenergieanlage zu berechnen. Anschließend ist ein Vergleich mit den realen Erzeugungsdaten möglich, wie in Abbildung 16, anhand von Gleichung (XI) berechnet, exemplarisch zeigt, sodass Einflussfaktoren und deren Auswirkungen anschaulich dargelegt werden können [61]. Als weiteres Ergebnis lässt sich die Ausarbeitung von Laborversuchen nennen, die es Studierenden mit besonders hohem Interesse an der (autarken) Energieversorgung ermöglicht, weitergehende praktische Einblicke in einen aktuellen Forschungsschwerpunkt zu erlangen.

$$\text{theoretische Leistung PV – Anlage: } P_{PV} = P_{n,PV} * PR * H_{solar} / \frac{kW}{m^2} \quad (XI)$$

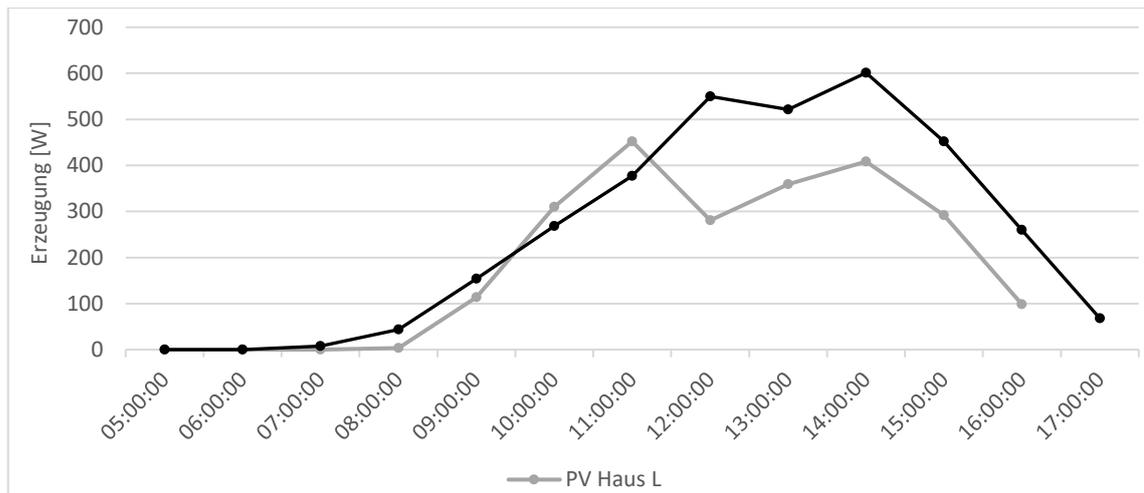


Abbildung 17 Beispielhafter Vergleich der theoretisch berechneten und der gemessenen Energieerzeugung durch die Photovoltaik-Anlage auf Haus L [eigene Darstellung]

## 4.2 Aktueller Wissensstand

Bei der Betrachtung des Wissensstands gilt es, die Aktualität der Informationen mit besonderem Fokus zu beachten, vor allem, wenn die Entwicklung der betrachteten Technologien erhöhtem politischen und gesellschaftlichen Interesse unterliegt. So lässt sich allgemein festhalten, dass die Weiterentwicklung von Wasserstofftechnologien oder alternativer Systeme zur Energiespeicherung zügig voranschreitet, sodass Erkenntnisse, die zu Projektbeginn aktuell waren, teilweise bereits heute als überholt anzusehen sind.

Während der Wissens- und Forschungsstand einzelner Komponenten bereits dargelegt wurde, soll es an dieser Stelle um Untersuchungen mit vergleichbaren Forschungsfragen gehen. Beuse et al. untersuchen qualitativ den Einfluss unterschiedlicher Energiespeicher und ihrer Betriebsweisen hinsichtlich des Ausstoßes von  $CO_2$ -Emissionen in verschiedenen Energiesystemen (Ländern) [62]. Dabei wird deutlich, dass ein Energiespeicher zur systemischen Minderung von  $CO_2$ -Emissionen beiträgt, wenn die eingespeicherte Energie emissionsarm erzeugt wird und zu einem späteren Zeitpunkt die Erzeugung von emissionsbelasteter Energie substituiert, bzw. wenn der Energiespeicher einen höheren Anteil emissionsarmer Energien am Energiemix ermöglicht [63]. Srinivas und Modi geben einen umfassenden Überblick zu den Entwicklungen von Microgrids, mit besonderem Fokus auf angewandte Regelungs- und Sicherheitsstrategien [4]. Hirsch et al. analysieren positive und negative Einflussfaktoren auf die Entwicklung von Microgrids sowie deren zukünftige Entwicklungschancen unter besonderer Berücksichtigung bereits umgesetzter Projekte [5]. Im Ergebnis stellen sie den regulatorischen Rahmen sowie die ökonomische Konkurrenzfähigkeit als entscheidende Einflussfaktoren heraus [5]. Um die verschiedenen Versorgungsstrukturen zu untersuchen, wählen Mariam et al. einen vergleichbaren Ansatz, bei dem sie im Rahmen ihrer Literaturlauswertung eine Liste an umgesetzten Projekten aufführen [7]. Mori et al. vergleichen verschiedene Auslegungen eines Microgrids zur autarken Energieversorgung (Elektrizität und Wärme) eines abgelegenen Standortes (Berghütte) [64]. Unter Berücksichtigung der umweltbedingten Besonderheiten werden multikriteriell sowohl techno-ökonomische Daten als auch eine Lebenszyklusanalyse ausgewertet [64]. Dieser Ansatz verdeutlicht das Optimierungsproblem zwischen den einzelnen Dimensionen, vor allem wenn Technologien vor dem Erreichen der vollständigen Marktreife berücksichtigt werden [64].

### 4.3 Ziel und Versuchsaufbau

Wie aus dem vorangestellten Kapitel hervorgeht, fokussiert sich der wissenschaftliche Diskurs vor allem auf theoretisch-analytische Arbeiten. Diese Arbeiten stützen sich, je nach Detailgrad, auf eine hohe Vielfaltigkeit an Annahmen, vor allem zu Material- und Energieflüssen. Das vorliegende Projekt und der Aufbau einer Pilot-Anlage ermöglichen es, den theoretischen Kenntnisstand zu überprüfen und einzuschätzen, inwiefern sich Hypothesen und Annahmen mit dem realen Betrieb decken.

Dafür ist es notwendig, alle verfügbaren Daten während des Betriebs aufzuzeichnen und zu überprüfen, inwiefern die Messwerte mit den Angaben der Hersteller oder gängigen Annahmen aus der Fachliteratur übereinstimmen. Von erhöhtem Interesse sind in diesem Kontext zum einen die Komponenten, zu denen es eine schlechte Datenlage gibt, zum anderen Komponenten mit hohem Verbrauch oder vielen Betriebsstunden, da diese das Gesamtergebnis besonders stark beeinflussen. Einen Überblick verschafft Tabelle 5, aus der ersichtlich wird, warum KWEA, Elektrolyseur, Brennstoffzelle, sowie die Hilfskomponenten genauer untersucht werden. Ziel ist, neben der Erfassung von elektrischen Strömen und Abwärme, auch Aussagen über die Materialflüsse von Wasser, Wasserstoff und Sauerstoff treffen zu können.

Bei der Auswertung sollen zwei Schwerpunkte gesetzt werden, sodass einerseits mithilfe der Lebenszyklusanalyse (Vgl. 5.2 Lebenszyklusanalyse/Ökobilanzierung der gesamten Umstellung) Aussagen zu potenziellen Umwelteinwirkungen und der Energiebilanz während des Lebensweges über die Versuchsanlage als Gesamtsystem getroffen werden können und andererseits Auffälligkeiten beim Betrieb einzelner Komponenten analysiert werden. Da beim Zu- und Wegschalten elektrischer Verbraucher erfahrungsgemäß Lastspitzen auftreten, stellt das Anlaufverhalten der Komponenten eine hohe Herausforderung an ein entkoppeltes System dar und wird im Folgenden mit besonderem Augenmerk untersucht.

Tabelle 5 Komponentenübersicht [eigene Darstellung].

<b>Komponenten</b>	<b>Einfluss auf Gesamtenergieflüsse</b>	<b>Datenlage für Betriebsparameter</b>
Photovoltaikanlage	Hoch	Gut
Kleinwindenergieanlagen	Hoch	Schlecht
Niederspannungsbatterie	Mittel	Gut
Hochspannungsbatterie	Mittel	Gut
Elektrolyseur	Hoch	Schlecht
Wasserstoffspeicher	Gering	Mittel
Brennstoffzelle	Hoch	Schlecht
Hilfskomponenten zu Kommunikation und Steuerung	Hoch	Schlecht

Bei der Auswertung sollen zwei Schwerpunkte gesetzt werden, sodass einerseits mithilfe der Lebenszyklusanalyse (Vgl. 5.2 Lebenszyklusanalyse/Ökobilanzierung der gesamten Umstellung) Aussagen über die Versuchsanlage als Gesamtsystem getroffen werden können und andererseits Auffälligkeiten beim Betrieb einzelner Komponenten analysiert werden (Vgl. 5.4 Zusammenfassende Betrachtung und Handlungsempfehlung)

Im zweiten Schritt dienen die gesammelten Daten als Grundlage, um eine automatisierte Regelungsstruktur zu entwickeln, die eigenständig in der Lage ist zu entscheiden, wie die erzeugte Energie zu nutzen ist. Neben einer Minimierung der Verluste gilt es, hierbei auch die Trägheit der unterschiedlichen Speichersysteme zu berücksichtigen, um einen möglichst

schonenden Betrieb zu gewährleisten. Es handelt sich um ein Optimierungsproblem, das auf Basis der realen Erzeugungs- und Verbrauchsdaten analysiert wird. Dank der Netzverknüpfung ist es darüber hinaus auch möglich, gezielt besonders anspruchsvolle Anforderungen vorzugeben und auszuwerten. Ziel dieser Versuche ist es, anschließend Aussagen zu können, unter welchen Bedingungen eine Speicherung der erzeugten Energie mittels Wasserstoffes sinnvoll ist, wann eine Speicherung mittels welcher Batterie zu bevorzugen ist oder ob es auch Phasen gibt, in denen eine Abschaltung (ökonomisch) sinnvoller ist als die Bereithaltung weiterer Speicherkapazität.

Im letzten Abschnitt bereits angeklungen, wird auch der ökonomischen Bewertung eine gesonderte Rolle zukommen. Die Auswertung in Kapitel 5.1 zeigt auf, welche Kosten auf welche Speichersysteme zurückzuführen sind. Da das entwickelte Testlabor Redundanzen aufweist, ist diese Analyse notwendig, um anschließend Aussagen zu können, welche Technologien für welche Erlösmodelle und Anwendungsfälle zukünftig betriebswirtschaftlich attraktiv sind. Dabei wird auch die Veräußerung von netzdienlichen Systemdienstleistungen (Vgl. *Wirtschaftlichkeit* Kapitel 3.1) im Netzparallelbetrieb untersucht. Zum einen ist es notwendig, die Erlöse zu quantifizieren, zum anderen nachzuweisen, welche Technologie (-kombinationen) in der Lage sind, überhaupt Erlöse zu erzielen. Mögliche Kombinationen ergeben sich aus Tabelle 6, anschließende Forschungsfragen zielen auf eine Optimierung der Anlagengröße und der Erlösmodelle ab.

Tabelle 6 Kombinationsmöglichkeiten der eingesetzten Technologien [eigene Darstellung].

Aufgabe	Möglichkeiten	Ausprägung
Energiegewinnung	Solar- oder Windkraft	In verschiedenen Leistungsklassen
Energiespeicher	Wasserstoffsystem	Elektrolyseur und Brennstoffzelle + ND-Speicher + Kompressor und HD-Speicher
	Batterie	Nieder- und/oder Hochspannung
	Superkapazität	
Wärmenutzung	Zentrales Kühlsystem	Anschluss von Elektrolyseur und/oder Brennstoffzelle und/oder aller Komponenten

Im nächsten Schritt ist die Kombination mit unterschiedlichen Verbrauchern, wie sie aus Standardlastprofilen abzuleiten sind, angedacht. Dabei stehen neben möglichen Erlösmodellen auch die Ermittlung der energetischen Autarkie im Mittelpunkt sowie die Forschungsfrage, welcher energetische Autarkiegrad, Definition gemäß Formel (XII), unter welchen Bedingungen angestrebt werden sollte. Hierfür gilt es neben der Bilanzierung von Strom-Erzeugung und -Verbrauch auch die genutzten Wärmequellen zu berücksichtigen. Darüber hinaus ist auch eine etwaige Zuführung von fremderzeugten, wasserstoffbasierten Kraftstoffen zu berücksichtigen. Neben der ökonomischen Betrachtung spielen hierbei Randbedingungen hinsichtlich Verfügbarkeit und Erreichbarkeit energetischer Ressourcen eine übergeordnete Rolle.

$$\text{ener. Autarkiegrad [\%]} = 1 - \frac{\sum \text{fremdbezogene Energie}}{\sum \text{genutzte Energie}} / 100 \quad (\text{XII})$$

## 4.4 Versuchsdurchführung & Auswertung

### 4.4.1 Ermittlung der Grundlast

Zur Bestimmung der Grundlast des Microgrids ist es notwendig, alle Erzeuger und Verbraucher, die nicht dauerhaft laufen, auszuschalten und anschließend Wirk-, Blind- und Scheinleistung am Netzverknüpfungspunkt aufzunehmen. Die Versuchsdauer liegt bei 30 min, mit einem Abtastintervall von 10 Sekunden, und ist aus Sicht des Microgrids zu interpretieren, sodass ein Import von Energie aus dem Netz positiv und eine Einspeisung in das Netz negativ dargestellt werden.

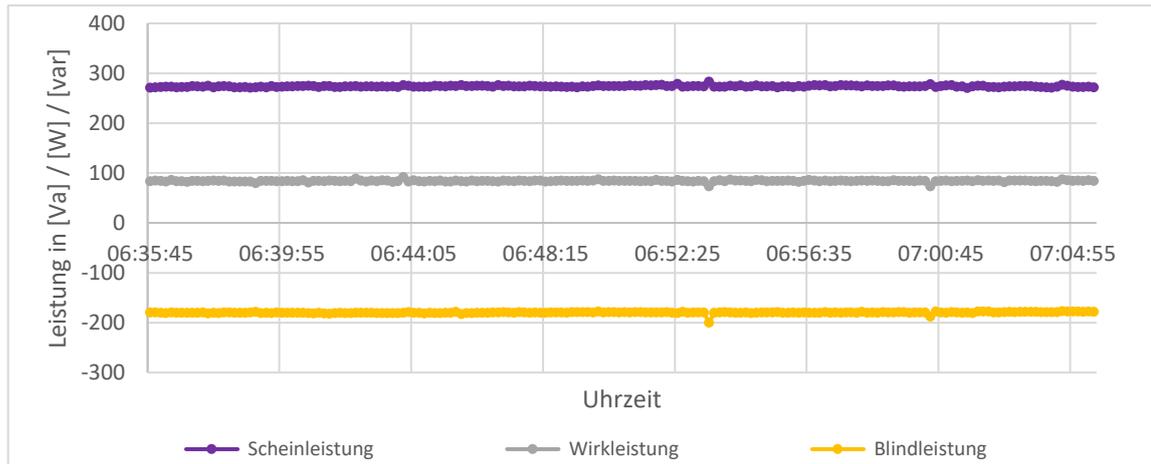


Abbildung 18 Grundlast am Netzverknüpfungspunkt [eigene Darstellung].

Entsprechend Abbildung 18 und gestützt anhand der Daten aus Tabelle 7 lässt sich von einer konstanten Grundlast (84 W) ausgehen, die vor allem auf die Steuerungstechnik/SPS sowie die Ventile, den Router und die Beleuchtung zurückzuführen ist. Sollen nachfolgend einzelne Komponenten anhand der Leistungsdaten am Netzverknüpfungspunkt untersucht werden, ist dieser Betrag entsprechend jeweils zu subtrahieren.

Tabelle 7 Grundlast am Netzverknüpfungspunkt [eigene Darstellung].

	Scheinleistung [VA]	Wirkleistung [W]	Blindleistung [var]
Durchschnitt	273,79	83,96	- 179,95
Median	273,72	84,02	- 179,94
Standardabweichung	1,52	1,63	1,88
Min	270,12	72,97	- 200,46
Max	283,10	91,44	- 177,41

#### 4.4.2 Elektrolyseurs

Dem Elektrolyseur werden verschiedene Leistungsstufen vorgegeben, sodass Aussagen über das Anlaufverhalten, negatives und positives Regelverhalten (Überschwinger) sowie die resultierenden Auswirkungen auf die Netzstabilität getroffen werden können. Tabelle 8 zeigt die relevanten Versuchsparameter, wobei anhand von Abbildung 19 ersichtlich ist, dass die berechneten Werte von der gemessenen Wasserstofferzeugung zeitweise stark abweichen. So weisen die gemessenen Werte, vor allem nach Ausschalten des Elektrolyseurs, viel zu hohe Werte auf, während die berechneten Werte der Leistung folgen (Vgl. Abbildung 20), und somit geringeren Mehrwert für die vorliegende Untersuchung bringen. Entsprechend wird nachfolgend, beispielsweise zur Ermittlung des Wirkungsgrades, der Füllstand des Niederdruckspeichers bzw. seine Zu- oder Abnahme, als Grundlage verwendet, um die Wasserstofferzeugung zu ermitteln.

Tabelle 8 Messwerte des Elektrolyseur-Versuchs [eigene Darstellung].

	Einheit	berechnet	gemessen
Wasserstoffproduktion	[ $Nl_{H_2}$ ]	212	257
Messzeitraum	[min]	-	15
Abtastintervall	[s]	-	1

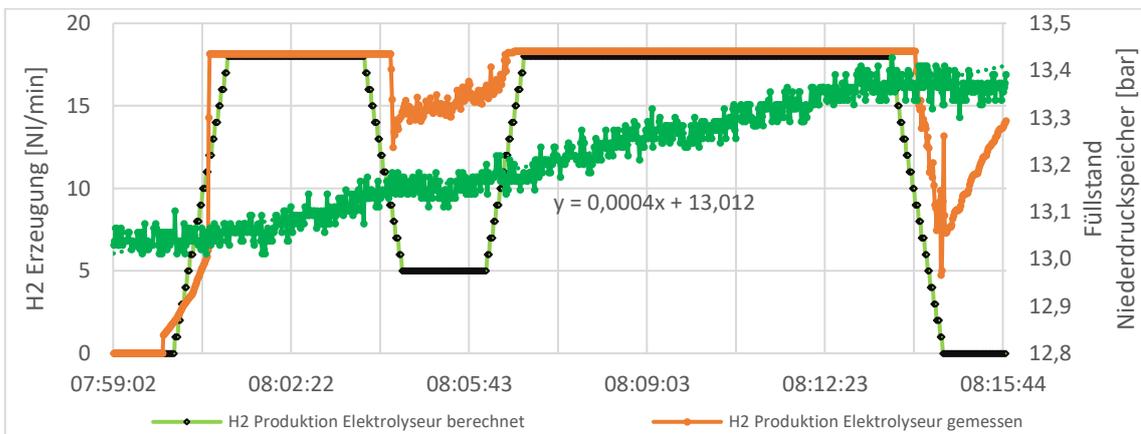


Abbildung 19 Wasserstoffproduktion des Elektrolyseurs über den Versuchszeitraum [eigene Darstellung].

Kurz soll an dieser Stelle auf den Frischwasserbedarf eingegangen werden, welcher sich aus dem Wasserdrag und dem Wasserverbrauch zusammensetzt. Der Wasserdrag ergibt sich hierbei aus der Reaktionsgleichung während der Elektrolyse, entspricht somit dem Wasser, welches in Sauerstoff und Wasserstoff gespalten wird, während der Wasserverbrauch quasi als „Abfall“ anzusehen ist (Vgl. Tabelle 9). Im ausgewerteten Messzeitraum wurde ein Wasserverbrauch von 2 l aufgezeichnet, bezogen auf die Erzeugung von 0,2 bis 0,25 Nm<sup>3</sup><sub>H2</sub> ergibt sich ein acht bis neunmal höherer Wasserverbrauch, der aus einer Elektrolyseurinternen Schutzvorkehrung der Umkehrosiose hervorgeht. Während dies für Betriebsorte mit ausreichender Wasserversorgung unproblematisch ist, gilt es, dies im Kontext zunehmender Wasserknappheit in nachfolgenden Projekten genauer zu untersuchen.

Tabelle 9 Angaben zum Frischwasserbedarf [eigene Darstellung].

	Einheit	Herstellerangaben
Wasserdrag	[l <sub>H2O</sub> / Nm <sup>3</sup> <sub>H2</sub> ]	10
Wasserverbrauch	[l <sub>H2O</sub> / Nm <sup>3</sup> <sub>H2</sub> ]	1

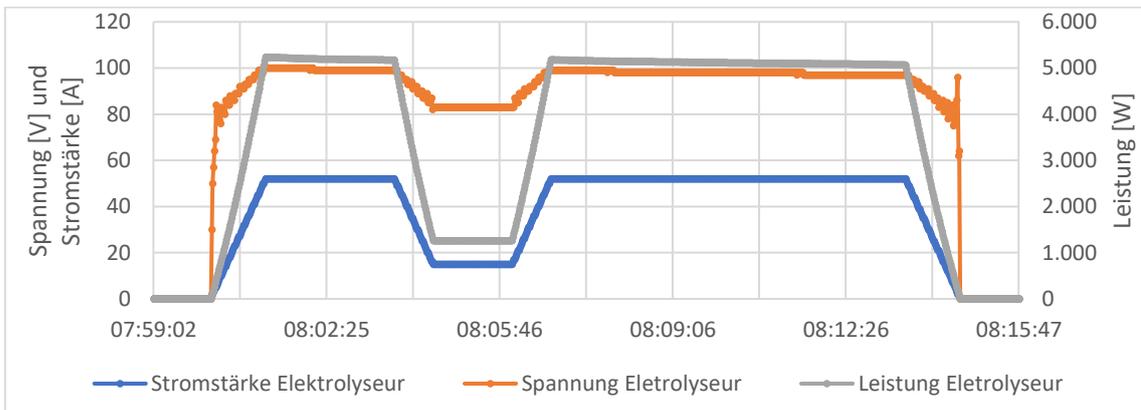


Abbildung 20 Stromstärke, Spannung und Leistung des Elektrolyseurs über den Versuchszeitraum [eigene Darstellung].

## Lastgradient Elektrolyseur

Bei den nachfolgenden Ermittlungen von Leistungsgradienten wird angenähert ein lineares Verhalten vorausgesetzt, wie es für PEM-Systeme üblich ist. Dabei werden die Gradienten jeweils zwischen den regelungstechnisch eingeschwungenen Zuständen gebildet, sodass etwaige Überschwingungen, bedingt durch die interne PID-Regelung des Elektrolyseurs, das Bestimmtheitsmaß der Linearisierung mindern.

Auffällig sind die Sprünge in der aufgenommenen Spannung, sie sind dem Herstellungsprozess mittels Elektrolyse inhärent, da eine Mindestspannung vorliegen muss, um Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff spalten zu können. Gleichzeitig fordern sie die Netzstabilität heraus, da der Elektrolyseur somit beim Einschalten ein stark induktiver Verbraucher ist, während er beim Ausschalten ein kapazitives Verhalten aufweist.

Tabelle 10 fasst die wesentlichen Parameter der in Abbildung 21 bis Abbildung 24 dargestellten Leistungsgradienten zusammen. Unterhalb des Teillastbereiches (25%) reagiert der Elektrolyseur erwartungsgemäß etwas langsamer als darüber. Außerdem lässt sich festhalten, dass kein signifikanter Unterschied zwischen einer positiven und negativen Veränderung des Sollwertes auftritt.

Tabelle 10 Leistungsgradienten des Elektrolyseurs abhängig von Start- und Endwert, Maximum 52 A [eigene Darstellung].

Leistungsgradient [ $W/s$ ]	Bestimmtheitsmaß $R^2$ [-]	Startwert [%]	Endwert [%]
77,46	0,9973	0	100
-87,362	0,9989	100	25
87,529	0,9988	25	100
-80,629	0,9974	100	0

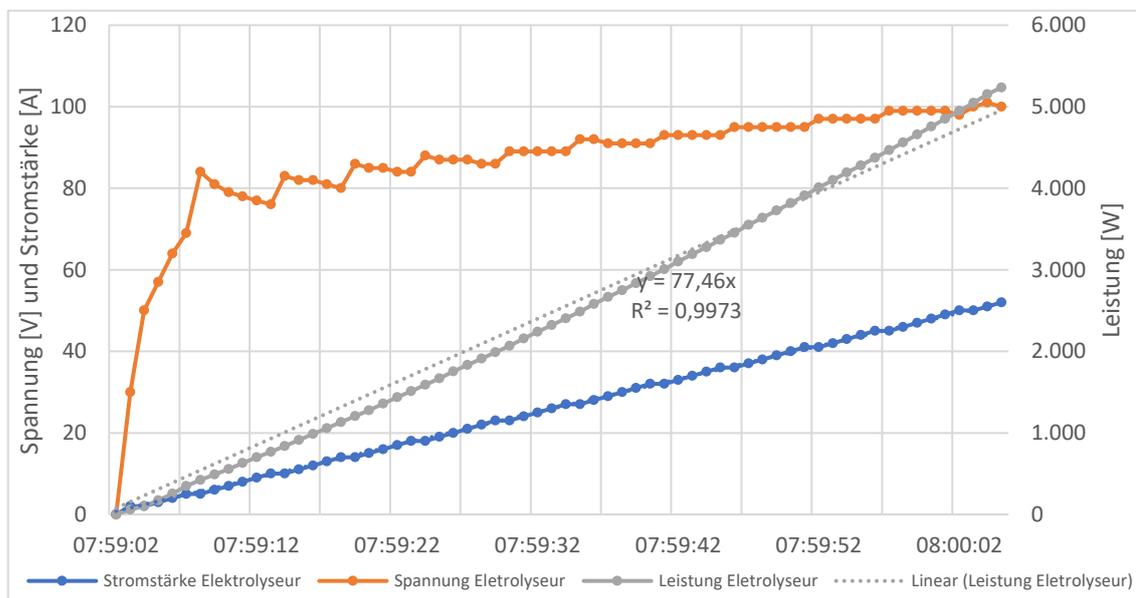


Abbildung 21 Leistungsdaten des Elektrolyseurs zur Bestimmung des Leistungsgradienten von 0 % auf 100 % [eigene Darstellung].

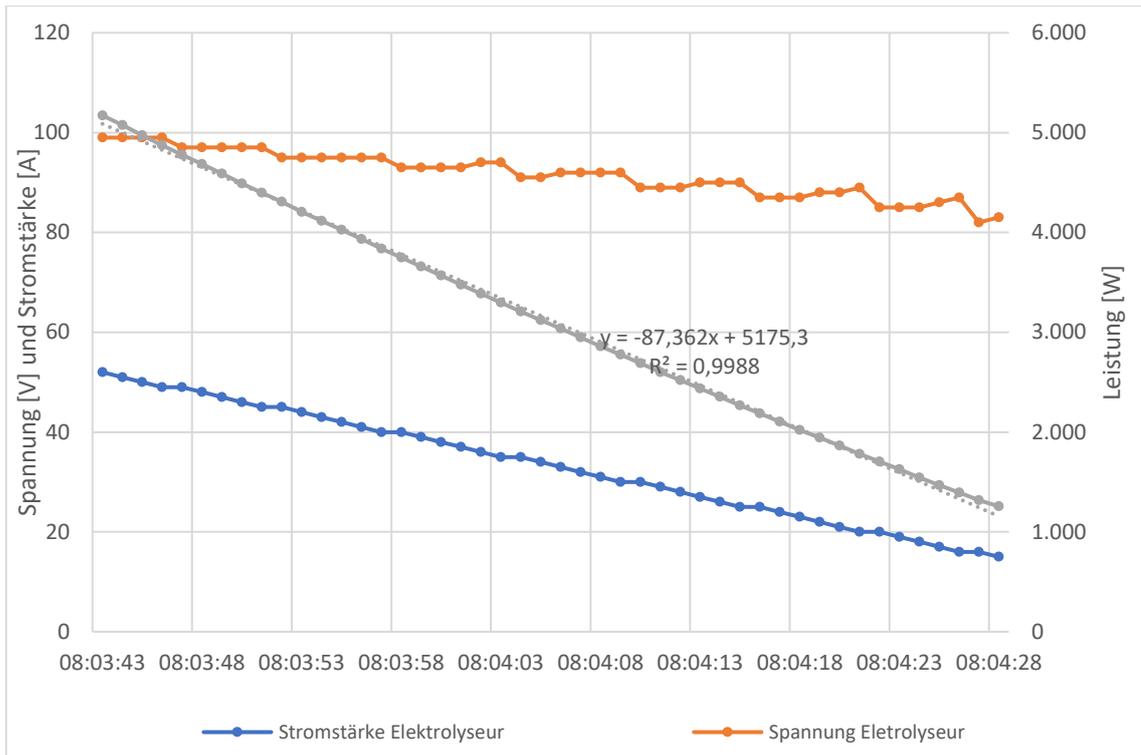


Abbildung 22 Leistungsdaten des Elektrolyseurs zur Bestimmung des Leistungsgradienten von 100 % auf 25 % [eigene Darstellung].

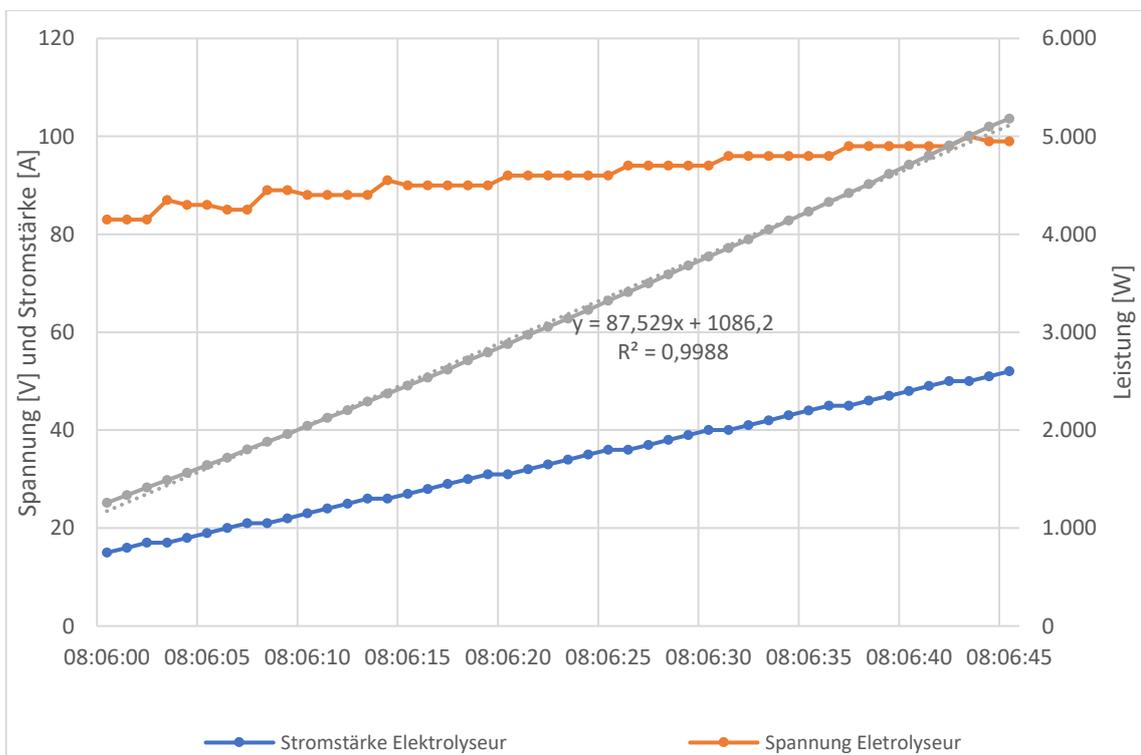


Abbildung 23 Leistungsdaten des Elektrolyseurs zur Bestimmung des Leistungsgradienten von 25 % auf 100 % [eigene Darstellung].

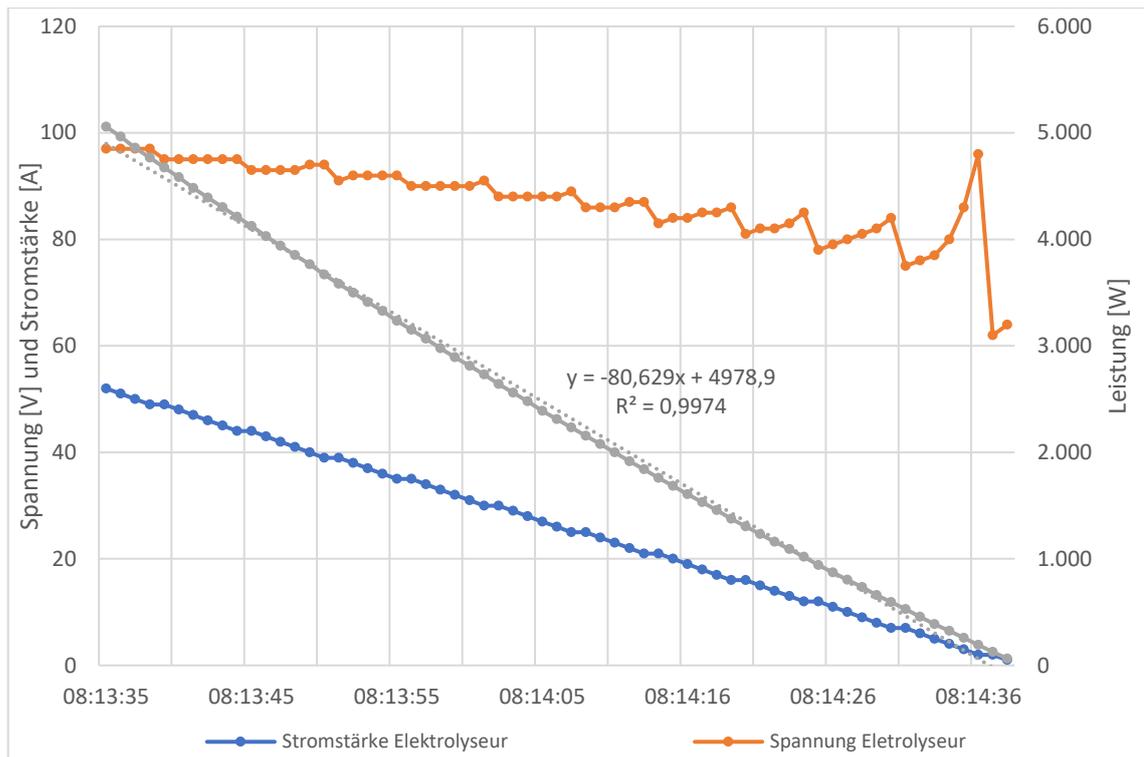


Abbildung 24 Leistungsdaten des Elektrolyseurs zur Bestimmung des Leistungsgradienten von 100 % auf 0 % [eigene Darstellung].

## Wirkungsgrad Elektrolyseur

Abbildung 25 bzw. Abbildung 26 zeigen die Druckänderung im Niederdruckspeicher bei Volllast bzw. Teillast des Elektrolyseurs. Mit Hilfe der Gleichungen

(XIII) bis (XVI) bzw. (XVII) bis (XX) und auf Basis der in Tabelle 11 bzw. Tabelle 12 extrahierten Daten lässt sich der Wirkungsgrad bestimmen. Als Datenbasis werden einmal die Unterschiede zu Messbeginn und Messende (Delta) sowie die lineare Annäherung verwendet. Dem gegenüber stehen die Leistungsdaten des Elektrolyseurs, gemessen am Stack, und der Gesamtverbrauch des Microgrids, gemessen am Netzverknüpfungspunkt, welcher jegliche Peripheriegeräte einschließt, die für den Betrieb des Elektrolyseurs notwendig sind. Auffällig sind die Druckschwankungen, bedingt durch Öffnen und Schließen eines Ventils zwischen Elektrolyseur und Wasserstoffspeicher.

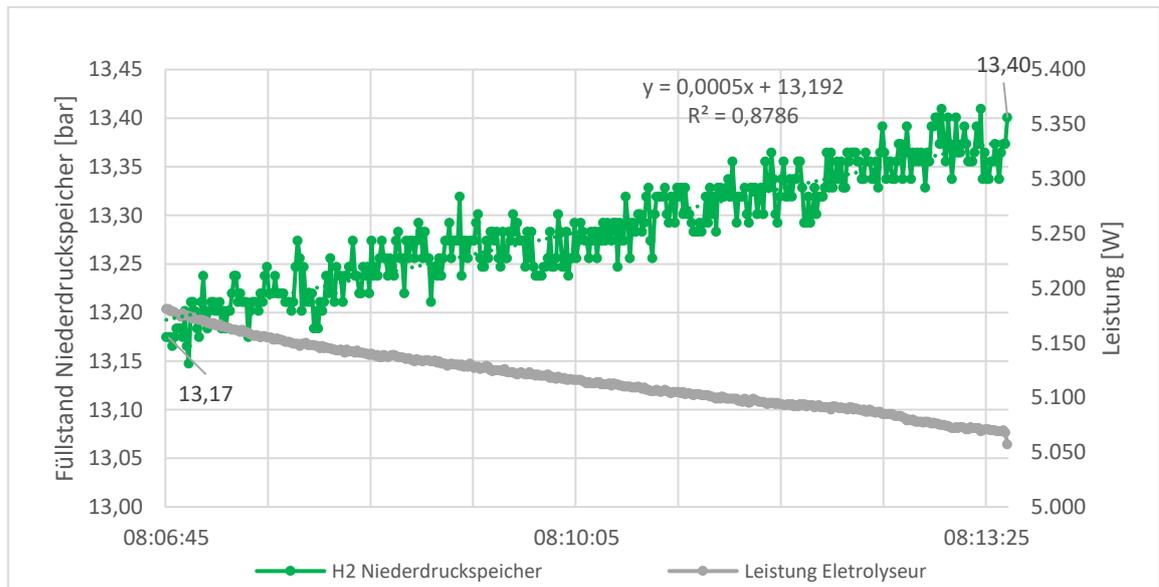


Abbildung 25 Wasserstoffproduktion des Elektrolyseurs bei Volllast [eigene Darstellung].

Tabelle 11 Daten zur Wirkungsgradberechnung des Elektrolyseurs bei Volllast.

	Zeit	Druck ND	Masse	Energie	Leistung EL	Wirkungsgrad	Wärmel-eistung
Einheit		[bar]	[kg]	[Wh]	[W]	[%]	[W]
Startpunkt	08:06:46	13,17	0,533	17,758	5.181		
Endpunkt	08:13:35	13,4	0,542	18,068	5.057		
Delta	409 s	0,23	0,009	0,310		53,34	2.387
Durchschnitt					5.117		
Leistung NVP					8.052	33,90	
Extrapoliert		-0,0005 [bar/s]	-0,0083	-0,276		47,43	2.690
Leistung NVP					8.052	30,14	

$$\text{Energie Wasserstoff: } E_{H_2} = \Delta p * V_{ND\text{-Speicher}} * \rho_{H_2} * \rho_{H_2,LHV} \approx 0,14832 \text{ kWh} \quad (\text{XIII})$$

$$\text{Energie Elektrolyseur: } E_{EL} = P_{\phi,EL} * \Delta t \approx 0,58134 \text{ kWh} \quad (\text{XIV})$$

$$\text{Wirkungsgrad: } \eta_{EL,LHV,NL} = \frac{E_{EL}}{E_{H2}} \approx 53,4 \% \quad (\text{XV})$$

$$\text{Abwärmeleistung: } Q_{EL} = P_{n,e,EL,NL} * (1 - \eta_{EL,LHV,NL}) \approx 2,387 \text{ kW} \quad (\text{XVI})$$

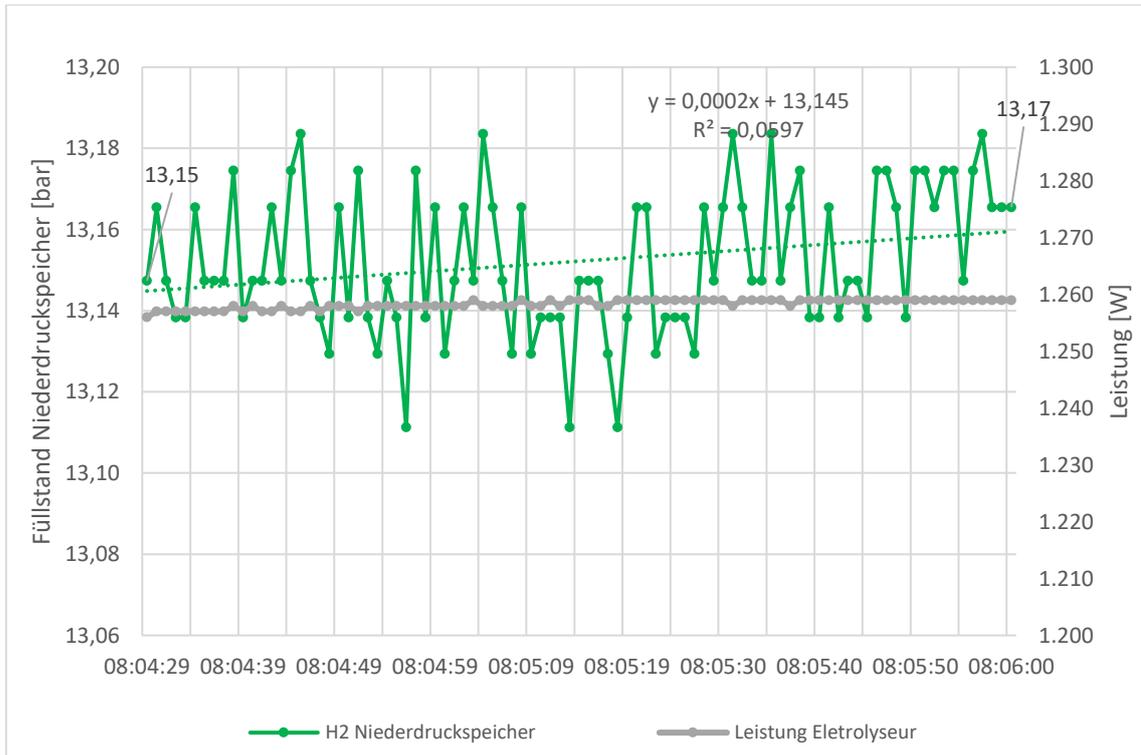


Abbildung 26 Wasserstoffherzeugung des Elektrolyseurs bei Teillast [eigene Darstellung].

Tabelle 12 Daten zur Wirkungsgradberechnung des Elektrolyseurs bei Teillast.

	Zeit	Druck ND	Masse	Energie	Leistung EL	Wirkungsgrad	Wärmeleistung
Einheit		[bar]	[kg]	[Wh]	[W]	[%]	[W]
Startpunkt	08:04:29	13,15	0,532	17,731	1.256		
Endpunkt	08:06:00	13,17	0,533	17,758	1.259		
Delta	91 s	0,02	0,001	0,027		84,79	191
Durchschnitt					1.258		
NVP					3.888	27,44	
Extrapoliert		0,0002 [bar/s]	0,001	0,025		77,15	287
NVP					3.888	24,97	

$$\text{Energie Wasserstoff: } E_{H_2} = \Delta p * V_{ND\text{-Speicher}} * \rho_{H_2} * \rho_{H_2,LHV} \approx 27,0 \text{ Wh} \quad (\text{XVII})$$

$$\text{Energie Elektrolyseur: } E_{EL} = P_{\phi,EL} * \Delta t \approx 31,8 \text{ Wh} \quad (\text{XVIII})$$

$$\text{Wirkungsgrad: } \eta_{EL,LHV,TL} = \frac{E_{EL}}{E_{H_2}} \approx 84,8 \% \quad (\text{XIX})$$

$$\text{Abwärmeleistung: } Q_{EL} = P_{n,el,EL,TL} * (1 - \eta_{EL,LHV,TL}) \approx 191 \text{ W} \quad (\text{XX})$$

Abbildung 5 verschafft einen Überblick, zu dem im Versuch ermittelten Wirkungsgrad sowie den Daten vom Hersteller bzw. aus der Literatur. Mit Ausnahme der Peripheriemessung besteht Konsistenz darin, dass der Teillastbereich effizienter ist als der Volllastbereich. Da die Peripheriegeräte einen näherungsweise konstanten Verbrauch aufweisen, lässt sich der beobachtete Effizienzunterschied durch einen geringeren Anteil des Elektrolyseurs an dem Gesamtverbrauch (im Vergleich zum Volllastbetrieb) erklären.

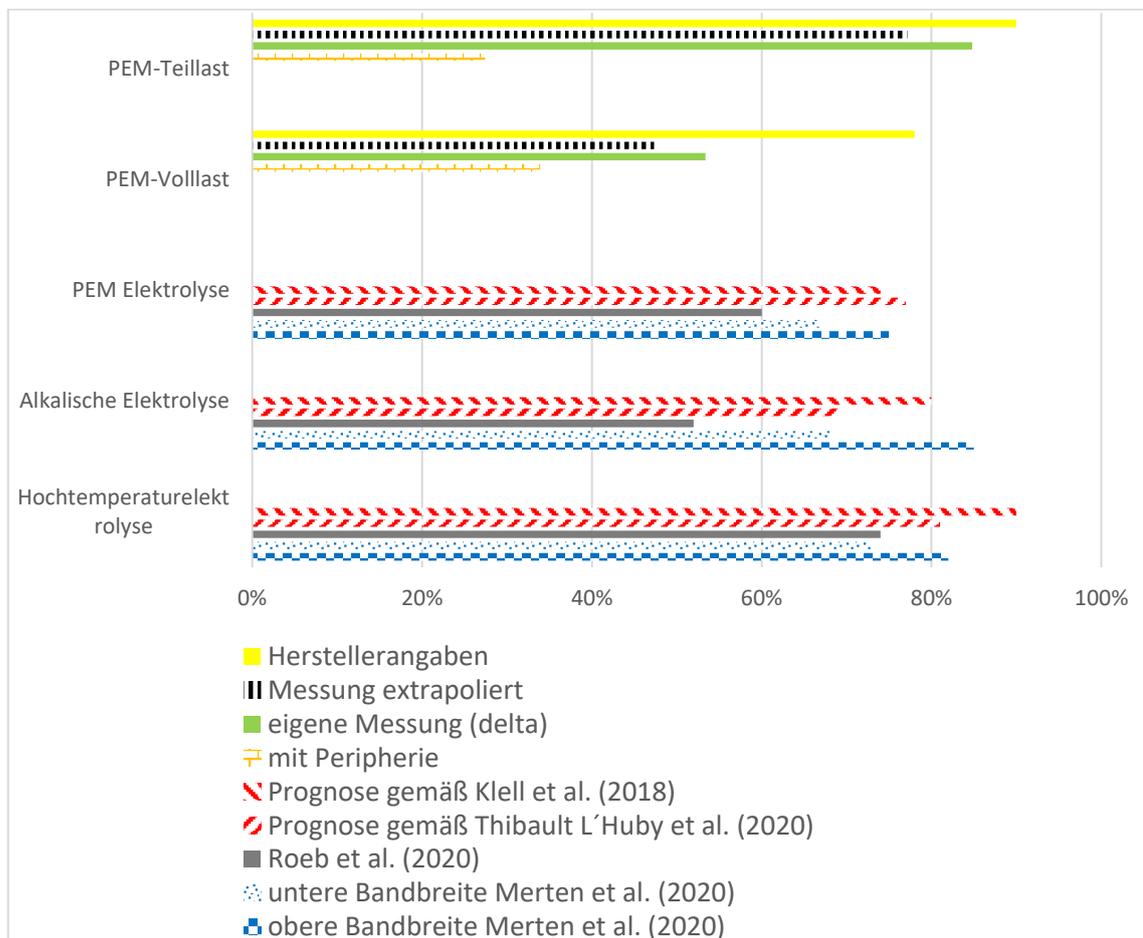


Abbildung 27 Vergleich zwischen Literatur und Messdaten des Wirkungsgrades von Elektrolyseuren<sup>25</sup> [eigene Darstellung] gemäß [9], [12], [21], [22].

<sup>25</sup> Um Ungenauigkeiten in der zukünftigen Technologieentwicklung gerecht zu werden, werden in der Literatur vermehrt Räume aufgespannt, innerhalb derer sich die Parameter wahrscheinlich entwickeln werden.

### 4.4.3 Brennstoffzelle

Der Brennstoffzelle werden verschiedene Leistungsstufen vorgegeben, sodass Aussagen über das Anlaufverhalten, negatives und positives Regelverhalten (Überschwinger) sowie die resultierenden Auswirkungen auf die Netzstabilität getroffen werden können. Tabelle 13 zeigt die relevanten Versuchsparameter, wobei anhand von Abbildung 29 ersichtlich ist, dass der gemessene Wasserstoffverbrauch nur eingeschränkt interpretierbar ist, da auch im ausgeschalteten Zustand ein Grundverbrauch von  $15 \text{ Nl}_{\text{H}_2}/\text{min}$  angegeben wird. Entsprechend wird nachfolgend, beispielsweise zur Ermittlung des Wirkungsgrades, der Füllstand des Niederdruckspeichers, bzw. seine Zu- oder Abnahme, als Grundlage verwendet, um den Wasserstoffverbrauch zu ermitteln.

Tabelle 13 Messwerte des Brennstoffzellen-Versuchs [eigene Darstellung].

	Einheit	Produktionszeitraum	Gesamtzeitraum
Wasserstoffverbrauch	$[\text{Nl}_{\text{H}_2}]$	482	553
Messzeitraum	[min]	8:45	13:21
Abtastintervall	[s]	-	1

Anhand von Abbildung 30 ist die interne Temperaturreglung ersichtlich. Unterhalb des optimalen Betriebspunktes von  $55 \text{ }^\circ\text{C}$  nimmt die Temperatur des internen Kühlkreislaufes an beiden Messpunkten zu. Beim Überschreiten schaltet sich die Kühlpumpe zu, sodass die Wärme an den externen Kühlkreislauf abgegeben wird, wodurch die Temperatur im Zulaufkreis abnimmt und mit zeitlicher Verzögerung auch die Temperatur innerhalb des Brennstoffzellen-Stacks und somit auch am zweiten Messpunkt, dem Ausgang. Dies wiederum führt mit einer leichten zeitlichen Verzögerung dazu, dass die Temperatur im externen Kühlkreislauf zunimmt, sodass auch dort Pumpe, Lüfter und Kompressor anspringen und eine Lastspitze herbeiführen.

Darüber hinaus auffällig sind die Sprünge in der aufgenommenen Spannung, welche dem chemischen Prozess geschuldet sind, in dem Sinne, dass innerhalb der Zellen zuerst eine ausreichende Spannung aufgebaut werden muss, bevor Luft und Wasserstoff zu Wasser reagieren können (Vgl. Abbildung 28 und Abbildung 31). Die Brennstoffzelle ist somit beim Hochfahren ein induktiver Erzeuger und beim Runterfahren ein kapazitiver Erzeuger (Vgl. Abbildung 28 und Abbildung 31).

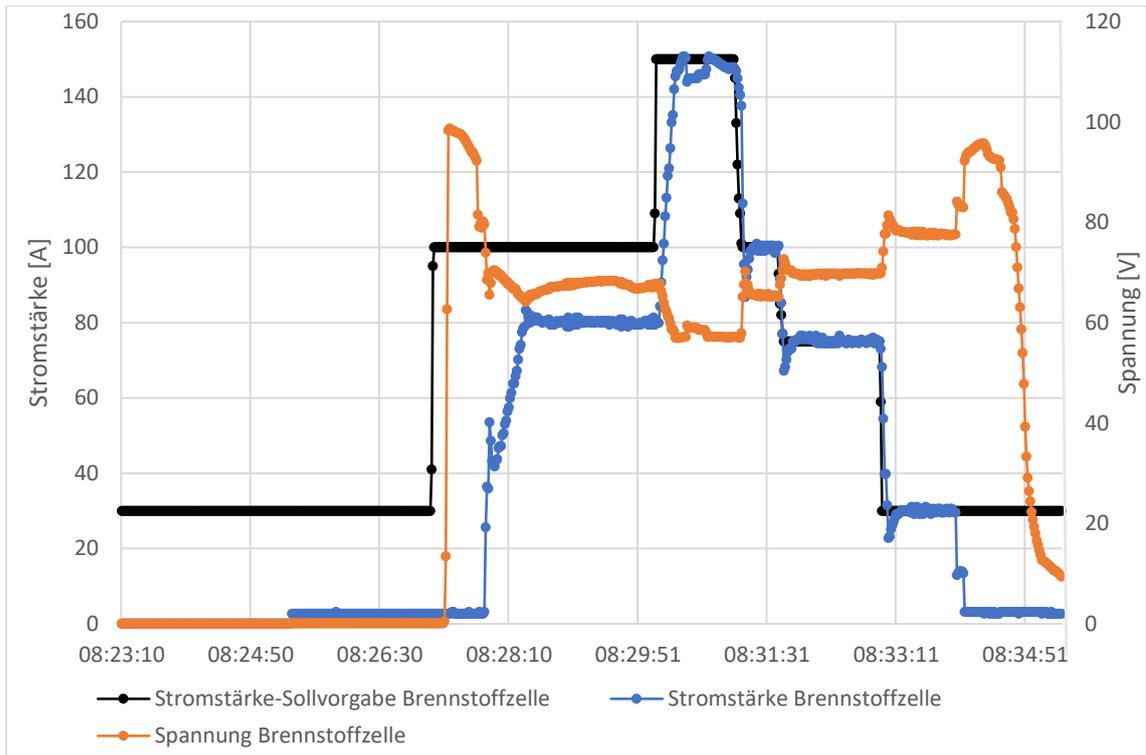


Abbildung 28 Sollvorgabe und Ist-Wert der Stromstärke sowie Spannung der Brennstoffzelle über den Versuchszeitraum [eigene Darstellung].

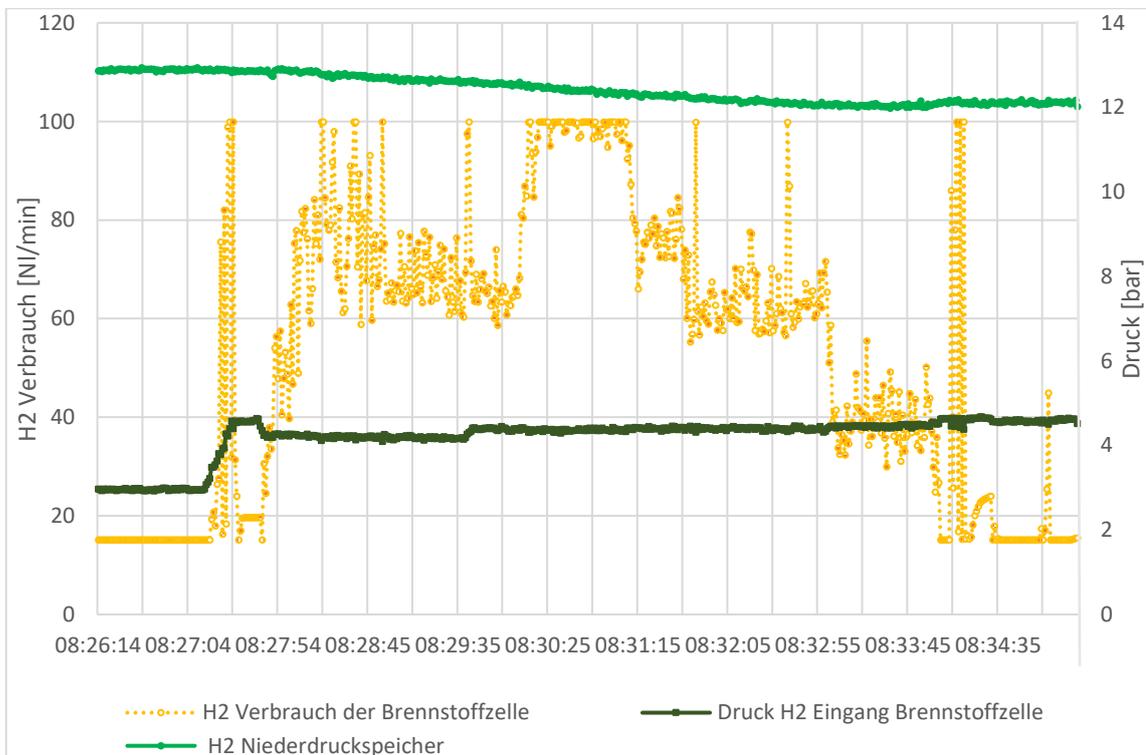


Abbildung 29 Verbrauchs- und Druckschwankungen während des Betriebs der Brennstoffzelle [eigene Darstellung].

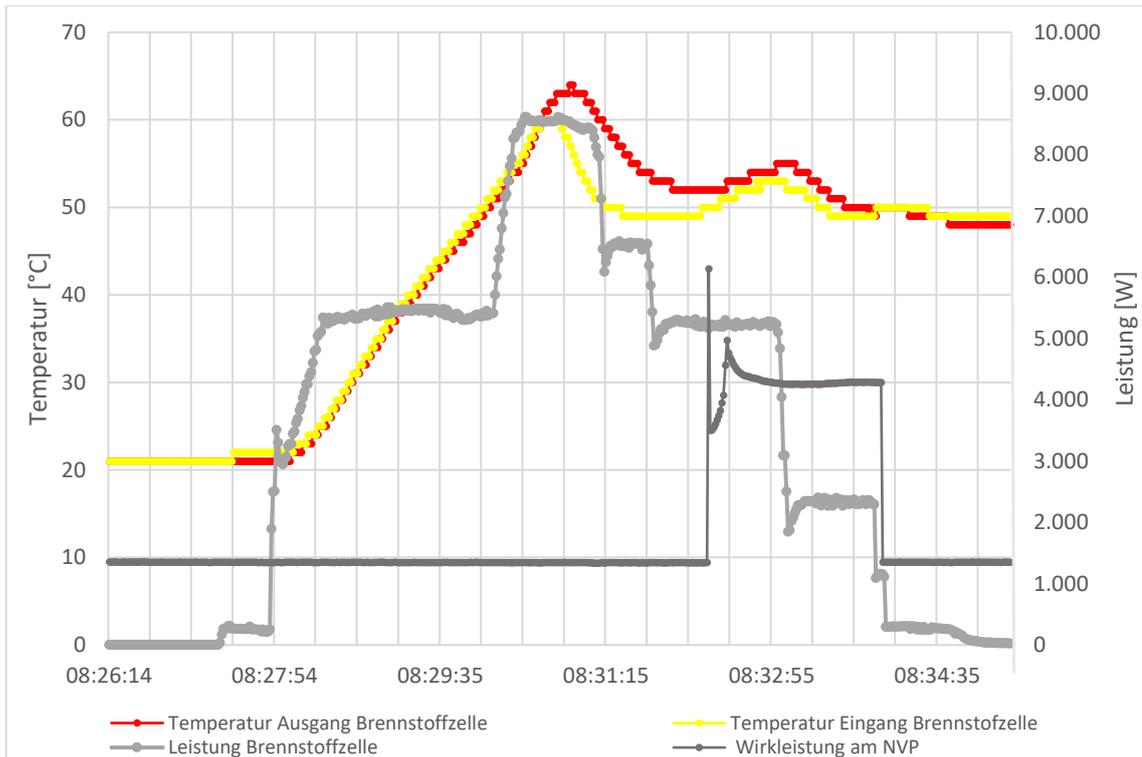


Abbildung 30 Temperatur des internen Kühlkreislaufes gegenüber der Leistung der Brennstoffzelle und der Wirkleistung am NVP [eigene Darstellung].

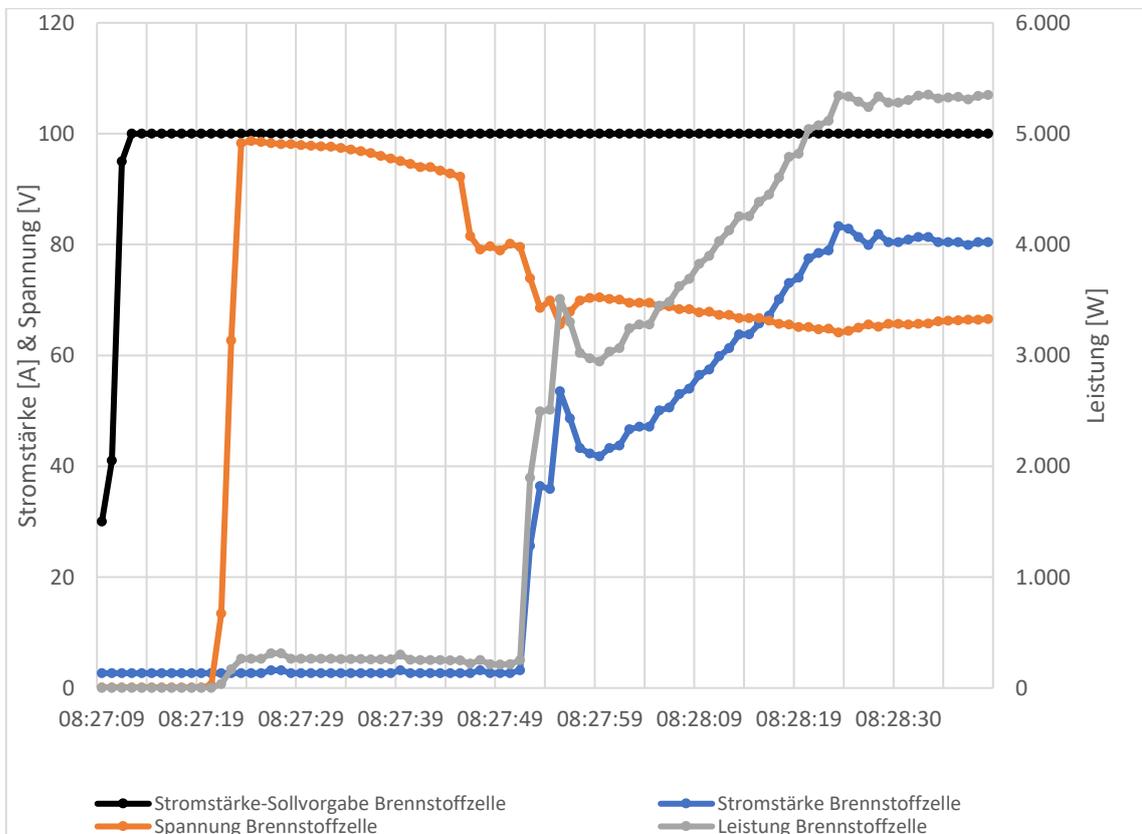


Abbildung 31 Anfahrverhalten der Brennstoffzelle [eigene Darstellung].

## Leistungsgradient Brennstoffzelle

Bei den nachfolgenden Ermittlungen von Leistungsgradienten wird angenähert ein lineares Verhalten vorausgesetzt, wie es für PEM-Systeme üblich ist. Dabei werden die Gradienten jeweils zwischen den regelungstechnisch eingeschwungenen Zuständen gebildet, sodass etwaige Überschwingungen, bedingt durch die interne PI-Regelung der Brennstoffzelle, das Bestimmtheitsmaß der Linearisierung mindern.

Tabelle 14 fasst die wesentlichen Parameter der in Abbildung 32 bis Abbildung 37 dargestellten Leistungsgradienten zusammen. Auffällig ist, dass vor allem bei den negativen Leistungsgradienten geringe Bestimmtheitsmaße und indirekt resultierend auch die großen Unterschiede zwischen den Leistungsstufen vorliegen. Was wiederum mit der Wahl von Anfangs- und Endwert der Messungen zusammenhängt. Da sich bewusst dazu entschieden wurde, die Eingeschwungenen Zustände zu wählen, hat der Einschwingvorgang einen Einfluss auf Ergebnis und Bestimmtheitsmaß. Die Dauer des Einschwingvorgang nimmt mit steigender Sollgrößenveränderung zu, jedoch nicht linear, was bei einer kleinen Sollgrößenveränderung dazu führt, dass der Einschwingvorgang einen relativ größeren Teil der Zeit (im Vergleich zu einer größeren Sollgrößenänderung) einnimmt und somit auch den Leistungsgradienten und das Bestimmtheitsmaß relativ stärker beeinflusst. Bei Betrachtung von Abbildung 34 oder Abbildung 35 (im Vergleich zu Abbildung 32 oder Abbildung 33) lässt dies nachvollziehen.

Tabelle 14 Leistungsgradienten der Brennstoffzelle abhängig von Start- und Endwert, Maximum 150 A [eigene Darstellung].

Leistungsgradient [ $W/s$ ]	Bestimmtheitsmaß $R^2$ [-]	Startwert [%]	Endwert [%]
179,6	0,9287	0	66
156,59	0,9436	66	100
-190,82	0,816	100	66
-119,18	0,5911	66	50
-259,04	0,7484	50	20
-14,221	0,3758	20	0

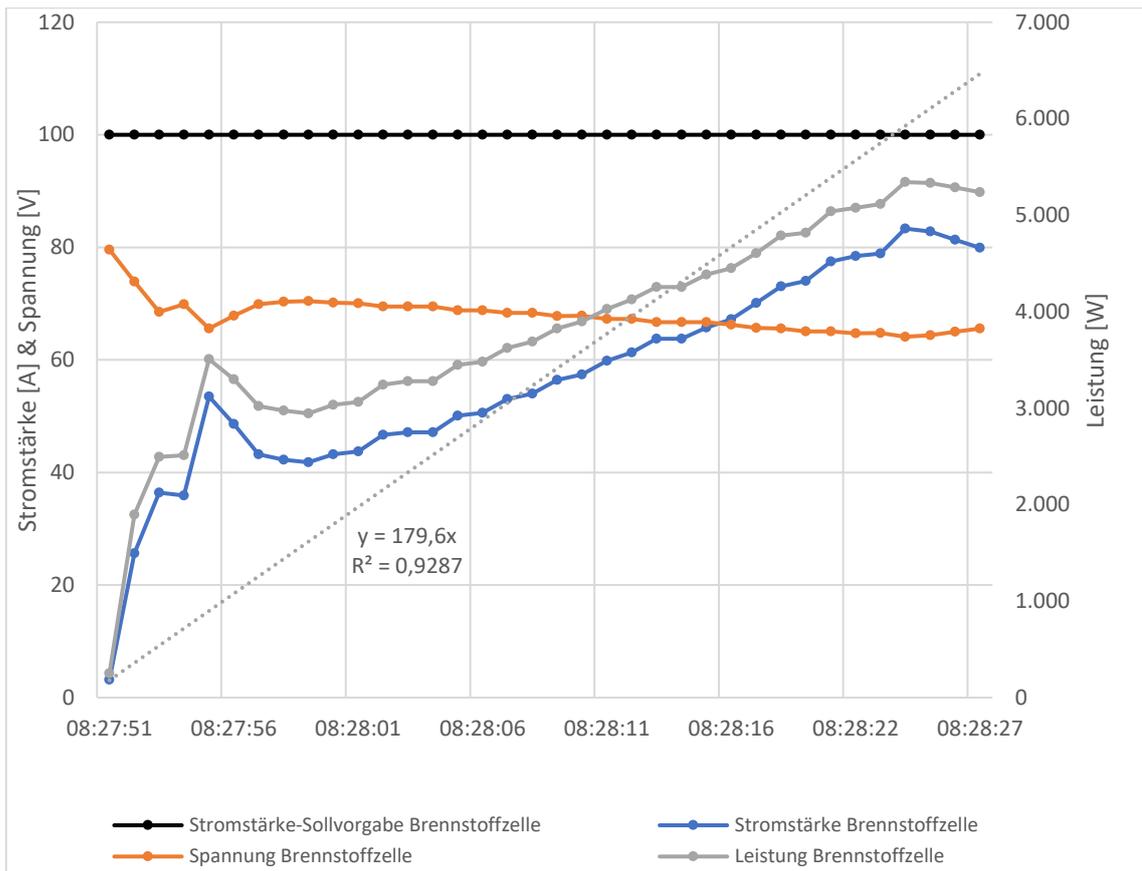


Abbildung 32 Leistungsdaten der Brennstoffzelle zur Bestimmung des Leistungsgradienten von 0 % auf 66 % [eigene Darstellung].

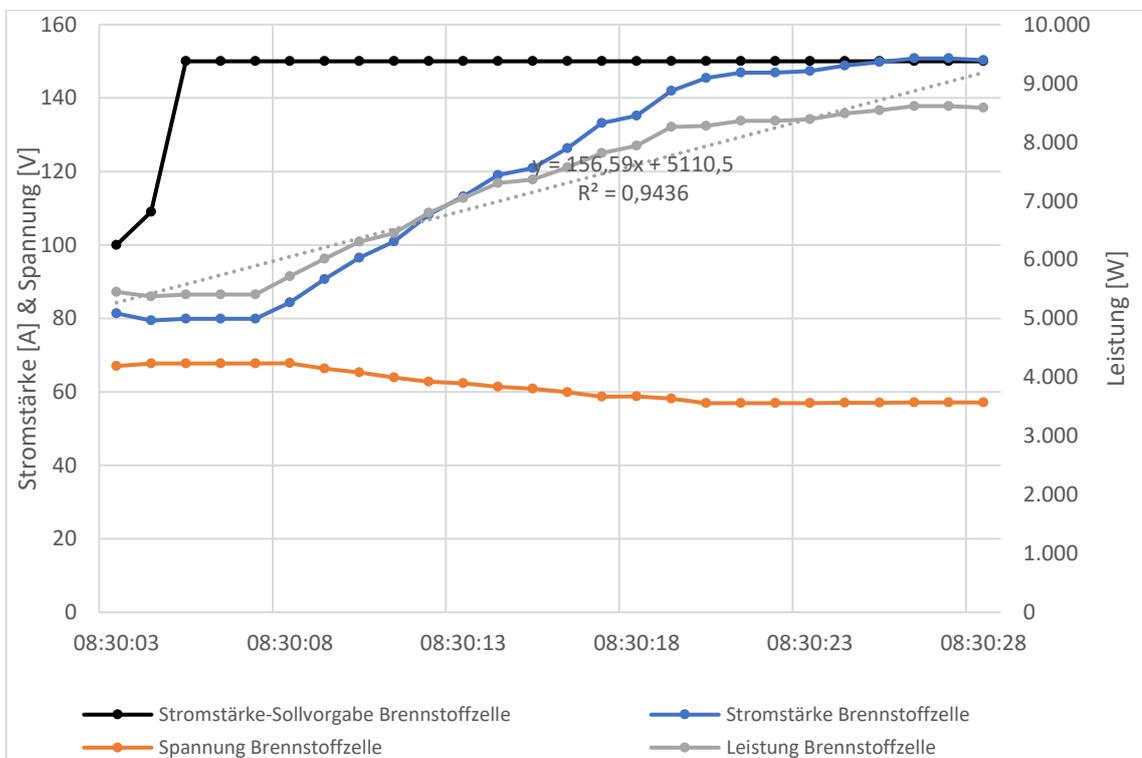


Abbildung 33 Leistungsdaten der Brennstoffzelle zur Bestimmung des Leistungsgradienten von 66 % auf 100 % [eigene Darstellung].

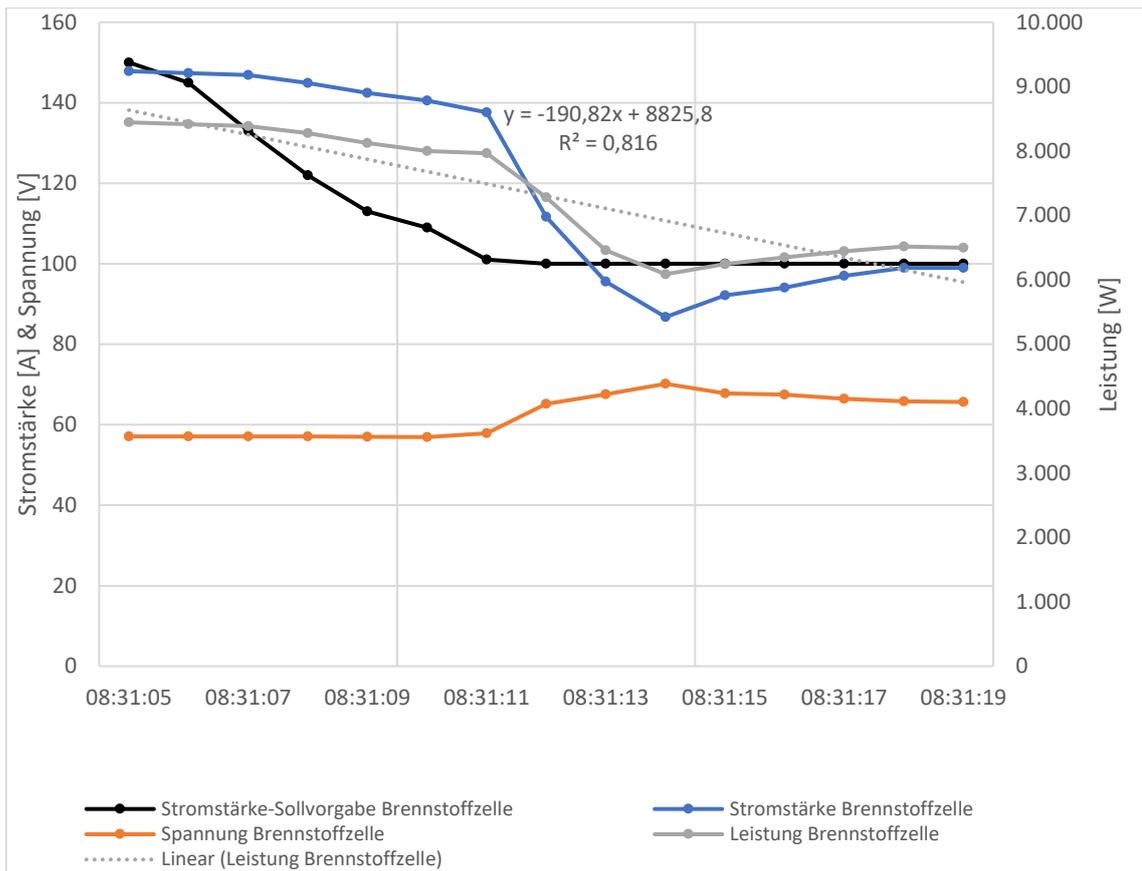


Abbildung 34 Leistungsdaten der Brennstoffzelle zur Bestimmung des Leistungsgradienten von 100 % auf 66 % [eigene Darstellung].

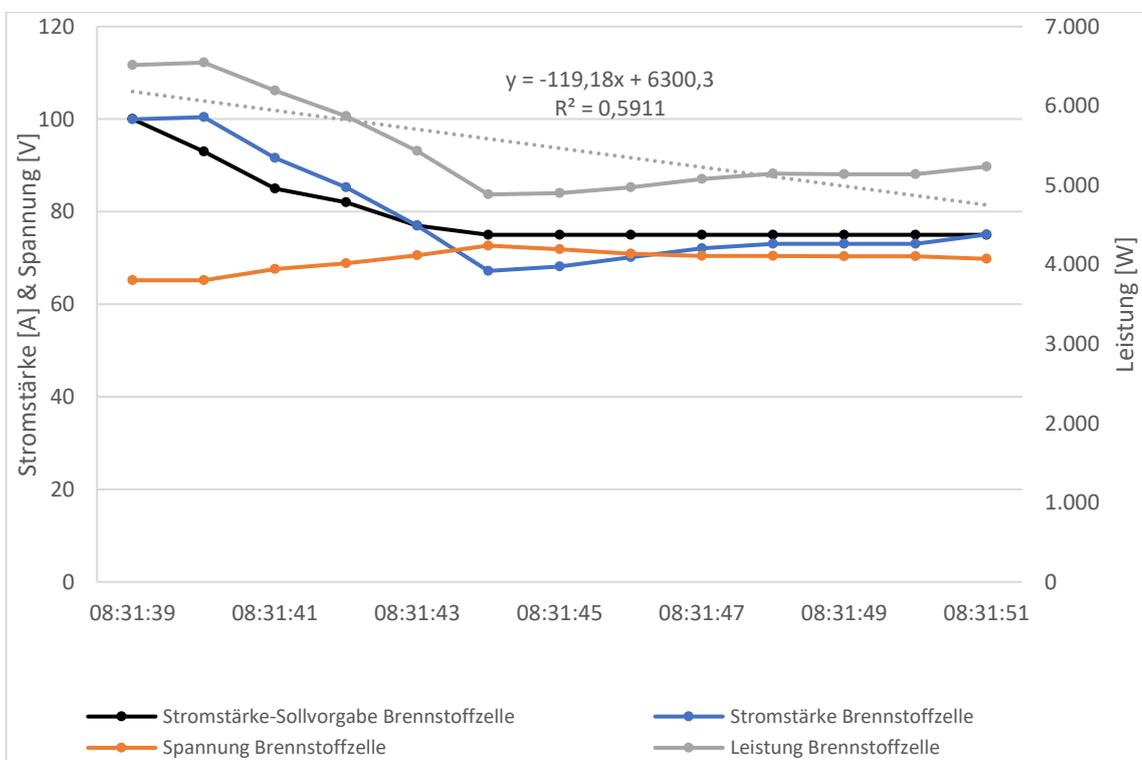


Abbildung 35 Leistungsdaten der Brennstoffzelle zur Bestimmung des Leistungsgradienten von 66 % auf 50 % [eigene Darstellung].

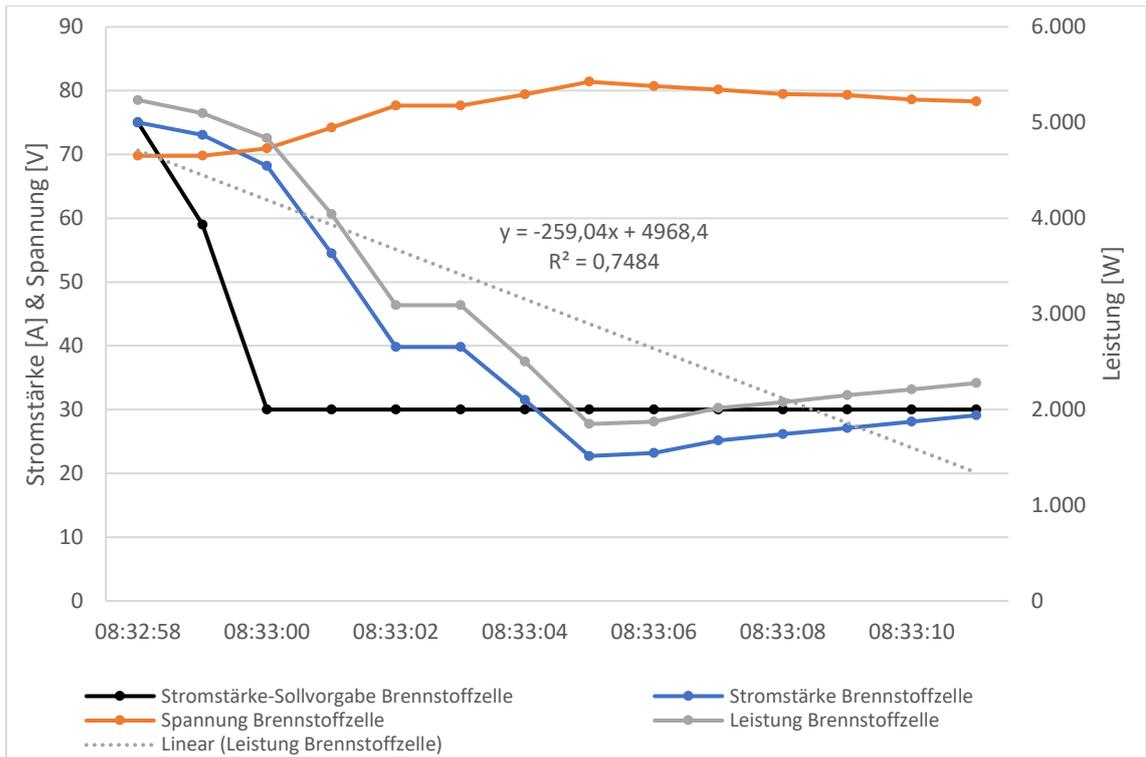


Abbildung 36 Leistungsdaten der Brennstoffzelle zur Bestimmung des Leistungsgradienten von 50 % auf 20 % [eigene Darstellung].

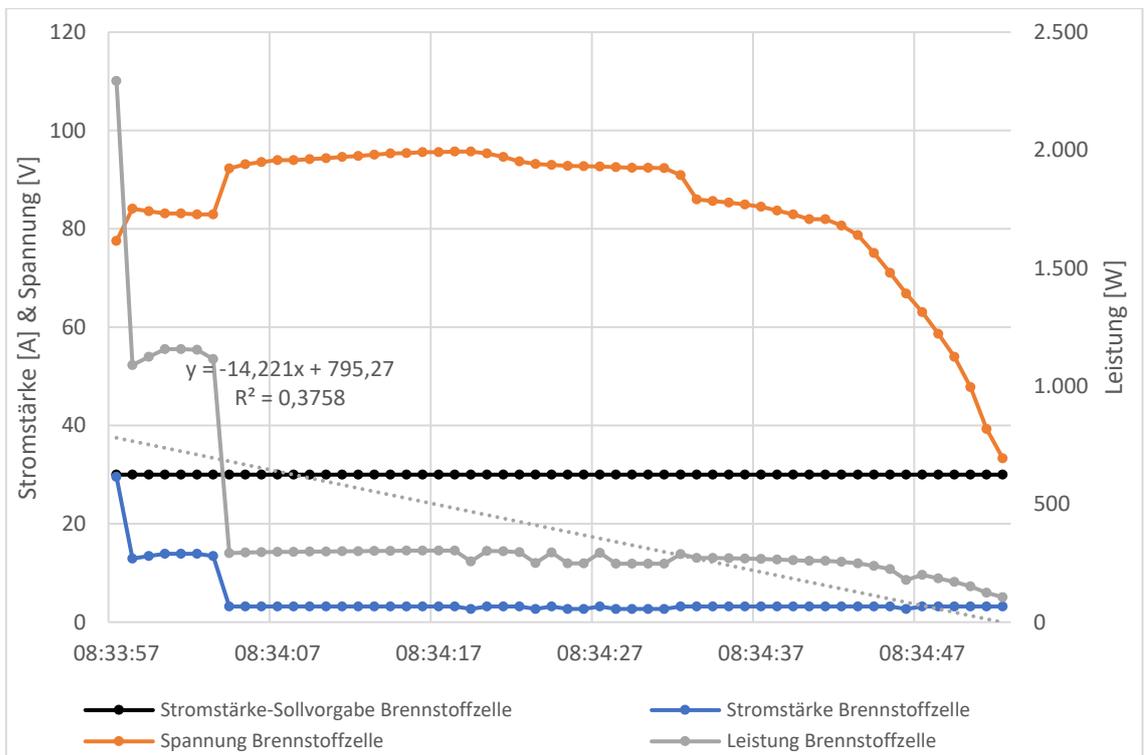


Abbildung 37 Leistungsdaten der Brennstoffzelle zur Bestimmung des Leistungsgradienten von 20 % auf 0 % [eigene Darstellung].

## Wirkungsgrad Brennstoffzelle

Abbildung 38 bzw. Abbildung 39 zeigen die Druckänderung im Niederdruckspeicher bei Volllast bzw. Teillast der Brennstoffzelle. Mit Hilfe der Gleichungen (XXI) bis (XXIV) bzw. Gleichungen (XXV) bis (XXVIII) und auf Basis der in

Tabelle 15 bzw. Tabelle 16 extrahierten Daten lässt sich der Wirkungsgrad bestimmen. Als Datenbasis werden einmal die Unterschiede zu Messbeginn und Messende (Delta) sowie die lineare Annäherung verwendet. Dem gegenüber stehen die Leistungsdaten der Brennstoffzelle, gemessen am Stack. Auffällig sind die Druckschwankungen, bedingt durch Öffnen und Schließen eines Ventils, das zum Schutz der Brennstoffzelle (vor einem zu hohen Druckstoß) zwischen ihr und dem Wasserstoffspeicher verbaut ist.

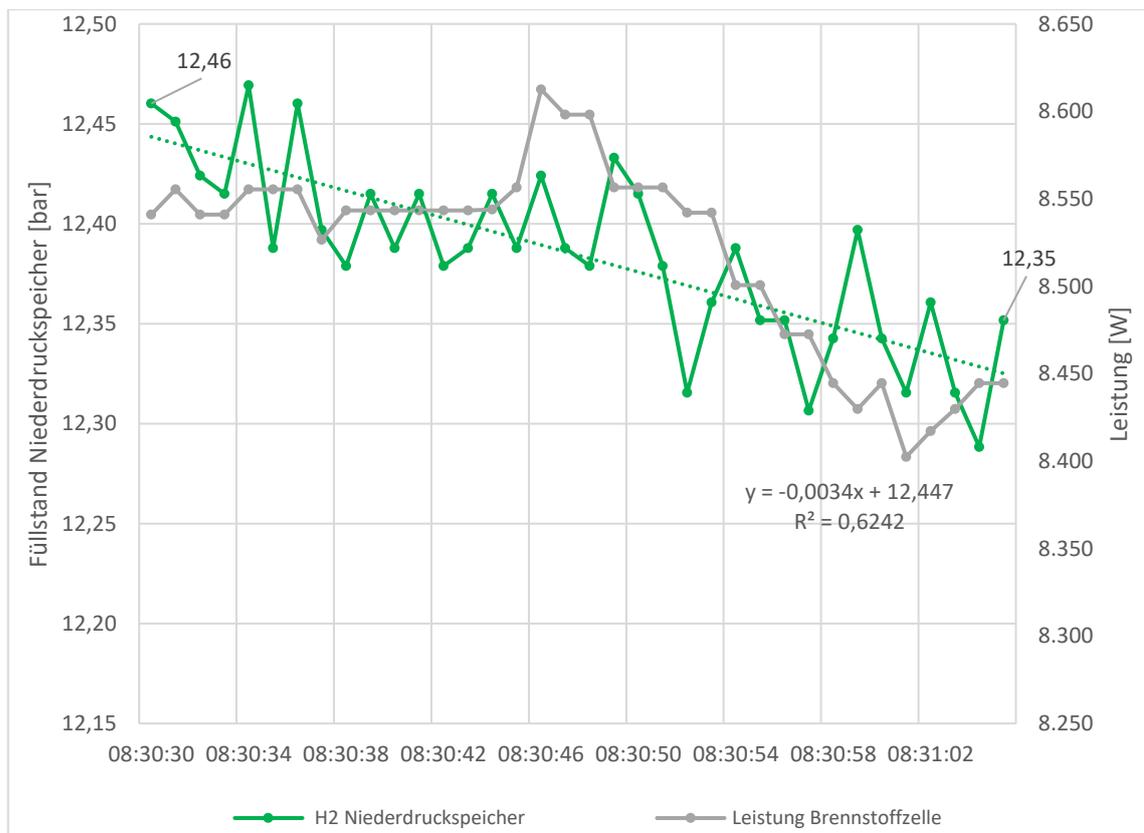


Abbildung 38 Wasserstoffverbrauch der Brennstoffzelle bei Volllast [eigene Darstellung].

Tabelle 15 Daten zur Wirkungsgradberechnung der Brennstoffzelle bei Volllast.

	Zeit	Druck ND	Masse	Energie	Leistung EL	Wirkungs-grad	Wärme-leistung
Einheit		[bar]	[kg]	[Wh]	[W]	[%]	[W]
Startpunkt	08:30:30	12,46	0,504	16,801	8.541		
Endpunkt	08:31:05	12,35	0,500	16,652	8.445		
Delta	35 s	-0,11	0,004	0,148		55,84	3.762
Durchschnitt					8.519		
Extrapoliert		-0,0034 [bar/s]	-0,0048	-0,161		51,62	4.122

$$\begin{aligned} \text{Energie Wasserstoff: } E_{H_2} &= \Delta p * V_{ND-Speicher} * \rho_{H_2} * \rho_{H_2,LHV} \\ &\approx 0,14832 \text{ kWh} \end{aligned} \quad (XXI)$$

$$\text{Energie Brennstoffzelle: } E_{BZ} = P_{\phi,BZ} * \Delta t \approx 82,83 \text{ Wh} \quad (XXII)$$

$$\text{Wirkungsgrad: } \eta_{BZ,LHV,NL} = \frac{E_{BZ}}{E_{H_2}} \approx 55,84 \% \quad (XXIII)$$

$$\text{Abwärmeleistung: } Q_{BZ} = P_{n,el,BZ,NL} * (1 - \eta_{BZ,LHV,NL}) \approx 3,762 \text{ kW} \quad (XXIV)$$

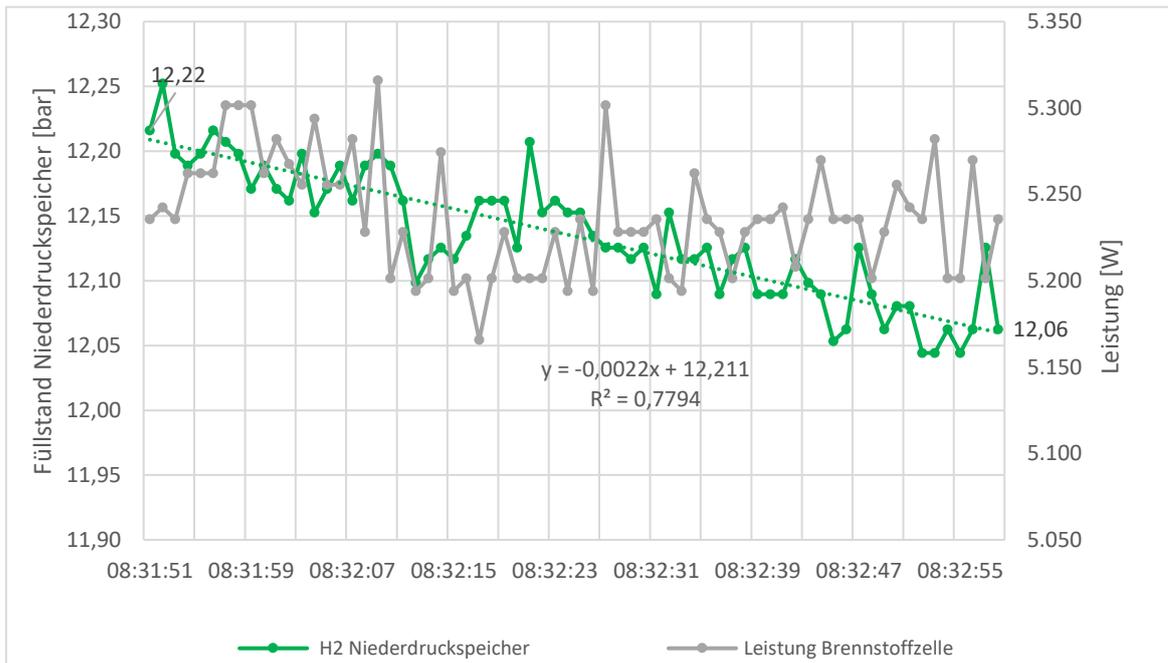


Abbildung 39 Wasserstoffverbrauch der Brennstoffzelle bei Teillast [eigene Darstellung].

Tabelle 16 Daten zur Wirkungsgradberechnung der Brennstoffzelle bei Teillast.

	Zeit	Druck ND	Masse	Energie	Leistung EL	Wirkungsgrad	Wärmeleistung
Einheit		[bar]	[kg]	[Wh]	[W]	[%]	[W]
Startpunkt	08:31:51	12,22	0,494	16,477	5.236		
Endpunkt	08:32:58	12,06	0,488	16,261	5.236		
Delta	67 s	-0,16	0,006	0,216		45,18	2.871
Durchschnitt					5.237		
Extrapoliert		-0,0022 [bar/s]	-0,006	-0,199		49,04	2.669

$$\begin{aligned} \text{Energie Wasserstoff: } E_{H_2} &= \Delta p * V_{ND-Speicher} * \rho_{H_2} * \rho_{H_2,LHV} \\ &\approx 215,74 \text{ Wh} \end{aligned} \quad (XXV)$$

$$\text{Energie Brennstoffzelle: } E_{BZ} = P_{\phi, BZ} * \Delta t \approx 97,47 \text{ Wh} \quad (\text{XXVI})$$

$$\text{Wirkungsgrad: } \eta_{BZ, LHV, NL} = E_{BZ} / E_{H_2} \approx 45,18 \% \quad (\text{XXVII})$$

$$\text{Abwärmeleistung: } Q_{BZ} = P_{n, el, BZ, TL} * (1 - \delta_{BZ}) \approx 2,871 \text{ kW} \quad (\text{XXVIII})$$

Abbildung 6 verschafft einen Überblick zu dem im Versuch ermittelten Wirkungsgrad sowie den Daten vom Hersteller bzw. aus der Literatur. Vor allem für den Teillastbereich decken sich die Herstellerangaben mit den Messwerten. Im Volllastbetrieb sind die ermittelten Wirkungsgrade hingegen geringfügig höher als die Herstellerangaben, decken sich dafür jedoch mit den Angaben aus der Literatur. Auffällig ist darüber hinaus, dass der Hersteller mit steigender Leistung einen sinkenden Wirkungsgrad angibt, während die vorliegenden Versuche einen inversen Zusammenhang nahelegen. Weiterführend von Interesse ist es zu ermitteln, inwiefern/ob der Einschwingvorgang im Kühlkreislauf (Vgl. Abbildung 30) einen Einfluss auf den ermittelten Wirkungsgrad hat.

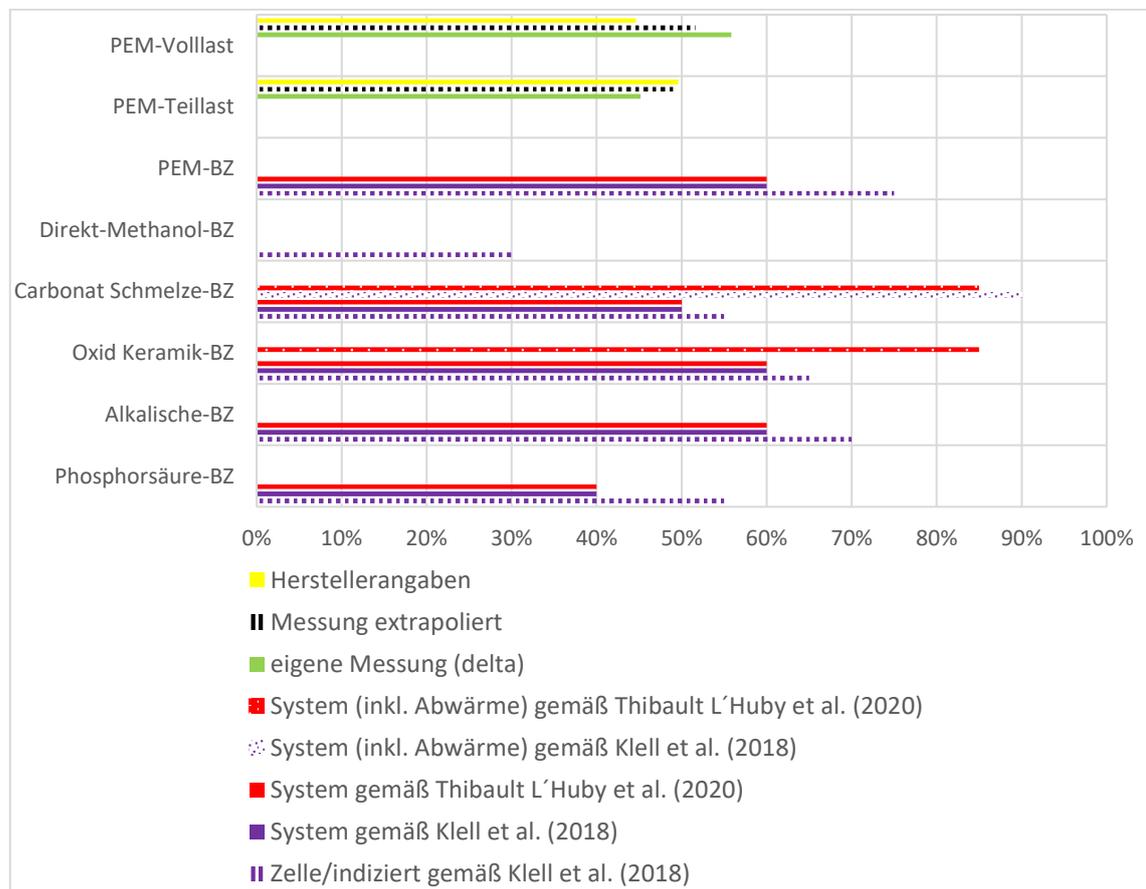


Abbildung 40 Vergleich zwischen Literatur und Messdaten des Wirkungsgrades von Brennstoffzellen, gemäß [9], [10], [21], [22].

#### 4.4.4 Wasserstoffspeicherung

##### Nachverdichtung

Um eine höhere Speicherdichte zu erreichen, als am Ausgang des Elektrolyseurs (und somit im Niederdruckspeicher) vorliegt (ca. 16 bar), ist es notwendig, den Wasserstoff nachzuverdichten. Der genutzte Wasserstoffkompressor ist in der Lage, das maximale Druckniveau auf bis zu 200 bar zu erhöhen und wird mit Hilfe von Druckluft angetrieben. Diese wird in einem vorgelagerten Prozess mit der Hilfe eines Luftkompressors erzeugt, dessen Leistungsaufnahme in Abbildung 42 und Abbildung 43 über die Messung am Netzverknüpfungspunkt dargestellt wird. Die ersichtlichen Lastspitzen werden dabei durch den Motor(-anlauf) bedingt, während die Grundlast primär auf die notwendige Kühlung zurückzuführen ist. Während die Höhe der ersten Scheinleistungsspitze (beim Anlaufen des Motors) vor allem auf die benötigte Blindleistung zurückzuführen ist, entstehen die Spitzen nachfolgend vor allem durch die benötigte Wirkleistung (Vgl. Abbildung 43).

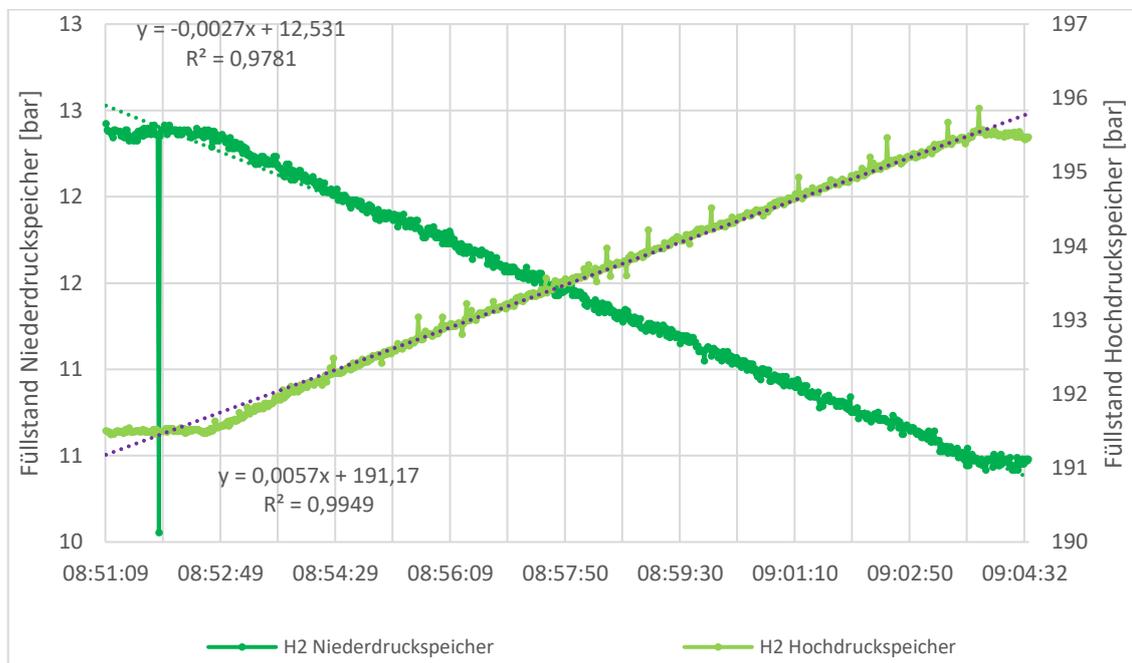


Abbildung 41 Nachverdichtung des Wasserstoffes von (11 bis 13) bar auf (191 bis 196) bar [eigene Darstellung].

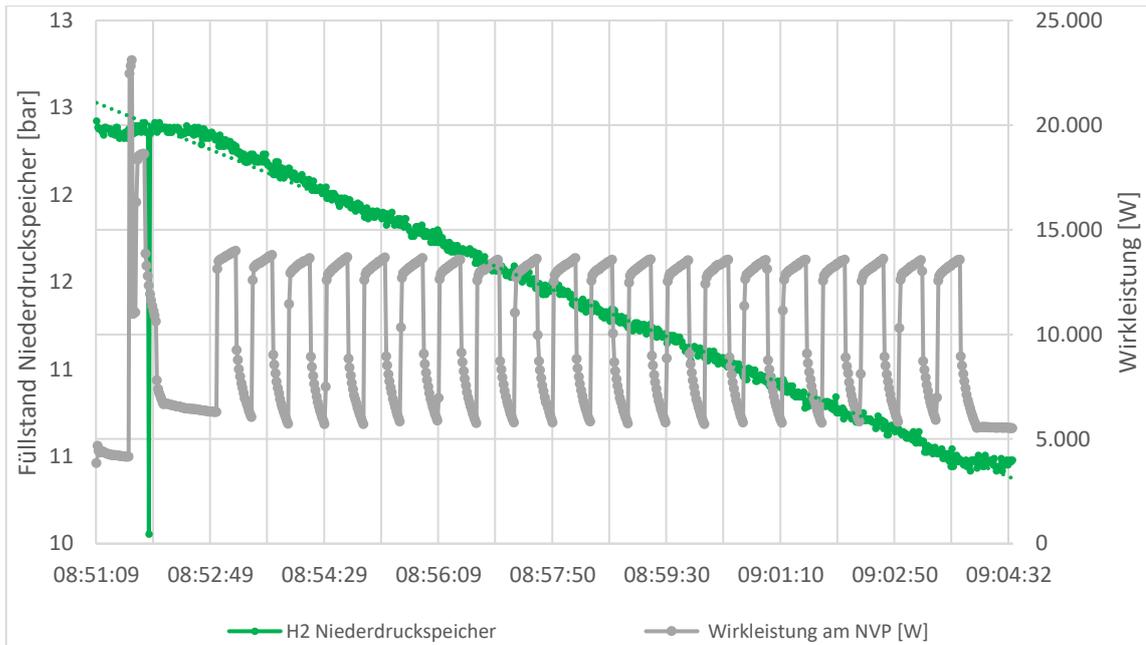


Abbildung 42 Wirkleistung am Netzverknüpfungspunkt während der Nachverdichtung [eigene Darstellung].

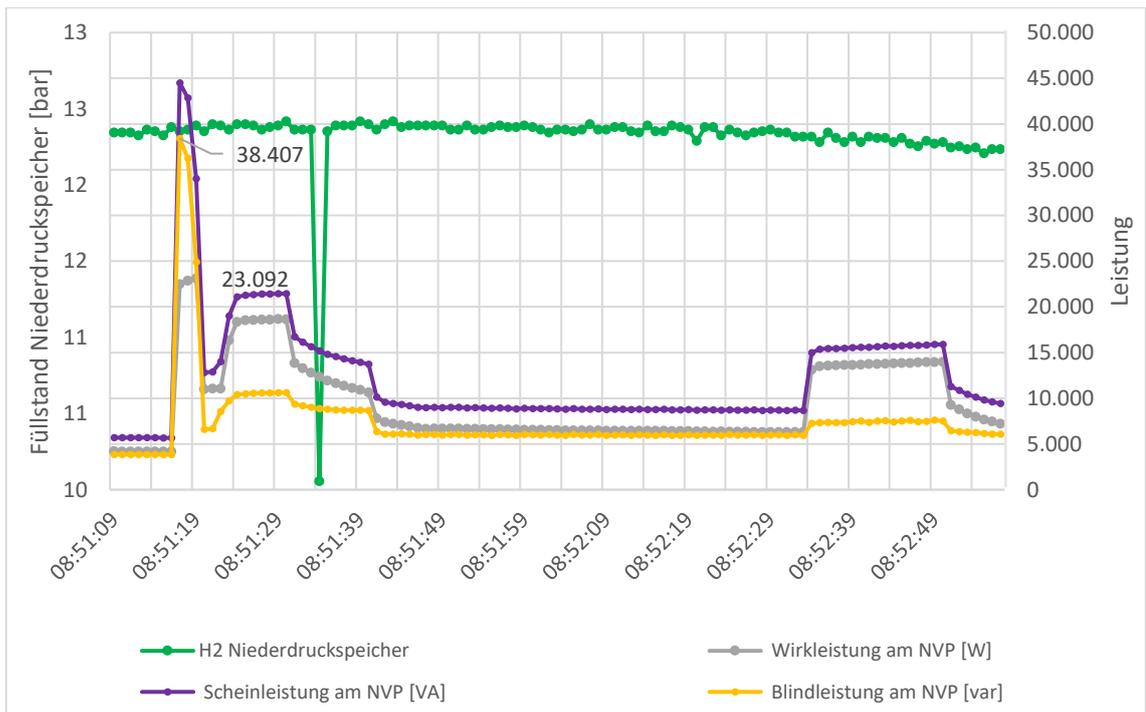


Abbildung 43 Lastspitze am Netzverknüpfungspunkt durch Anlaufen des Luftkompressormotors während der Nachverdichtung [eigene Darstellung].

## Speicherverluste

Abbildung 44 und Tabelle 17 zeigen die Schwankungen im Nieder- und Hochdrucksystem über einen gesamten Tag. Da der Druck in einem geschlossenen System linear von der Temperatur abhängt, sind die Veränderungen als eine direkte Konsequenz der im Tagesverlauf variierenden Temperatur zu interpretieren (Vgl. Abbildung 45). Da der Aufstellungsort des Speichers außerhalb des Containers ist, während die Messung und Leitungen innerhalb des Containers verlaufen, ist es im Rahmen eines Folgeprojektes von Interesse, den Einfluss der jeweiligen Temperaturschwankungen auf den Druck detailliert zu bestimmen. Insgesamt lassen sich auch über einen längeren Messzeitraum keine signifikanten Verluste im Wasserstoffspeichersystem nachweisen.

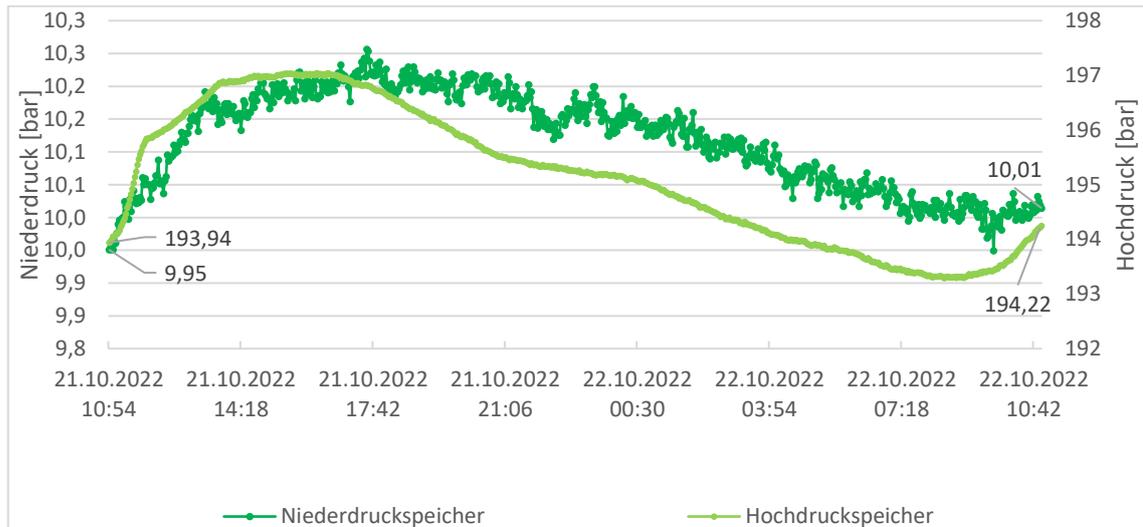


Abbildung 44 Speicherverluste von Hoch- und Niederdruckspeicher [eigene Darstellung].

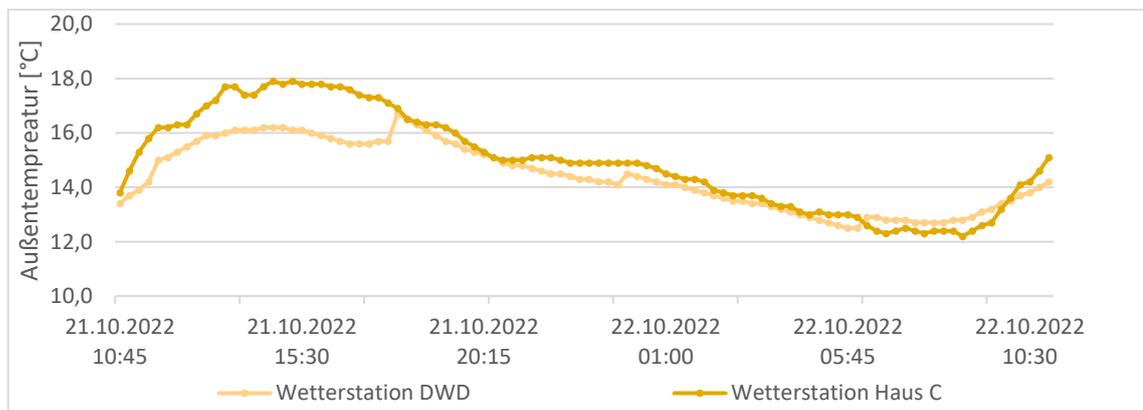


Abbildung 45 Außentemperatur während der Aufnahme von Speicherverlusten [eigene Darstellung].

Tabelle 17 Speicherverluste Wasserstoff (21.10.2022)

	Hochdruckspeicher [bar]	Niederdruckspeicher [bar]
Durchschnitt	195,16	10,12
Median	195,19	10,14
Standardabweichung	1,25	0,08
Min	193,29	9,95
Max	197,05	10,26

$$\text{Wirkungsgrad}_{\text{Speicher}}: \eta_{\text{Speicher}} \approx 100 \% \quad (\text{XXIX})$$

$$\begin{aligned} \text{Wirkungsgrad}_{\text{ges}}: \eta_{\text{ges}} &= \eta_{\text{BZ,LHV,NL}} * \eta_{\text{EL,LHV,NL}} * \eta_{\text{Speicher}}^t & (\text{XXX}) \\ &\approx 55,84 * 53,4 * 100 = 25 \% \end{aligned}$$

#### 4.4.5 Batteriespeicher

##### 48 Volt Speicher

Für die Auswertung des 48 Volt Batteriespeichers wurde dieser einmal vollkommen entladen und anschließend wieder bis 100 Prozent geladen. Während der Hersteller eine Entladetiefe von 95 % angibt, ist in Abbildung 46 ersichtlich, dass ein Unterschreiten des Ladezustandes von 11% zum Abschalten des Systems geführt hat. Weiterhin ist ein Wirkungsgrad von 96% ermittelt worden, der den Werten von Lithium-Ionen-Batterien von mehr als 90 % bestätigt.

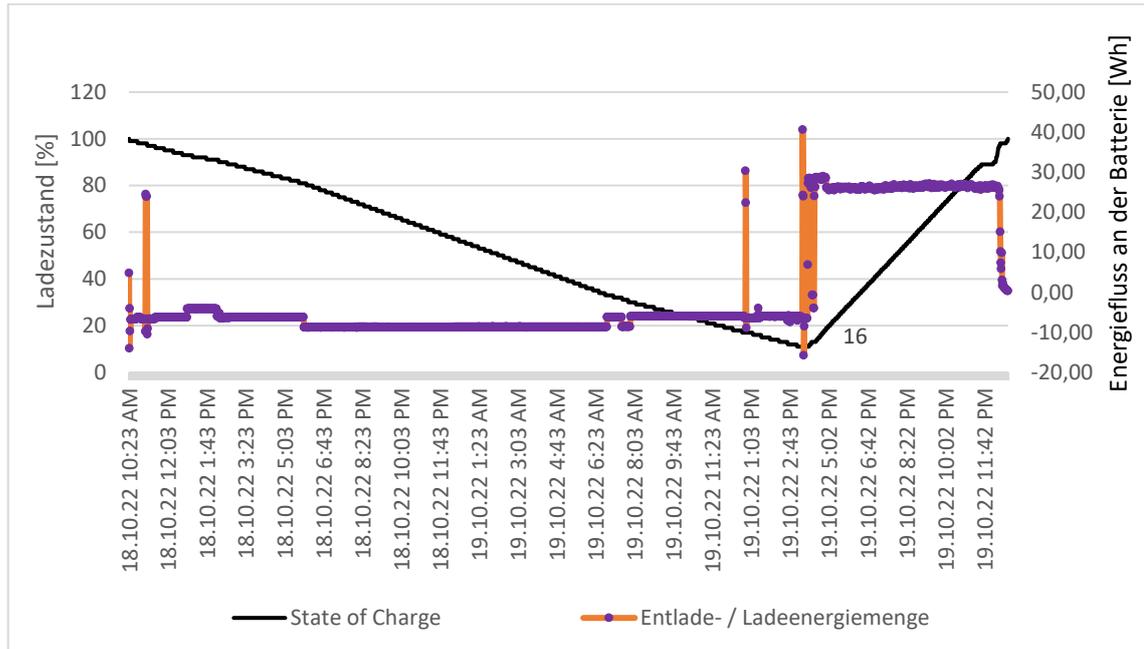


Abbildung 46 Be- und Entladung der Niederspannungsbatterie [eigene Darstellung].

$$\text{Wirkungsgrad: } \eta_{\text{Bat,NS}} = \frac{E_{\text{Entladen}}}{E_{\text{Beladen}}} \approx 96 \% \quad (\text{XXXI})$$

## Hochvoltspeicher

Die Hochspannungsbatterie weist mit 89 % einen technologietypischen Wirkungsgrad um die 90% auf. Die auffälligen Sprünge, sowohl während der Be- als auch Entladung, lassen sich durch das interne Batteriemangement erklären, welches direkt mit Erzeugung und Verbrauch der Komponenten im Microgrid gekoppelt ist.

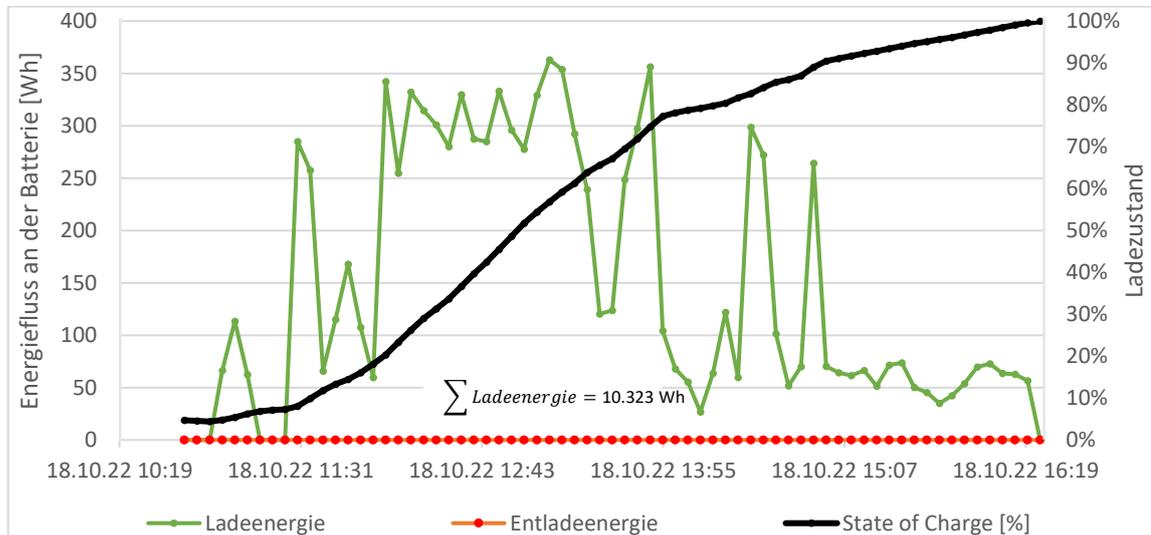


Abbildung 47 Beladung der Hochspannungsbatterie [eigene Darstellung].

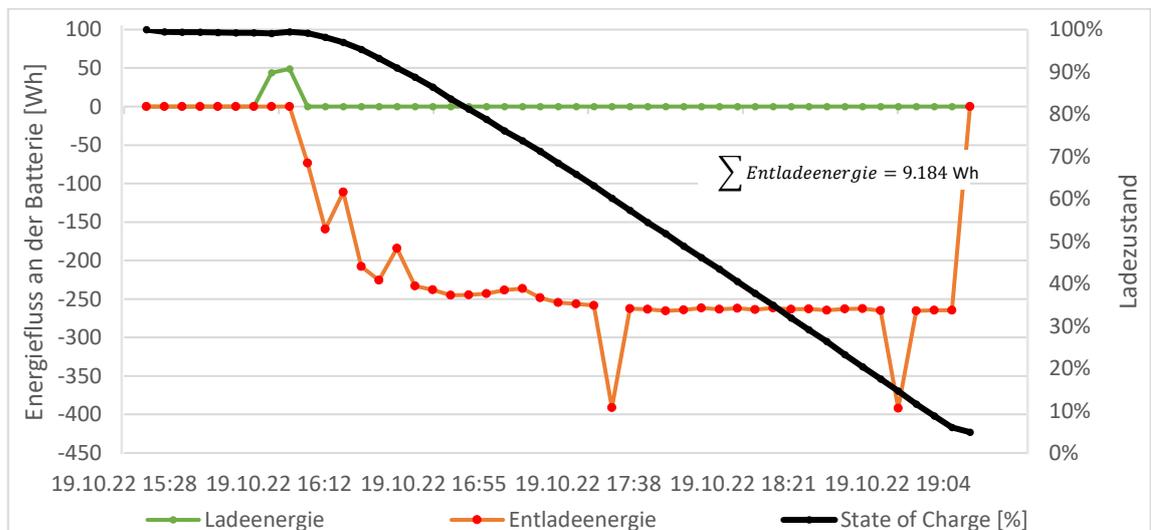


Abbildung 48 Entladung der Hochspannungsbatterie [eigene Darstellung].

$$\text{Wirkungsgrad: } \eta_{\text{Bat,HS}} = \frac{E_{\text{Entladen}}}{E_{\text{Beladen}}} \approx 89 \% \quad (\text{XXXII})$$

### 4.4.6 Energieerzeugungsanlagen

Abbildung 49 zeigt die theoretische und reale Erzeugungsleistung der verschiedenen Kleinwindenergieanlagen. Zusätzlich visualisiert Abbildung 50 den primären Einflussfaktor

beider Größen, die Windgeschwindigkeit, basierend auf Daten des Deutschen Wetterdienstes und der Wetterstation auf dem Dach von Haus C.

Bei der Interpretation gilt es zu berücksichtigen, dass die KWEA unterhalb einer Anlaufgeschwindigkeit von  $6 \text{ m/s}$  keine Leistung erzeugen können, was bei der Ermittlung der theoretischen Leistung nach Gleichung (XXXIII) und Gleichung (XXXIV) nicht berücksichtigt wird. Des Weiteren benötigen die Umrichter über einen Zeitraum von mindestens 60 Sekunden ausreichend Energie seitens der KWEA, bevor sie einspeisen können, was vor allem bei inkonstantem Wind zu einer weiteren Abnahme gegenüber den theoretisch ermittelten Werten führt. Gleichzeitig erklärt dieser Vorgang auch die negative Leistung in Abbildung 49, welche die Umrichter aus dem Netz ziehen, wenn die Energie der KWEA nicht für ihren Betrieb ausreicht. Aufgrund der dargelegten Funktionsweise und der seit der Inbetriebnahme ungünstigen Windverhältnisse lässt sich bezüglich der Kleinwindenergieanlagen und der von ihnen zukünftig zur Verfügung gestellten Energie noch kein abschließendes Fazit ziehen.

Generell lässt sich anhand von Tabelle 18 und Gleichung (XXXV) für den Monat Oktober 2022 ein Autarkiegrad von 65 % ermitteln, welcher zukünftig, dank automatisierter Fahrweise des Gesamtsystems, signifikant gesteigert wird.

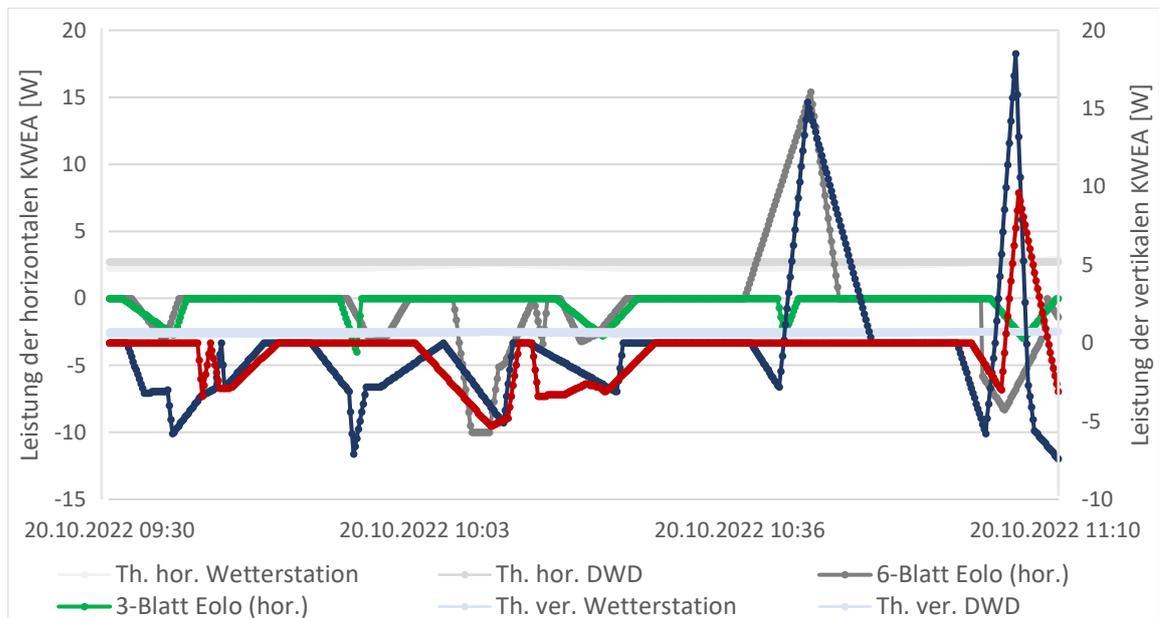


Abbildung 49 Vergleich von theoretischer und realer Erzeugung der Kleinwindenergieanlagen [eigene Darstellung].

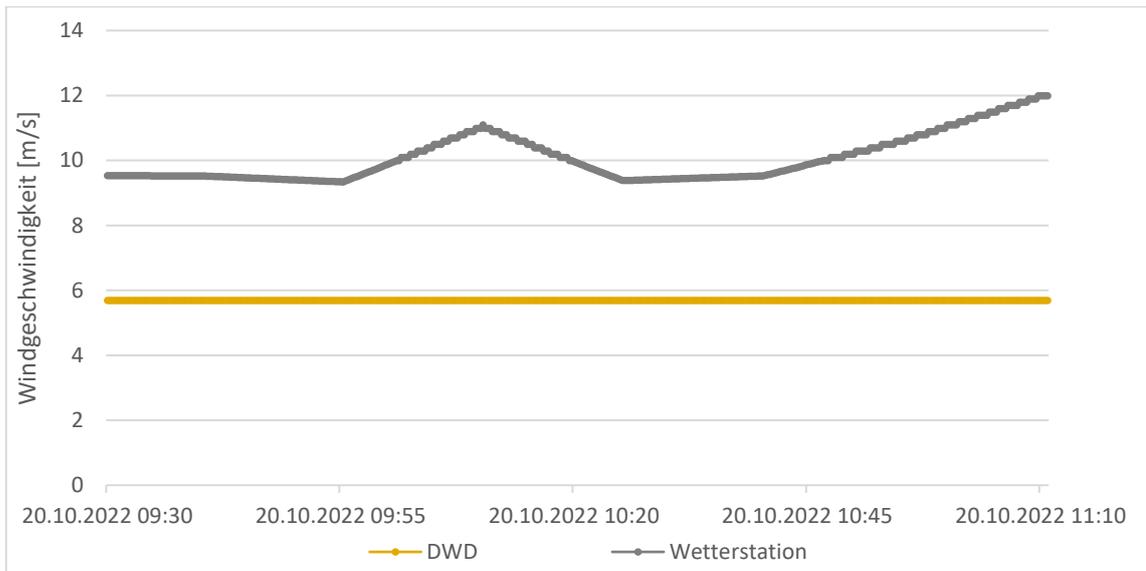


Abbildung 50 Gegenüberstellung von Daten zur Windgeschwindigkeit gemessen vom DWD und mit einer Wetterstation auf Haus C [eigene Darstellung].

$$\begin{aligned} \textit{theoretische Leistung vertikale KWEA: } P_{KWEA,ver} & \quad \text{(XXXIII)} \\ & = c_p * \rho_{Luft} / 2 * A_{Ang,Rotorfläche} * v^3 * \eta \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \textit{theoretische Leistung vertikale KWEA: } P_{KWEA,ver} & \quad \text{(XXXIV)} \\ & = c_p * \rho_{Luft} / 2 * A_{Rotorfläche} * v^3 * \eta \end{aligned}$$

Tabelle 18 Erzeugungsdaten der PV-Anlage auf Haus C im Oktober [eigene Darstellung].

	Netzbezug	Netzexport	Erzeugung	dir. Eigenverbrauch	Verbrauch	indir. Eigenverbrauch (Batterie)
Einheit	[Wh]	[Wh]	[Wh]	[Wh]	[Wh]	[Wh]
Okt 22	113.364	163.275	378.187	68.468	328.276	146.444

$$\begin{aligned} \textit{Autarkiegrad Microgrid: } A_{MG} & = E_{dir EV} + E_{indir EV} / E_{Verbrauch} \quad \text{(XXXV)} \\ & \approx 65 \% \end{aligned}$$

## 4.5 Entwicklung von Monitoringkonzepten für Microgrids

Für die Überwachung, Steuerung und Regelung des Microgrids wurde eine eigenständig programmierte und visualisierte Darstellung auf einem Human Maschine Interface (HMI= Touch Display) entworfen. Abbildung 51 stellt die verschiedenen visualisierten Steuerungs- und Anzeigebenen farblich untergliedert dar

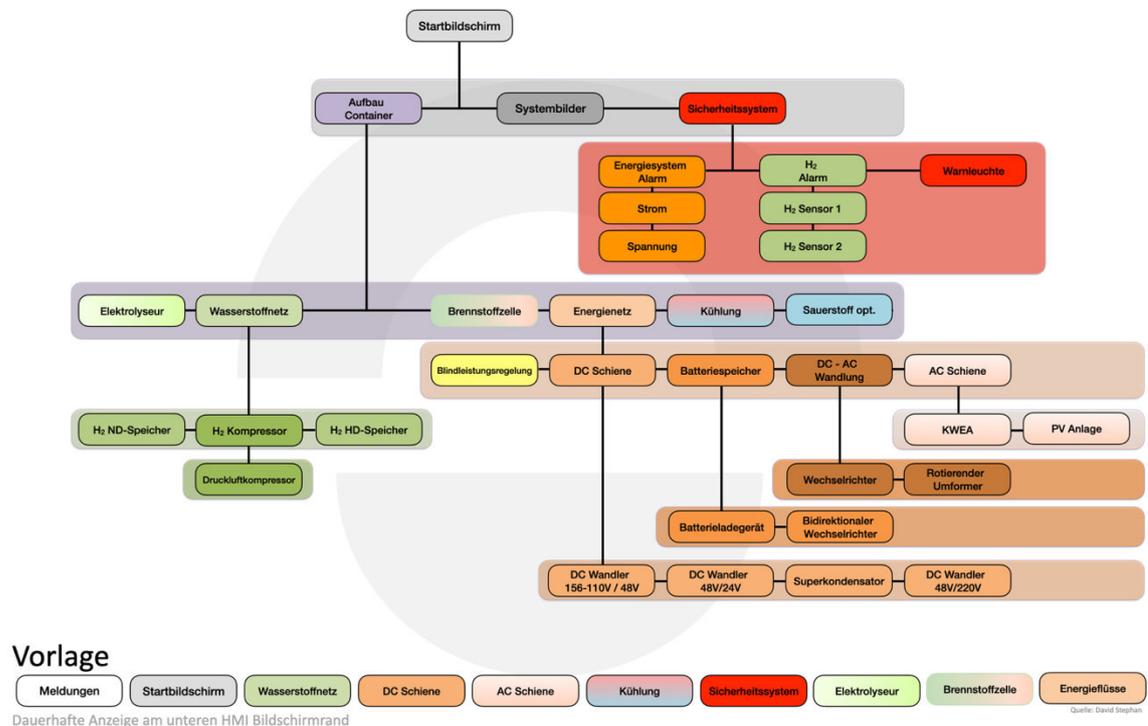


Abbildung 51 Bedienungsentwurf des Microgrids mit seinen unterschiedlichen Darstellungs-/Steuerungsebenen [eigene Darstellung]

Über den Startbildschirm (Homescreen) gelangt man zu den drei Hauptsystembildern der Steuerung. Der Aufbau des Containers beinhaltet alle verbauten Komponenten mit deren verfügbaren Daten und Kennwerten, die für die Überwachung und Steuerung des Containers von Nöten sind. Über den Punkt „Systembilder“ gelangt man nicht nur zu den Display internen Einstellungen, sondern findet dort auch alle für den Transfer eines Steuerungssoftwareupdates relevante Funktionen. Das Dite Hauptmenü beschreibt das Sicherheitssystem, dass sich aus den elektrischen Energiesystemalarmmeldungen und den Wasserstoffbasierenden Alarmmeldungen zusammensetzt. Wasserstoffalarmmeldungen werden durch eine Warnleuchte die außen am Container, neben der Eingangstüre, angebracht wurde visuell dargestellt. Dadurch wird dem Bediener und Betreiber der Anlage schon von außen signalisiert, ob die Anlage betriebsbereit ist, oder ob innerhalb der Anlage (Container) eine Wasserstoffwarnmeldungen vorliegt, die zum Abschalten der Anlage geführt hat.

Am unteren Rand der Abbildung 51 befinden sich Direktbedienungstasten. Über diese gelangt man zur gleichnamigen Komponente um zielführender und zeitsparender zwischen den wichtigsten Bedienungsoberflächen/ Komponenten wechseln zu können.

Über den Menüpunkt „Aufbau Container“ gelangt man in die nächst unterlagerte Ebene des Bedienmenüs und hat zunächst die Auswahl auf die wichtigsten Komponenten und Energiesektoren innerhalb des Microgrid Containers.

Die farbliche Darstellung der Ebenen wurde von weiß nach grün, von erneuerbarer Energieerzeugung zu grünem Wasserstoff gewählt. Die Rückwandlung von grünem Wasserstoff in elektrische Energie wurde durch den Farbenübergang von grün nach orange/ braun dargestellt. Die farbliche Strukturierung des Aufbaues soll zu einem schnelleren Verstehen der Bedienstruktur beitragen und die Einarbeitungszeit neuer Mitarbeiter, die an dem Microgrid zukünftig arbeiten werden, zu verringern.

## 5 AP3 - Auswertung

### 5.1 Kostenanalyse für die gesamte Umstellung

Für die Umsetzung des Microgrid Containers wurde ein Sachbudget in Höhe von 294.000 Euro, ohne aufgewendete Personalkosten mit einzubeziehen, verwendet. Abbildung 52 zeigt die Aufteilung des Microgrid Containers Sachkosten Budgets in dessen Energiesektoren, Infrastruktur, Sicherheit. Bei Betrachtung der Gestehungskosten für das Microgrid der Hochschule Bremerhaven sollte berücksichtigt werden, dass es sich um eine Forschungsanlage handelt und nicht für die kommerzielle Nutzung optimiert ausgelegt wurde. Das bedeutet das zusätzlich zu der kommerziellen und preisgünstigeren Variante des Microgrids, zusätzliche Sensoren, Aktuatoren (Ventile, Relais, Schaltschütze, etc.) und elektrische Komponenten installiert wurden. Diese dienen zur Erleichterung von Messfahrten und Optimierung von Regelungsabläufen, die bei der Erstellung von Monitoringkonzepten von Nöten sind. Für eine nicht wissenschaftliche und optimierte Nutzung des Microgrids für Industrie oder dem privaten Haushalt wäre ein Preis von 200.000 Euro für ein Microgrid mit 15 Kilowatt Spitzenleistung derzeit<sup>26</sup> ein realistischer Preis, das sowohl aus einem Wasserstoffnetz als auch einem Batteriespeichersystem besteht. Dem steht z.B. ein reines Batteriespeichersystem mit Kosten von ca. 20.000 Euro für eine vergleichbare Spitzenleistung gegenüber, das aber nicht ansatzweise das mögliche Speichervolumen des Wasserstoffspeicher aufweist. Die Einsparung von Kosten würde sich durch Reduzierung von redundanten Systemkomponenten, Messinstrumenten und verkleinern des 20 Fuß Containers bzw. wegfallen des Containers, durch bereits vorhandenen freien Raum, erzielen lassen.

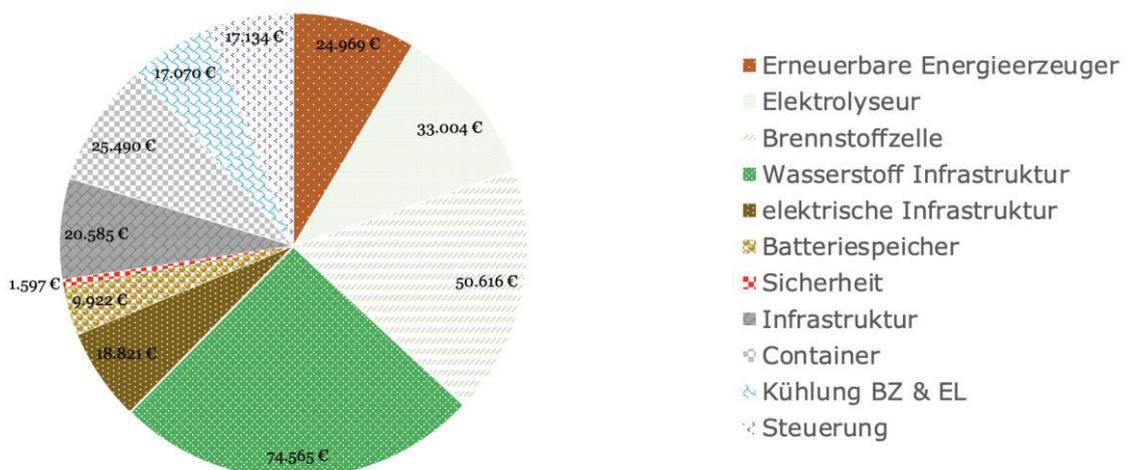


Abbildung 52 Sachkostenaufstellung in Euro des Microgrid Containers der Hochschule Bremerhaven mit kategorischer Aufteilung, [eigene Darstellung]

Beim Betrachten der elektrischen Energie- und Wasserstoffspeicher wird ersichtlich das bei gleichem veranschlagten Sachkosten, sich eine deutlich höhere umgerechnete elektrische Energiemenge in den Wasserstoffflaschenbündeln speichern lässt als dies in den verwendeten Batteriespeichern möglich ist. Der verwendete Wasserstoffspeicher hat Gestehungskosten in Höhe von 67 Euro pro eine Kilowattstunde ( $67 \text{ €/kWh}$ ). Analog dazu würden bei dem verwendeten Batteriespeicher Gestehungskosten in Höhe von 567 Euro pro Kilowattstunde ergeben ( $567 \text{ €/kWh}$ ). Die Gestehungskosten für den Batteriespeicher sind somit das 8,5 fache, des eines

<sup>26</sup> Stand November 2022

Wasserstoffspeichers, dessen volles Potential noch nicht einmal durch seinen maximalen Fülldruck ausgenutzt wurde.

Wenn man nun die Wasserstoffverdichtung für den Speicher mit in die Berechnung einbezieht, würden sich Kosten in Höhe von 232 Euro pro Kilowattstunde ( $232 \text{ €/kWh}$ ) ergeben. Bei Betrachtung der gesamten Wasserstoff Infrastruktur (siehe Abbildung 53) bezogen auf die elektrische Energiemenge, die im Wasserstoffspeicher beinhaltet ist, ergibt sich ein Verhältnis von 525 Euro pro Kilowattstunde ( $525 \text{ €/kWh}$ ).

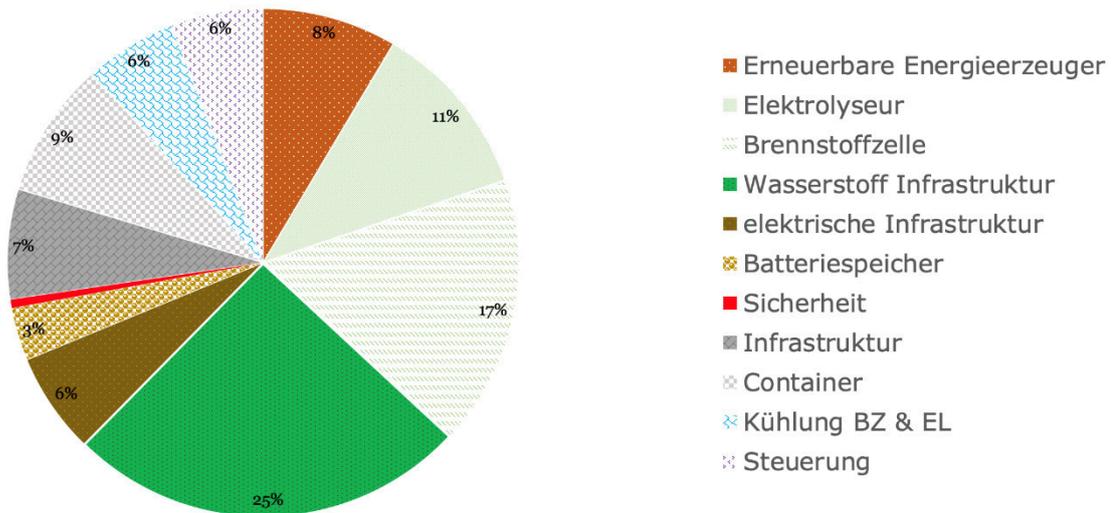


Abbildung 53 Sachkostenaufstellung in Prozent des Microgrid Containers der Hochschule Bremerhaven mit kategorischer Aufteilung, [eigene Darstellung]

Zur Kostenposition „Wasserstoff Infrastruktur“ in Abbildung 52 ist anzumerken das es für Wasserstoff einer bestimmten Grundinfrastruktur bedarf, die aber um eine beliebige Anzahl von Wasserstoffflaschenbündel ( $H_2$ .Speichern) ergänzt werden kann. Durch ein Wasserstoffsystem ist es auch möglich mit einer kleineren elektrischen Leistungsaufnahme Wasserstoff zu produzieren, als man durch eine oder mehrere Brennstoffzellen wieder rückverstromen kann. Dadurch erhält man eine Flexibilität bei der Planung und Verbesserung der Versorgungssicherheit einer Anlage. Man kann somit mit der überschüssigen Energie aus erneuerbaren Energiequellen in den Sommermonaten mit einer kleineren Leistung die Wasserstoffspeicher füllen und in den Wintermonaten eine größere Energiemenge aus den  $H_2$ -Speichern abrufen um den Energiebedarf einer Anlage, Quartier, oder Unternehmen zu decken. Batteriespeicher sind in Ihrer Lade und Entladeleistung limitiert und nicht beliebig regelbar.

## 5.2 Lebenszyklusanalyse/Ökobilanzierung der gesamten Umstellung

Die Lebenszyklusanalyse wurde durch den Unterauftragnehmer (ttz Bremerhaven) ausgeführt. Diese ist dem Kapitel 1.1 zu entnehmen.

### 5.3 Empfehlung für die Übertragbarkeit und Anwendungen

Bei der Auslegung und Wahl der Komponenten wurde speziell darauf geachtet das industrielle Komponenten verwendet werden, die auch für eine Übertragbarkeit in weiteren Projekten und Anwendungsfällen geeignet sind. Es wurden keine freiprogrammierbare Freeware Steuerungen, sondern eine fundamentierte Speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) nach industriellem Standard verwendet. Das Projekt zeigt, wie Emmens wichtig die Kommunikation der einzelnen Komponenten untereinander ist und wie groß das Ziel eines einheitlichen Kommunikationsprotokolls der Hersteller sein sollte, um den Aufbau und die Etablierung von Microgrids schneller voranzutreiben. Die Abbildung 54 zeigt die verwendeten Kommunikationsprotokolle und deren Vernetzung mit Hilfe der verwendeten SPS-Steuerung.

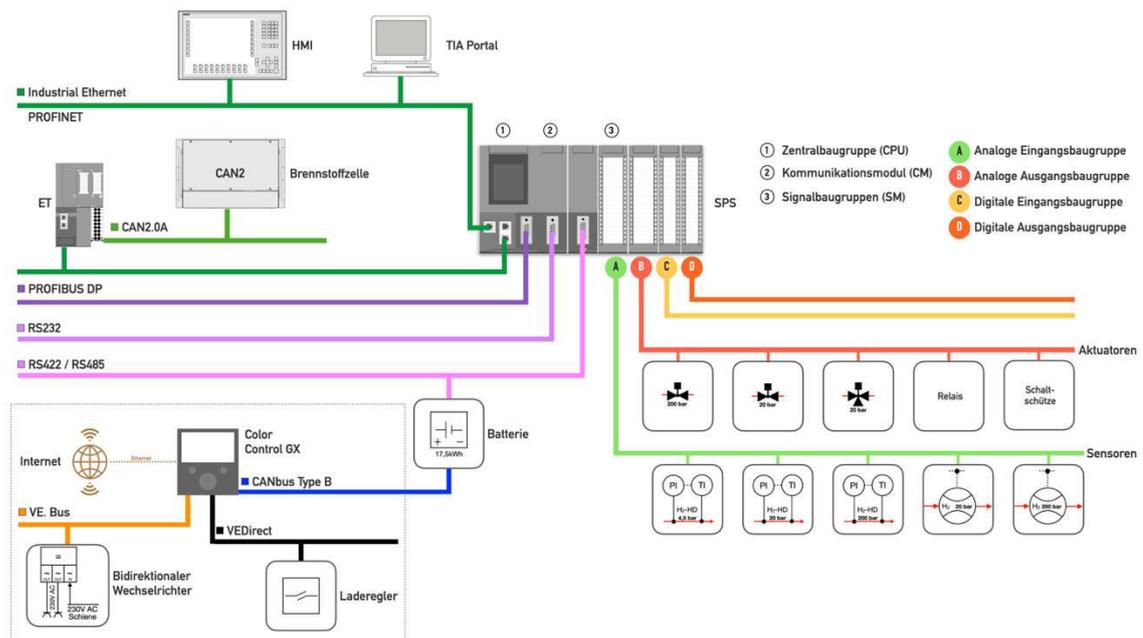


Abbildung 54 Kommunikationsstruktur des Microgrid [65]

Durch ein einheitliches Kommunikationsprotokoll würden sich Einsparungen bei der Umwandlung und Anpassung der unterschiedlichen Eingangsbaugruppen ergeben. Dies würde sich positiv auf die Anschaffungskosten auswirken.

Das Microgrid der Hochschule Bremerhaven wurde bewusst mit einem Leistungsnennwert von 10 kW ausgelegt, um ein späteres Hochskalieren zu erleichtern. Elektrische Maschinen und Anlagen mit einer Leistung von kleiner als 10 kW besitzen eine stärkere Abweichung vom Betriebsverhalten und Kennwerten als Anlagen mit einer Nennleistung von 10 kW oder größer. Somit ist es jederzeit möglich die Anlage entsprechend eines Faktors zu skalieren. Durch die Verwendung industrieller Komponenten, die bereits am Markt verfügbar sind und einen hohen technischen Reifegrad vorweisen, können sogar die Komponenten und deren Hersteller bei der skalieren beibehalten werden. Aus diesem Grund muss keine erneute Marktrecherche für die Hochskalierung der Microgrids erfolgen und Zeit bei der Realisierung und Neuauslegung eingespart werden.

Durch die Realisierung und die erfolgreiche Inbetriebnahme des Microgrids kann man die Schlussfolgerung ziehen, dass es bereits jetzt technisch möglich ist, Microgrids zur Versorgung von Häusern bis hin zu Gewerbegebieten auszulegen, zu simulieren und schlussendlich auch zu betreiben. Dem gegenüber stehen allerdings noch eine Anzahl an rechtlichen und

bürokratischen Hürden, die einen Austausch von Energie, über die Grundstücksgrenzen hinweg, schlicht weg unrentabel machen und somit zu einer Verlangsamung des technischen Fortschritts sprechen. An dieser Stelle besteht Handlungsbedarf, um den technischen und energetischen Fortschritt, zu Gunsten eines geringeren CO<sub>2</sub>-Ausstoßes voranzutreiben.

#### 5.4 Zusammenfassende Betrachtung und Handlungsempfehlung

In der nachfolgenden Tabelle 19 sind die ökonomischen, technischen und ökologischen Ergebnisse zusammengefasst. Prinzipiell lässt sich zusammenfassen, dass Batteriesystem wesentlich ausgereifter und bei kleineren Speichern kostengünstiger im Vergleich zum Wasserstoffsystem sind. Bei größeren Anwendungen, z.B. in Quartieren kann ggf. das Wasserstoffsystem kostengünstiger sein, dies wird aktuell in dem Folgeprojekt IWAS untersucht. Der wesentliche technische Vorteil ist, die einfache Skalierbarkeit des Wasserstoffsystems hinsichtlich der Speicherung durch Erweiterung der Speicherkapazität in Form von zusätzlichen Gasflaschen. Ökologisch ist das Wasserstoffsystem über den gesamten Lebenszyklus vorteilhafter im Vergleich zum Batteriespeicher.

Tabelle 19 Ökonomische, technische und ökologische Zusammenfassung der Ergebnisse

Parameter	Batteriespeicher	Wasserstoffsystem
<b>Ökonomisch</b>	Geringe Kosten (20.000 € / 15 kW)	Hohe Kosten (200.000 € / 15 kW).  Das Wasserstoffsystem ist für kleine Anwendungen (wie im vorliegenden Fall) nicht wirtschaftlich. Die Kosten sind 10-fach höher für das vorliegende Wasserstoffsystem.  Für größere Anwendungen (Industriebetriebe und Quartiere) kann eine Wirtschaftlichkeit voraussichtlich erzielt werden, da die Investitionskosten nicht sehr stark ansteigen und auf die große gespeicherte Energiemenge wirtschaftlich verteilt werden kann. Dies wird im Folgeprojekt IWAS untersucht.  Weiterhin kann eine Erhöhung der Wirtschaftlichkeit durch den Verkauf der Nebenprodukte Wärme und Sauerstoff erzielt

Parameter	Batteriespeicher	Wasserstoffsystem
		werden. Dies wird in Teilen im Folgeprojekt IWAS untersucht.
<b>Technisch</b>	<p><b>Speicherdichte:</b></p> <p>Pro: Einfache und etablierte Technik (TRL 9)</p> <p>Kontra: lediglich kurzfristige Speicherung von Energie Tag / Nacht Ausgleich</p>	<p><b>Speicherdichte:</b></p> <p><b>Pro:</b> Durch zusätzliche Flaschenbündel ist die Speicherung nahezu beliebig erweiterbar. Somit kann Energie z.B. aus den Sommermonaten langfristig in die Wintermonaten verschoben werden. Somit hat das Wasserstoffsystem einen Vorteil gegenüber dem Batteriespeicher</p> <p>Die Grundkomponenten sind etabliert z.B. Ventile, Verrohrung, Flaschenbündelspeicher (TRL 9)</p> <p><b>Kontra:</b> Aggregate wie Elektrolyseur, Brennstoffzelle befinden sich kurz nach der Markteinführung (TRL 6 – 7) und bedürfen weiterer Optimierung.</p> <p>Weiterhin bedürfen die Kommunikationsschnittstellen einer einheitlichen Definition.</p>
<b>Ökologisch</b>	<p>Batteriespeicher weisen im Vergleich zum Wasserstoffsystem einen höheren Ressourcen- wie auch CO<sub>2</sub>-Fußabdruck auf (siehe Kapitel LCA).</p> <p>Des Weiteren ist eine Erneuerung des Batteriespeichers nach 10 – 15 Jahren notwendig, was zu einer weiteren Steigerung des Ressourcenverbrauches führt.</p>	<p>Wasserstoffsysteme weisen im Vergleich zum Batteriesystem einen wesentlich kleineren Ressourcen- und CO<sub>2</sub>-Fußabdruck über alle Lebensphasen auf.</p>

Abschließend lässt sich festhalten, dass das Microgrid den Betrieb der gesamten energetischen Prozesskette aus dem Bereich Strom-, Wärme- und Gasversorgung wiedergibt und alle möglichen Anwendungsszenarien der integralen Energieversorgung abbildet. Somit lassen sich aktuell und auch zukünftig alle Untersuchungen im Rahmen der Nutzung von Wasserstoff als zentrales Energieversorgungselement an der entstandenen Microgrid-Versuchsanlage durchführen. Die Schnittstellen sind so offengehalten, dass beliebige Systeme zum Test integriert werden können und Wasserstoff im Druckbereich von 16 bis 200 bar beliebigen Anwendungen zur Verfügung gestellt werden können.

Es wird empfohlen das Microgrid fest in bestehende Lehrprozesse der Hochschule einzubinden, um die Fach- und Arbeitskräfte von morgen mit der Technologie der Wasserstoffnutzung im Energiesektor vertraut zu machen. Diesen Schritt sehen wir als zwingend notwendig, um regional genug gut ausgebildete Fachkräfte zu haben, um die Anlagen später auch bauen, betreiben und warten zu können.

Im Rahmen der Untersuchungen des Anwendungsfalls Microgrid im Gesamtforschungsvorhaben „Grünes Gas für Bremerhaven“ sollte das Microgrid auch zukünftig nach Projektende durch die Hochschule Bremerhaven weiterbetrieben werden. Ein Ziel sollte es sein, weitere Erkenntnisse über den dauerhaften Betrieb zu erlangen und eine Testinfrastruktur für den Bereich Wasserstoffherzeugung und -speicherung sowie Rückverstromung vorzuhalten. An solch einer Anlage könnten zukünftige Untersuchungen im kleinen Maßstab durchgeführt werden und diese auf größere MW-Anlagen übertragen werden. Das Microgrid könnte somit ein fester Bestandteil des Innovations- und Technologiezentrum (ITZ) werden.

Des Weiteren sollte als ein nächster logischer Schritt, ein Microgrid als feste autarke Versorgung eines Wohn- oder Industriekomplexes aufgebaut werden, um die Technologie direkt in ein praktische Anwendungsfeld zu überführen. In dem Folgeprojekt IWAS - Intelligente Wasserwirtschaft und zukunftsfähige Speichertechnologien für das grüne Gewerbegebiet / Quartier Lune Delta (IWAS – Lune Delta), wird aktuell die Übertragbarkeit geprüft. Darauf aufbauend, könnte im Lune Delta, im Werftquartier oder in der Lebensmittelindustrie oder der Logistikbranche eine Pilotanlage entwickelt und aufgebaut werden.

Als gutes Beispiel im Bereich Klimawandel- und -forschung könnte hier auch die Energieversorgungen der AWI-Forschungsstationen dienen, die aktuell ihre Energieversorgung immer noch auf Dieselsbasis dauerhaft sicherstellen. Der autarke Anwendungsfall Off-Grid-Forschungsstation scheint hier besonders geeignet, um aus Wind- und Solarenergie auch in abgelegenen Regionen eine dauerhafte Energieversorgung mit Strom und Wärme sicherzustellen. Als Erweiterung davon ist auch denkbar abgelegene Regionen in Entwicklungsländern, wie in Teilen Afrikas, zu versorgen.

## Anhang A Literaturverzeichnis

- [1] D. Stephan, „Projektierung und Modellierung eines Microgrids zur autarken Energieversorgung auf Basis eines kombinierten elektrischen Verteilernetzes und einem Wasserstoffnetz“, Masterthesis, Hochschule Bremerhaven, Bremerhaven, 2020.
- [2] P. Runte, „Wasserstoff in Nordwestdeutschland“, Masterthesis, Universität Bremen, Bremen, 2021.
- [3] P. Kurzweil und O. K. Dietlmeier, *Elektrochemische Speicher: Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, Rechtliche Rahmenbedingungen*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2018. doi: 10.1007/978-3-658-21829-4.
- [4] N. P. Srinivas und S. Modi, „A Comprehensive Review of Microgrids, Control Strategies, and Microgrid Protection Schemes“, *ECS-Trans.*, Bd. 107, Nr. 1, S. 13345–13370, Apr. 2022, doi: 10.1149/10701.13345ecst.
- [5] A. Hirsch, Y. Parag, und J. Guerrero, „Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 90, S. 402–411, Juli 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.03.040.
- [6] D. T. Ton und M. A. Smith, „The U.S. Department of Energy’s Microgrid Initiative“, *The Electricity Journal*, Bd. 25, Nr. 8, S. 84–94, Okt. 2012, doi: 10.1016/j.tej.2012.09.013.
- [7] L. Mariam, M. Basu, und M. F. Conlon, „Microgrid: Architecture, policy and future trends“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 64, S. 477–489, Okt. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.06.037.
- [8] S. Karamanolis, *Brennstoffzellen: Schlüsselemente der Wasserstofftechnologie*, 1. Aufl. Würzburg: Vogel, 2003.
- [9] M. Roeb u. a., „Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende Teil 1: Technologien und Perspektiven für eine nachhaltige und ökonomische Wasserstoffversorgung“, DLR, Institut für Solarforschung, Abschlussbericht, Sep. 2020. Zugegriffen: 12. Februar 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://elib.dlr.de/137796/>
- [10] C. Agert u. a., „Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende Teil 2: Sektorenkopplung und Wasserstoff: Zwei Seiten der gleichen Medaille“, DLR, Institut für Vernetzte Energiesysteme, Abschlussbericht, Sep. 2020. Zugegriffen: 12. Februar 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://elib.dlr.de/139867/>
- [11] C. Kemfert, „Wasserstoff: Grün und effizient!“, *Wirtschaftsdienst*, Bd. 100, Nr. 12, S. 906–906, Dez. 2020, doi: 10.1007/s10273-020-2793-1.
- [12] F. Merten u. a., „Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung“, Wuppertal Institut, DIW Econ, Abschlussbericht: Studie für den Landesverband Erneuerbare Energien NRW e. V., Nov. 2020.
- [13] M. Wietschel u. a., „Chancen und Herausforderungen beim Import von grünem Wasserstoff und Syntheseprodukten“, S. 40.
- [14] C. Hornberg u. a., „Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse“,

Sachverständigenrat für Umweltfragen, Stellungnahme, Juni 2021. Zugegriffen: 30. Juni 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads>

[15] Adrian Odenweller *u. a.*, „Wasserstoff und die Energiekrise: fünf Knackpunkte.“, Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam, Sep. 2022.

[16] F. Díaz-González, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt, und R. Villafila-Robles, „A review of energy storage technologies for wind power applications“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 16, Nr. 4, S. 2154–2171, Mai 2012, doi: 10.1016/j.rser.2012.01.029.

[17] A. Koch, „Genehmigungsverfahren für die Errichtung und den Betrieb eines Wasserstoff-Microgrids zu Forschungszwecken“, Bachelorarbeit, Hochschule Bremerhaven, Bremerhaven, 2021.

[18] P. Olulope, O. Odetoye, und M. Olanrewaju, „A review of emerging design concepts in applied microgrid technology“, *AIMS Energy*, Bd. 10, S. 776–800, Juli 2022, doi: 10.3934/energy.2022035.

[19] A. Rubenis und L. R. Adrian, „Determining energy storage amount for development of novel microgrid energy flow optimization system with photovoltaic energy generation“, *Energy Procedia*, Bd. 147, S. 428–437, Aug. 2018, doi: 10.1016/j.egypro.2018.07.113.

[20] A. Hirsch, Y. Parag, und J. Guerrero, „Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 90, S. 402–411, Juli 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.03.040.

[21] M. Klell, H. Eichlseder, und A. Trattner, *Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2018. doi: 10.1007/978-3-658-20447-1.

[22] Thibault L´Huby, Prashant Gahlot, und Romain Debarre, „Hydrogen applications and business model- going blue and green?“, 2020.

[23] A. Ozarlan, „Large-scale hydrogen energy storage in salt caverns“, *International Journal of Hydrogen Energy*, Bd. 37, Nr. 19, S. 14265–14277, Okt. 2012, doi: 10.1016/j.ijhydene.2012.07.111.

[24] C. Hebling *u. a.*, „Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland“, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Fraunhofer-Institut für Mikrostruktur von Werkstoffen und Systemen IMWS, Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme IKTS, Karlsruhe, Freiburg, Positionspapier, Okt. 2019. Zugegriffen: 13. April 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wasserstoff-roadmap-deutschland.html>

[25] C. Noack *u. a.*, „Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck“, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Stuttgart, Abschlussbericht, Mai 2015. Zugegriffen: 11. Februar 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://elib.dlr.de/94979/>

[26] J. Adolf *u. a.*, „Energie der Zukunft? Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H2 - Shell Wasserstoff-Studie“, Shell Deutschland Oil GmbH, Hamburg, Abschlussbericht, 2017. Zugegriffen: 13. Januar 2021. [Online]. Verfügbar unter:

<https://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/6647>

- [27] R. Moradi und K. M. Groth, „Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis“, *International Journal of Hydrogen Energy*, Bd. 44, Nr. 23, S. 12254–12269, Mai 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.03.041.
- [28] M. Kayfeci und A. Keçebaş, „Chapter 4 - Hydrogen storage“, in *Solar Hydrogen Production*, F. Calise, M. D. D’Accadia, M. Santarelli, A. Lanzini, und D. Ferrero, Hrsg. Academic Press, 2019, S. 85–110. doi: 10.1016/B978-0-12-814853-2.00004-7.
- [29] A. Züttel, „Hydrogen storage methods“, *Naturwissenschaften*, Bd. 91, Nr. 4, S. 157–172, Apr. 2004, doi: 10.1007/s00114-004-0516-x.
- [30] J. Mischner, H.-G. Fasold, K. Kadner, und J. Heymer, *Gas2energy.net: Systemplanung in der Gasversorgung; gaswirtschaftliche Grundlagen*. München: Oldenbourg Industrieverlag, 2011.
- [31] U.S. Department of energy Fuel Cell Technologies Office (2012)., „Fuel Cell Technologies Program Multi-Year Research Development, and Demonstration Plan“. 2012.
- [32] A. M. Elberry, J. Thakur, A. Santasalo-Aarnio, und M. Larmi, „Large-scale compressed hydrogen storage as part of renewable electricity storage systems“, *International Journal of Hydrogen Energy*, März 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.02.080.
- [33] N. Wiebe, C. Voglstätter, A. Fallisch, und M. Holst, „Forschung zu Windwasserstoff Energiespeicherung- Modellbasierte Betrachtung und Standortanalyse von Power to Gas Systemen“, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, Endbericht, Dez. 2018.
- [34] D. Zivar, S. Kumar, und J. Foroozesh, „Underground hydrogen storage: A comprehensive review“, *International Journal of Hydrogen Energy*, S. S0360319920331426, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.08.138.
- [35] A. S. Lord, P. H. Kobos, und D. J. Borns, „Geologic storage of hydrogen: Scaling up to meet city transportation demands“, *International Journal of Hydrogen Energy*, Bd. 39, Nr. 28, S. 15570–15582, Sep. 2014, doi: 10.1016/j.ijhydene.2014.07.121.
- [36] W. Liu *u. a.*, „Feasibility evaluation of large-scale underground hydrogen storage in bedded salt rocks of China: A case study in Jiangsu province“, *Energy*, Bd. 198, S. 117348, Mai 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.117348.
- [37] L. Lankof und R. Tarkowski, „Assessment of the potential for underground hydrogen storage in bedded salt formation“, *International Journal of Hydrogen Energy*, Bd. 45, Nr. 38, S. 19479–19492, Juli 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.05.024.
- [38] S. Timmerberg und M. Kaltschmitt, „Hydrogen from renewables: Supply from North Africa to Central Europe as blend in existing pipelines – Potentials and costs“, *Applied Energy*, Bd. 237, S. 795–809, März 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.030.
- [39] D. D. Peng, M. Fowler, A. Elkamel, A. Almansoori, und S. B. Walker, „Enabling utility-scale electrical energy storage by a power-to-gas energy hub and underground storage of hydrogen and natural gas“, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, Bd. 35, S. 1180–1199, Sep. 2016, doi: 10.1016/j.jngse.2016.09.045.

- [40] H. Barthelemy, M. Weber, und F. Barbier, „Hydrogen storage: Recent improvements and industrial perspectives“, *International Journal of Hydrogen Energy*, Bd. 42, Nr. 11, S. 7254–7262, März 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.03.178.
- [41] H. Dagdougui, R. Sacile, C. Bersani, und A. Ouammi, „Hydrogen Storage and Distribution: Implementation Scenarios“, in *Hydrogen Infrastructure for Energy Applications*, Elsevier, 2018, S. 37–52. doi: 10.1016/B978-0-12-812036-1.00004-4.
- [42] G. Sdanghi, G. Maranzana, A. Celzard, und V. Fierro, „Review of the current technologies and performances of hydrogen compression for stationary and automotive applications“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 102, S. 150–170, März 2019, doi: 10.1016/j.rser.2018.11.028.
- [43] NIST Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties Database, Hrsg., „Hydrogen Density at different temperatures and pressures“. Hydrogen Tools. Zugegriffen: 23. Februar 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-data>
- [44] M. Fasihi, R. Weiss, J. Savolainen, und C. Breyer, „Global potential of green ammonia based on hybrid PV-wind power plants“, *Applied Energy*, Bd. 294, S. 116170, Juli 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.116170.
- [45] A. Tremel, P. Wasserscheid, M. Baldauf, und T. Hammer, „Techno-economic analysis for the synthesis of liquid and gaseous fuels based on hydrogen production via electrolysis“, *International Journal of Hydrogen Energy*, Bd. 40, Nr. 35, S. 11457–11464, Sep. 2015, doi: 10.1016/j.ijhydene.2015.01.097.
- [46] Agora Energiewende, „The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels“, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen>
- [47] P. T. Aakko-Saksa, C. Cook, J. Kiviaho, und T. Repo, „Liquid organic hydrogen carriers for transportation and storing of renewable energy – Review and discussion“, *Journal of Power Sources*, S. 21, 2018.
- [48] K. Müller u. a., „Liquid Organic Hydrogen Carriers: Thermophysical and Thermochemical Studies of Benzyl- and Dibenzyl-toluene Derivatives“, *Ind. Eng. Chem. Res.*, S. 10, 2015.
- [49] S. Mrusek, P. Preuster, K. Müller, A. Bösmann, und P. Wasserscheid, „Pressurized hydrogen from charged liquid organic hydrogen carrier systems by electrochemical hydrogen compression“, *International Journal of Hydrogen Energy*, Bd. 46, Nr. 29, S. 15624–15634, Apr. 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.02.021.
- [50] M. Niermann, S. Drunert, M. Kaltschmitt, und K. Bonhoff, „Liquid organic hydrogen carriers (LOHCs) – techno-economic analysis of LOHCs in a defined process chain“, *Environmental Science*, S. 18, 2019.
- [51] M. Reuß, T. Grube, M. Robinius, P. Preuster, P. Wasserscheid, und D. Stolten, „Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model“, *Applied Energy*, Bd. 200, S. 290–302, Aug. 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.05.050.
- [52] M. Eypasch u. a., „Model-based techno-economic evaluation of an electricity storage system based on Liquid Organic Hydrogen Carriers“, *Applied Energy*, Bd. 185, S. 320–330, Jan. 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.10.068.

- [53] C. Wang und D. Astruc, „Recent developments of nanocatalyzed liquid-phase hydrogen generation“, *Chem. Soc. Rev.*, Bd. 50, Nr. 5, S. 3437–3484, 2021, doi: 10.1039/D0CS00515K.
- [54] D. Teichmann, W. Arlt, und P. Wasserscheid, „Liquid Organic Hydrogen Carriers as an efficient vector for the transport and storage of renewable energy“, *International Journal of Hydrogen Energy*, Bd. 37, Nr. 23, S. 18118–18132, Dez. 2012, doi: 10.1016/j.ijhydene.2012.08.066.
- [55] H. Wang, X. Zhou, und M. Ouyang, „Efficiency analysis of novel Liquid Organic Hydrogen Carrier technology and comparison with high pressure storage pathway“, *International Journal of Hydrogen Energy*, Bd. 41, Nr. 40, S. 18062–18071, Okt. 2016, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.08.003.
- [56] M. E. Reuß, „Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur“, Aachen, 2019.
- [57] IEA, „The Future of Hydrogen“, Juni 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- [58] A. Lahnaoui, C. Wulf, H. Heinrichs, und D. Dalmazzone, „Optimizing hydrogen transportation system for mobility by minimizing the cost of transportation via compressed gas truck in North Rhine-Westphalia“, *Applied Energy*, Bd. 223, S. 317–328, Aug. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.03.099.
- [59] D. Krieg, „Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff“, RWTH Aachen, 2012. Zugegriffen: 1. Februar 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://juser.fz-juelich.de/record/136392>
- [60] U. Bünger, J. Michalski, F. Crotogino, und O. Kruck, „Large-scale underground storage of hydrogen for the grid integration of renewable energy and other applications“, in *Compendium of Hydrogen Energy*, Elsevier, 2016, S. 133–163. doi: 10.1016/B978-1-78242-364-5.00007-5.
- [61] V. Quaschnig und H. Eppel, *Renewable energy and climate change*, Second edition. Chichester, West Sussex, U.K.; Hoboken, N.J.: Wiley, 2020.
- [62] M. Beuse, B. Steffen, M. Dirksmeier, und T. S. Schmidt, „Comparing CO<sub>2</sub> emissions impacts of electricity storage across applications and energy systems“, *Joule*, Bd. 5, Nr. 6, S. 1501–1520, Juni 2021, doi: 10.1016/j.joule.2021.04.010.
- [63] M. Beuse, B. Steffen, M. Dirksmeier, und T. S. Schmidt, „Comparing CO<sub>2</sub> emissions impacts of electricity storage across applications and energy systems“, *Joule*, Bd. 5, Nr. 6, S. 1501–1520, Juni 2021, doi: 10.1016/j.joule.2021.04.010.
- [64] M. Mori, M. Gutiérrez, und P. Casero, „Micro-grid design and life-cycle assessment of a mountain hut’s stand-alone energy system with hydrogen used for seasonal storage“, *International Journal of Hydrogen Energy*, Bd. 46, Nr. 57, S. 29706–29723, Aug. 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.11.155.
- [65] D. Stephan, U. Werner, und C. Fichter, „Projektierung und Modellierung eines Microgrids zur autarken Energieversorgung auf Basis eines kombinierten elektrischen Verteilernetzes und einem Wasserstoffnetz“, gehalten auf der ETG-Kongress 2021, Berlin, 2021.

## Abkürzungsverzeichnis

BZ *Brennstoffzelle.*

Dehydrierung ..... *Abgabe von Wasserstoff einer wasserstoffreichen Verbindung.*

Hydrierung ..... *Chemische Reaktion/Addition von Wasserstoff und weiteren Elementen.*

## Anhang A. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Microgrid Container der Hochschule Bremerhaven mit dazugehörigen Wasserstoffspeicher im Gitterkäfig [Bildquelle: David Stephan].....	5
Abbildung 2 Strukturen hybrider Stromversorgungssysteme zur dezentralen Erzeugung, [1]. ...	9
Abbildung 3 Übersicht der Simulationsoberfläche des Microgrids [eigene Darstellung] .....	10
Abbildung 4 Produzierter Wasserstoff-/ Sauerstoffvolumenstrom in Abhängigkeit von Wetterdaten (PV-Anlage), [1]. .....	11
Abbildung 5 Auf den Brennwert bezogener Wirkungsgrad der Herstellungsverfahren von Wasserstoff [eigene Darstellung] gemäß [9], [12], [21], [22]. .....	15
Abbildung 6 Auf den Brennwert bezogener Wirkungsgrad der Energieumwandlung von Wasserstoff, gemäß [9], [10], [21], [22]. .....	17
Abbildung 7 Prozessabschnitte des Microgrids Containers der Hochschule Bremerhaven [eigene Darstellung].....	21
Abbildung 8: Simulation Füllstand Wasserstoff ND-Speicher bei Entnahme durch Wasserstoffkompressor (ohne Entnahme durch Brennstoffzelle) [1].....	22
Abbildung 9: Wasserstoffvolumen des ND-Speichers, ausgehend vom gefüllten Zustand bei Entnahme durch Wasserstoffkompressor (ohne Entnahme durch Brennstoffzelle) .....	23
Abbildung 10: grafischer Verlauf des Füllstandes vom ND-/HD-Wasserstoffspeicher [eigene Darstellung].....	25
Abbildung 11 Aufteilung des Beschaffungsprozess [eigene Darstellung].....	31
Abbildung 12 Entwurf der Montageaufteilung im Innenraum [eigene Darstellung].....	32
Abbildung 13 Außenansicht des 20 Fuß-Container inklusive Käfig für Wasserstoffspeicher und Rückkühler (CHS-Container).....	32
Abbildung 14 Schematische Innenansicht des 20 Fuß-Container [eigene Darstellung] .....	33
Abbildung 15 Schematische Innenansicht des Außenbereichs/Käfig [eigene Darstellung] .....	33
Abbildung 16 Grafische online Visualisierung der Messwerte aus dem Microgrid [eigene Darstellung].....	37
Abbildung 17 Beispielhafter Vergleich der theoretisch berechneten und der gemessenen Energieerzeugung durch die Photovoltaik-Anlage auf Haus L [eigene Darstellung] .....	38
Abbildung 18 Grundlast am Netzverknüpfungspunkt [eigene Darstellung].....	41
Abbildung 19 Wasserstofferzeugung des Elektrolyseurs über den Versuchszeitraum [eigene Darstellung].....	42
Abbildung 20 Stromstärke, Spannung und Leistung des Elektrolyseurs über den Versuchszeitraum [eigene Darstellung].....	43

Abbildung 21 Leistungsdaten des Elektrolyseurs zur Bestimmung des Leistungsgradienten von 0 % auf 100 % [eigene Darstellung].	44
Abbildung 22 Leistungsdaten des Elektrolyseurs zur Bestimmung des Leistungsgradienten von 100 % auf 25 % [eigene Darstellung].	45
Abbildung 23 Leistungsdaten des Elektrolyseurs zur Bestimmung des Leistungsgradienten von 25 % auf 100 % [eigene Darstellung].	45
Abbildung 24 Leistungsdaten des Elektrolyseurs zur Bestimmung des Leistungsgradienten von 100 % auf 0 % [eigene Darstellung].	46
Abbildung 25 Wasserstofferzeugung des Elektrolyseurs bei Volllast [eigene Darstellung].	47
Abbildung 26 Wasserstofferzeugung des Elektrolyseurs bei Teillast [eigene Darstellung].	48
Abbildung 27 Vergleich zwischen Literatur und Messdaten des Wirkungsgrades von Elektrolyseuren [eigene Darstellung] gemäß [9], [12], [21], [22].	49
Abbildung 28 Sollvorgabe und Ist-Wert der Stromstärke sowie Spannung der Brennstoffzelle über den Versuchszeitraum [eigene Darstellung].	51
Abbildung 29 Verbrauchs- und Druckschwankungen während des Betriebs der Brennstoffzelle [eigene Darstellung].	51
Abbildung 30 Temperatur des internen Kühlkreislaufes gegenüber der Leistung der Brennstoffzelle und der Wirkleistung am NVP [eigene Darstellung].	52
Abbildung 31 Anfahrverhalten der Brennstoffzelle [eigene Darstellung].	52
Abbildung 32 Leistungsdaten der Brennstoffzelle zur Bestimmung des Leistungsgradienten von 0 % auf 66 % [eigene Darstellung].	54
Abbildung 33 Leistungsdaten der Brennstoffzelle zur Bestimmung des Leistungsgradienten von 66 % auf 100 % [eigene Darstellung].	54
Abbildung 34 Leistungsdaten der Brennstoffzelle zur Bestimmung des Leistungsgradienten von 100 % auf 66 % [eigene Darstellung].	55
Abbildung 35 Leistungsdaten der Brennstoffzelle zur Bestimmung des Leistungsgradienten von 66 % auf 50 % [eigene Darstellung].	55
Abbildung 36 Leistungsdaten der Brennstoffzelle zur Bestimmung des Leistungsgradienten von 50 % auf 20 % [eigene Darstellung].	56
Abbildung 37 Leistungsdaten der Brennstoffzelle zur Bestimmung des Leistungsgradienten von 20 % auf 0 % [eigene Darstellung].	56
Abbildung 38 Wasserstoffverbrauch der Brennstoffzelle bei Volllast [eigene Darstellung].	57
Abbildung 39 Wasserstoffverbrauch der Brennstoffzelle bei Teillast [eigene Darstellung].	58
Abbildung 40 Vergleich zwischen Literatur und Messdaten des Wirkungsgrades von Brennstoffzellen, gemäß [9], [10], [21], [22].	59

Abbildung 41 Nachverdichtung des Wasserstoffes von (11 bis 13) bar auf (191 bis 196) bar [eigene Darstellung].....	60
Abbildung 42 Wirkleistung am Netzverknüpfungspunkt während der Nachverdichtung [eigene Darstellung].....	61
Abbildung 43 Lastspitze am Netzverknüpfungspunkt durch Anlaufen des Luftkompressormotors während der Nachverdichtung [eigene Darstellung].....	61
Abbildung 44 Speicherverluste von Hoch- und Niederdruckspeicher [eigene Darstellung]. ....	62
Abbildung 45 Außentemperatur während der Aufnahme von Speicherverlusten [eigene Darstellung].....	62
Abbildung 46 Be- und Entladung der Niederspannungsbatterie [eigene Darstellung]. ....	64
Abbildung 47 Beladung der Hochspannungsbatterie [eigene Darstellung].....	65
Abbildung 48 Entladung der Hochspannungsbatterie [eigene Darstellung]. ....	65
Abbildung 49 Vergleich von theoretischer und realer Erzeugung der Kleinwindenergieanlagen [eigene Darstellung].....	66
Abbildung 50 Gegenüberstellung von Daten zur Windgeschwindigkeit gemessen vom DWD und mit einer Wetterstation auf Haus C [eigene Darstellung]. ....	67
Abbildung 51 Bedienungsentwurf des Microgrids mit seinen unterschiedlichen Darstellungs-/Steuerungsebenen [eigene Darstellung].....	68
Abbildung 52 Sachkostenaufstellung in Euro des Microgrid Containers der Hochschule Bremerhaven mit kategorischer Aufteilung, [eigene Darstellung].....	70
Abbildung 53 Sachkostenaufstellung in Prozent des Microgrid Containers der Hochschule Bremerhaven mit kategorischer Aufteilung, [eigene Darstellung].....	71
Abbildung 54 Kommunikationsstruktur des Microgrid [65] .....	72

## Anhang B. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Eigenschaften und farbliche Kodierung der Wasserstoffherzeugung [eigene Darstellung] nach [9], [10], [21].....	14
Tabelle 2 Überblick zu ausgewählten Speichersystemen, nach [28], [29].....	20
Tabelle 3: Wasserstoffspeicherung in Flaschenbündel bei 200bar und 16bar Fülldruck .....	20
Tabelle 4 Eigenschaften von Druckbehältern, nach [32], [40], [41]. .....	26
Tabelle 5 Komponentenübersicht [eigene Darstellung]. .....	39
Tabelle 6 Kombinationsmöglichkeiten der eingesetzten Technologien [eigene Darstellung]. ..	40
Tabelle 7 Grundlast am Netzverknüpfungspunkt [eigene Darstellung].....	41
Tabelle 8 Messwerte des Elektrolyseur-Versuchs [eigene Darstellung].....	42
Tabelle 9 Angaben zum Frischwasserbedarf [eigene Darstellung]. .....	43
Tabelle 10 Leistungsgradienten des Elektrolyseurs abhängig von Start- und Endwert, Maximum 52 A [eigene Darstellung].....	44
Tabelle 11 Daten zur Wirkungsgradberechnung des Elektrolyseurs bei Vollast. ....	47
Tabelle 12 Daten zur Wirkungsgradberechnung des Elektrolyseurs bei Teillast.....	48
Tabelle 13 Messwerte des Brennstoffzellen-Versuchs [eigene Darstellung]. .....	50
Tabelle 14 Leistungsgradienten der Brennstoffzelle abhängig von Start- und Endwert, Maximum 150 A [eigene Darstellung].....	53
Tabelle 15 Daten zur Wirkungsgradberechnung der Brennstoffzelle bei Vollast.....	57
Tabelle 16 Daten zur Wirkungsgradberechnung der Brennstoffzelle bei Teillast. ....	58
Tabelle 17 Speicherverluste Wasserstoff (21.10.2022) .....	62
Tabelle 18 Erzeugungsdaten der PV-Anlage auf Haus C im Oktober [eigene Darstellung]. .....	67
Tabelle 19: Ökonomische, technische und ökologische Zusammenfassung der Ergebnisse .....	73

## Kapitel 1.1

### Lebenszyklusanalyse

#### Microgrids-autarke Einheiten





# Lebenszyklusanalyse zur Teilstudie Microgrids

aus dem Projekt „Wasserstoff – grünes Gas für  
Bremerhaven“

Entwicklung exemplarischer Anwendungsfälle

**Auftraggeber:**

Die Senatorin für Wissenschaft und Häfen

**Auftragnehmer:**

Hochschule Bremerhaven

An der Karlstadt 8

27568 Bremerhaven

**Unterauftragnehmer:**

ttz Bremerhaven

Am Lunedeich 12

27572 Bremerhaven

# Inhalt

Abbildungsverzeichnis	iii
Tabellenverzeichnis	iii
1. Einleitung	1
2. Methodologie der Lebenszyklusanalyse	2
2.1. Ziel und Umfang der Lebenszyklusanalyse	3
2.2. Systemgrenzen	4
2.3. Datengrundlage für die Simulation des Wasserstoffsystems	5
2.4. Datengrundlage der Vergleichssysteme	7
2.4.1. Li-Batterie	8
2.4.2. Dieselgenerator	9
3. Ökobilanz-Software Umberto mit der integrierten Datenbank ecoinvent	11
4. Ergebnisse und Auswertung	13
5. Zusammenfassung	21
Referenzverzeichnis	iv

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Verschiedene Phasen einer Lebenszyklusbetrachtung und ihre Korrelation nach DIN ISO 14040	2
Abbildung 2: Erstellung der Sachbilanz und Prozess der Datenerhebung nach DIN ISO 14040	3
Abbildung 3 Systemgrenzen des Wasserstoffsystems schematisch dargestellt	4
Abbildung 4 Umfang und vergleichender Rahmen der Lebenszyklusanalysen	5
Abbildung 5: Beschreibung der ReCiPe Methode zur Auswertung der Lebenszyklusanalyse	11
Abbildung 6: Verteilung des CO <sub>2</sub> -Fußabdrucks für die Lebensphasen Rohstoffe und die Komponentenherstellung des Wasserstoffsystems	14
Abbildung 7: Verteilung des CO <sub>2</sub> -Fußabdrucks der drei Systeme auf die einzelnen Lebenszyklusphasen	14
Abbildung 8: Vergleich des CO <sub>2</sub> -Fußabdrucks des Wasserstoffsystems mit der Batterie und dem Dieselgenerator	15
Abbildung 9: Relativer Vergleich der Umweltauswirkungen aufgeteilt auf die Lebensphasen des jeweiligen Systems	16
Abbildung 10: Agglomeration der Umweltwirkungen in Umweltwirkungskategorien	16
Abbildung 11: Abschätzung der Umweltwirkungskategorien der drei Vergleichssysteme	18
Abbildung 12: Wirkungsabschätzung, die sogenannten Schutzzonen werden in Punkten angegeben	19
Abbildung 13: Sensitivitätsanalyse der Methode zur Berechnung des Lebenszyklus des Wasserstoffsystems	20
Abbildung 14: Literaturvergleich unterschiedlicher Versorgungssysteme, die Systeme variieren von ausschließlich regenerativen Energien, über die Kombination Netzstromnutzung und regenerativer Energie sowie ausschließlicher Netzstromnutzung (S. Sharma, 2021)	21

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 LCI Wasserstoffsystem - Herstellung der Komponenten mit Rohstoffinput für die jeweiligen Kenngrößen	5
Tabelle 2: Input Daten für die Nutzungsphase der Lebenszyklusberechnung	7
Tabelle 3: LCI Batterie - Herstellung der Komponenten mit Rohstoffinput	8
Tabelle 4: Input Daten für die Nutzungsphase der Lebenszyklusberechnung der Batterie	8
Tabelle 5: Bezugsrahmen für die Berechnung des gesamt Lithiumbedarfs der Batterie	9
Tabelle 6: LCI Dieselgenerator - Herstellung der Komponenten mit Rohstoffinput	9
Tabelle 7: Input Daten für die Nutzungsphase der Lebenszyklusberechnung des Dieselgenerators	10
Tabelle 8: Verteilung des CO <sub>2</sub> -Fußabdruck in Bezug auf die Lebensphasen für das Wasserstoffsystem	13
Tabelle 9: CO <sub>2</sub> -Fußabdruck verteilt auf die Lebenszyklusphasen je System	14
Tabelle 10: Liste der mit Umberto LCA+ berechneten Umweltwirkungen und die agglomerierten Kategorien	17

## 1. Einleitung

In der Teilstudie Microgrids – autarke Einheiten, wird die Forschungsfrage zur Energieversorgung regional begrenzter Gebiete, die vollständig aus erneuerbaren Quellen produziert werden, betrachtet. Die längerfristige Speicherung fluktuierender Energieträger ist hierbei das Hauptaugenmerk. Neben den technischen Herausforderungen und der Wirtschaftlichkeit eines Microgrids ist der Beitrag zum Klimaschutz von großer Bedeutung. Tatsächlich wurde laut der Internationalen Energie Agentur (IEA, 2022) im Jahr 2021 ein weltweites Rekordhoch an CO<sub>2</sub>-Ausstoß von 36,3 Milliarden Tonnen verzeichnet. Laut dem verschärften Klimaschutzplan der Bundesregierung vom August 2021 muss Deutschland bis zum Jahr 2045 die Emissionen der Treibhausgase deutlich verringern (Klimaneutralität). Die Bundesrepublik hat sich als Ziel gesetzt nur noch so viel Treibhausgase zu emittieren, wie auch gebunden werden – also treibhausgasneutral zu werden. Um dieses Ziel zu erreichen ist eine Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Energien unerlässlich.

Um neue technologische Entwicklungen auf dem Markt etablieren zu können, müssen also nicht nur die Wirtschaftlichkeit und technische Qualität überzeugen, sondern auch die Auswirkungen auf die Umwelt betrachtet werden und in die Bewertung einer neuen Technologie mit einfließen.

Eine Lebenszyklusanalyse (LCA) oder Ökobilanz bewertet die Umweltauswirkungen eines Produkts, eines Prozesses oder einer Tätigkeit während des gesamten Lebenszeitraums. Angefangen bei der Beschaffung von Rohstoffen über die Produktion, ein möglicher Transport der Komponenten oder der gesamten Anlage, die Nutzung, das Recycling bestimmter Materialien und die endgültige Entsorgung am Lebensende. Eine solche Bilanz kann dazu dienen, Optimierungspotentiale aufzudecken, oder die Grundlage für die Kommunikation der Leistungen des Herstellers im Hinblick auf eine nachhaltige Produktion sein. Durch eine solche systematische Übersicht und Perspektive kann die Verlagerung einer potenziellen Umweltbelastung zwischen Lebenszyklusphasen oder einzelnen Prozessen erkannt und möglicherweise vermieden werden. Die LCA kann auf unterschiedliche Weise unterstützen, zum Beispiel bei:

- Der Identifizierung von Möglichkeiten zur Verbesserung der Umweltleistung von Produkten oder Prozessen an verschiedenen Punkten ihres Lebenszyklus;
- Information von Entscheidungsträgern in der Industrie, in Behörden oder anderen Organisationen zum Zwecke der strategischen Planung, der Festlegung von Prioritäten, der Produkt- oder Prozessgestaltung sowie der Neu- oder Weiterentwicklung;
- Marketing (z. B. Einführung eines Systems zur Vergabe eines Umweltzeichens, Abgabe einer Umweltaussage oder Erstellung einer Umweltproduktdeklaration).

Die Lebenszyklusanalyse im Rahmen der Teilstudie Microgrids stützt sich auf Ergebnisse, die in den ersten Tests mit dem System ermittelt wurden, auf Daten aus einer Literaturrecherche und welche aus der Datenbank ecoinvent v3.3 und v3.5. Die Bewertung konzentriert sich auf die Umweltwirkungen des Microgrids im Laufe seines Lebenszyklus. Um zu analysieren, ob wesentliche Umweltwirkungen verhindert oder vorgebeugt werden können, wird ein Vergleich zwischen dem Microgrid, mit der Speicherung erneuerbarer Energien über Wasserstoff, für die Speicherung erneuerbarer Energien über eine Batterie und einem herkömmlichen Dieselgenerator durchgeführt. Darüber hinaus wird eine Ökobilanz der drei Systeme aufgestellt, um die ökologischen Auswirkungen zu identifizieren und zu quantifizieren. Im Zusammenhang mit dieser Bewertung werden Fragestellungen der Wirkungsgrade, Qualität der Datengrundlage und Langlebigkeit der Systeme betrachtet. Mit diesen Ergebnissen soll eine Einschätzung der Umweltwirkungen über den gesamten Lebenszyklus der drei Vergleichssysteme getroffen werden können.

## 2. Methodologie der Lebenszyklusanalyse

Die Lebenszyklusanalyse wird nach den internationalen Normen Umweltmanagement – Grundsätze und Rahmenbedingungen (DIN ISO 14040:2006, 2009) und Umweltmanagement – Anforderungen und Anleitungen (DIN ISO 14044:2006, 2006) durchgeführt. Diese Normen unterteilen die Ökobilanz in vier verschiedene Phasen:

1. Definition von Ziel und Umfang sowie die Festlegung des Untersuchungsrahmens
2. Lebenszyklusinventarisierung (LCI) oder auch Erstellung der Sachbilanz
3. Lebenszyklus-Wirkungsabschätzung (LCIA)
4. Auswertung und Interpretation der Ergebnisse

Diese vier Phasen sind stark miteinander verbunden, Abbildung 1 beschreibt die Korrelation zwischen ihnen. Die Durchführung dieser vier Phasen ist ein iterativer Prozess. Jede Phase resultiert aus den vorangegangenen Schritten. Eine Ökobilanz beginnt jedoch immer mit der Definition des Ziels und Umfangs. Das Ziel gibt die beabsichtigte Anwendung und den Grund für die Durchführung der Analyse an. Der Umfang wird durch die Definition der Systemgrenzen und des Detaillierungsgrads bestimmt. Die Breite und Tiefe der LCA kann je nach Ziel erheblich variieren.

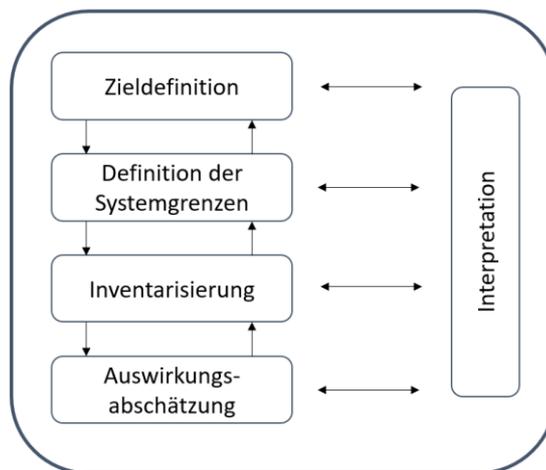


Abbildung 1: Verschiedene Phasen einer Lebenszyklusbetrachtung und ihre Korrelation nach DIN ISO 14040

In der zweiten Phase der LCA wird die Inventarisierung, bzw. die Erstellung der Sachbilanz durchgeführt. Es handelt sich um eine Bestandsaufnahme von Ein- und Ausgabedaten in Bezug auf das untersuchte System. Es gibt verschiedene Möglichkeiten, Daten für eine solche Studie zu erhalten. Die erste Option sind primäre Daten, die durch direkte Erfassung der Prozessparameter und Informationen des Herstellers generiert werden. Falls die Daten nicht direkt von Herstellern oder Lieferanten bereitgestellt werden, können z. B. Literaturrecherchen, Berechnungen und Schätzungen die benötigten Daten liefern. Je hochwertiger die Datengrundlage, desto aussagekräftiger ist auch die Lebenszyklusanalyse.

Je nach Ziel der Analyse können unterschiedliche Berechnungsmethoden verwendet werden. Die Wirkungsabschätzung erfolgt je nach dem Umfang und der Beschreibung der angewendeten Methode. Die Lebenszyklusinterpretation ist die letzte Phase des LCA-Verfahrens, in der die Ergebnisse zusammengefasst und als Grundlage für Schlussfolgerungen, Empfehlungen und Entscheidungen gemäß der Ziel- und Umfangsdefinition interpretiert werden. Vor der Berechnung der Sachbilanz sollten die folgenden Schritte durchgeführt werden:

- Die gesammelten Daten werden anhand der Massen- und Energiebilanzen validiert.
- Die gesammelten Daten müssen mit den Prozesseinheiten und der funktionellen Einheit in Beziehung gesetzt werden.

Diese Schritte sind erforderlich, um die LCA für jeden Einzelprozess und für das gesamte Produktsystem zu erstellen. In der schematischen Zeichnung in Abbildung 2 ist die Bedeutung der Bearbeitung der Daten zu sehen. Je genauer die Daten sind, desto höher ist die Qualität der Studie.

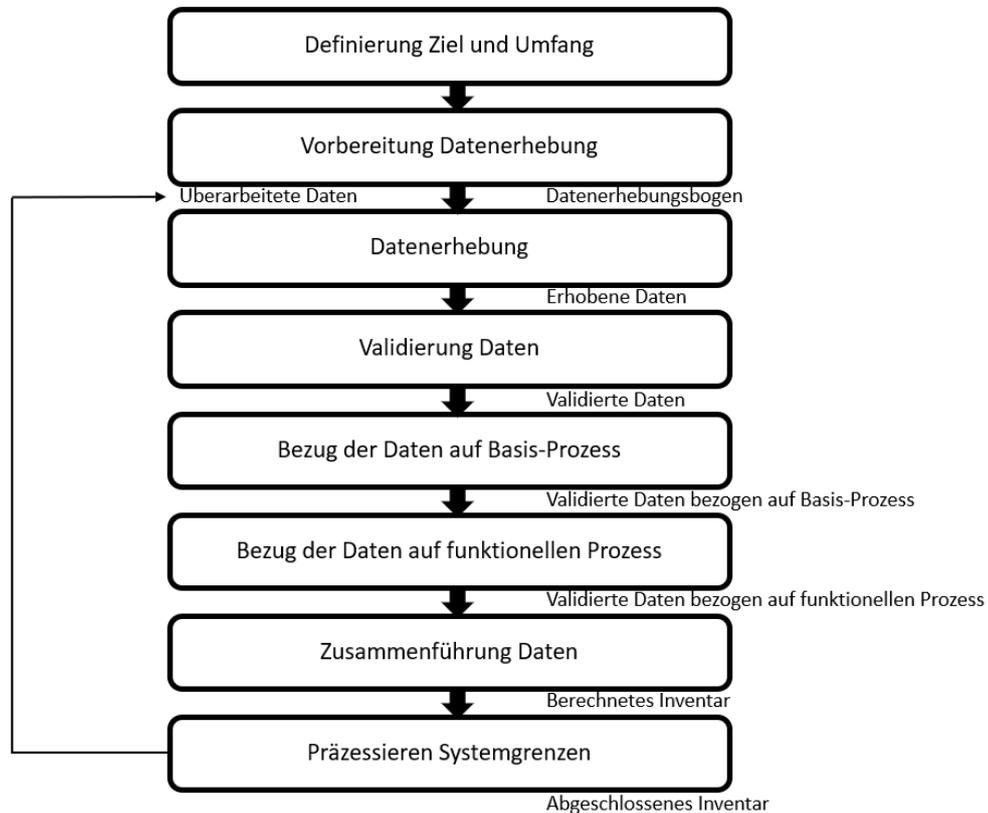


Abbildung 2: Erstellung der Sachbilanz und Prozess der Datenerhebung nach DIN ISO 14040

### 2.1. Ziel und Umfang der Lebenszyklusanalyse

Ziel dieser Studie ist es, die Umweltleistung des in Bremerhaven installierten Microgrids zu bewerten, die Prozesse und Komponenten des Systems zu identifizieren, die in besonderem Maße zu seinen Umweltauswirkungen beitragen und es mit den herkömmlichen Energiespeicher- und Erzeugungssystemen zu vergleichen: In diesem Fall die Lithiumbatterie und der Dieselgenerator.

Im Rahmen dieser Bewertung wird der Cradle to Grave Ansatz verfolgt. Die Bewertung wurde unter Einbeziehung der Betriebsphase und des gesamten zugrundeliegenden Lebenszyklus des Microgrids von der Herstellung der Hauptkomponenten bis zur Verwertung einzelner Materialien am Lebensende durchgeführt. Die Funktion des Systems ist die Erzeugung und Speicherung von Energie. Die funktionelle Einheit wird daher als 1 kWh elektrischer Energie definiert. Weitere Eckdaten, die bei der Entwicklung der Ökobilanz berücksichtigt wurden, sind im Folgenden aufgeführt:

- Der Betrieb des Systems variiert stark je nach Jahreszeit. Im Sommer ist die Nutzung der Anlagen deutlich höher als im Winter, daher wird ein Durchschnittswert angesetzt.

- Gemäß den technischen Informationen und den Daten der Literatur zugrunde gehend, wird von einer Lebensdauer des Systems von 30 Jahren ausgegangen. Die Batterie wird mit 1000-1600 Ladezyklen berechnet.
- Die Aktivitäten in Zusammenhang von Wartung und Personeneinsatz wird in dem Lebenszyklus nicht berücksichtigt.

## 2.2. Systemgrenzen

Das Microgrid ist ein umfangreiches System, das mehrere Einheiten, Untereinheiten und Prozesse beinhaltet. Eine schematische Beschreibung des Microgrids wurde von der Hochschule Bremerhaven zur Verfügung gestellt und ist im Abschlussbericht dargestellt. Um dem Ziel der Studie und der Komplexität des Systems gerecht zu werden, wurden die Systemgrenzen anhand der schematischen Beschreibung definiert und das Microgrid im ersten Schritt auf ein Wasserstoffsystem reduziert. Im anschließenden Vergleich wurde zusätzlich ein „schwarzstartfähiges Wasserstoffsystem“ mitbetrachtet. Die wichtigsten Komponenten sowie die Verfügbarkeit und Qualität der Daten wurden bei der Auswahl der Systemgrenzen berücksichtigt. Die Berechnungsgrenzen und das für die Ökobilanz des Wasserstoffsystems entwickelte Schema ist in Abbildung 3 mit In- und Outputströmen dargestellt.

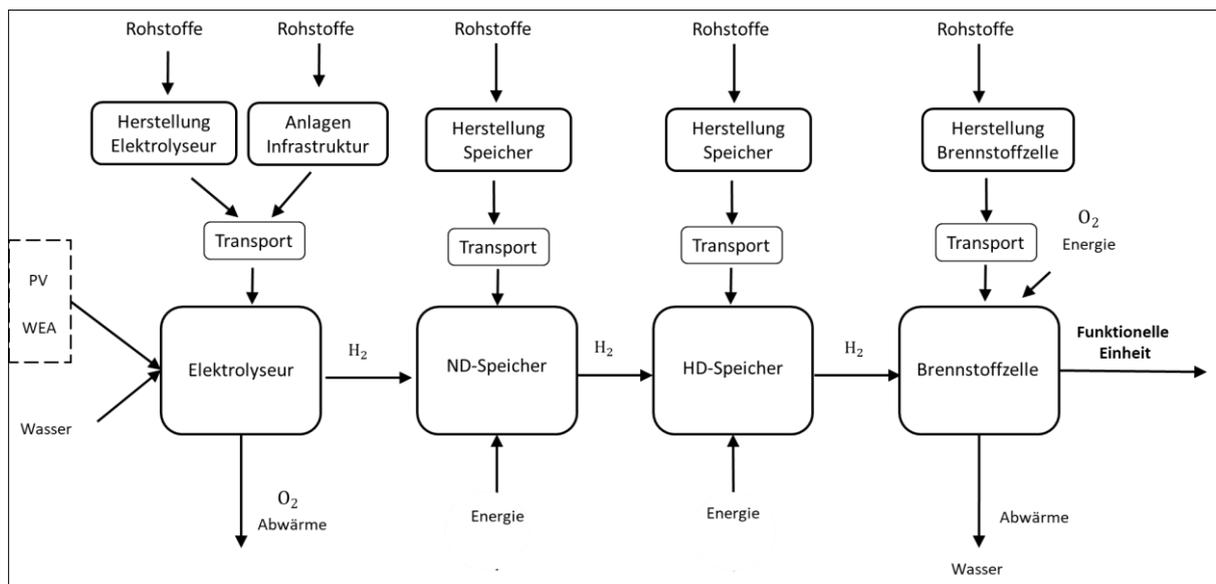


Abbildung 3 Systemgrenzen des Wasserstoffsystems schematisch dargestellt

Darüber hinaus sind in Abbildung 4 der Umfang und die Systemgrenzen für alle drei Vergleichssysteme dargestellt. Um einen aussagekräftigen Vergleich durchzuführen, müssen die Systemgrenzen für jedes System in ähnlichem Umfang beschrieben werden. Beispielsweise werden die Abwärmeströme beim Wasserstoffsystem als Produktströme bewertet und werden somit nicht negativ in die Ökobilanz gerechnet. Auch die Energie, die in das Wasserstoffsystem eingetragen werden muss, um z.B. die H<sub>2</sub>-Kompression auf ein anderes Druckniveau zu bringen, wird über erneuerbare Energie (WEA und PV) beschrieben.

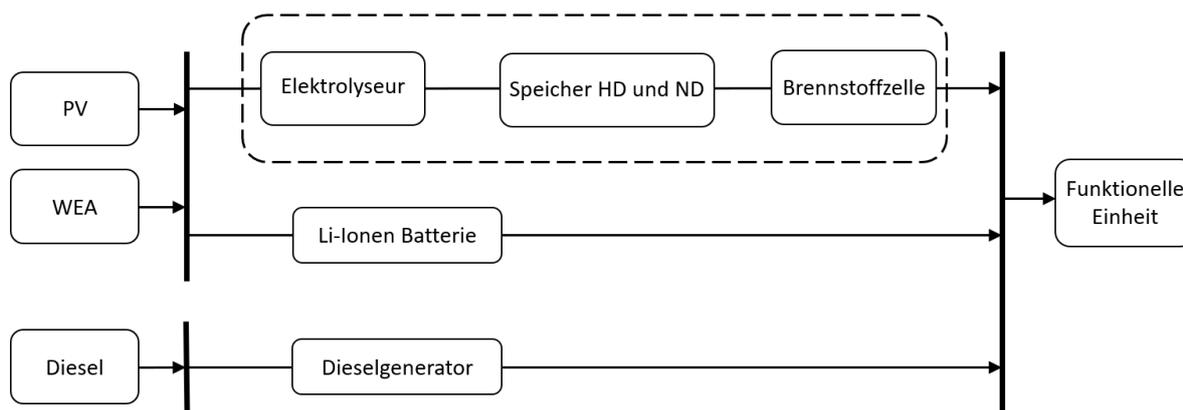


Abbildung 4 Umfang und vergleichender Rahmen der Lebenszyklusanalysen

### 2.3. Datengrundlage für die Simulation des Wasserstoffsystems

In diesem Abschnitt wird die Lebenszyklusinventarisierung (LCI) des Wasserstoffsystems, sowie die LCI für die vergleichenden Referenzsysteme, den Dieselgenerator und die Li-Batterie beschrieben. Ein Großteil der verwendeten Daten stammt aus primären und sekundären Daten. Die Daten wurden der Anlage direkt entnommen oder aus Fallstudien mit ähnlichen Merkmalen aus der Literatur abgeleitet. Um die Daten der Literaturrecherche in die LCA implementieren zu können, wurden diese mathematisch auf die Größe des Microgrids skaliert. Zusätzliche Informationen wurden den Handbüchern der Hersteller und weiterer Literatur entnommen. Die nicht verfügbaren Informationen sowie die vorgelagerten Prozesse wurden der Datenbank ecoinvent v3.3 und v3.5 entnommen.

Die Hauptkomponenten des Microgrids, d.h. Elektrolyseur, Wasserstoffspeichertanks und Brennstoffzelle sind in Tabelle 1 dargestellt. Die für die einzelnen Materialien und den Strom benötigten Mengen sind ebenfalls angegeben. Die Inputströme zu den Rohstoffen und Verfahren zur Herstellung der Hauptkomponenten wurden aus der Literatur entnommen und mit den Daten der Datenbank ergänzt. Darüber hinaus wird in dieser Phase auch der Bau der Anlageninfrastruktur berücksichtigt. Die Daten beziehen sich auf die funktionelle Einheit von 1 kWh für das gesamte System und wurden aus Literaturdaten und Angaben des Projektteams zusammengestellt. Dieses Vorgehen wurde nach dem Top-down Prinzip durchgeführt, bei dem das System nach und nach in kleinere Segmente unterteilt wurde, soweit Daten verfügbar waren und umso eine möglichst detaillierte Beschreibung des Aufbaus der einzelnen Komponenten zu erhalten. Die Komponentengrößen und die schematische Darstellung des gesamten Microgrids sind im Abschlussbericht zur Teilstudie Anwendungsentwicklung Microgrid aus dem Projekt „Wasserstoff - Grünes Gas für Bremerhaven“ detailliert dargestellt.

Tabelle 1 LCI Wasserstoffsystem - Herstellung der Komponenten mit Rohstoffinput für die jeweiligen Kenngrößen, bezogen auf die funktionelle Einheit von 1 kWh el. Energie

Input	Menge	Einheiten	Datenquelle
Elektrolyseur mit der Berechnungsgrundlage (Kay Bareiß, 2019)			
Platin	3,75E-04	kg	Ecoinvent: Market for Platinum
Iridium	3,75E-03	kg	Ecoinvent: Market for Iridium
Kupfer	0,02	kg	Ecoinvent: Market for Copper

Activated Carbon	0,03	kg	Ecoinvent: Market for Activated Carbon
Nafion	0,08	kg	Ecoinvent: Market for Nafion
Aluminium	0,14	kg	Ecoinvent: Market for Aluminium
Stahl	0,5	kg	Ecoinvent: Market for Steel
Titan	2,64	kg	Ecoinvent: Market for Titanium
Elektrizität	26,8	kWh	Ecoinvent: Market for Electricity RoW
Wasserstoffspeichertanks (ND und HD)			
Stahl (rostfrei)	2,6	kg	Primärdaten
Brennstoffzelle mit der Berechnungsgrundlage nach (Rok Stropnik, 2019)			
Platin	5,85E-03	kg	
Carbon black	6,24E-03	kg	
Nafion	0,55	kg	
Glasfaser	0,78	kg	(Rok Stropnik, 2019), (Mori, Stropnik, Sekavcnik, & Lotric, 2019)
Stahl	0,78	kg	
Aluminium	2,34	kg	
Polyvinylidenchloride	8,58	kg	
Graphite	35,1	kg	
Anlageninfrastruktur mit der Berechnungsgrundlage nach (Kay Bareiß, 2019)			
Kupfer	0,5	kg	(Kay Bareiß, 2019)
Aluminium	0,5	kg	(Kay Bareiß, 2019)
Container 20 Fuß	1	Unit	(Kay Bareiß, 2019)
Elektronik- Plastik	1,5	kg	(Kay Bareiß, 2019)
Elektronik- Kontrolleinheit	5,5	kg	(Kay Bareiß, 2019)
Stahl	24	kg	(Kay Bareiß, 2019)
Fundament für 20 Fuß Container	1	Unit	Ecoinvent: Market for sole plate and foundation

Der Transport wurde bei den Berechnungen für alle Komponenten des Microgrids identisch berücksichtigt. Die Annahme beruht darauf, dass der Transport mit einem LKW und einer Kapazität von 16-32 Tonnen und Euro-Klasse 05 durchgeführt wurde und eine durchschnittliche Entfernung von 300 km vom Hersteller zum Versuchsstandort zurückgelegt wurde. Die Transportdaten sind der ecoinvent Datenbank entnommen.

Für den Betrieb des Wasserstoffsystems werden die folgenden Prozessberechnungen durchgeführt: Elektrolyse, Verdichtung und die Brennstoffzelle. In Tabelle 2 sind die Inputdaten der genannten Prozesse dargestellt. Außerdem sind die Formeln und die entsprechenden Berechnungen angegeben, die erforderlich sind, um den Energiebedarf für die Verdichtungsprozesse zu bestimmen. Alle Primärdaten wurden direkt von der Hochschule Bremerhaven

Tabelle 2: Input Daten für die Nutzungsphase der Lebenszyklusberechnung, bezogen auf die funktionelle Einheit von 1 kWh el. Energie

Input	Menge	Einheiten	Datenquelle
Elektrolyseur			
Elektrolyseur	3,41	kg	(Kay Bareiß, 2019)
Wind Elektrizität	7,00	kW	Hersteller
Wasser, ultrarein	9,00	kg	(Kay Bareiß, 2019)
PV Elektrizität	9,75	kW	Hersteller
Anlageninfrastruktur	60,0	kg	(Kay Bareiß, 2019)
Verdichtung (ND und HD)			
ND Tank	1,56	kg	Hersteller
HD Tank	1,56	kg	Hersteller
Energieeintrag (erneuerbar)	0,003	kWh	(Grote, 2011)
Wasserstoff	6,76	kg	(Grote, 2011)
Brennstoffzelle			
Sauerstoff	1	kg	(Rok Stropnik, 2019)
Wasserstoff	3,38	kg	(Mori, Stropnik, Sekavcnik, & Lotric, 2019)
Wind/ PV	8	kW	Hersteller
Anlageninfrastruktur	48,14	kg	(Rok Stropnik, 2019)

Die Berechnungsgrundlagen für die Verdichtung auf ein Niederdruck- (ND) und ein Hochdrucksystem (HD) sind durch die Formeln 1-3 beschrieben (Grote, 2011). Das ND System wurde mit einer Druckstufe von 16 bar und das HD System mit 200 bar berechnet.

$$V = \frac{znRT}{P_1} = \frac{1 \text{ mol} * 8,314 \frac{\text{J}}{\text{mol K}} (273,15\text{K})}{101325 \text{ Pa}} \quad (1)$$

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{\frac{znRT}{P_2}}{\frac{znRT}{P_1}} = \frac{P_1}{P_2} \quad (2)$$

$$W = -znRT \ln\left(\frac{P_1}{P_2}\right) \quad (3)$$

#### 2.4. Datengrundlage der Vergleichssysteme

Da die Umweltleistung des Wasserstoffsystems mit den konventionellen Energieerzeugungs- und -Speicher Systemen verglichen werden, wurden ein Dieselgenerator und eine Li-Batterie ausgewählt. In diesem Abschnitt werden die Berechnungsgrundlagen beider Systeme vorgestellt. Um die Konsistenz der Ergebnisse zu gewährleisten, wird für die Ökobilanz beider Systeme derselbe Berechnungsansatz und dieselbe funktionelle Einheit verwendet.

2.4.1. Li-Batterie

In diesem Unterabschnitt werden alle Phasen, die für die Produktion und den Betrieb der Li-Batterie erforderlich sind, zusammen mit den Inputs und Outputs jedes Prozesses dargestellt.

Die Phase 1 umfasst alle vorgelagerten Prozesse und Ressourcen, die zur Gewinnung der in den folgenden Phasen benötigten Rohstoffe eingesetzt werden. Die Daten für diese Phase stammen hauptsächlich aus den Datenbanken ecoinvent v3.3 und v3.5. Die Materialien, aus denen die Li-Batterie besteht, sind in Tabelle 3 aufgeführt. Die Daten wurden auf der Grundlage der Studie von (Ming Chen, 2020) ermittelt und angepasst.

Tabelle 3: LCI Batterie - Herstellung der Komponenten mit Rohstoffinput, bezogen auf die funktionelle Einheit von 1 kWh el. Energie

Input	Menge	Einheiten	Datenquelle
LiFePO4 Batterie mit der Berechnungsgrundlage (Ming Chen, 2020)			
Graphite	15,64	kg	Ecoinvent: Market for Graphite
Kupfer	9,66	kg	Ecoinvent: Market for Copper
Aluminium	4,6	kg	Ecoinvent: Market for Aluminium
Aluminium film	3,22	kg	Ecoinvent: Market for Aluminium coating
DMC (dimethylether)	5,52	kg	Ecoinvent: Market for DMC
EC (ethylene carbonate)	5,52	kg	Ecoinvent: Market for EC
LiPF6	3,68	kg	Ecoinvent: Market for Lithium
Carbon schwarz	1,84	kg	Ecoinvent: Market for Carbon Black F
PVDF	0,92	kg	Ecoinvent: Market for PVD
Polypropylen	4,6	g	Ecoinvent: Market for Polypropylene

Der Transport der hergestellten Batterie wurde einbezogen. Die Ausgangslage beschreibt, dass der Transport mit einem Lastkraftwagen mit einer Kapazität von 16-32 Tonnen und Euro 5 Technologie durchgeführt wurde und eine durchschnittliche Entfernung von 300 km vom Hersteller zum Versuchsgelände zurücklegte. Der Transport der Rohstoffe (vorgelagerte Prozesse) für die Batterie ist in den Rohstoffen durch die Nutzung der Stoffsysteme aus der Datenbank miteinbezogen.

Der Betrieb der Batterie umfasst im Wesentlichen den Prozess der Energiespeicherung, und zu diesem Zweck sind Eingaben von Energieströmen erforderlich. In diesem Fall wurden PV- und Windenergie für den Betrieb der Batterie in Übereinstimmung mit dem Betrieb des Wasserstoffsystems berücksichtigt. Diese Daten sind in Tabelle 4 zusammengefasst.

Tabelle 4: Input Daten für die Nutzungsphase der Lebenszyklusberechnung der Batterie

Input	Menge	Einheiten	Datenquelle
Elektrizität Wind	7,00	kW	Hersteller
Elektrizität PV	9,75	kW	Hersteller
Anlageninfrastruktur	87,4	kg	(Ming Chen, 2020)

Um einen Bezugsrahmen für den Vergleich zwischen den Systemen zu schaffen, wurde Lithium als der begrenzende Faktor für die Batterie definiert. Daher wurde die Menge an Lithium, die zur Bereitstellung der Funktionseinheit erforderlich ist, anhand der Literatur (Ming Chen, 2020) und der vor Ort gesammelten Informationen wie folgt berechnet:

Tabelle 5: Bezugsrahmen für die Berechnung des gesamt Lithiumbedarfs der Batterie, bezogen auf die funktionelle Einheit von 1 kWh el. Energie

Bezugsrahmen	Einheit	Wert
Energiedichte	Wh/kg	130
%-Anteil Lithium	-	36
Massen-% Li in LIFEP04	-	4,399
Energie total	kWh	1000
Masse total	kg	7692
Masse in 1 kWh	kg	7,69
Lithium in 1 kWh	kg	0,12
%-Anteil LIPF6	-	11
Massen-% Li in LIPF6	-	4,52
Lithium in 1 kWh	kg	0,03
Lithium gesamt	kg	0,16

#### 2.4.2. Dieselgenerator

Der Dieselgenerator ist das zweite System, das als Vergleichsbasis ausgewählt wurde. Dieser ermöglicht es eine netzunabhängige Stromversorgung, stationär oder mobil eingesetzt, aufzubauen. Ein Dieselgenerator funktioniert im Prinzip wie ein kleines Kraftwerk, ein Dieselmotor betreibt einen Generator, der dann elektrischen Strom erzeugt. Er hat den Vorteil, dass dieser auch in einem Gebäude eingesetzt werden kann. Somit ist es möglich den Dieselgenerator als echtes Notstromaggregat zu verwenden. Die Systemgrenzen wurden ähnlich aufgebaut wie bei der Batterie und dem Wasserstoffsystem um einen Vergleich zu gewährleisten.

Die vorgelagerten Prozesse, die in die LCA-Analyse einbezogen wurden, sind die Aktivitäten, die für die Gewinnung und Beschaffung der Rohstoffe durchgeführt werden. Die Daten für diese Phase wurden der Datenbank ecoinvent entnommen. Die Herstellung der Hauptkomponenten des Dieselgenerators sowie die Mengenangaben sind in Tabelle 6 dargestellt. Die Mengenangaben wurden auf der Grundlage (C. Smith, 2015) berechnet und angepasst.

Tabelle 6: LCI Dieselgenerator - Herstellung der Komponenten mit Rohstoffinput, bezogen auf die funktionelle Einheit von 1 kWh el. Energie

Input	Menge	Einheiten	Datenquelle
Dieselgenerator mit der Berechnungsgrundlage (C. Smith, 2015)			
Kupfer	1,43	kg	Ecoinvent: Market for Copper
Aluminium	25,04	kg	Ecoinvent: Market for Aluminium
Stahl	42,92	kg	Ecoinvent: Market for Steel

Elektrizität	848,05	kWh	Ecoinvent: Market for Electricity
--------------	--------	-----	-----------------------------------

Der Transport des Dieselgenerators wurde in die Ökobilanz einbezogen. Es wurde davon ausgegangen, dass der Transport mit einem Lastkraftwagen mit einer Kapazität von 16-32 Tonnen und Euro 5-Technologie durchgeführt wurde, und die durchschnittliche Entfernung vom Hersteller zum Versuchsgelände wurde mit 300 km definiert.

Für den Betrieb des Dieselgenerators werden erhebliche Mengen an Diesel sowie Sauerstoff für den Verbrennungsprozess und Strom benötigt. Nachfolgend werden die in der Betriebsphase erforderlichen Mengen sowie die Berechnungen dargestellt. Diese Daten sind in Tabelle 7 zusammengefasst.

*Tabelle 7: Input Daten für die Nutzungsphase der Lebenszyklusberechnung des Dieselgenerators, bezogen auf die funktionelle Einheit von 1 kWh el. Energie*

Input	Menge	Einheiten	Datenquelle
Diesel	5,51	kg	
Elektrizität	7,00	kWh	(C. Smith, 2015), (K. Kelly, 2014), (Kröger, 2018)
Generator	71,54	kg	
Sauerstoff	16,77	kg	

In (Kröger, 2018) wird ein Mengengerüst für den Dieserverbrauch eines Dieselgenerators dargestellt. Anhand dieser Daten wurde die Menge an Diesel für die Produktion der vergleichbaren funktionellen Einheit berechnet. Zudem wurden Heizwert und die Kraft-Wärme-Kopplung eines Dieselgenerators berücksichtigt. Die Abfallende Wärme wird wie auch bei der Brennstoffzelle und dem Elektrolyseur als Produkt der Lebenszyklusanalyse berechnet.

### 3. Ökobilanz-Software Umberto mit der integrierten Datenbank ecoinvent

Die Lebenszyklusanalyse des Wasserstoffsystems wird mit Hilfe der Software Umberto LCA+ mit der integrierten Datenbank ecoinvent v3.3 und v3.5 erstellt. Die Software Umberto LCA+ dient der grafischen Modellierung des Prozesslebenszyklus und ermöglicht die Untersuchung, Erfassung und Darstellung der ökologischen Auswirkungen in verschiedenen Wirkungsklassen. Die ecoinvent-Datenbank bietet eine umfangreiche Lebenszyklusinventarisierung und Folgenabschätzung die mithilfe bestimmter Methoden berechnet werden können. Jede Methode beschreibt ein spezifisches Anwendungsgebiet und wird bei unterschiedlichen Fragestellungen verwendet. (Ecoinvent, 2021)

Für die Berechnung der Ökobilanz des Wasserstoffsystems und den Vergleich mit zwei herkömmlichen Systemen wurden die Methoden ReCiPe Midpoint und ReCiPe Endpoint (H) w/o LT verwendet. Diese Methoden dienen zur Erstellung einer LCA, welche Emissionen und Ressourcenverbrauch mithilfe von Charakterisierungsfaktoren bezogen auf deren Umwelteinfluss, vergleichbar macht (siehe Abbildung 5). Das ReCiPe Model arbeitet dabei mit 18 Midpoint- und drei Endpoint-Indikatoren. Bei der Folgenabschätzung werden zunächst die sogenannten Midpoint-Indikatoren berechnet, die Umweltauswirkungen werden berücksichtigt und in verschiedene Kategorien unterteilt. Die aus der Umweltverschmutzung resultierenden Schäden können dann in schadensorientierten Endpoint-Methoden quantifiziert werden, die sich verschiedenen Bereichen zuordnen lassen. Nach dem ILCD-Handbuch (European Commission, 2010) sind diese der Einfluss auf die menschliche Gesundheit, der Einfluss auf die Biodiversität und die Verknappung der natürlichen Ressourcen. In Abbildung 5 ist das Zusammenspiel der Umweltkategorien und deren Auswirkungen graphisch dargestellt.

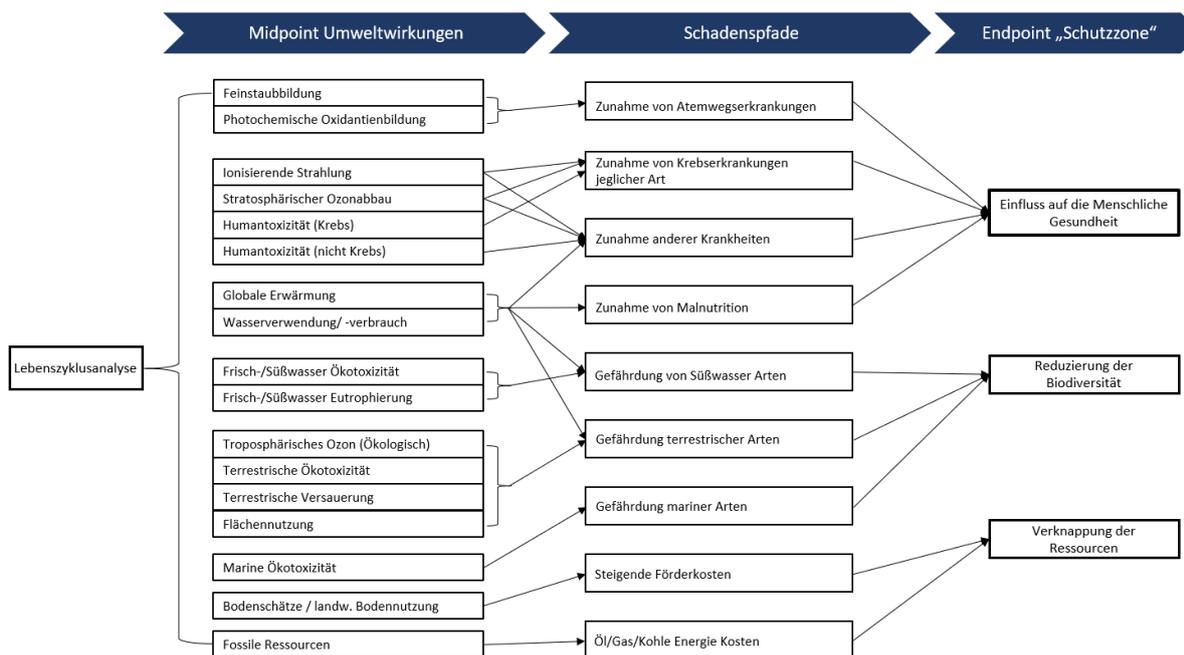


Abbildung 5: Beschreibung der ReCiPe Methode zur Auswertung der Lebenszyklusanalyse

Die Emissionskategorien für die Midpoint-Berechnung können wie folgt erläutert werden:

Das Erschöpfungspotenzial (engl. Depletion Potential) oder die Menge der verbrauchten Schlüsselmaterialien wird derzeit in kg Material pro kg des Zielprodukts berechnet. Ressourcen sind definiert als grundlegende Bausteine, die zur Herstellung eines Produkts benötigt werden (z. B. Kohle (Rohstoff für die Stromerzeugung), Öl, Gas, Schwefel, Eisen, Phosphor, Sand, Kupfer usw.). Es ist zu beachten, dass die Gewichtung der einzelnen Rohstoffverbrauchswerte auf den verfügbaren Ressourcen und der Nachfrage nach den spezifischen Materialien basiert. Je geringer die Reserven

eines Rohstoffs und je höher die weltweite Verbrauchsrate, desto knapper ist dieser Rohstoff und desto höher ist daher der Gewichtungsfaktor. Die folgenden Ressourcenverknappungen (Ecoinvent, 2021) können dieser Wirkungskategorie zugeordnet werden:

- Fossiler Raubbau (FD), angegeben in kg Öl-Äquivalent
- Metallabbau (MD), angegeben als kg Fe-Äquivalent
- Wasserverbrauch (WD) ( $m^3$ )

Die Emissionswerte werden zunächst getrennt als Wasser-, Luft- und Bodenemissionen berechnet. Außerdem können sie in verschiedene Äquivalente aufgeteilt werden. Die Wasseremissionen umfassen sowohl die Gesamtmenge der Emissionen im Wasser als auch die ökologischen Auswirkungen der emittierten Chemikalien. Die folgenden Emissionen können dieser Wirkungskategorie zugerechnet werden:

- Marine Ökotoxizität (Meco), angegeben als kg 1,4-Dichlorbenzol-Äquivalent
- Marine Eutrophierung (ME), angegeben als kg Stickstoff-Äquivalent
- Süßwasserökotoxizität (FWeco), angegeben in kg 1,4-Dichlorbenzol-Äquivalent
- Süßwasser-Eutrophierung (FEW), angegeben in kg Phosphat-Äquivalent

Die Luftemissionen werden mit einem Faktor gewichtet, der ihre Potenz in Bezug auf die globale Erwärmung, Versauerung und das Ozonabbaupotenzial widerspiegelt und beziehen sich auf die folgenden Wirkungskategorien:

- Erderwärmungspotenzial (GWP), angegeben als kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent
- Photochemische Oxidantienbildung (POCP) -kg NMVOC (flüchtige organische Verbindungen ohne Methan), angegeben als Ethylen-Äquivalent
- Ozonabbaupotenzial (ODP), angegeben als kg Fluorchlorkohlenwasserstoff -11-Äquivalent
- Partikelbildung (PMF) mit einem aerodynamischen Durchmesser von weniger als 10  $\mu m$

Feste (Abfall-) Emissionen umfassen alle Materialien, die auf einer Deponie entsorgt werden. Recycelte oder wiederverwendete Materialien werden nicht als fester Abfall betrachtet.

- Terrestrische Versauerung (TA), angegeben als kg SO<sub>2</sub>-Äquivalent
- Terrestrische Ökotoxizität (TE), angegeben als kg 1,4-Dichlorbenzol-Äquivalent

Landnutzung ist eine Bewertung der Umweltauswirkungen auf die biologische Vielfalt durch Landnutzung und Landschaftsänderung. Zudem werden auch flächenbezogene Nutzungen berücksichtigt. Die folgenden Auswirkungen sind mit dieser Kategorie verbunden:

- Landwirtschaftliche Bodennutzung ( $m^2a$ )
- Natürliche Landumwandlung ( $m^2$ )
- Urbane Landnutzung ( $m^2a$ )

Das Toxizitätspotenzial bezieht sich auf die folgenden Wirkungskategorien:

- Humantoxizität (HT), angegeben als kg 1,4-Dichlorbenzol-Äquivalent
- Ionisierende Strahlung (IR), angegeben in kg U235-Äquivalent

#### 4. Ergebnisse und Auswertung

Die Berechnung für die Ökobilanz wurde mit der Software Umberto und der Datenbank ecoinvent v3.5 durchgeführt. Ziel und Umfang, sowie die Systemgrenzen wurden im Kapitel 2.1 für alle drei Technologien beschrieben. Die Systeme wurden unter Berücksichtigung der schematischen Darstellungen in die Software eingetragen. Die Berechnung der Lebenszyklusanalyse ist jedoch mit Bedacht zu bewerten, denn schon leichte Unterschiede in der Wahl der Systemgrenzen oder in der funktionellen Einheit können große Auswirkung auf die tatsächlichen Ergebnisse haben.

Der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck wurde mithilfe der ReCiPe Methode und der funktionellen Einheit von 1 kWh elektrischem Output aus dem System berechnet. Die Aufteilung der Lebensphasen ist nach dem Cradel-to-Cradle Ansatz gewählt. Bei der Betrachtung des Lebensendes wurden die recyclefähigen Materialien mit dem Höchsten Wiederverwendungspotential (Terracycle, 2022) berücksichtigt. In Tabelle 8 ist der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck des Wasserstoffsystems, aufgeteilt auf die einzelnen Lebenszyklusphasen und seine einzelnen Komponenten dargestellt. Lediglich die Rohstoffe und die Komponentenherstellung können auf die einzelnen Teil-Komponenten des Gesamtsystems aufgeteilt werden, da das System im Transport, in der Nutzung und in seiner Betrachtung des Lebensendes als gesamtes Wasserstoffsystem betrachtet wird. Der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck der Windenergieanlage (WEA) und der Photovoltaikanlage (PV) fließen nur anteilig, je nach Energiemenge, in die Berechnung mit ein.

*Tabelle 8: Verteilung des CO<sub>2</sub>-Fußabdruck in Bezug auf die Lebensphasen für das Wasserstoffsystem in kg CO<sub>2</sub>-Eq., bezogen auf die funktionelle Einheit von 1 kWh el. Energie*

Phasen	Rohstoffe	Komponentenherstellung	Transport	Nutzung	Lebensende
WEA Elektrizität	1,49	1,28			
PV Elektrizität	2,60	1,3			
Elektrolyseur	6,71	20,1			
Speichersystem H <sub>2</sub>	3,20	6,09			
Brennstoffzelle	4,29	18,73			
Anlageninfrastruktur	13,09	33,97			
Gesamt	31,38	81,47	12,01	7,70	18,04

In Abbildung 6 ist die Verteilung des CO<sub>2</sub>-Fußabdrucks für die Rohstoffe und die Komponentenherstellung des Wasserstoffsystems dargestellt. Es ist zu sehen, dass die Anlageninfrastruktur den größten Einfluss auf die globale Erderwärmung hat. Die Anlageninfrastruktur umfasst die Kabel, Steuerung und Prozesstechnik, Verrohrung der gesamten Anlage, den Container in dem die Anlage aufgebaut ist und den Aufbau des Wasserstoffsystems. Die Komponenten Brennstoffzelle und Elektrolyseure tragen aufgrund der verwendeten Materialien und des Herstellungsaufwandes der Systeme die nächst größeren Anteile bei. Prinzipiell lässt sich aus der Tabelle ablesen, dass die Komponentenherstellung des Wasserstoffsystems die größten Auswirkungen auf die Umwelt besitzt.

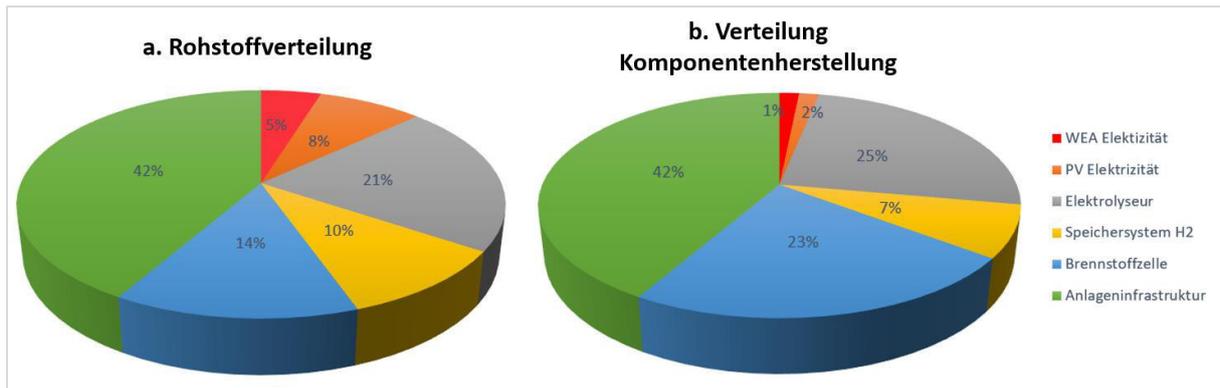


Abbildung 6: Verteilung des CO<sub>2</sub>-Fußabdrucks für die Lebensphasen Rohstoffe und die Komponentenherstellung des Wasserstoffsystems

Um das Wasserstoffsystem mit den Vergleichssystemen Batterie und Dieselgenerator zu vergleichen, sind in Tabelle 9 die Werte des CO<sub>2</sub>-Fußabdrucks aller drei Systeme, aufgeteilt auf die Lebensphasen, dargestellt. Die Werte beschreiben den Äquivalenten CO<sub>2</sub>-Ausstoß in Kilogramm, den jedes System in der jeweiligen Lebensphase, bei der Produktion von 1 kWh elektrischer Energie emittiert.

Tabelle 9: CO<sub>2</sub>-Fußabdruck verteilt auf die Lebenszyklusphasen je System, bezogen auf die funktionelle Einheit von 1 kWh el. Energie

[kg CO <sub>2</sub> -Eq.]	Rohstoffe	Komponentenherstellung	Transport	Nutzung	Lebensende	Gesamt
Wasserstoffsystem	31,38	81,47	12,01	7,70	18,04	150,60
Batterie	451,45	89,06	5,65	1,39	25,81	573,36
Dieselgenerator	30,20	69,7	26,40	329,18	19,97	475,45

Die Ergebnisse zeigen auf den ersten Blick, dass das Wasserstoffsystem in der Gesamtheit die niedrigsten Werte des CO<sub>2</sub>-Fußabdrucks aufweisen und die Batterie die höchsten. Der Dieselgenerator pendelt sich in der Mitte dieser beiden Systeme ein. Bei genauerer Betrachtung der einzelnen Lebensphasen fällt jedoch auf, dass die Lebensphasen direkt miteinander verglichen, sich stark unterscheiden. Um die Ergebnisse besser interpretieren zu können, werden nun verschiedene Darstellungsweisen der Ergebnisse aufgezeigt um die Aussagekraft zu verdeutlichen. Zunächst wurden die Lebenszyklusphasen pro System in einem 3D-Kreisdiagramm wiedergegeben umso miteinander verglichen zu werden. Abbildung 7 zeigt, dass jedes System in einer anderen Lebensphase einen höheren Beitrag zur globalen Erderwärmung beiträgt.

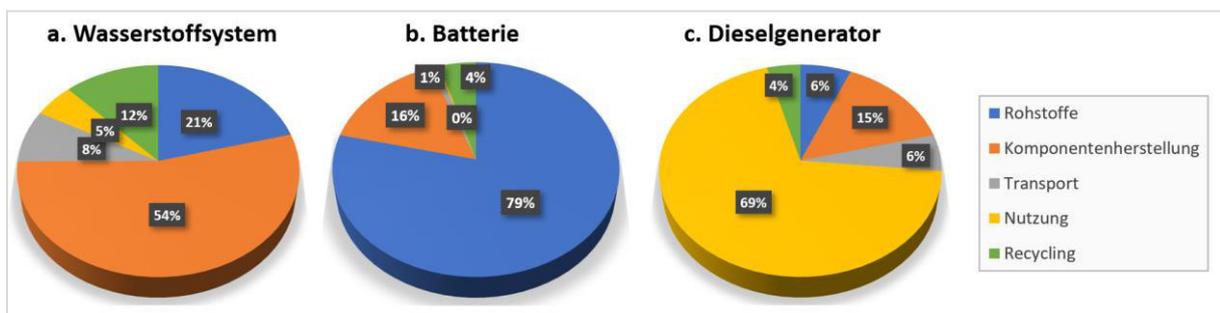


Abbildung 7: Verteilung des CO<sub>2</sub>-Fußabdrucks der drei Systeme auf die einzelnen Lebenszyklusphasen

Um die Ergebnisse des Wasserstoffsystems mit der Batterie und dem Dieselgenerator zu vergleichen, werden die Ergebnisse im nächsten Schritt in Abbildung 8 in einem Balkendiagramm gegenübergestellt. Zusätzlich wurde noch eine weitere Berechnung durchgeführt und ein „schwarzstartfähiges Wasserstoffsystem“ beschrieben. Dieses System kombiniert die Wasserstofftechnologie mit der Batterie um autark starten zu können. Die Batterie ist hier mit 3,5 kWh berechnet. Durch diese Darstellung lässt sich deutlich erkennen, dass die Batterie im Vergleich zum Wasserstoffsystem die höchsten CO<sub>2</sub>-Emissionen in den Lebensphasen Rohstoffe und Komponentenherstellung aufweist. Obwohl das Wasserstoffsystem seinen höchsten Anteil am eigenen CO<sub>2</sub>-Fußabdruck im Bereich Komponentenherstellung aufweist, hat es im Vergleich zu der Batterie noch einen geringeren Wert. Während der Nutzungsphase der drei Systeme weisen der Dieselgenerator und die Batterie deutlich höhere Anteile am CO<sub>2</sub>-Fußabdruck auf als das Wasserstoffsystem. Grundlegend lassen sich diese Werte relativ einfach bewerten, das Wasserstoffsystem besteht in seiner Gesamtheit aus relativ vielen Komponenten im Vergleich zu der Batterie und dem Dieselgenerator. So lässt sich ein höherer Einfluss auf die Umwelt im Rahmen der Herstellung dieser Komponenten belegen. Die Batterie hat einen deutlich höheren Umwelteinfluss im Bereich der Rohstoffe, dieser lässt sich durch die Verwendung seltener Erden und anderer besonderer Rohstoffe erklären. Die Tatsache, dass diese Rohstoffe durch die aktuelle Abbaurate schneller ausgeschöpft sein werden und in kleinerer Menge auf der Erde vorkommen als andere Rohstoffarten, bekommt die Nutzung solcher Materialien eine deutlich höhere Gewichtung in der Berechnung der Ökobilanz. Der Dieselgenerator hat einen hohen Verbrauch an fossilem Diesel im Rahmen der Nutzungsphase und lässt die Umweltwirkungen während dieser Lebensphase dadurch deutlich steigen.

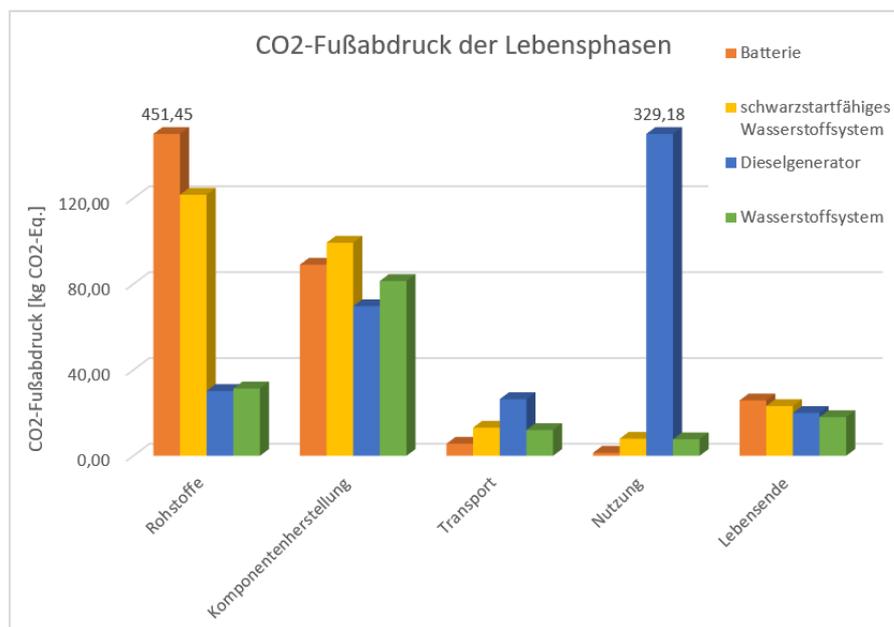


Abbildung 8: Vergleich des CO<sub>2</sub>-Fußabdrucks des Wasserstoffsystems mit der Batterie und dem Dieselgenerator, bezogen auf die funktionelle Einheit von 1 kWh el. Energie

Auch wenn Abbildung 8 einen Vergleich der einzelnen Lebensphasen der vier Systeme übersichtlich darstellt, geht nicht klar hervor, welche Technologie in ihrer Gesamtheit schwerwiegendere Umweltauswirkungen besitzt. In Abbildung 9 sind die vier Technologien in einem Netzdiagramm in Relation zueinander verglichen. So kann eine Aussage zum direkten Vergleich getroffen werden. Die Rohdaten des CO<sub>2</sub>-Fußabdrucks wurden für jede Lebensphase auf den Maximalwert normiert. So kann ein direkter Vergleich der drei Systeme über die dargestellten Flächen angestrebt und die Auswirkung auf die Umwelt für jede Lebensphase dargestellt werden. Es zeigt deutlich, dass das Wasserstoffsystem

in seiner Gesamtheit (grüne Fläche) einen deutlich geringeren CO<sub>2</sub>-Fußabdruck aufweist, als die Batterie (orange Fläche) und der Dieselgenerator (blaue Fläche). Letztere können in der Darstellung ebenfalls verglichen werden, obwohl beide eine relativ große Fläche ausfüllen. Deutlich zu sehen ist, dass der Dieselgenerator gerade in der Nutzungsphase, im Transport und am Lebensende die höchsten Auswirkungen auf die CO<sub>2</sub>-Bilanz hat. Bei der Berechnung des Transportes beim Dieselgenerator, fließt auch die Anschaffung des Diesels während der Nutzungsphase zur Anlage mit ein. Bei der Betrachtung des Lebensendes wurden in erster Linie der Aufwand zum Recycling und der Entsorgung der nicht-recyclebaren Materialien betrachtet.

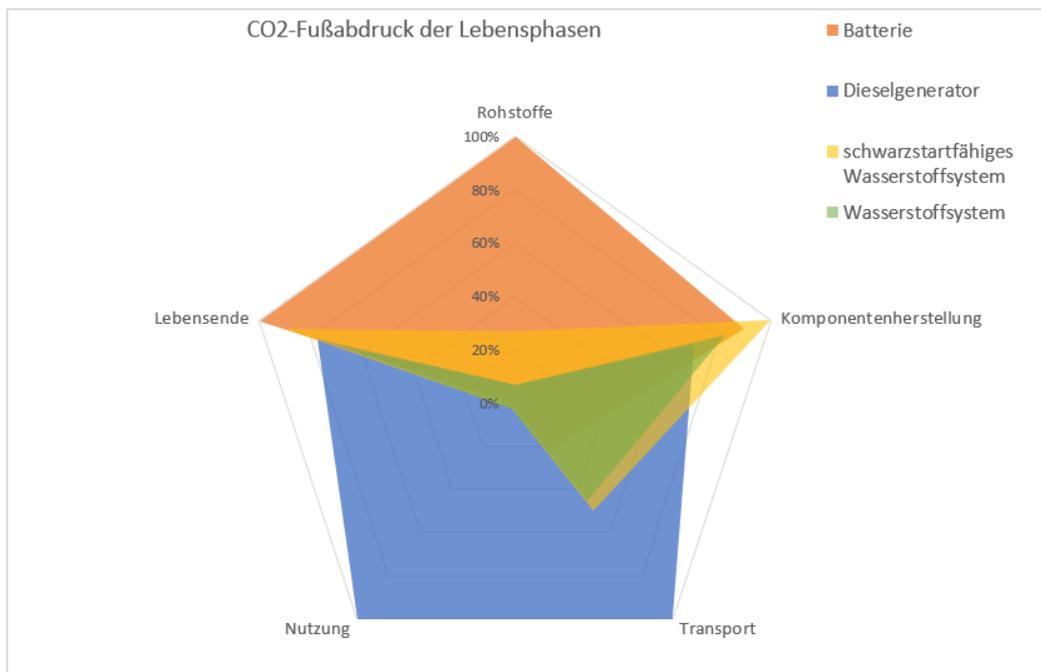


Abbildung 9: Relativer Vergleich der Umweltauswirkungen aufgeteilt auf die Lebensphasen des jeweiligen Systems

Um einen detaillierteren Überblick über die Ökobilanzierung des Wasserstoffsystems und einen Vergleich mit dem Batteriespeichersystem und dem Dieselgenerator als Energieeinheit zu zeigen, wurden weitere Umweltwirkungskategorien mit der ReCiPe Methode berechnet. Der bisher angeschauten CO<sub>2</sub>-Fußabdruck gibt bereits einen umfangreichen Überblick über die Menge an CO<sub>2</sub>-eq. Ausstoß, kann jedoch über keine andere Umweltwirkungsweise der betrachteten Systeme eine Aussage treffen. Die Ergebnisse in Tabelle 10 zeigen 18 verschiedene Umweltwirkungen die in unterschiedlichen Kategorien zusammengefasst werden können. In Kapitel 3 wurden diese berechneten Wirkungen und die Verwendung der angegebenen Einheiten erläutert. In Abbildung 10 ist die Agglomeration der Umweltwirkungen in die jeweiligen Kategorien dargestellt.

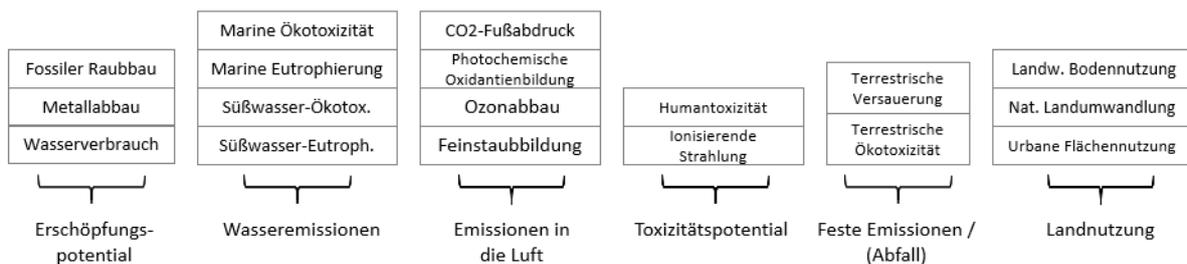


Abbildung 10: Agglomeration der Umweltwirkungen in Umweltwirkungskategorien

Tabelle 10: Liste der mit Umberto LCA+ berechneten Umweltwirkungen und die agglomerierten Kategorien, bezogen auf die funktionelle Einheit von 1 kWh el. Energie

	Umweltwirkung	Wasserstoff-system	Batterie	Dieseldgenerator	Units
Erschöpfungspotential	Fossiler Raubbau	39,19	226,81	922,95	kg-oil – eq.
	Metallabbau	123,68	77,29	17,21	kg Fe – eq.
	Wasserverbrauch	1,06	2,98	1,22	m <sup>3</sup>
Wasseremissionen	Marine Ökotoxizität	3,65E+01	1,32E+02	1,04E+00	kg 1,4 - DCB – eq.
	Marine Eutrophierung	3,00E-02	2,10E-01	7,00E-02	kg N – eq.
	Süßwasserökotoxizität	2,90E-01	1,26E+00	1,70E+00	kg 1,4 - DCB – eq.
	Süßwasser-Eutrophierung	3,00E-02	9,00E-02	1,00E-02	kg P – eq.
Emissionen in die Luft	Erderwärmungspotential (IPCC)	160,97	575,92	476,71	kg CO <sub>2</sub> eq.
	Erderwärmungspotential (ReCiPe)	150,6	573,34	475,45	kg CO <sub>2</sub> eq.
	Photochemische Oxidantienbildung	6,10E-01	2,72E+00	2,89E+00	kg NMVOC
	Troposphärische Ozonabbau	1,72E-05	7,98E-05	6,18E-05	kg GFC
	Feinstaubbildung	5,20E-01	2,06E+00	1,30E+00	kg PM10
Landemissionen	Terrestrische Versauerung	9,50E-01	4,12E+00	4,42E+00	kg SO <sub>2</sub> – eq.
	Terrestrische Ökotoxizität	9,20E-01	9,90E-01	6,00E-02	kg 1,4 - DCB – eq.
Landnutzung	Landwirtschaftliche Bodennutzung	22,39	39,11	7,17	m <sup>2</sup> a
	Natürliche Landumwandlung	2,00E-02	1,20E-01	1,26E-01	m <sup>2</sup>
	Urbane Flächennutzung	2,91E+00	1,60E+01	5,98E+00	m <sup>2</sup> a
Toxizitätspotential	Humantoxizität	67,07	3249,83	59,35	kg 1,4 - DCB – eq.
	Ionisierende Strahlung	5,64	36,55	21,40	kg U235 – eq.

Tabelle 10 zeigt die Rohdaten der Berechnung zur Ökobilanz der drei betrachteten Systeme. Um diese Daten auswerten und miteinander vergleichen zu können, werden diese Daten normiert. Im ersten Schritt werden die Rohdaten zu den Wirkungskategorien agglomeriert. Anschließend werden die berechneten Werte zu dem System mit den höchsten Werten in Relation gesetzt, in diesem Fall die Batterie. So kann ein Vergleich der drei Systeme in einem Diagramm erfolgen und Vor- und Nachteile der jeweiligen Technologie klar herausgestellt werden. In Abbildung 11 sind die Umweltwirkungskategorien der Batterie, des Dieselgenerators und des Wasserstoffsystems in einem Netzdiagramm dargestellt. Die grün markierte Fläche des Wasserstoffsystems zeigt ein sehr niedriges Toxizitätspotential und hat die höchsten Werte in den Bereichen Wasseremissionen und Landnutzung. Unter die Emissionen zu Wasser fallen zum Beispiel die Eutrophierung von Süß- und Seewasser, sowie der Auswirkung durch diverse Stoffe auf die belebte Marine und Süßwasser Umwelt. Unter der Kategorie Landnutzung sind der Eingriff in biologische Gebiete, die Nutzung landwirtschaftlicher Flächen einhergehend mit der Veränderung der Bodenqualität, sowie die urbane Flächennutzung berücksichtigt. Das Erschöpfungspotential des Dieselgenerators zum Beispiel rührt aus dem hohen Verbrauch des fossilen Diesels her. Eine interessante Aussage kann aus dieser Grafik über den Dieselgenerator gemacht werden. Im Vergleich zu der Batterie, hat der Dieselgenerator, bis auf das Erschöpfungspotential einen deutlich geringeren Einfluss auf die betrachteten Umweltkategorien. Auf der einen Seite hängt dies wahrscheinlich mit der hohen Effizienz und aber auch mit der Langlebigkeit des Dieselgenerators zusammen. Wird also in naher Zukunft der fossile Dieselmotorkraftstoff mit synthetisch hergestellten Kraftstoffen aus Kohlenstoff und Wasserstoff (sog. e-Diesel) ersetzt, könnte diese eine langfristige Übergangslösung darstellen.

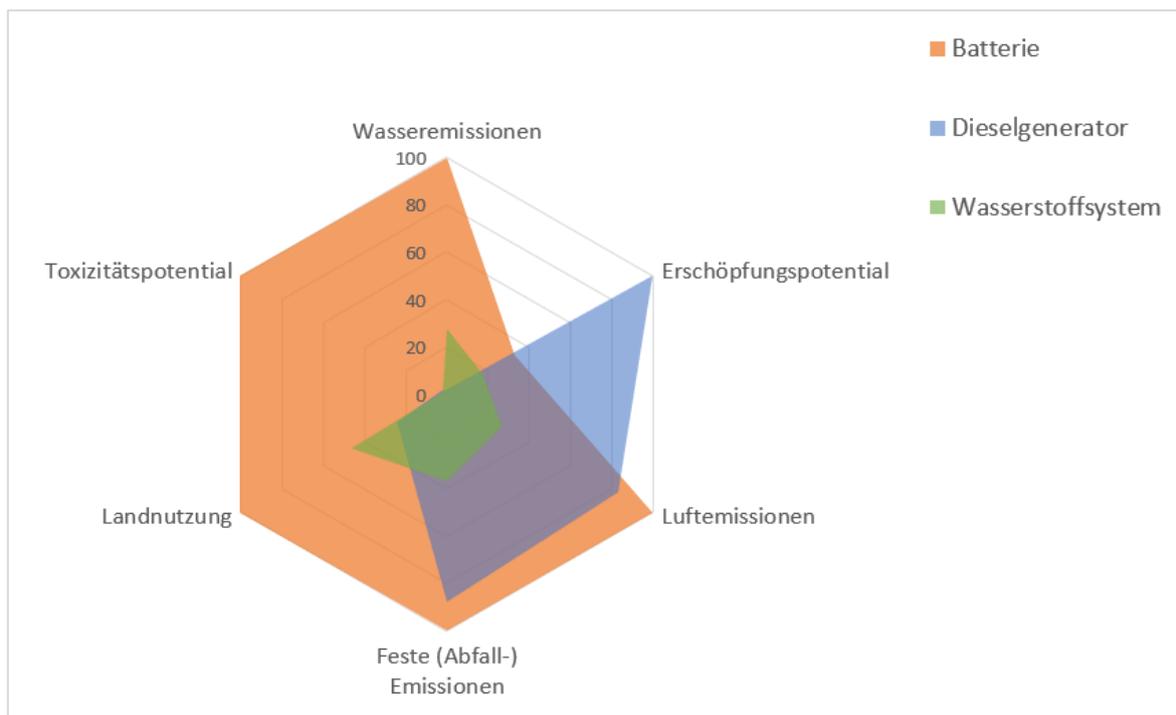


Abbildung 11: Abschätzung der Umweltwirkungskategorien der drei Vergleichssysteme

Bei der Folgenabschätzung in Abbildung 11 wurden zunächst die sogenannten Midpoint-Indikatoren berücksichtigt, die daraus resultierenden Schäden können nun in schadensorientierten Endpoint Indikatoren quantifiziert werden. Diese lassen sich in drei Gruppen einteilen; der Einfluss auf die menschliche Gesundheit, Reduzierung der Biodiversität und die Verknappung der natürlichen Ressourcen. In Abbildung 12 sind diese drei Indikatoren für die Batterie, den Dieselgenerator und das Wasserstoffsystem dargestellt. Die Endpoint Indikatoren werden durch die gewählte Methode in der

Software berechnet. Die Umweltwirkungen werden gewichtet und anschließend in einem Punktesystem bewertet. Die Umweltwirkungskategorien werden auf zwei Arten bewertet, auf der mittleren (Midpoint) und der (Endpoint) Schlussebene. Auf der mittleren Ebene werden die Auswirkungen an einem Punkt des ökologischen Ursache-Wirkungs-Pfads bewertet. Um beispielsweise die Auswirkungen auf den Klimawandel auf der mittleren Ebene zu beschreiben, wird die Einheit kg CO<sub>2</sub>-Eq. verwendet. Sie bietet jedoch keine klare Darstellung der Umweltrelevanz, insbesondere für die Interessengruppen, die mit Ökobilanzen nicht vertraut sind.

Um die Indikatoren also verständlicher und relevanter zu machen, werden die Midpoint-Indikatoren, wie bereits beschrieben, in die drei Schutzzonen (Endpoint-Indikatoren) zusammengefasst: Einfluss auf die menschliche Gesundheit, Reduzierung der Biodiversität und die Verknappung der natürlichen Ressourcen. Die Endpunktebene bezeichnet den Schaden in den drei Schutzzonen. Die Kategorien für die Schutzzonen werden unterschiedlich bewertet. In diesem Sinne werden die kg CO<sub>2</sub>-Äquivalente der mittleren Ebene nun als „Disability Adjusted Life Years“ (DALYs) in der Endpunktebene für den Einfluss auf die menschliche Gesundheit ausgedrückt, die durch die Treibhausgasemissionen verursacht werden. Hier werden die Jahre beschrieben, die die Invalidität einer Person aufgrund von Krankheit oder Unfall ausdrücken. Die Einheit für die Reduzierung der Biodiversität ist der lokale, relative Artenverlust in terrestrischen, Süßwasser- und Meeresökosystemen pro Jahr. Die Einheit für die Verknappung der natürlichen Ressourcen wird durch den Dollar (\$) beschrieben, der die zusätzlichen Kosten für die künftige Ressourcenentnahme darstellt. (Huijbregts, Steinmann, Elshout, & Stam, 2016)

Abbildung 12 wurde logarithmisch aufgetragen, da die Punkte große Differenzen aufweisen. Das Wasserstoffsystem liegt in allen drei Kategorien zwischen 4 und 10 Wertungspunkten, während die Batterie zwischen 140 und 350 Wertungspunkten variiert.

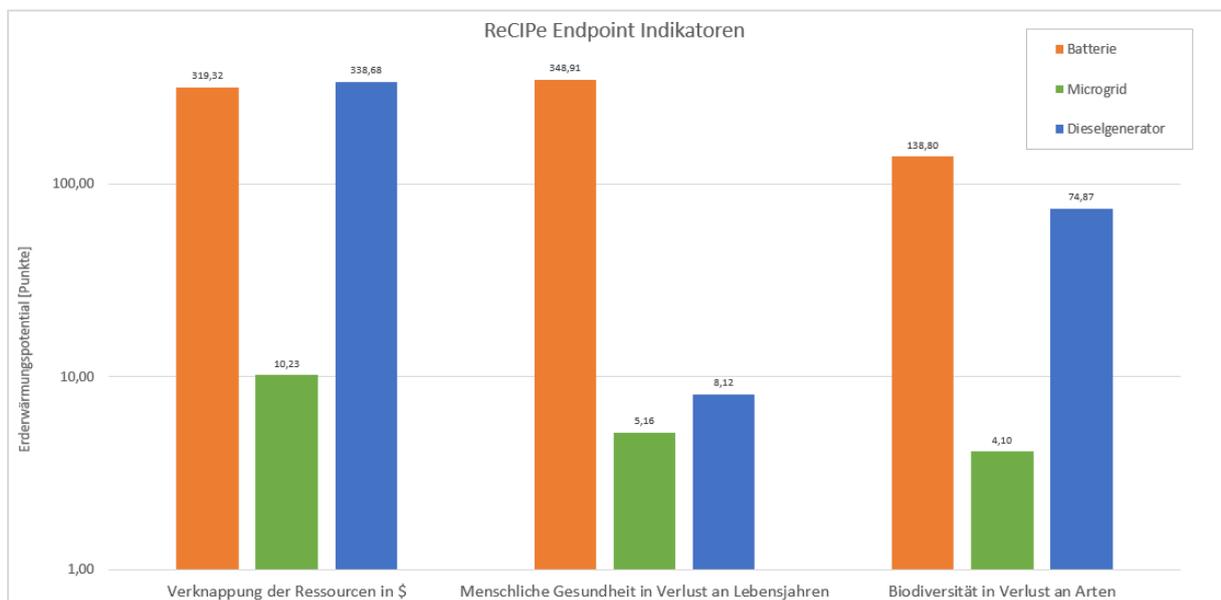


Abbildung 12: Wirkungsabschätzung, die sogenannten Schutzzonen werden in Punkten angegeben

In der Literatur werden unterschiedliche Methoden zur Berechnung der Ökobilanz eines Systems dargestellt. Im Rahmen der LCA der Teilstudie Wasserstoffsystem wurde eine rudimentäre Sensitivitätsanalyse durchgeführt, um die Unterschiede solcher Methoden aufzuzeigen. In Abbildung 13 ist der Vergleich unterschiedlicher Methoden zur Berechnung des CO<sub>2</sub>-Fußabdrucks dargestellt.

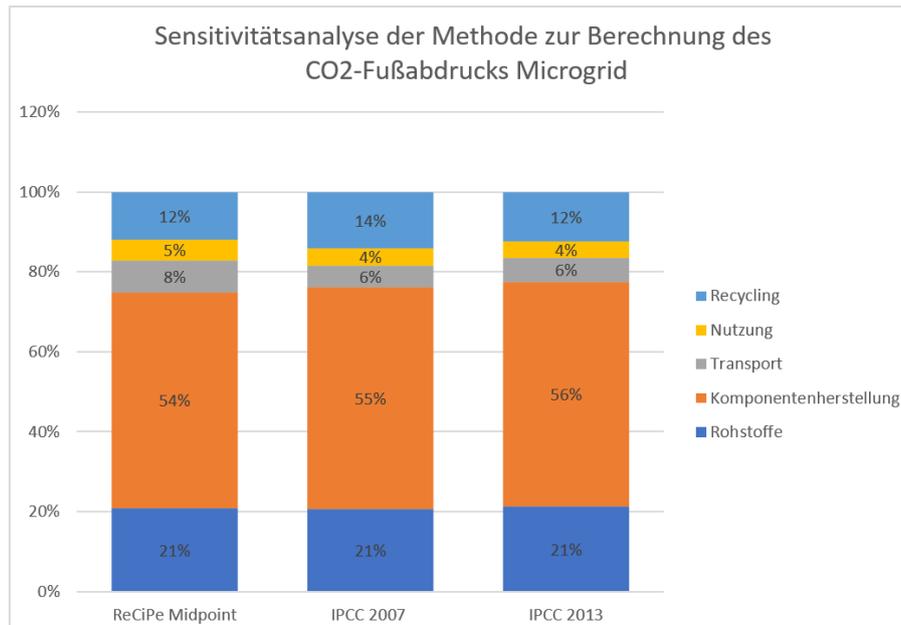


Abbildung 13: Sensitivitätsanalyse der Methode zur Berechnung des Lebenszyklus des Wasserstoffsystems

Der Unterschied ist marginal. Die Transportphasen unterscheiden sich um 4% und Die Nutzungsphase schwankt zwischen den Methoden um 2%. Daraus lässt sich ableiten, dass sich die verwendeten Methoden zur Berechnung des CO<sub>2</sub>-Fußabdrucks in dem Betrachtungsrahmen eigenen.

Die IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) ist eine Methode zur Erstellung der Umweltkategorien, welche gasförmige Emissionen bezüglich des Einflusses auf die globale Erderwärmung charakterisiert. (IPCC, 2022) Diese Charakterisierung basiert auf den vom IPCC veröffentlichten Werten zum globalen Erderwärmungspotential dieser Gase. Betrachtet werden die Gase dabei bezogen auf drei unterschiedliche Zeitintervalle (10, 50 und 100 Jahre), um die atmosphärische Verweilzeit aufzuzeigen. Prinzipiell wird das Erderwärmungspotential als ein Index, welcher den Treibhauseffekt von einem emittierten Kilogramm Treibhausgas, auf den Treibhauseffekt von einem Kilogramm Kohlenstoffdioxid bezieht.

Grundlegend unterscheiden sich die beiden Methoden in den zu betrachteten Daten und dem daraus resultierenden Ergebnis. Während die ReCiPe Methode ein großes Spektrum an Umweltwirkungen abdeckt und diese in direkten Auswirkungen auf die Umwelt zusammenfasst, betrachtet die IPCC Methode lediglich emittierte Treibhausgase bezüglich des globalen Erwärmungspotentials. Obwohl die Methoden eine stark unterschiedliche Herangehensweise an die Berechnung des CO<sub>2</sub>-Fußabdruckes vorweisen, sind die Ergebnisse beider Methoden annähernd identisch. Somit kann die gewählte Methode zur Berechnung der Ökobilanz des Wasserstoffsystems als passend betrachtet werden.

Um die berechneten Ergebnisse zu verifizieren, wurde ein Literaturvergleich angestrebt. Ein Literaturvergleich stellt jedoch eine große Bandbreite an Hürden dar. Um einen aussagekräftigen und belegbaren Vergleich darstellen zu können müssten das Ziel, der Umfang, die Systemgrenzen und auch die funktionelle Einheit übereinstimmen. Diese Parameter sind in der Literatur nicht in diesem Maße gegeben. Nichtsdestotrotz sind in der Literatur ähnliche Systeme mit leicht abweichenden Systemgrenzen, Referenzflüssen oder Zielen definiert. In Abbildung 14 sind einige Vergleichssysteme und das Wasserstoffsystem dargestellt.

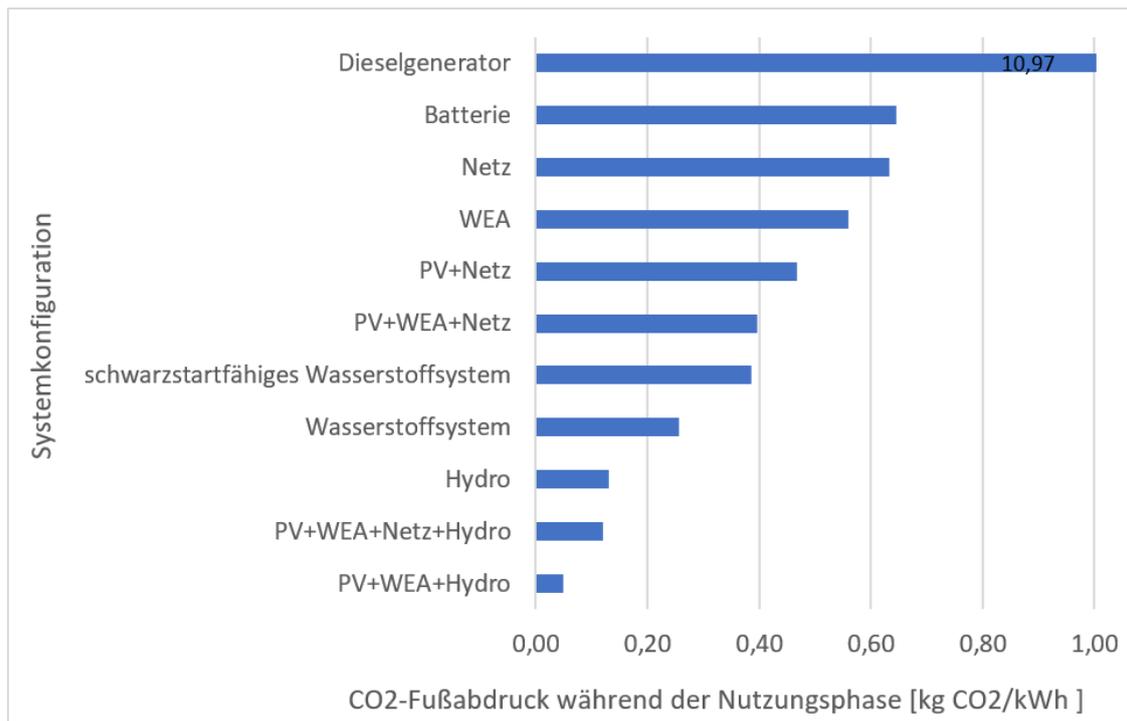


Abbildung 14: Literaturvergleich unterschiedlicher Versorgungssysteme, die Systeme variieren von ausschließlich regenerativen Energien, über die Kombination Netzstromnutzung und regenerativer Energie sowie ausschließlicher Netzstromnutzung (S. Sharma, 2021)

Als Grundlage dieser Berechnung dient der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck während der Nutzungsphase im Rahmen des Lebenszyklus. Die betrachteten Systeme stellen alle ein Energiesystem für den Betrieb einer autarken Einheit (z.B. ein Gebäude) dar. Die Systeme werden durch erneuerbare Energien (Photovoltaik (PV), Windenergieanlage (WEA), Netzstromanschluss (Netz) und Wasserkraftsystemen (Hydro)) versorgt. Die Systeme variieren in der Anlagengröße von 2kW – 500kW. Die Vergleichssysteme sind aus der Studie (S. Sharma, 2021) hergeleitet. Die Anlagengröße stellt eine der größten Hürden der Vergleichbarkeit dar, da die Einbeziehung eines Skalierungsfaktors berücksichtigt werden müsste. Eine Laboranlage weist in der Regel einen viel höheren CO<sub>2</sub>-Fußabdruck, als eine Pilotanlage mit einer z.B. 10-fachen Vergrößerung auf. In Abbildung 14 sind die Systeme nach CO<sub>2</sub>-Fußabdruck gelistet. Je höher das System platziert ist, desto größer sind die Auswirkungen auf die Umwelt in Bezug auf die produzierte Kilowattstunde. Das Wasserstoffsystem kann hier etwas besser als der Mittelwert eingeordnet werden. Deutlich zu sehen ist, dass die Stromproduktion unter der Nutzung von Wasserkraft einen deutlich geringeren CO<sub>2</sub>-Fußabdruck besitzt. Daraus lässt sich erstmal schließen, dass die Wasserkraftsysteme eine gute erneuerbare Energiequelle darstellen, mit vergleichsweise geringen CO<sub>2</sub>-Werten. Das aufgebaute Wasserstoffsystem hat ebenfalls relativ geringe Auswirkungen auf die Umwelt und kann in diesem Vergleich mit den anderen Systemen mithalten oder sogar mit einer besseren CO<sub>2</sub>-Bilanz bewertet werden.

## 5. Zusammenfassung

In der Teilstudie Microgrid – autarke Einheiten, wurde die Forschungsfrage zur Energieversorgung regional begrenzter Gebiete, die vollständig aus erneuerbaren Quellen produziert werden, betrachtet. Die längerfristige Speicherung fluktuierender Energieträger ist hierbei das Hauptaugenmerk. Um neue technologische Entwicklungen auf dem Markt etablieren zu können wurde die Auswirkung auf die Umwelt betrachtet. In diesem Rahmen wurde eine Lebenszyklusanalyse zur Bewertung der

Umweltauswirkungen des Wasserstoffsystems während des gesamten Lebenszyklus durchgeführt. Angefangen bei der Beschaffung von Rohstoffen über die Herstellung von diversen Komponenten, der Transport der Anlage und einzelner Anlagenteile, die Nutzung und das Recycling bestimmter Materialien am Lebensende. Die Daten zur Berechnung der Umweltwirkungen des in Bremerhaven installierten Wasserstoffsystems wurden zum einen durch die Hochschule Bremerhaven zu Verfügung gestellt und zum anderen aus einer Literaturanalyse des ttz Bremerhavens generiert. Im Anschluss wurde das Wasserstoffsystem mit einem herkömmlichen Energiespeicher- und Erzeugungssystem verglichen: einer Lithiumbatterie und einem Dieselgenerator. Die Daten zur Bewertung beider Vergleichssysteme wurden aus der Literatur extrahiert. Im Rahmen dieser Bewertung wurde der Cradle to Grave Ansatz verfolgt und die funktionelle Einheit wurde als 1 kWh elektrische Energie definiert. Die funktionelle Einheit beschreibt hierbei die Referenzgröße, auf die jedes System bezogen wird.

Die Berechnung für die Bewertung der Ökobilanz wurde mit der Software Umberto LCA+ und der integrierten Datenbank ecoinvent v3.3 und v3.5 durchgeführt. Für die Erstellung der Ökobilanz für das Wasserstoffsystem und den zwei Vergleichssystemen wurden die Methoden ReCiPe Midpoint und Endpoint (H) w/o LT verwendet. Diese Methoden dienen zur Erstellung einer LCA, welche Emissionen und Ressourcenverbrauch mithilfe von Charakterisierungsfaktoren bezogen auf deren Umwelteinfluss vergleichbar macht. Im Rahmen der Berechnung wurde zusätzlich noch eine rudimentäre Sensitivitätsanalyse durchgeführt, um die Verwendung der Methode zu verifizieren.

Die Auswertung der Ergebnisse kann in vier Abschnitte unterteilt werden. Als erstes wurde der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck während der Lebenszyklusphasen des Wasserstoffsystems im Detail betrachtet. Die Daten zeigen die höchsten Einflüsse im Rahmen der Komponentenherstellung. Diese Werte lassen sich auf die Vielzahl der Anlagenteile und Komponenten zurückführen. Die Windenergie- und Photovoltaikanlage wurden anteilig mit in die Berechnung aufgenommen. Zusätzlich muss erwähnt werden, dass die Abwärme des Elektrolyseurs und auch der Brennstoffzelle als potentielle Produktströme gerechnet wurden und somit keinen negativen Einfluss auf die CO<sub>2</sub>-Bilanz haben. Im zweiten Abschnitt wurden die Ergebnisse des CO<sub>2</sub>-Fußabdrucks aufgeteilt auf die Lebenszyklusphasen des Wasserstoffsystems und mit den Bilanzen für die Batterie und den Dieselgenerator verglichen. Dieser Vergleich zeigt, dass jedes dieser Systeme in einer anderen Lebensphase am stärksten zur globalen Erderwärmung beiträgt. Bei der Batterie sind es die Rohstoffe, die den größten Effekt auf den CO<sub>2</sub>-Fußabdruck haben. Bei dem Dieselgenerator entsteht der größte Einfluss durch den Verbrauch des Diesels im Rahmen der Nutzungsphase. In der Gesamtheit betrachtet, kommt das Wasserstoffsystem mit 150 kg CO<sub>2</sub>-eq. auf einen deutlich kleineren CO<sub>2</sub>-Fußabdruck als der Dieselgenerator mit 475 kg CO<sub>2</sub>-eq. und die Batterie mit 573 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent.

Im dritten Abschnitt wurden die gesamten Umweltwirkungen, über den CO<sub>2</sub>-Fußabdruck hinaus, dargestellt. 18 Wirkungen wurden berechnet und in Wirkungskategorien zusammengefasst. Dabei wurden die Emissionen in Luft-, Wasser- und Landemissionen aufgeteilt, das Erschöpfungs- und Toxizitätspotential sowie die Landnutzung beschrieben. Dieser Überblick beschreibt ein umfangreiches Bild über die Auswirkungen der einzelnen Systeme auf ihre Umwelt. Bei diesem übergeordneten Vergleich konnte festgestellt werden, dass das Wasserstoffsystem die mit Abstand wenigsten Auswirkungen auf die Umwelt hat. Gleichwohl der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck in der Phase der Komponentenherstellung deutlich höher war als der der Vergleichssysteme. Durch die Bewertung der gesamten Umwelteinflüsse lassen sich auch die Systeme Dieselgenerator und Batterie von einem anderen Blickwinkel betrachten. Im Vergleich zu der Batterie, hat der Dieselgenerator, bis auf das Erschöpfungspotential einen deutlich geringeren Einfluss auf die betrachteten Umweltkategorien. Auf der einen Seite hängt dies mit der hohen Effizienz und aber auch mit der Langlebigkeit des Dieselgenerators zusammen. Wird also in naher Zukunft der fossile Dieselkraftstoff mit synthetisch

hergestellten Kraftstoffen aus Kohlenstoff und Wasserstoff (sog. e-Diesel) ersetzt, könnte diese eine langfristige Übergangslösung darstellen.

In einem letzten Schritt wurden die direkten Auswirkungen auf das menschliche Leben betrachtet. Mit sogenannten Endpoint Indikatoren wurden der Einfluss auf die Verknappung der Ressourcen, die menschliche Gesundheit und die Biodiversität. Auch hier kann das Wasserstoffsystem beide Vergleichssysteme in den Schatten stellen und mit deutlich geringeren Auswirkungen auf das menschliche Leben zu einer besseren Ökobilanz beitragen. Um die Ergebnisse des Wasserstoffsystems zu verifizieren wurde eine weitere Literaturrecherche betrieben um einen Vergleich mit ähnlichen Systemen anzustreben. Bei diesem Vergleich konnte das Mirrogrid mit einer besseren Umweltbilanz als der Durchschnitt überzeugen. Bei diesem Vergleich wurde der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck während der Nutzungsphase im Rahmen des Lebenszyklus als Berechnungsgrundlage gewählt. Die betrachteten Systeme stellen alle ein Energiesystem für den Betrieb einer autarken Einheit dar und werden durch unterschiedliche erneuerbare Energiequellen gespeist. Ein solcher Vergleich ist jedoch nur eingeschränkt möglich, da die Datengrundlage, Anlagengröße und Berechnungsart nicht identisch zu dem betrachteten Wasserstoffsystem sind. Nichtsdestotrotz kann eine Tendenz aufgezeigt werden und ein Wirkungsabschätzung im Vergleich mit den anderen Systemen dargestellt werden.

Die Berechnung einer Lebenszyklusanalyse ist in jedem Fall mit Bedacht zu bewerten, denn schon leichte Unterschiede in der Wahl der Systemgrenzen können große Auswirkung auf die tatsächlichen Ergebnisse haben. Auch die Datengrundlage spielt eine große Rolle bei einer ökologischen Bilanzierung. Diese Werte sind demnach in keiner Weise als absolut, sondern als Vergleichswerte zu betrachten.

## Referenzverzeichnis

- Alexander Buttler, H. S. (2018). Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2440-2454.
- C. Smith, J. B. (2015). *Comparative Life Cycle Assessment of a Thai Island's diesel/PV/wind hybrid microgrid*. Renewable Energy.
- Daniele Landi, M. M. (2022). *Comparative life cycle assessemnt of two different battery technologies: lithium iron phosphate and sodium-sulfur*. Bergamo: Elsevier.
- DIN ISO 14040:2006. (2009). *Umweltmanagement Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen*. Berlin: Beuth Verlag.
- DIN ISO 14044:2006. (2006). *Environmental Management*. Berlin: Beuth Verlag.
- Ecoinvent. (2021). Database Ecoinvent v2.2, v3.
- European Comission. (2010). *ILCD Handbook, General Guide for Life Cycle Assessment*.
- Grote, K. (2011). *Dubbel Taschenbuch für den Maschinenbau*. Springer.
- Huijbregts, M., Steinmann, Z., Elshout, P., & Stam, G. (2016). *ReCiPe2016: a harmonised life cycle impact assessment method at midpoint and endpoint level*. Berlin Heidelberg: Springer.
- IEA. (2022). *Global Energy Review: CO2 Emissions in 2021*.
- IPCC. (2022). The Intergovernmental Panel on Climate Change. Schweiz.
- Julien Durst, C. S. (2014). Hydrogen Oxidation and Evolution Reaction Kinetics on Carbon Supported Pt, Ir, Rh and Pd Electrocatalysts in Acid Media. *The Electrochemical Society*, 190-203.
- K. Kelly, M. M. (2014). *An energy and carbon life cycle assessment of industrial CHP in the context of a low carbon UK*. Energy.
- Kay Bareiß, C. d. (2019). Life Cycle assessment of Hydrogen from proton exchange membrane water electrolysis in future energy systems. *Applied Energy* , 862-872.
- Kröger, C. (2018). *Stöchiometrisches heterogenes Dieselmotorverfahren im stationären und instationären Motorbetrieb*. Springer.
- Lucien Duclos, M. L.-X. (2017). Environmental assessment of proton exchange membrane fuel cell platinum catalyst recycling . *Journal of Cleaner Production, Elsevier*, 2618-2628.
- Ming Chen, L. Z. (2020). *Development of a Two-Stage Pyrolysis Process for the End-Of-Life Nickel Cobalt Manganese Lithium Battery recycling from Electric Vehicles* . Shanghai: MDPI.
- Ming Chen, L. Z. (2020). *Research on Spent LiFePO4 Electric Vehicle Battery Disposal and Its Life Cycle Inventory Collection in China*. Shanghai: MDPI.
- Mori, M., Stropnik, R., Sekavcnik, M., & Lotric, A. (2019). *Life Cycle Assessment of 1kW PEMFC system with the focus on critical materials*.
- Nedstack Fuel Cell Technology BV. (2022). Von Nedstack: <https://nedstack.com/en/pem-fcs-stack-technology> abgerufen

- R. Gerboni, M. P. (2008). *Final Report on Technical Data, Costs and Life Cycle Inventories of Fuel Cells*.
- Rok Stropnik, A. L. (2019). *Critical materials in PEMFC systems and a LCA analysis for the potential reduction of environmental impacts with EoL strategies*. *Energy Sci Eng.* 2019;7:2519–2539.
- S. Sharma, Y. R. (2021). *Modeling and sensitivity analysis of grid-connected hybrid green microgrid system*.
- Terracycle. (11. 2022). *Recycling-Begriffe und Definitionen*.

## Kapitel 2

### E-Fuels / Alternative Kraftstoffe aus Wasserstoff





# **Abschlussbericht zur Teilstudie E-Fuels / Alternative Kraftstoffe aus Wasserstoff**

**aus dem Projekt „Wasserstoff – grünes Gas für  
Bremerhaven“**

**Entwicklung exemplarischer Anwendungsfälle**

**Auftraggeber:**

Die Senatorin für Wissenschaft und Häfen

**Auftragnehmer:**

Hochschule Bremerhaven

An der Karlstadt 8

27568 Bremerhaven

**Unterauftragnehmer:**

ttz Bremerhaven

Am Lunedeich 12

27572 Bremerhaven

# Inhalt

Abbildungsverzeichnis	iii
Tabellenverzeichnis	iii
1 Einleitung	1
2 Theoretische Grundlagen der Methanisierung	1
2.1 SNG-Speicherung, -Transport, Handhabbarkeit und Integration in den Transport- und Wärmesektor	3
3 Arbeitsplan	4
4 Vorbereitungsphase	4
4.1 Ziel der Arbeit	4
4.2 Verfahrenskonzept und Katalysatorsystem für die CO <sub>2</sub> -Methanisierung	5
4.3 Kosten	7
5 Entwicklung des Verfahrenskonzepts	9
5.1 Entwicklung und Aufbau des Versuchsstandes	9
5.2 Entwicklung von Katalysatorsystemen	15
5.3 Versuchsdurchführung	17
5.4 Versuchsergebnisse und Diskussion	17
5.5 Zusammenfassung der experimentellen Arbeiten im Labormaßstab	21
6 Entwicklung und Bau der Pilotanlage	21
6.1 Ziel der weiterführenden Arbeiten	21
6.2 Entwicklung des Anlagenkonzeptes	22
6.3 Reaktorentwicklung	24
6.4 Vorplanung zur Anlagenintegration	26
7 Ökobilanzierung	27
Referenzverzeichnis	iv

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Gleichgewichtszusammensetzung in Abhängigkeit der Temperatur, 1 bar Druck und einem Eduktgasgemisch von $H_2/CO_2 = 4/1$	2
Abbildung 2.2: $CO_2$ Umsatz in Abhängigkeit der Temperatur bei unterschiedlichen Drücken und konstantem Eduktverhältnis von $H_2/CO_2 = 4/1$ (links) sowie unterschiedlichen Eduktgasverhältnissen bei 1 bar Druck (rechts)	2
Abbildung 3.1: Gant-Chart des Teilprojektes E-Fuels	4
Abbildung 5.1: Reaktoraufbau im Schnitt (links) und Reaktor im Querschnitt (rechts) mit verbautem monolithischem Katalysator	9
Abbildung 5.2: Schematische Darstellung der E-Fuels Anlage	10
Abbildung 5.3: Fließbild der E-Fuels Anlage	11
Abbildung 5.4: Versuchsanlage zur Methanisierung im Technikcontainer	12
Abbildung 5.5: Anlagensteuerungseinheit	13
Abbildung 5.6: Zeichnung des geplanten Technikcontainers	14
Abbildung 5.7: E-Fuels Anlage bei den Wasserstofftagen Nordwest 2022	14
Abbildung 5.8: Schematisches Vorgehen zur Imprägnierung	15
Abbildung 5.9: Monolithischer Coderiete-Träger: unbeschichtet (links) und beschichtet mit aktivem Katalysatormaterial (rechts)	16
Abbildung 5.10: Aufbau des Festbettes mit $m_{kat}:m_{sicc} = 1:9$	16
Abbildung 5.11: $CO_2$ -Umsatz in Abhängigkeit der Temperatur und des Druckes bei einem Eduktgasgemisch von $H_2/CO_2/N_2 = 4/1/10$	17
Abbildung 5.12: Einfluss der stündlichen Gas-Raum-Geschwindigkeit (GHSV) auf $CO_2$ -Umsatz	18
Abbildung 5.13: $CO_2$ -Umsatz in Abhängigkeit der Eduktgaszusammensetzung bei unterschiedlichen Temperaturen	19
Abbildung 5.14: Arrheniusgraph bei verschiedenen Drücken, Volumenstrom von 250 $NI/h$ , $H_2/CO_2/N_2 = 4/1/20$ , $m_{kat} = 1g$	19
Abbildung 5.15: Gaszusammensetzung des Feedgases und des trockenen Produktgases bei 365 °C, 10 bar und einer GHSV von 3300 $h^{-1}$	20
Abbildung 5.16: Gaszusammensetzung des Feedgases ohne Verdünnung und des trockenen Produktgases bei 365 °C, 10 bar und einer GHSV on 3300 $h^{-1}$	20
Abbildung 6.1: Schematische Darstellung der Methanisierungsanlage im Technikumsmaßstab	22
Abbildung 6.2: Stoffmengenanteile im thermodynamischen Gleichgewicht der 1. Reaktorstufe bei unterschiedlichen Temperaturen, einem stöchiometrischen Eduktgasverhältnis und 10 bar Druck (links: ohne Wasserabtrennung (b), rechts: trockenes Produktgas (c))	23
Abbildung 6.3: Stoffmengenanteile im thermodynamischen Gleichgewicht der 2. Reaktorstufe bei unterschiedlichen Temperaturen, einem stöchiometrischen Eduktgasverhältnis und 10 bar Druck (links: ohne Wasserabtrennung (d), rechts: trockenes Produktgas (e))	23
Abbildung 6.4: Konstruktionszeichnung des Rohrbündelreaktors	25
Abbildung 7.1: $CO_2$ -Fußabdruck der Produktion verschiedener Energieträger	28

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 4.1: Projektbudget	7
Tabelle 4.2: Nettokosten der Methanisierungsanlage	8
Tabelle 6.1: Stoffmengenanteile im trockenen Produktgas nach 1. und 2. Reaktorstufe bei 350 °C, 10 bar und stöchiometrischem Eduktgasverhältnis	23
Tabelle 6.2: Parameter des Rohrbündelreaktors	25
Tabelle 6.3: Referenzprojekte mit Bezug zum weiteren Vorhaben	26

## 1 Einleitung

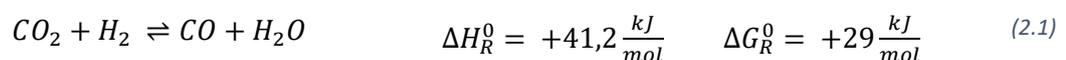
Die zunehmende Verknappung fossiler Brennstoffe und der Treibhauseffekt sind Herausforderungen, neue Systeme zur Energieversorgung und -speicherung zu entwickeln. Im Mittelpunkt dieser Idee stehen ökologisch unbedenkliche Energieträger, die das  $\text{CO}_2$  aus Verbrennungsprozessen wiederverwerten und grünen Wasserstoff verwenden. Eines dieser Verfahren ist die Power-to-Gas-Technologie, die die Umwandlung von elektrischer Energie in chemisch gespeicherte Energie durch Wasserelektrolyse beschreibt. Damit wird ermöglicht erneuerbare Energien, die fluktuieren, langfristig in Form von chemischer Energie, dem SNG, zu speichern. Diese Technologie wird oft mit P2G oder PtG abgekürzt. Die Energie wird zunächst in Form von Wasserstoff gespeichert und in einem anschließenden  $\text{CO}_2$ -Methanisierungsschritt kann synthetisches Erdgas (SNG) hergestellt werden. Der Vorteil für SNG liegt darin, dass die Einspeisung und Speicherung im bestehenden Pipelinennetz leicht möglich sind, während die Speicherung von Wasserstoff erheblich komplexer und technisch aufwändiger ist. Das SNG muss für das Erdgasnetz komprimiert werden und für weitere Anwendungen, zum Beispiel bei erdgasbetriebenen Autos auf 200 bar verdichtet werden. Hierbei spricht man von Compressed Natural Gas (CNG). Das gespeicherte Gas kann entweder zum Heizen von Haushalten, als Treibstoff für gasbetriebene Autos, für die chemische Industrie oder zur Regeneration von Strom z.B. durch Gasturbinen verwendet werden. Für die Schifffahrt kommt verflüssigtes Erdgas (LNG) zum Einsatz.

Der Belgier Jean-Antoine Nollet veröffentlichte bereits 1840 die Idee, Wasserstoff als Energiequelle zu nutzen, und der französische Autor Jules Verne schrieb einige Jahre später über eine Wasserstoffwirtschaft. Dennoch kam die Idee, Methan für das Gasnetz aus Wasserstoff und  $\text{CO}_2$  zu produzieren, erst 2009 auf (Schmidt, Schwarz, Stürmer, Wagener, & Zuberbüler, 2018).

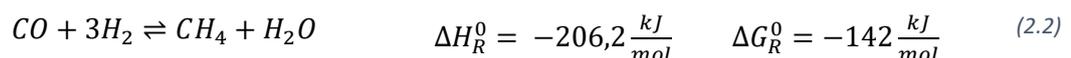
## 2 Theoretische Grundlagen der Methanisierung

Die Methanisierung ist eine katalysiert ablaufende Reaktion von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid oder Kohlenstoffmonoxid zu Methan und Wasser gemäß Gleichung (2.3). Die nach Paul Sabatier benannte Hydrierung von  $\text{CO}_2$  mit  $\text{H}_2$  ist stark exotherm und stellt eine Volumenkontraktion dar. Die Reaktion wird als eine Linearkombination aus der reversen Wassergas-Shift-Reaktion (rWGS) und der CO-Methanisierung betrachtet, wobei ein direkter Umsatz von  $\text{CO}_2$  zu Methan allerdings nicht ausgeschlossen ist und parallel dazu ablaufen kann.

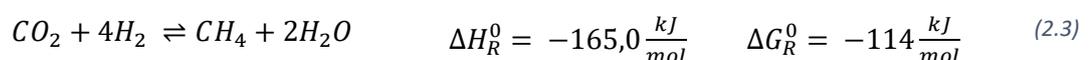
- rWGS:



- CO-Methanisierung:



- $\text{CO}_2$ -Methanisierung:



Gemäß dem Prinzip von Le Chatelier wird die Methanisierungsreaktion bei niedrigen Temperaturen und hohen Drücken thermodynamisch begünstigt. Da die Reaktion katalysiert abläuft, ist der

Temperaturbereich des gewählten Katalysators zu beachten. Kommerzielle Nickelkatalysatoren erlauben Betriebstemperaturen zwischen 200 °C und 400 °C. Bei diesen Temperaturen laufen fast ausschließlich die Reaktionen (2.1) und (2.2) beziehungsweise (2.3) ab.

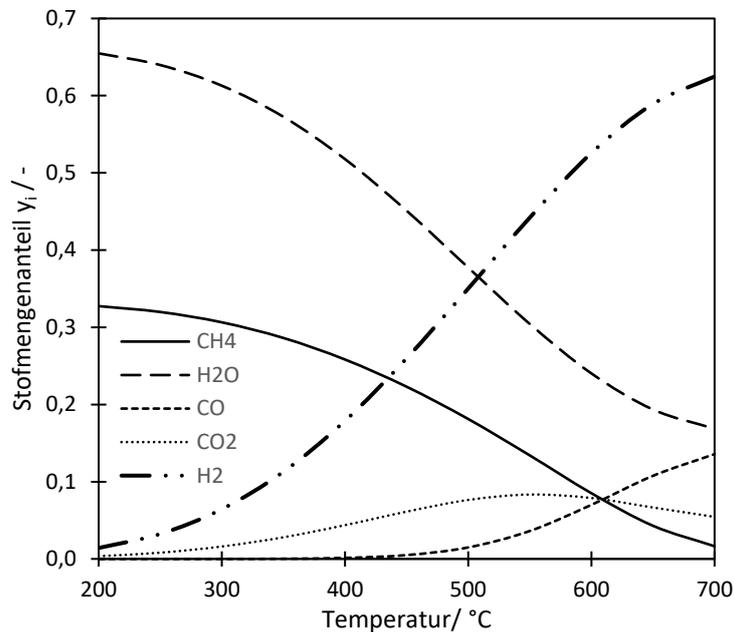


Abbildung 2.1: Gleichgewichtszusammensetzung in Abhängigkeit der Temperatur, 1 bar Druck und einem Eduktgasgemisch von  $H_2/CO_2 = 4/1$

Abbildung 2.1 zeigt die thermodynamische Gleichgewichtszusammensetzung in Abhängigkeit der Temperatur. Neben der Temperatur ist das Gleichgewicht, bedingt durch die Volumenkontraktion, Druck abhängig. So wird das Gleichgewicht auf die Seite der Produkte mit steigendem Druck verschoben. Technisch sinnvoll sind allerdings nur Drücke bis ca. 20 bar, da mit weiterer Druckerhöhung deutlich mehr Verdichtungsarbeit geleistet werden muss.

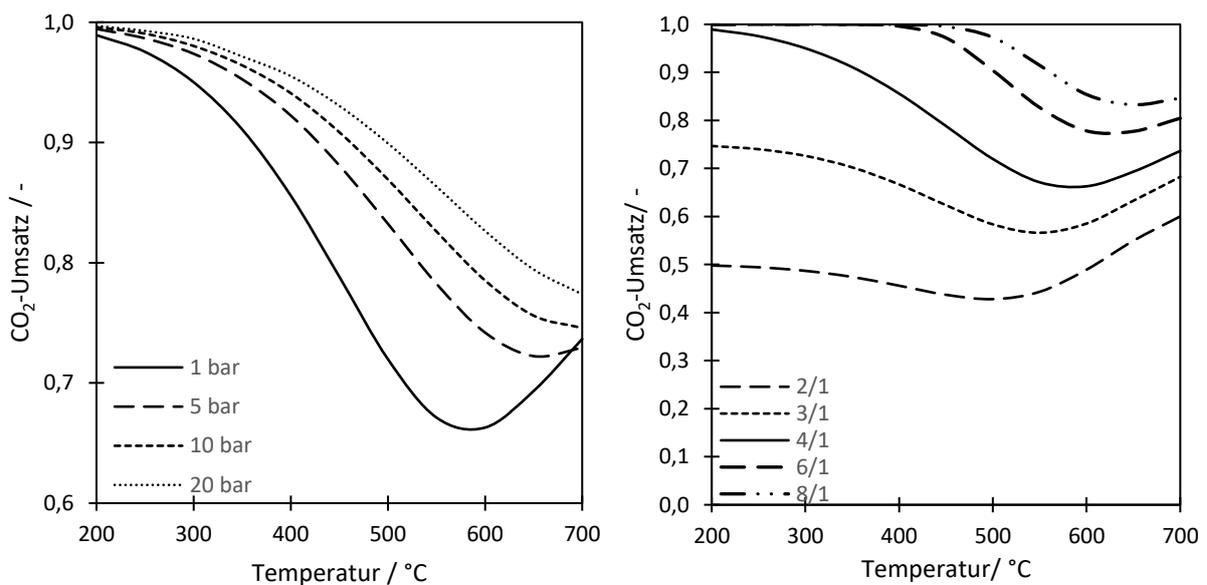


Abbildung 2.2:  $CO_2$  Umsatz in Abhängigkeit der Temperatur bei unterschiedlichen Drücken und konstantem Eduktverhältnis von  $H_2/CO_2 = 4/1$  (links) sowie unterschiedlichen Eduktgasverhältnissen bei 1 bar Druck (rechts)

Ein weiterer Parameter, der das thermodynamische Gleichgewicht beeinflusst, ist das Eduktgasverhältnis. Mit steigendem  $H_2/CO_2$  Verhältnis lässt sich ebenfalls mehr  $CO_2$  umsetzen, wobei

erhöhte Mengen Wasserstoff im Produktgas zurückbleiben. Technisch kann dieser Vorteil somit nur bedingt genutzt werden, indem beispielsweise eine gestufte Eduktgaszugabe durchgeführt wird.

Die Reaktion der CO<sub>2</sub>-Hydrierung benötigt zur Überwindung einer Energiebarriere hohe Temperaturen, die durch den Einsatz von Katalysatoren deutlich reduziert werden können. Weiterhin ist anzumerken, dass durch kinetische Limitierungen die thermodynamischen Umsätze nur annäherungsweise an das thermodynamische Gleichgewicht in gewissen Temperaturbereichen erzielt werden können. Der Temperaturbereich ist maßgeblich vom gewählten Katalysator abhängig. Üblicherweise erzielen nickelbasierte Katalysatorsysteme ab 300-330°C bis zu 400°C hohe Umsätze.

## 2.1 SNG-Speicherung, -Transport, Handhabbarkeit und Integration in den Transport- und Wärmesektor

Die Nutzung erneuerbarer Energie ermöglicht es CO<sub>2</sub>-neutral Energie bereitzustellen. Erneuerbare Energien haben aber einen entscheidenden Nachteil, da sie nicht konstant verfügbar sind. Während die Verfügbarkeit von Solarenergie relativ gut vorhergesagt werden kann, ist die Vorhersage des Windes deutlich schwieriger. Windenergie hat jedoch gerade in Norddeutschland einen besonders hohen Anteil an den erneuerbaren Energien. Neben der Energieerzeugung tauchen somit auch Fragestellungen hinsichtlich der Energiespeicherung und Integration in bestehende Infrastruktur bzw. der generelle Transport und die Handhabbarkeit der Energieträger auf. Ein vielversprechender Ansatz ist die Speicherung von elektrischer Energie in chemische Energie. Während Batteriespeicher, Pump- oder Druckspeicher nur geringe Kapazitäten bieten, ermöglicht die chemische Energiespeicherung nahezu unbegrenzte Kapazitäten. Während Wasserstoff aufgrund seiner physikalischen und chemischen Eigenschaften nur mit erhöhtem technischem Aufwand speicherbar ist, stellt SNG sehr gute Speichereigenschaften dar. Das Power-to-Methane (PtM) Konzept stellt eine vielversprechende Lösung zur Speicherung und Nutzung überschüssiger erneuerbarer Energie dar und ermöglicht enorme Speicherkapazitäten über das Erdgasnetz, als auch die Bereitstellung für Industrie und Haushalte (Wärmesektor) ohne Modifikation an den Endgeräten. Weiterhin kann komprimiertes SNG (CNG) für Fahrzeuge zum Einsatz kommen und verflüssigtes SNG (LNG) vorzugsweise für die Schifffahrt (Transportsektor).

Da verflüssigtes Erdgas (LNG) immer mehr Anwendung findet, kann synthetisches Erdgas auch verflüssigt und in Form von LNG weitergeleitet werden, um den Transport und die Versorgung zu erleichtern, wenn ein Einspeisepunkt nicht möglich ist. Grundsätzlich können Verflüssigungsverfahren für konventionelles Erdgas auch für die Verflüssigung von SNG eingesetzt (Lin & Xu, 2017). SNG nimmt bei Standardtemperatur und -druck etwa 1/600 des Volumens von Methan im gasförmigen Zustand ein, was einen wesentlich einfacheren Transport in Tankern, Schiffen, Lastwagen und Pipelines ermöglicht. SNG wird bei nahezu atmosphärischem Druck durch Abkühlung auf etwa -160 °C zu einer Flüssigkeit kondensiert (Qyyum, Chaniago, Ali, Saulat, & Lee, 2020).

In einem Power-to-X-Konzept stellt verflüssigtes synthetisches Erdgas (LSNG) einen Energieträger dar, der im Vergleich zu komprimiertem Erdgas (2,5 kWh/L bei 250 bar), komprimiertem Wasserstoff (1,4 kWh/L bei 700 bar) oder verflüssigtem Wasserstoff (2,3 kWh/L) Vorteile in der volumetrischen Energiedichte (5,8 kWh/L) aufweist. Das durch Methanisierung erzeugte Gasgemisch muss so aufbereitet werden, dass Wasser und CO<sub>2</sub> entfernt werden, um die Bildung einer festen Phase bei der Verflüssigung zu vermeiden. Außerdem muss der H<sub>2</sub>-Gehalt für die motorische Nutzung oder die Netzeinspeisung nach der Regasifizierung reduziert werden (Barelli, Bidini, Ottaviano, & Perla, 2021). Darüber hinaus sind der kritische Punkt und der Siedepunkt von Wasserstoff viel niedriger als von Methan. Ein sehr geringer Wasserstoffanteil im Produkt hat große Auswirkungen auf die Temperatur

des Produkts, und jede Erhöhung des Wasserstoffanteils im SNG führt zu einer Senkung der Verflüssigungstemperatur. Trotz der erhöhten technischen Anforderungen an LNG ist LNG gerade für die Schifffahrt sowohl als Kraftstoff als auch als Energietransportgut auf Grund der extrem hohen Speicherdichte interessant und kann als synthetisches LNG, hergestellt aus grünem Wasserstoff und recyceltem CO<sub>2</sub>, erheblich zur Reduzierung der Treibhausgase beitragen.

### 3 Arbeitsplan

Der Arbeitsplan sieht eine Bearbeitungszeit von 24 Monaten vor, welche um 6 Monate verlängert wurde. Die Arbeiten sind, wie im Gantt-Chart dargestellt, geplant gewesen und weitgehend planmäßig durchgeführt worden. Bedingt durch die Corona-Pandemie kam es zu Lieferengpässen, wodurch wichtige Komponenten zur Errichtung der Anlage erst mit Verzögerung geliefert werden konnten.

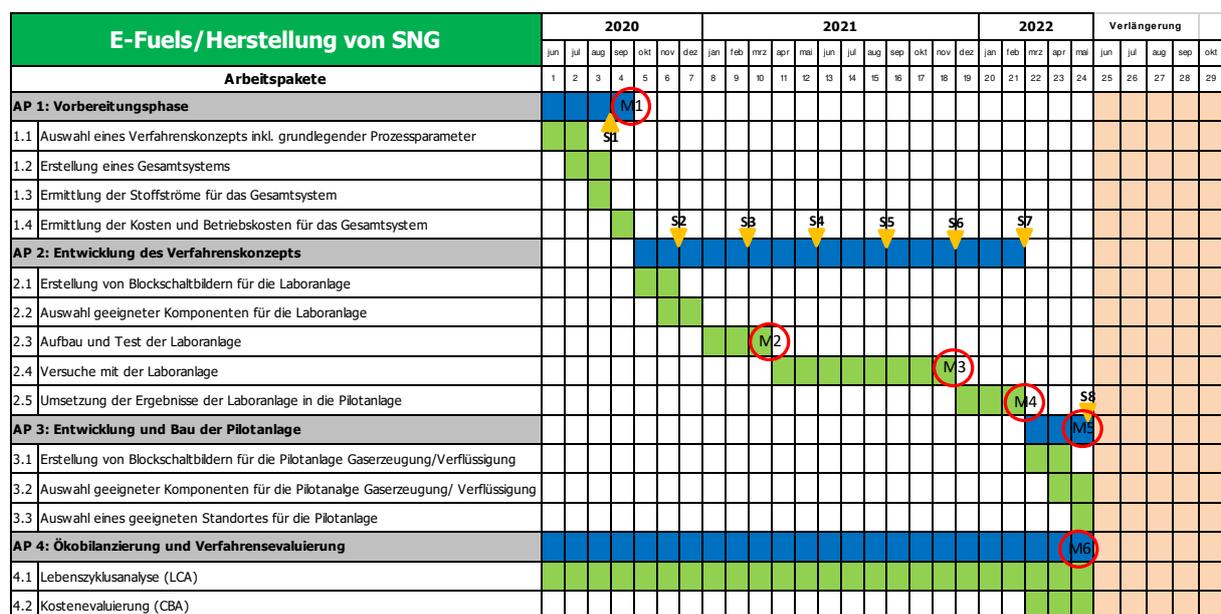


Abbildung 3.1: Gantt-Chart des Teilprojektes E-Fuels

Der Arbeitsplan beinhaltet 4 Arbeitspakete, die in Unterarbeitspakete strukturiert sind. Meilensteine definieren die wichtigsten Zwischenziele. Alle 3 Monate hatte das ttz Bremerhaven der Hochschule Bremerhaven einen Sachstand zum Projekt zu übermitteln.

### 4 Vorbereitungsphase

#### 4.1 Ziel der Arbeit

Die Arbeiten hatten zum Ziel, eine Methanisierungsanlage im Labormaßstab (Produktionskapazität ca. 5 NI/h CH<sub>4</sub>) zu entwickeln und aufzubauen. Die Eduktgase CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub> werden mit Stickstoff als Trägermedium verdünnt, um die Wärme, die während der Reaktion freigesetzt wird, zu kontrollieren. Für die Herstellung von 5 NI/h Methan ist ein Gesamteduktstrom von ca. 60 NI/h erforderlich, wobei ein H<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub>-Verhältnis von 4/1/5 und ein CO<sub>2</sub>-Umsatz von 85 % angenommen werden.

Diese Arbeit zielte allgemein darauf ab, die Leistung der CO<sub>2</sub>-Methanisierung unter Verwendung eines Katalysators auf Nickelbasis zu erforschen und optimale Prozessparameter zur ermitteln. Dafür wurden Katalysatorsysteme hergestellt und in der Versuchsanlage getestet. Versuchsreihen wurden geplant unter Variation einzelner Parameter, um den Einfluss auf die wichtigsten Kenngrößen der

Methanisierung kenntlich zu machen. Weiterhin war es Aufgabe kinetische Daten zu sammeln, die später zur Anpassung an kinetische Modelle dienen sollten. Die Arbeit sollte einen Ausblick auf eine Weiterentwicklung des Reaktordesigns und eine Anlagenskalierung geben.

#### 4.2 Verfahrenskonzept und Katalysatorsystem für die CO<sub>2</sub>-Methanisierung

Anlagen zur Herstellung von synthetischem Erdgas, die auf der chemisch-katalysierten Reaktion von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid beruhen, bestehen aus einer **Gasdosierungsstrecke, einem oder mehreren Reaktoren, einem Kondensationssystem** zur Entfernung des als Nebenprodukt entstandenen Wassers und einer **Gasanalyse** zur Überwachung der Gasqualität. Abhängig von der Edukt- und Produktgasqualität muss eine **Gasreinigung** bzw. **Gasaufbereitung** stattfinden. Die Anlagen unterscheiden sich maßgeblich in der Reaktorführung, der Anzahl und Verschaltung der Reaktoren, sowie in der Art des Reaktorsystems. Des Weiteren gibt es unterschiedliche Ansätze zur Maßstabsvergrößerung (Skalierung).

Die Reaktorführung lässt sich primär in adiabatisch und isotherm unterscheiden. Adiabatische Reaktoren müssen auf Grund der starken Exothermie (wärmeabgebender Prozess) der Reaktion über die Menge an Katalysatormaterial (Aktivitätsprofil) oder auch kinetisch über die Verweilzeit limitiert werden. Isotherme (bei unveränderter Temperatur) geführte Reaktoren, müssen dahingegen aktiv temperiert werden. Zur Erlangung von einspeisefähigem Gas sind entweder sehr niedrige Temperaturen und hohe Drücke notwendig oder eine Verschaltung von mehreren Reaktoren. Dazu können Reaktoren in Reihe geschaltet werden und das Produktwasser nach jeder Reaktorstufe abgetrennt werden. Weiterhin besteht die Möglichkeit der Produktgasrückführung, sodass ein Teil des Produktgases erneut in den Reaktor geführt wird. Die Produktgasrückführung kann gleichermaßen als Temperaturbegrenzung genutzt werden. Produktgasrückführung und die Verschaltung mehrerer Reaktoren können kombiniert werden.

Die Art des Reaktorsystems zur Methanisierung kann in Festbettreaktor, Wirbelschichtreaktor und Drei-Phasen-Reaktor eingeteilt werden. Der **Festbettreaktor** stellt ein weit verbreitetes Reaktorsystem zur Methanisierung im PtG-Verfahren dar. Der Katalysator wird dabei in Form von einer Schüttung in den Reaktionsraum eingebracht und auf einer Art Sieb gelagert, um Partikelaustritt zu vermeiden. Die Durchströmung erfolgt vorrangig von oben nach unten. Zur Temperaturregulierung bzw. der verbesserten Abfuhr der Wärme eignet sich die Verdünnung des aktiven Materials mit Siliciumcarbid, welches eine hohe Wärmeleitfähigkeit ausweist. Der Festbettreaktor bietet hohe Reaktionsgeschwindigkeiten und setzt den Katalysator einer geringen mechanischen Belastung aus. Die thermische Belastung ist dafür durch die Möglichkeit der Hot-Spot Bildung erhöht. Weiterhin ermöglicht der Festbettreaktor einen weiten Temperatur-, Druck- und Volumenstrombereich und ist leicht skalierbar (Schmidt, Schwarz, Stürmer, Wagener, & Zuberbüler, 2018). Statt des Festbetts, also der Katalysatorschüttung, besteht auch die Möglichkeit, einen strukturierten Katalysator einzusetzen. Ein solcher Katalysator weist zumeist eine wabenförmige Struktur auf und besteht aus einem Trägermaterial (Substrat), z.B. aus dem keramischen Verbundwerkstoff Cordierite oder aber einem metallischen Träger. Über einen Washcoat kann das aktive Material sehr dünnsschichtig auf der Oberfläche aufgebracht werden. Die Vorteile des Strukturreaktors sind zum einen der geringere Druckverlust einhergehend mit hohen Flussraten und kompakten Reaktormaßen, zum anderen das einfachere Handling beim Ein- und Ausbau des Katalysators. Auch soll der Wärme- und Stofftransport effizienter ablaufen (Huynh, Tucho, & Yu, 2020).

Der **Wirbelschichtreaktor** unterscheidet sich deutlich vom Festbettreaktor, da dieser bei geeignetem, gleichmäßigen Gasgeschwindigkeit, die feinen Katalysatorpartikel im Reaktor verwirbelt und ebenfalls

heterogen katalysiert. Bei diesem Vorgang spricht man von einem Fluidisieren der Partikel, welches den Vorteil hat örtliche Überhitzungen (Hot-Spots) zu vermeiden. Der Nachteil an diesem Verfahren besteht vorrangig darin, dass der Reaktor in der Prozessflexibilität (z.B. Lastflexibilität) eingeschränkt ist und eine erhöhte mechanische Belastung für den Katalysator besteht (Schmidt, Schwarz, Stürmer, Wagener, & Zuberbüler, 2018).

Im **Drei-Phasen-Reaktor** (Suspensionsreaktor) wird der Katalysator in einer Flüssigkeit, dem Wärmeträgermedium (z.B. Öl), suspendiert. Durch den Gasstrom wird der Katalysator indirekt fluidisiert. Das Wärmeträgermedium wird zirkuliert und ermöglicht eine annähernd isotherme Betriebsweise. Eine besondere Bauart des Suspensionsreaktor stellt der Blasensäulenreaktor dar. Spezielle Einbauten wie z.B. Siebböden können größere Blasen vermeiden und somit den Stoffaustausch intensivieren und verringern gleichzeitig eine Rückvermischung (Götz, 2014). Die Vorteile liegen in einer sehr guten Wärmekontrolle, bei der annähernd isotherme Bedingungen vorliegen können. Bedingt durch die Nutzung eines direkten Wärmeträgermediums lassen sich Standby-Phasen besonders gut und lange halten. Nachteile des Verfahrens sind das Verdunsten oder Zersetzen der Suspension und flüssigkeitsbedingte Limitierungen im Stofftransport. Dies führt zu Einbußen in der CO<sub>2</sub>-Konversion.

Festbettreaktoren stellen den Stand der Technik für großtechnische Anwendungen der Methanisierung. Bei der Methanisierung im Festbett ist der Reaktor mit dem Katalysator mit einer Partikelgröße im Millimeterbereich gefüllt. Die größte Herausforderung bei der Methanisierung im Festbett ist die Temperaturkontrolle im Reaktor, die sich aus der extrem exothermen Methanisierungsreaktion ergibt. Um die Nachteile von Festbettreaktoren, nämlich Temperaturspitzen und hohe Druckverluste, zu überwinden, werden derzeit strukturierte Reaktoren entwickelt. Aufgrund ihrer inneren Struktur weisen diese Reaktoren im Vergleich zu Festbettreaktoren bessere Wärmeübertragungsleistungen und geringere Druckverluste auf.

Daher wurde für diese Arbeit ein Rohrreaktor gewählt, der nicht nur zur Untersuchung der CO<sub>2</sub>-Methanisierung in einem mit Katalysator gefüllten Festbettreaktor verwendet werden kann, sondern auch den Einsatz von metallischen oder keramischen monolithischen Trägern ermöglicht, die mit Nickelkatalysator beschichtet sind. Dies ist ein vielversprechender Ansatz zur Verbesserung des Temperaturmanagements; vor allem bei industriellen Reaktoren. Der Reaktor im Labormaßstab kann quasi-isotherm betrieben werden, aber auch über die Reaktorwandung temperiert werden, sodass der Temperaturanstieg über die exotherme Reaktion ermittelt werden kann (adiabat). Der Gesamtaufbau verfügt, wie am Anfang des Kapitels beschrieben, über eine Gasdosiereinheit, einem einzelnen Rohrreaktor, einem Kondensator zur Wasserabtrennung und einer Gasanalytik.

Aus der Literatur ist bekannt, dass bislang verschiedene Metalle, hauptsächlich aus den Gruppen 8-11 des Periodensystems, untersucht und als vielversprechend für die Methansynthese befunden wurden. Aktivität, Preis und Selektivität sind die wichtigsten Faktoren bei der Auswahl des Katalysators für die Methanisierung.

Ausgehend von der Aktivität und Selektivität der Metallkatalysatoren wird in der Literatur die folgende Reihenfolge der Aktivität und Selektivität für verschiedene Metalle bei der CO<sub>2</sub>-Methanisierung angegeben (Younas, Kong, Bashir, & Nadeem, 2016).

- **Aktivität:** Ru > Rh > Ni > Fe > Co > Os > Pt > Ir > Mo > Pd > Ag > Au
- **Selektivität:** Pd > Pt > Ir > Ni > Rh > Co > Fe > Ru > Mo > Ag > Au

Die Katalysatoraktivität ist ein Maß für die Umsatzmenge von Edukten zu Produkten pro Zeiteinheit. Der Umsatz der Methanisierung wird typischer Weise auf CO<sub>2</sub> bezogen. Die Selektivität beschreibt,

wievielt Zielprodukt erzeugt wird bei einer Reaktion mit mehreren möglichen Produkten und wird bei der Methanisierungsreaktion auf Methan bezogen.

Trotz der hohen Aktivität von Edelmetallen wie Ruthenium und Rhodium werden diese aufgrund des hohen Preises weniger für die Methanisierung gewählt. Dahingegen gelten Katalysatoren auf Ni-Basis als die vielversprechendsten Katalysatoren für die CO<sub>2</sub>-Methanisierung, da ihre gute katalytische Leistung, ihr relativ niedriger Preis und ihr natürliches Vorkommen sie für großtechnische Anwendungen attraktiv machen. Die relativ niedrigen Kosten von Ni ermöglichen eine viel höhere Metallbeladung im Vergleich zu anderen Edelmetallen. Mit anderen Worten, der gute Kompromiss zwischen hoher Aktivität und niedrigem Preis fördert die ständige Entwicklung und Untersuchung von Katalysatoren auf Ni-Basis.

Die Nachteile von Katalysatoren auf Ni-Basis sind jedoch eine geringe Aktivität bei niedrigen Temperaturen, Abbau durch Oxidation im Laufe der Zeit, Versinterung und Deaktivierung bei hohen Temperaturen. Um diesen Nachteilen entgegenzuwirken, sollten dem aktiven Metall einige spezifische Metallzusätze als chemische Träger und Promotoren zugesetzt werden. Neben dem Trägermaterial und den zusätzlichen Promotoren (Stoff zur Verbesserung der Aktivität) wirkt sich auch das Herstellungsverfahren auf die Katalysatorparameter aus, wie z. B. Partikelgröße, Oberfläche, Metallverteilung, Säuregrad und Basizität sowie Temperatur- und Druckstabilität, die die wichtigsten Einflussfaktoren für die katalytische Aktivität, Stabilität und Selektivität der Katalysatoren darstellen.

#### 4.3 Kosten

Für die Projektarbeit ist neben den Kosten für Material und Sachmittel zur Errichtung der Anlage, Budget für Unteraufträge und Reisen geplant. Weiterhin sind Personalkosten für wissenschaftliches und technisches Personal vorgesehen.

Das geplante und tatsächlich genutzte Budget ist in der nachfolgenden Tabelle aufgelistet.

Tabelle 4.1: Projektbudget

Kostenart	Plan-Kosten (netto)	Ist-Kosten (netto)
Material- und Sachkosten	139.500,00 €	145.257,06 €
Unteraufträge	10.000,00 €	8.825,27 €
Reisekosten	10.000,00 €	674,78 €
Personalkosten	654.407,15 €	655.774,00 €
<b>Gesamtkosten</b>	<b>813.907,15 €</b>	<b>810.531,11 €</b>

Aufgrund der Corona-Pandemie konnten die Reisekosten nur im geringen Umfang abgerufen werden.

Die Kosten für die Errichtung und den Betrieb der Methanisierungsanlage setzen sich wie folgt zusammen. Dabei ist das Budget für Material- und Sachkosten als auch für Unteraufträge eingerechnet. Die Kosten sind aus Gründen der Übersichtlichkeit in die wichtigsten Komponentengruppen gruppiert.

Tabelle 4.2: Nettokosten der Methanisierungsanlage

<b>Position</b>	<b>Betrag (€)</b>
Adapter	395,02 €
Anlagensteuerung	49.084,30 €
Container und Nebenkosten	38.007,56 €
Druckminderer	2.038,70 €
Gasanalyse	26.071,00 €
Gase	1.172,40 €
Katalysatoren	1.268,30 €
Literatur	120,93 €
Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik	16.673,33 €
Peripheriegeräte	4.631,22 €
Reaktor	2.731,20 €
Rohrleitungen	313,89 €
Software	4.651,07 €
Sonstiges	949,71 €
Teststandgestell	1.295,50 €
Ventile	2.161,29 €
Verschraubungen	408,00 €
Werkzeug	428,21 €
ZÜS Abnahme	1.680,70 €
<b>Summe</b>	<b>154.082,33 €</b>

## 5 Entwicklung des Verfahrenskonzepts

### 5.1 Entwicklung und Aufbau des Versuchstandes

Im Rahmen des Projektes wurde eine Rohrreaktor entwickelt, der sowohl als Festbettreaktor genutzt werden kann, als auch mit monolithischen Katalysatoren bestückt werden kann. Dieser Reaktor ist wie folgt aufgebaut:

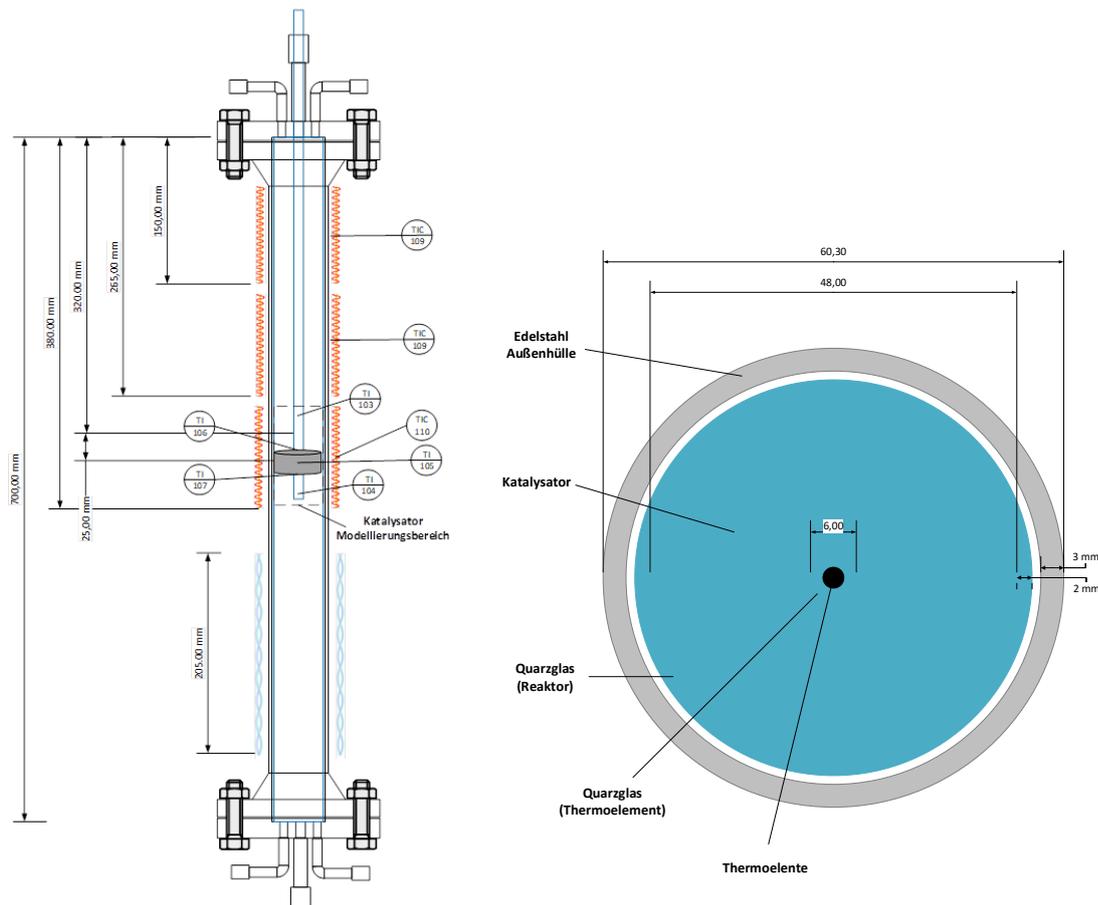


Abbildung 5.1: Reaktoraufbau im Schnitt (links) und Reaktor im Querschnitt (rechts) mit verbautem monolithischem Katalysator

Das Gas durchströmt den Reaktor von oben nach unten. Da im Labormaßstab die Wärmeverluste über die Reaktorwandung größer sind, als die erzeugte Wärme, muss das Reaktorsystem beheizt werden. Dies geschieht über drei Heizelemente, die es ermöglichen weitgehend konstante Temperaturen über die Reaktorlänge bereitzustellen. Die Temperatur wird über Thermoelemente Typ K erfasst. Die Heizungen werden direkt über die Wandtemperatur geregelt, sodass eine konstante Arbeitstemperatur geschaffen werden kann, die als Referenztemperatur zum Temperaturanstieg während der Reaktion genutzt wird. Weiterhin sitzen Thermoelemente Typ K, mit einem Durchmesser von 0,5 mm in einem Quarzglasröhrchen und dienen der Temperaturerfassung an relevanten Stellen im Reaktor. Quarzglas wird ebenfalls als Rohrwandung verwendet (Di = 48mm). In diesem Quarzglas wird der Katalysator mit variabler Länge (hier 25 mm) eingebracht. Quarzglas wird verwendet, um den Einfluss von katalytisch wirkenden Materialien von Reaktor und Thermoelementen auszuschließen. Der Druck über den Katalysator wird über Drucktransmitter im oberen und unteren Flansch erfasst. Abgeleitet aus den genannten Vorteilen und den Zielen der Forschungs- und Entwicklungsarbeit bietet dieser Reaktor die notwendigen Voraussetzungen für die grundlegende Forschungsarbeit.

Eine vereinfachte Schematische Darstellung der Anlage ist in Abb. 5.2 dargestellt.

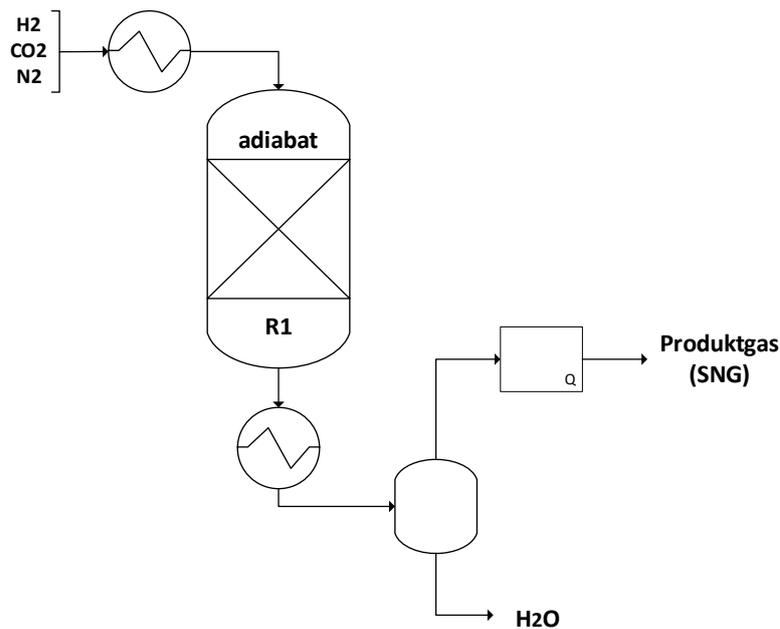


Abbildung 5.2: Schematische Darstellung der E-Fuels Anlage

Die Anlage lässt sich in die folgenden Bereiche gliedern: *Gasdosierung, Reaktor, Gasaufbereitung* und Gasanalytik.

Die Abbildung 5.3 zeigt das entwickelte Anlagenfließbild nach der die Anlage schließlich aufgebaut wurde.

### Versuchsanlage

Die Eduktgase stehen über 50 Liter Gasflaschen zur Verfügung und sind über Druckminderer und Edelstahlwellschläuche an die Anlage angeschlossen. Die Gasdosierung der einzelnen Gase erfolgt über Massenflussregler (MFC) 1 bis 5, wobei als Eduktgase für die CO<sub>2</sub>-Methanisierung Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid benötigt werden. Es sind außerdem Anschlüsse für die Gase Stickstoff, welches als Träger- und Spülgas verwendet wird, sowie für Kohlenstoffmonoxid und Methan vorgesehen. CO und CH<sub>4</sub> dienen der Untersuchung von Folge- und Nebenreaktionen, wobei CO auch als Eduktgas Substitute für CO<sub>2</sub> eingesetzt werden kann. Dem MFC1 sind zwei Kalibrierkurven hinterlegt, für die Gase CO<sub>2</sub> und O<sub>2</sub>. Sauerstoff wird lediglich in Verbindung mit Stickstoff zur Abreinigung des Katalysators verwendet. Die für den jeweiligen Versuch benötigten Eduktgase werden in der Vorheizstrecke (VHZ1) vermischt und auf eine Maximaltemperatur von 150 °C gebracht, um eine ungewollte katalytische Wirkung der Edelstahlrohrleitungen zu vermeiden. Die Vorheizung erfolgt über Heizschnüre, die von außen um die 6 mm Rohrleitung gewickelt sind.

Im Reaktor werden die Eduktgase auf eine maximale Reaktionstemperatur von 450 °C gebracht und reagieren unter Einsatz eines Katalysators. Die Temperaturen und Drücke werden an allen signifikanten Stellen über Thermoelemente Typ K und Drucktransmitter PR-23SY respektive gemessen. Die Druckdifferenz über das Katalysatorbett wird über die Drucktransmitter PI214 und PI215 ermittelt. Die Gasaustrittstemperatur wird über einen Kühlwasserstrom, der im Gegenstrom durch einen Kühlmantel am Reaktor geführt wird, auf 150°C begrenzt.

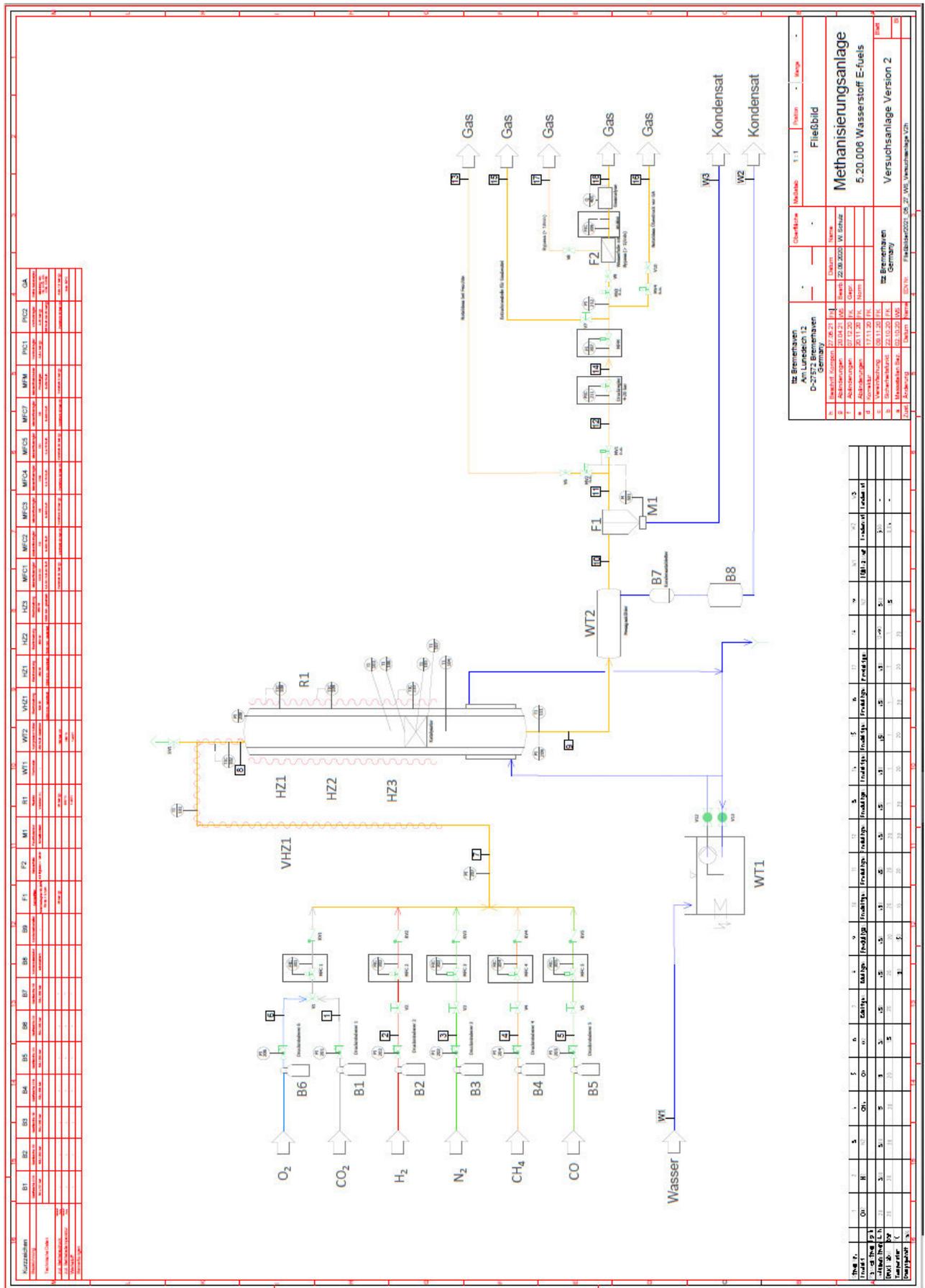


Abbildung 5.3: Fließbild der E-Fuels Anlage

In der Produktgasaufbereitung gelangt das aus dem Reaktorausstritt strömende Produktgasgemisch in einen Messgaskühler (WT2). Dieser dient dazu, um das erzeugte Nebenprodukt Wasser abzutrennen. Der Messgaskühler weist einen konstanten Taupunkt auf und leitet das kondensierte Wasser mittels Kondensatableiter (B8) in ein geeignetes Wasserreservoir (B9). Ein nachgeschalteter Flüssigkeitspartikelfilter (F1) stellt sicher, dass keine mitgerissenen Wassertröpfchen nachfolgende Komponenten beschädigen. Zusätzlich ist der Filter mit einem Feuchtigkeitssensor (M1) ausgestattet, der mit einem Magnetventil (V22) gekoppelt ist, welches bei Feuchtigkeit schließt und gleichzeitig ein weiteres Magnetventil (23) öffnet, um den Anlagendruck abzulassen. Das Produktgas durchströmt im Folgenden einen Druckregler (4-20 bar). Der Produktgasstrom wird im nächsten Schritt von einem Massenflussmesser (MFM) gemessen und die Gaszusammensetzung kontinuierlich mittels online Gasanalyse (GA) gemessen. Zur Überwachung des Vordrucks vor der Gasanalyse dient der Drucktransmitter PI218. Bei einem Vordruck größer 500 mbar wird mittels Bypass der Druck gesenkt und der Gasfluss zur Gasanalyse über das Magnetventil (V27) gesperrt. Des Weiteren besteht die Möglichkeit, Gasproben über die Entnahmestelle für Gasbeutel zu ziehen und diese mit einem separaten Gaschromatographen (GC) zu analysieren.



Abbildung 5.4: Versuchsanlage zur Methanisierung im Technikcontainer

### **Anlagensteuerung**

Zur Steuerung und Überwachung der Anlage dient eine speicherprogrammierbare Steuerung (SPS), die über eine Benutzeroberfläche (GUI) von einem Computer aus bedient werden kann. Der Schaltschrank beinhaltet die SPS der Firma Wago, welche über Baugruppen zur Signalerfassung und -verarbeitung beinhaltet. Die Massenflussregler und -messer werden über das Bussystem Profibus angebunden, die

Heizungen über Halbleiterrelais getaktet gesteuert und die Magnetventilsteuerung wird über Relais realisiert. Thermoelemente und Drucktransmitter werden über 4-20mA bzw. 0-10 V ausgelesen.

Die Steuerung ermöglicht die vollautomatische Steuerung und Überwachung der Anlage. Alle Messwerte können aufgezeichnet werden und über die Erstellung einer csv-Datei ausgewertet werden. Alle Werte können parallel in Echtzeit angezeigt werden.



Abbildung 5.5: Anlagensteuerungseinheit

### **Technikcontainer**

Für den Einsatz von Wasserstoff werden erhöhte Sicherheitsmaßnahmen benötigt, da durch das Austreten von Wasserstoff und bei Vermischung mit Luftsauerstoff ab einer H<sub>2</sub>-Konzentration größer 4-Vol% (untere Explosionsschutzgrenze, UEG) eine explosive Atmosphäre geschaffen wird, wobei es durch Funkenbildung zur Explosion kommen kann. Aus diesem Grund wird ein speziell entwickelter Technikcontainer bestellt und die Anlage und Anlagensteuerung in diesen integriert. Der in Abb. 5.6 geplante Container besteht aus drei abgeteilten Räumen, wobei ein Bereich zur Gasflaschenlagerung genutzt wird, der große Teil in der Mitte dient als Versuchsraum und der dritte Teil zur Steuerung der Anlage und Versuchsdatenauswertung.

Der Technikcontainer verfügt über Gaswarnsensoren, die mit der Anlage gekoppelt sind und wodurch bei erhöhter Gaskonzentration die Anlage sicher stromlos abfahren wird. Weiterhin ist ein Lüfter mit Drehzahlüberwachung installiert, der einen mindestens 10-fachen Luftwechsel ermöglicht. Dieser Lüfter ist explosionsgeschützt (ATEX) und läuft, sobald der Container mit Strom versorgt wird.

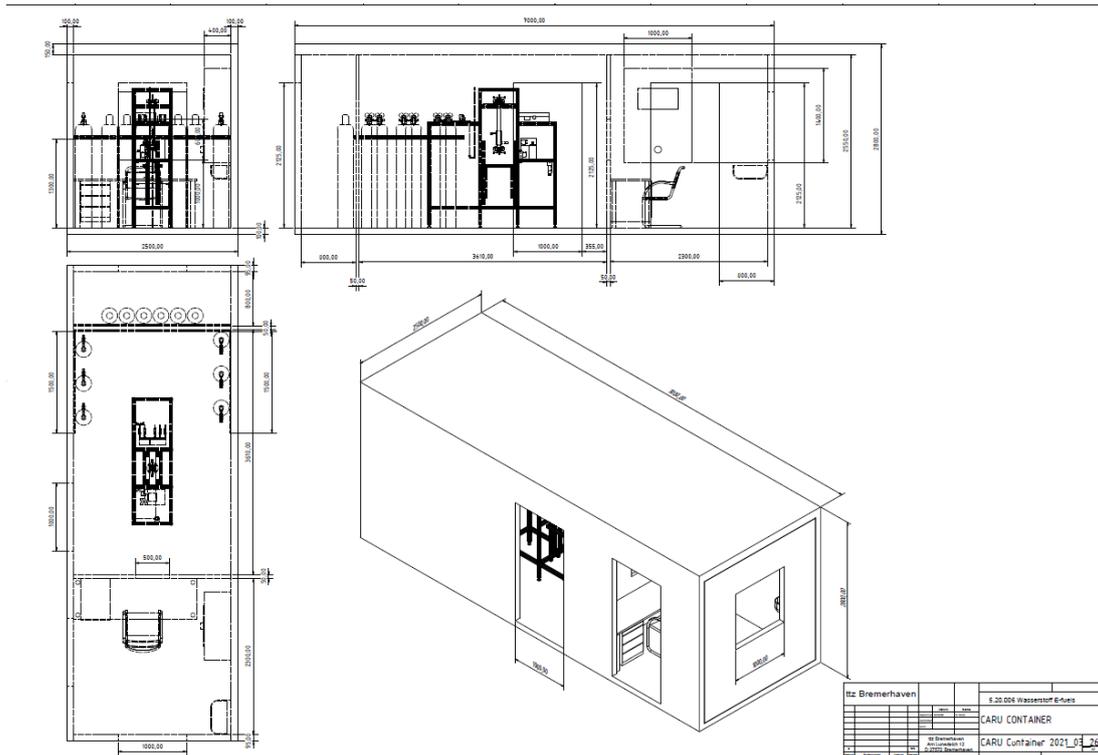


Abbildung 5.6: Zeichnung des geplanten Technikcontainers



Abbildung 5.7: E-Fuels Anlage bei den Wasserstofftagen Nordwest 2022

## 5.2 Entwicklung von Katalysatorsystemen

Die Bildung von Hotspots und die anschließende Sinterung des aktiven Metalls ist einer der Hauptgründe für die Deaktivierung des Katalysators. In den letzten Jahren wurden verschiedene Ansätze zur Optimierung Systemen vorgeschlagen zur Optimierung der bestehenden Probleme bei konventionellen Festbetten. Um die Desaktivierung des Katalysators zu verhindern und den Wärme- und Stofftransport zu verbessern, werden Wirbelschichtreaktoren, extern gekühlte Rohrbündelreaktoren oder auch mehrstufige Reaktorsysteme mit gestufter  $\text{CO}_2$ -Zugabe vorgeschlagen. Diese Systeme könnten aber durch hohen Katalysatorbedarf das Verfahren wirtschaftlich unattraktiv machen (Garcia-Moncada, Novarro, Odriozola, Lefferts, & Faria, 2021). Die Verwendung strukturierter Katalysatoren ist ein weiterer innovativer und vielversprechender Ansatz zur Optimierung. Strukturierte Katalysatoren haben zahlreiche Vorteile gegenüber herkömmlichen Pulverkatalysatoren, z. B. einen geringeren Druckabfall, der mit den hohen Durchflussraten einhergeht, eine einfache Skalierbarkeit, eine gute mechanische Stabilität, eine homogene Strömung, eine geringe axiale Durchmischung und eine geringe Größe des Reaktors (Biegger, et al., 2018).

Cordierit ( $2\text{Al}_2\text{O}_3, 5\text{SiO}_2, 2\text{MgO}$ ) mit hoher thermischer Stabilität und niedrigem thermischen Ausdehnungskoeffizienten ist das gebräuchlichste keramische Material für die Herstellung von Monolithsubstraten. Da das Cordierit-Monolith-Substrat jedoch keine große innere Oberfläche aufweist, sollte es mit einem Trägermaterial wie  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ,  $\text{TiO}_2$  oder  $\text{SiO}_2$  beschichtet werden, um die geometrische Oberfläche vor der Beschichtung der aktiven Schicht zu vergrößern. Die Beschichtung des aktiven Katalysators auf dem geträgerten Cordierit-Monolithen kann mit verschiedenen Methoden durchgeführt, wie z. B. Imprägnierung oder Co-Fällung.

Das Imprägnierverfahren ist in der nachstehenden Abbildung zusammengefasst.

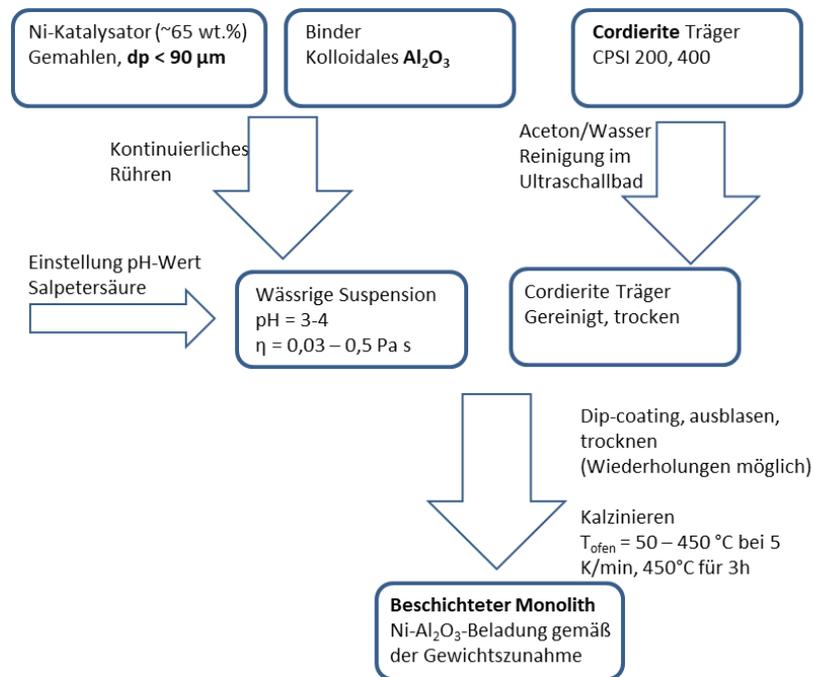


Abbildung 5.8: Schematisches Vorgehen zur Imprägnierung

Für die durchgeführten Experimente wurden Monolithe aus Cordierit ( $\text{MgO} : \text{SiO}_2 : \text{Al}_2\text{O}_3$ , 13,9:50,9:35,2 Gew.-%) von Jiangxi Eloong Environmental Technology Co., Ltd. mit quadratischen Kanälen und einer Zelldichte von 200 und 400 cpsi als Träger verwendet und mit einem Katalysator auf Ni-Basis (ca. 65 Gew.%) durch Nassimprägnierung beschichtet. Dazu wird, wie gezeigt, ein Slurry aus Bindemittel und aktiver Komponente hergestellt und der Katalysator darin eingetaucht (Dip-Coating), überschüssiges

Material abgetropft oder ausgeblasen. In einem weiteren Schritt wird der Katalysator kalziniert. Eine Vielzahl an Versuchsreihen zur Optimierung der Beschichtung wurden durchgeführt. Dabei wurden die Parameter Viskosität, pH-Wert, Slurry-Zusammensetzung, Ablaufprozedur (Dip-Coating Durchläufe, Abtropfzeiten, etc.) variiert.

Abb. 5.9 zeigt die Fotos des unbeschichteten Monolithen und des beschichteten Trägers mit dem hergestellten Slurry.



Abbildung 5.9: Monolithischer Coderiete-Träger: unbeschichtet (links) und beschichtet mit aktivem Katalysatormaterial (rechts)

Für die weiteren experimentellen Versuchsarbeiten wurde ein Katalysator mit ca. 1g Ni-Beladung und hoher mechanischer Festigkeit der Beschichtung eingesetzt.

Als Referenzsystem wurde ein herkömmliches Festbett aufgebaut. Dieses besteht aus dem gemahlene Ni-Katalysator ( $d_p < 90 \mu\text{m}$ ), Siliciumcarbid in verschiedenen Partikelgrößen und Glaswolle. Eine Glasfritte wird eingesetzt, um das Festbett zu fixieren. Die Glaswolle dient dazu Partikelaustrag zu vermeiden. Weiterhin wird SiC genutzt, um das Strömungsprofil zu optimieren, als auch das Bett zu stabilisieren. Das aktive Zentrum besteht aus einer variablen Mischung aus Ni-Katalysatorpulver und SiC (hier 1:9 verdünnt).

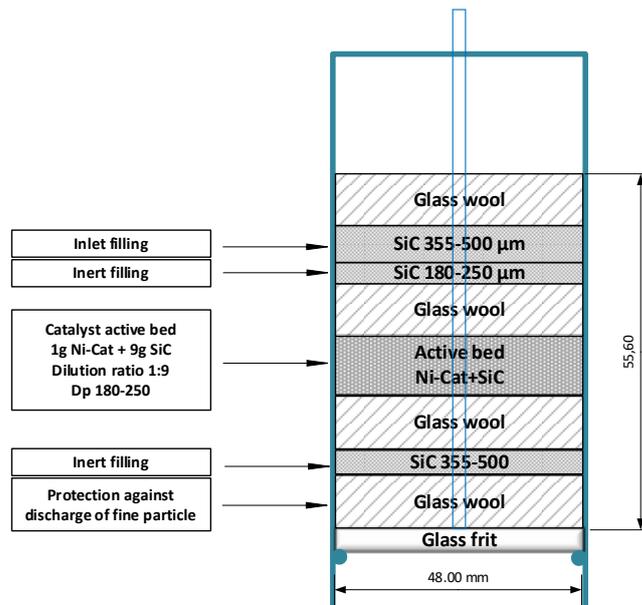


Abbildung 5.10: Aufbau des Festbettes mit  $m_{kat}:m_{SiC} = 1:9$

### 5.3 Versuchsdurchführung

Eine Vielzahl von Versuchsreihen wurde gefahren, um optimale Prozessparameter für das entwickelte Katalysatorsystem zu bestimmen, als auch kinetische Messungen durchzuführen. Für die im Abschnitt 5.4 beschriebenen Versuchsergebnisse wurde ein monolithischer Nickelkatalysator mit 1 g aktiver Komponente (s. Kap. 5.2) getestet.

Das Katalysatorsystem muss vor Inbetriebnahme bzw. bei Kontakt mit Sauerstoff reduziert werden, da der Nickel in seiner oxidierten (passivierten) Form als NiO vorliegt. Das Katalysatorsystem wird daher zunächst mit Stickstoff gespült und in einem weiteren Schritt mit einem  $H_2/N_2$ -Verhältnis von 5/95 bei einer Temperatur von 350 °C für 3 Stunden reduziert. Zum Erreichen der Temperatur wird eine Rampe von 100°C/h gefahren. Die Reduktion findet bei atmosphärischem Druck und einem Gesamtvolumenstrom von 100 NI/h statt.

### 5.4 Versuchsergebnisse und Diskussion

Temperatur und Druck gehören zu den relevantesten Prozessparametern. Diese Versuchsparameter wurden bei einem konstanten Volumenstrom von 135 NI/h mit einem Eduktgasverhältnis von  $H_2/CO_2/N_2$  4/1/10 durchgeführt. Hierzu wurde ein Temperaturbereich von 240-410°C gewählt und Versuchsdurchläufe bei 2, 3 und 5 bar(a) gefahren und mit dem thermodynamischen Gleichgewicht (Linien im Diagramm) verglichen (Modellierung nach dem Prinzip zur Gibbschen freien Energie, Peng-Robinson EOS Model).

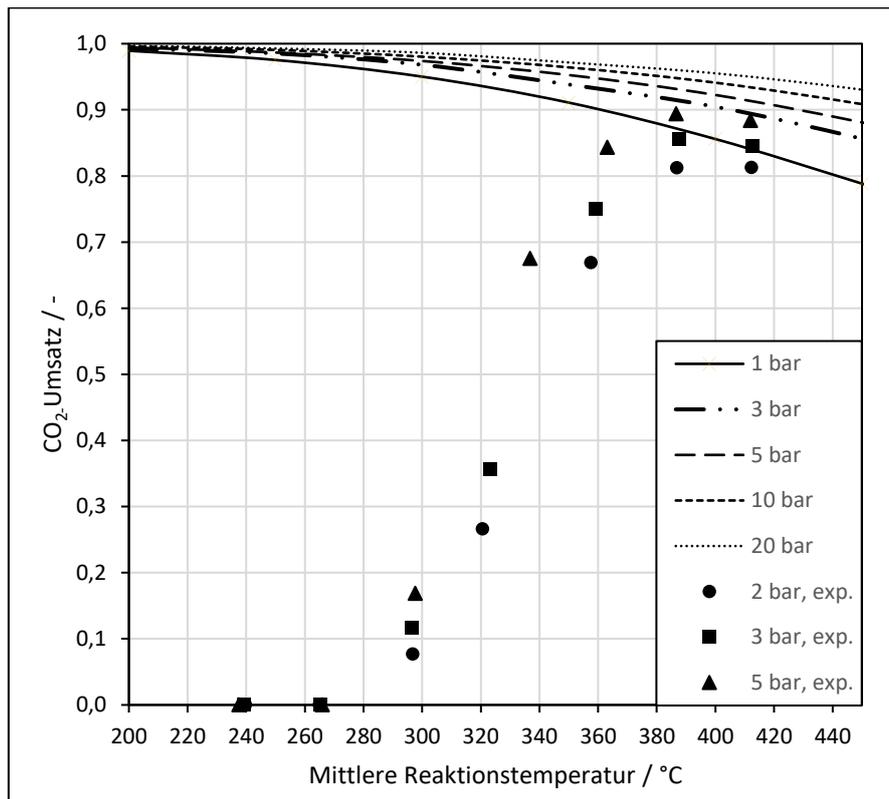


Abbildung 5.11:  $CO_2$ -Umsatz in Abhängigkeit der Temperatur und des Druckes bei einem Eduktgasgemisch von  $H_2/CO_2/N_2 = 4/1/10$

Der  $CO_2$ -Umsatz ist eine Kennzahl zur Bestimmung der Aktivität eines Katalysators. Das hier getestete Katalysatorsystem zeigt eine merkliche Aktivität ab 300 °C, welche bis zu ca. 380 °C ansteigt. Erst dann dominiert die Rückreaktion und der  $CO_2$ -Umsatz sinkt. Weiterhin resultiert aus dem erhöhtem Druck ein erhöhter  $CO_2$ -Umsatz gemäß dem Prinzip von Le Chatelier, da es sich bei der Methanisierung um

eine volumenreduzierende Reaktion handelt. Neben diesem Aspekt erhöht der Druck, die Verweilzeit im System und variiert damit indirekt die Zeit zur Reaktion.

Der Einfluss der stündlichen Gas-Raum-Geschwindigkeit (GHSV) der Reaktionsgase auf den CO<sub>2</sub>-Umsatz wurde zwischen 1430 und 10700 h<sup>-1</sup> bei einer Reaktorwandtemperatur von 300°C, H<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub>=4/1/10 und Drücken von 2 und 5 bara untersucht.

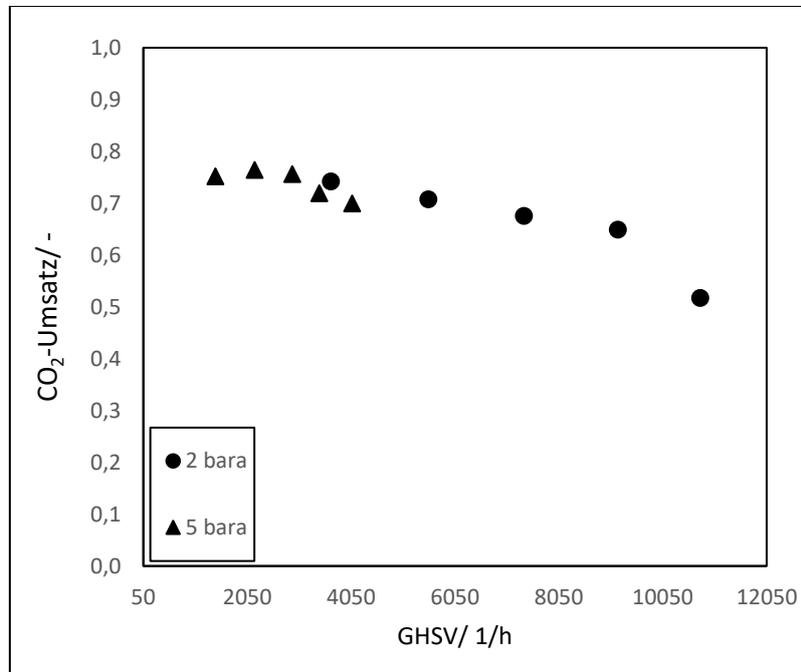


Abbildung 5.12: Einfluss der stündlichen Gas-Raum-Geschwindigkeit (GHSV) auf CO<sub>2</sub>-Umsatz

Eine höhere GHSV führt zu einer Verkürzung der Kontaktzeit zwischen dem aktiven Katalysator und den Reaktionsgasen, was zu einem geringeren CO<sub>2</sub>-Umsatz führt, da weniger Gase an der Katalysatoroberfläche adsorbiert werden und im nächsten Schritt reagieren. In Abbildung 5.12 ist deutlich zu erkennen, dass der CO<sub>2</sub>-Umsatz allmählich von 75 % bei 1430 h<sup>-1</sup> auf 52 % bei 10700 h<sup>-1</sup> abnimmt. Dies ist auf die ineffektive Kollisionszeit zwischen der Katalysatoroberfläche und den Reaktionsgasen zurückzuführen. Niedrige GHSV-Werte sind vorteilhaft für die CO<sub>2</sub>-Umsetzung, allerdings führen sie zu niedrigeren Methanproduktionsraten. Um die Nutzungseffizienz des Eduktgases zu optimieren und die Methanproduktivität zu erhöhen, müssen neben hoch aktiven Katalysatoren mit hoher innerer Oberfläche, geeignete GHSV-Werte gewählt werden. Auf Grundlage der Versuchsergebnisse sollten für dieses Katalysatorsystem GHSV-Werte zwischen 3000 und 8000 h<sup>-1</sup> gewählt werden (abhängig vom Druck), die einen Kompromiss zwischen optimaler Umsetzung von CO<sub>2</sub> und hoher Methanproduktivität darstellen.

Der Einfluss des H<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub>-Verhältnisses auf die CO<sub>2</sub>-Konvertierung wurde bei verschiedenen Temperaturen untersucht, wobei der Druck bei 3 bara und der Gesamtvolumenstrom der Eduktgase bei 100 NI/h gehalten wurde (Abb. 5.13).

Ein Überschreiten des stöchiometrischen Wertes von H<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> = 4 erhöht den CO<sub>2</sub>-Umsatz signifikant, während ein Unterschreiten zu Einbußen führt. Der Vorteil der höheren Gasumsätze durch ein überstöchiometrisches Gasverhältnis kann sich zu nutzen gemacht werden, in einem Mehrstufigen Reaktorkonzept. Hierbei kann es vorteilhaft sein, CO<sub>2</sub> gestuft über die Reaktorstufen zuzugeben. Um die gültigen Gaseinspeisebedingungen zu erfüllen, muss der H<sub>2</sub>-Gehalt unter 2-vol% liegen. Auch sollte auf kostenintensive Gasupgrading-Methoden verzichtet werden und die Edukte möglichst vollständig

umgesetzt werden. Ein unterstöchiometrisches Verhältnis kann bei Temperaturen unterhalb von 500 °C zu Kohlenstoffablagerungen auf dem Katalysator führen, wodurch der Katalysator desaktiviert.

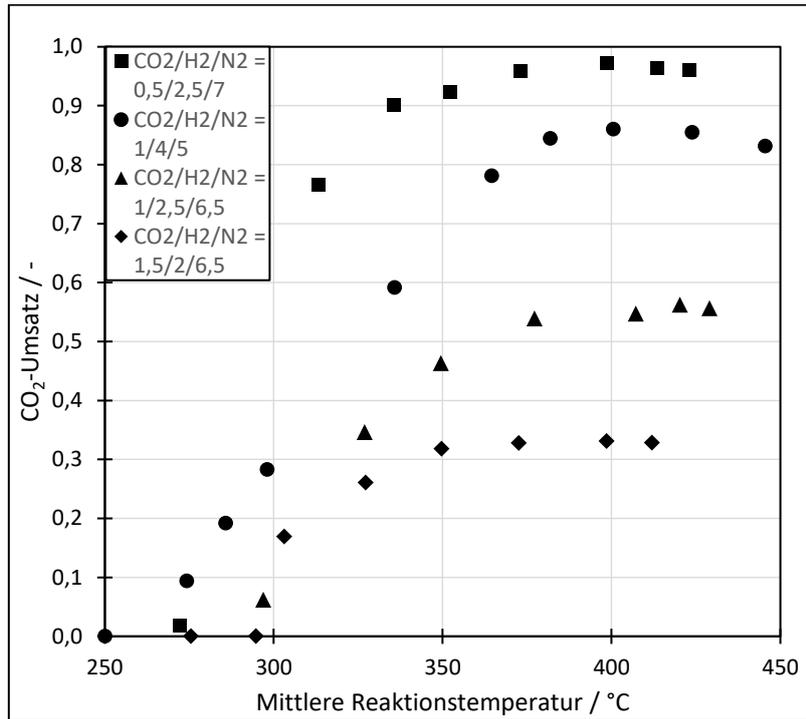


Abbildung 5.13: CO<sub>2</sub>-Umsatz in Abhängigkeit der Eduktgaszusammensetzung bei unterschiedlichen Temperaturen

Die Aktivierungsenergie des Katalysatorsystems ist für die Modellierung und Simulation eine relevante Größe. Die hier gemessene Aktivierungsenergie  $E_a$  liegt bei 99 kJ/mol (s. Abb. 5.14) und damit im Bereich aus der Literatur bekannter, vergleichbarer Systeme. Für Ni/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> Systeme wird ein Wert von 80 – 106 kJ/mol angegeben (Herwijnen, Doesburg, & Jong, 1973). Weiterhin ist zu erkennen, dass die Aktivierungsenergie weitgehend Druckunabhängig ist, was ebenfalls mit Angaben aus der Literatur übereinstimmt (Koschany, 2016).

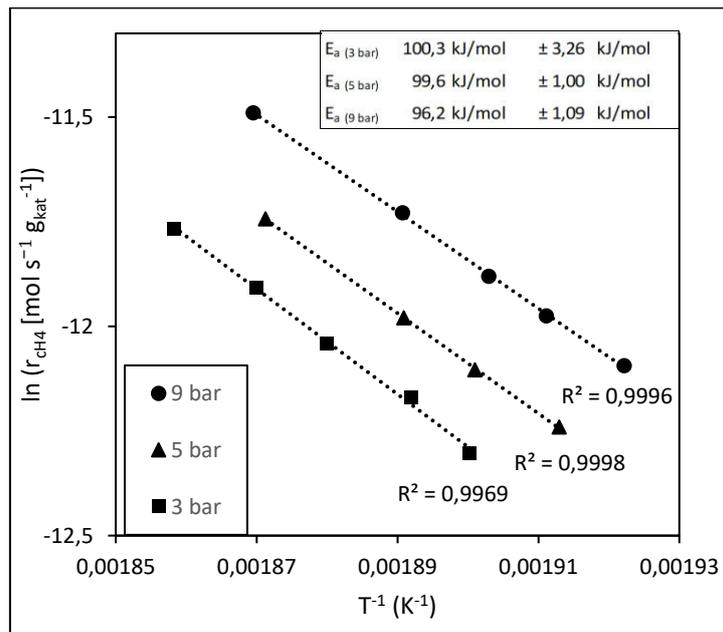


Abbildung 5.14: Arrheniusgraph bei verschiedenen Drücken, Volumenstrom von 250 Ni/h, H<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub> = 4/1/20, m<sub>kat</sub> = 1g

Im Rahmen der experimentellen Untersuchungen konnten die optimalen Prozessparameter für das beschriebene Katalysatorsystem ermittelt werden. Der Katalysator zeigte bei 365°C die höchste Aktivität. Der Druck hat auf das System ebenfalls einen Einfluss und erhöht mit steigendem Druck den CO<sub>2</sub>-Umsatz. Dieser Einfluss nimmt mit steigendem Druck ab und ist durch zu leistende Verdichtungsarbeit im industriellen Maßstab nur bis zu 20-30 bar interessant. 10 bar stellt für die hier durchgeführten Versuche eine geeignete Druckstufe dar. Die Versuche zur Untersuchung der Gasqualität wurden bei einer GHSV von 3300 h<sup>-1</sup> und einem H<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub> Verhältnis von 4/1/5 durchgeführt (Abb. 5.15).

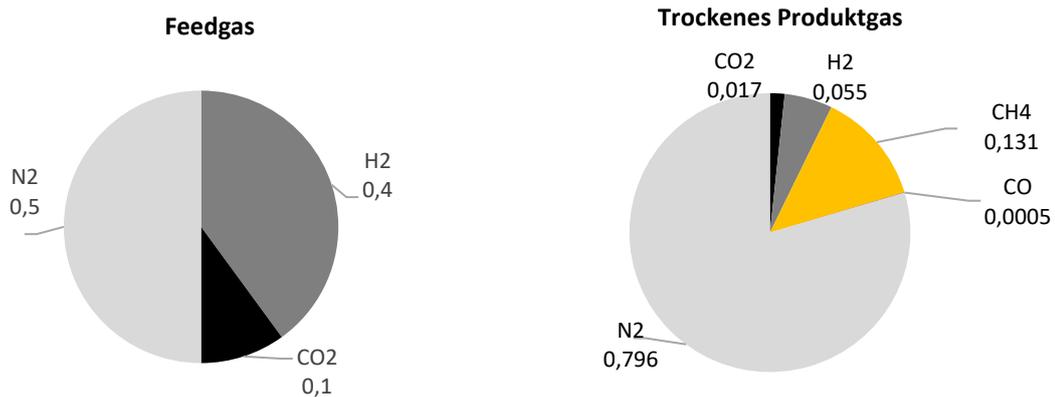


Abbildung 5.15: Gaszusammensetzung des Feedgases und des trockenen Produktgases bei 365 °C, 10 bar und einer GHSV von 3300 h<sup>-1</sup>

Bei allen Experimenten wurde Stickstoff als inertes Trägergas verwendet. Abbildung 5.16 stellt die theoretische Zusammensetzung ohne Stickstoff dar, vorausgesetzt, die Temperatur kann konstant gehalten werden.

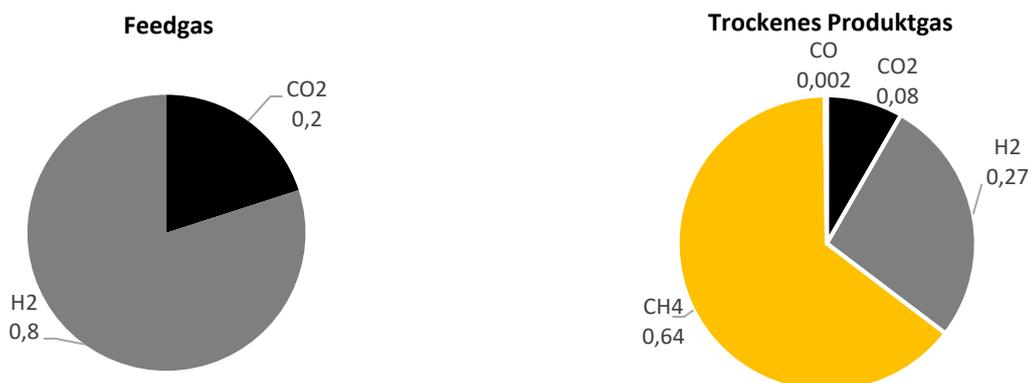


Abbildung 5.16: Gaszusammensetzung des Feedgases ohne Verdünnung und des trockenen Produktgases bei 365 °C, 10 bar und einer GHSV von 3300 h<sup>-1</sup>

Trotz eines hohen Umsatzes der Eduktgase von 90%, was nahe dem thermodynamischen Gleichgewicht liegt, entspricht die Zusammensetzung noch nicht der Gasqualität für L- oder H-Gas zur Einspeisung in das deutsche Gasnetz (CH<sub>4</sub> > 90 Mol-%, CO<sub>2</sub> < 10 Mol-%, H<sub>2</sub> < 2 Mol-% für L-Gas; CH<sub>4</sub> > 95 Mol-%, CO<sub>2</sub> < 5 Mol-%, H<sub>2</sub> < 2 Mol-% für H-Gas) ( DVGW G 262, 2011).

## 5.5 Zusammenfassung der experimentellen Arbeiten im Labormaßstab

Im Rahmen dieser Arbeit wurde die CO<sub>2</sub>-Methanisierung an einem eigens entwickelten Laborteststand unter Verwendung eines monolithischen Nickelkatalysators untersucht. Die Reaktion ist durch starke Exothermie gekennzeichnet, die vor allem im größeren Maßstab kontrolliert werden muss. Trotz Verdünnung mit Stickstoff und geringen Produktionsraten bezogen auf Reaktorabmessungen haben die Versuche Wärmetönungen von 60-100 °C gezeigt. Der Einsatz von monolithischen Katalysatoren hat einen kaum messbaren Druckverlust gezeigt. Der radiale Wärmetransport an die Reaktorwandung ist erst im größeren Maßstab, bei einem wandgekühltem Reaktorkonzept, wirklich relevant. Hotspotbildung konnten nicht festgestellt werden, als auch keine Desaktivierung des Katalysators über ca. 500 h TOS (time on stream). Die Methanisierung läuft zwar spontan ab ( $dG < 0$ , exergon), benötigt aber Aktivierungsenergie zur Überwindung einer energetischen Barriere zum Elektronentransfer. Eine sehr hohe Temperatur wäre hierfür notwendig, welche durch den Einsatz geeigneter Katalysatoren deutlich gesenkt werden kann. Die Arbeiten haben gezeigt, dass eine Temperatur größer 300 °C benötigt wird, um das getestete Katalysatorsystem zu aktivieren. Daraus ergibt sich, dass selbst bei quasi idealen Transportvorgängen (ohne Hemmung) keine ausreichende Konvertierung stattfinden kann (vgl. thermodynamisches Gleichgewicht, Abb. 2.2). Um hohe Umsätze zu erzielen sind Temperaturen von 365°C und Drücke von 10 bar zu wählen. Für die GHSV wird ein Wert von 3000-8000 h<sup>-1</sup> vorgeschlagen, der einen guten Kompromiss aus Verweilzeit und Produktionsrate darstellt. Da die GHSV nicht den Systemdruck berücksichtigt, ist die GHSV abhängig vom Druck zu wählen.

In Reihe geschaltete Reaktoren ermöglichen es, verbleibende Edukte in einer 2. oder auch 3. Reaktorstufe umzusetzen. Durch die Abtrennung von Wasser nach jeder Reaktorstufe wird das Gleichgewicht auf die Produktseite verschoben. Weiterhin kann in mehreren Stufen noch gezielter auf die Prozessbedingungen eingegangen werden, sodass für die 2. Reaktorstufe eine niedrigere Temperatur vorgeschlagen wird.

In einer experimentellen Untersuchung konnte gezeigt werden, dass in zwei Stufen die Edukte nahezu vollständig umgesetzt werden können. Dazu wurde die mittels Gasanalyse gemessene Gaskonzentration in einem zweiten Versuchsdurchgang als Eduktgas eingestellt.

## 6 Entwicklung und Bau der Pilotanlage

Dieses Arbeitspaket basiert auf den experimentell gewonnenen Ergebnissen und stellt die Vorplanung für die nächstgrößere SNG-Anlage im Technikumsmaßstab dar.

### 6.1 Ziel der weiterführenden Arbeiten

Die industrielle Methanisierung stellt erhöhte Anforderungen an die Anlage und Katalysatorsysteme, die zum Teil mit noch ungeklärten Fragestellungen behaftet sind. Gleichzeitig spielt die Methanisierung im Kontext von PtG eine erhebliche Rolle zur Erreichung der Klimaziele und schafft weitere Unabhängigkeiten zu Nachbarländern.

Die Weiterentwicklung und Skalierung des Systems ist unerlässlich, um im industriellen Maßstab SNG (H-Gas, L-Gas) mit hohem Wirkungsgrad, wirtschaftlich produzieren zu können. Hierzu ist die Anforderung gestellt, hohe Methanproduktionsraten zu erzielen, verbunden mit hohen Katalysatorauslastungen. Weiterhin ist die Gasqualität essentiell, um das erzeugte Gas in die bestehende Infrastruktur einspeisen zu können. Dies lässt sich nur durch ein geeignetes Anlagendesign erreichen, unter Einsatz hoch aktiv- und selektivwirkender Katalysatoren, als auch optimaler Prozessparameter.



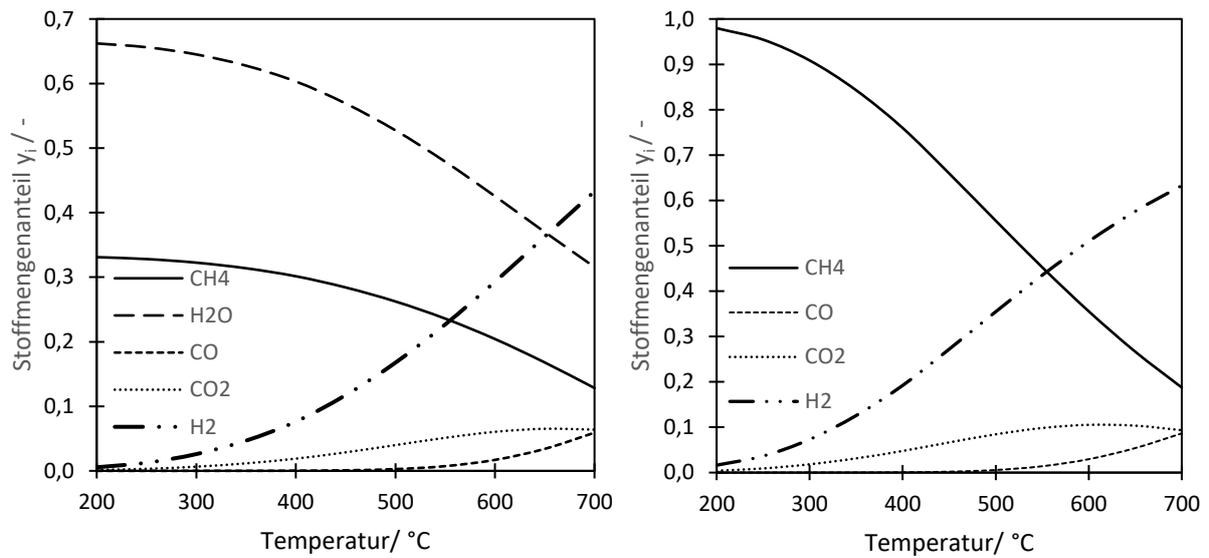


Abbildung 6.2: Stoffmengenanteile im thermodynamischen Gleichgewicht der 1. Reaktorstufe bei unterschiedlichen Temperaturen, einem stöchiometrischen Eduktgasverhältnis und 10 bar Druck (links: ohne Wasserabtrennung (b), rechts: trockenes Produktgas (c))

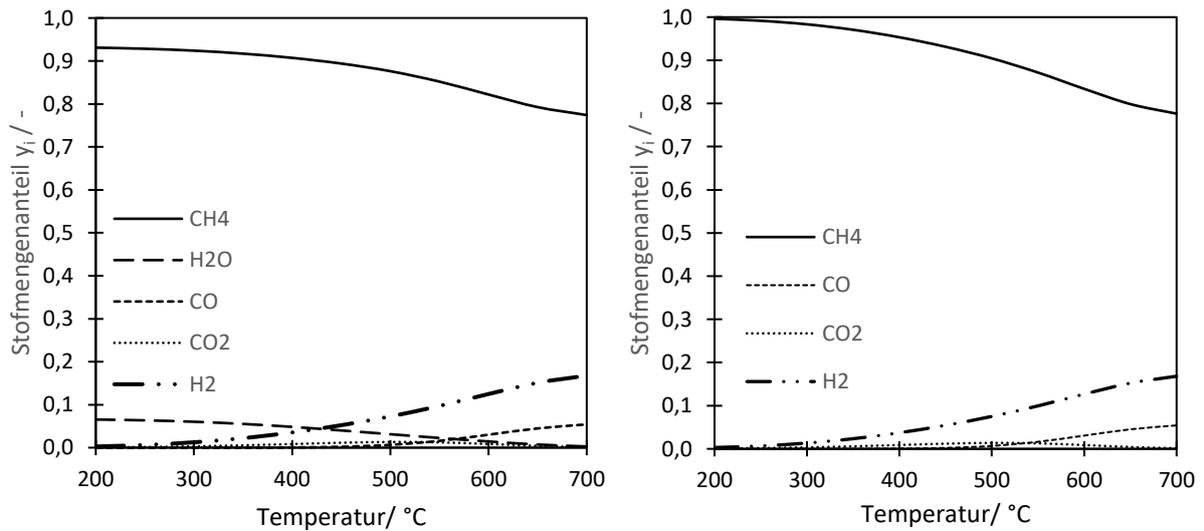


Abbildung 6.3: Stoffmengenanteile im thermodynamischen Gleichgewicht der 2. Reaktorstufe bei unterschiedlichen Temperaturen, einem stöchiometrischen Eduktgasverhältnis und 10 bar Druck (links: ohne Wasserabtrennung (d), rechts: trockenes Produktgas (e))

Tabelle 6.1: Stoffmengenanteile im trockenen Produktgas nach 1. und 2. Reaktorstufe bei 350 °C, 10 bar und stöchiometrischem Eduktgasverhältnis

Stoffmengenanteil $y_i$	1. Stufe tr. Gas	2. Stufe tr. Gas
$\text{H}_2$	0,126	0,023
$\text{CO}_2$	0,031	0,006
$\text{CH}_4$	0,843	0,971
$\text{CO}$	1,19E-04	1,19E-04

$X_{\text{CO}_2}$ 

0,964

0,994 \*

\*Umsatz nach beiden Reaktionsstufen

### 6.3 Reaktorentwicklung

Im Weiteren wird die Entwicklung des Rohrbündelreaktors auf Basis der Laborversuche und der zu erzielenden Methanproduktionsraten ausgelegt. Die hier vorgestellten Berechnungen beziehen sich auf die erste Reaktorstufe, wobei das Prinzip zur Auslegung der 2. Reaktorstufe identisch ist.

Als Prozessbedingungen werden 10 bar und 365 °C gewählt, wodurch ein CO<sub>2</sub>-Umsatz von 0,91% im Labormaßstab erzielt werden konnte. Ausgelegt wird der Reaktor zur Produktion von maximal 125 NI/h CH<sub>4</sub>, worüber die notwendigen Eduktströme berechnet werden. Für die weiteren Arbeiten wird ein Innendurchmesser der Rohre von 25 mm (Wandstärke 1 mm) vorgeschlagen, der einen guten Kompromiss aus Wärmetransporteigenschaften und Handling (Befüllen des Reaktors, Anbringen von Temperaturmessstellen) schafft. Bei einem  $l_m/d_m$  Verhältnisses des Monolithen und insgesamt 7 Rohren, ergibt sich daraus unter Einbeziehung des Volumenstroms von 80 – 125 NI/h CH<sub>4</sub> eine GHSV von 3400 – 5300 h<sup>-1</sup> und liegt damit im präferierten Bereich.

Die Normen der Tubular Exchanger Manufacturers Association (TEMA) wurden als Entwurfsansatz für einen 7-Rohr-Reaktor mit dreieckiger Teilung verwendet. Die verwendeten Parameter sind in der Norm ausführlich deklariert. Ein dreieckiges Muster wird gewählt, da es möglich ist, mehr Rohre anzuordnen und die Wärmeübertragungseffizienz zu verbessern (TEMA, 2007). Der gewählte Rohrdurchmesser stellt immer Vor- und Nachteile hinsichtlich technischer und ökonomischer Parameter dar. Kleine Rohrdurchmesser ermöglichen sehr hohe Wärmeübertragungen, verbunden mit höheren Druckverlusten und auch höheren Investitionskosten, da die Anzahl an Rohren dafür erhöht werden muss. Während größere Rohrdurchmesser ein simpleres System darstellen mit geringeren Druckverlusten, dafür Einbußen in der Wärmeübertragung.

Das Verhältnis von Rohrlänge L zu Durchmesser D eines Rohrbündelreaktors ist eine der wichtigsten Größen bei der Auslegung, die in der Literatur unterschiedlich angegeben werden. Das L/D-Verhältnis von Rohrreaktoren wird in der Literatur in einem Bereich von 30 bis 400 für Rohrreaktoren angegeben (Soto, Garica, & Ulloa, 2021). Beispielsweise wurde für die Auslegung von Rohrreaktoren industrieller Größe für die SNG-Produktion aus Biogas ein Verhältnis von Rohrlänge zu Durchmesser von 39 gewählt (Soto, Garica, & Ulloa, 2021).

Für die hier beschriebene Auslegung wird ein L/D-Verhältnis von 30 gewählt, da dadurch die Reaktorlänge bei gegebenem Durchmesser relativ kurz bleiben kann. Ein- und Auslaufstrecke sind ausreichend dimensioniert.

Der Rohrabstand ( $P_t$ ) ist der Abstand von Mitte zu Mitte zwischen benachbarten Rohren,  $P_t > 4/5 D_i$  Innendurchmesser der Rohre (Zhu, Araya, Cui, & Sahli, 2020). Auch nach (Patentnr. EP 2 835 176 A1, 2013) muss  $P_t/D_i$  zwischen 1,2 und 1,6 liegen. Ein größerer Rohrabstand führt jedoch immer zu einem schlechteren Wärmeübergang (Saari, 2019). Die Rohre können in verschiedenen Mustern angeordnet werden, nämlich 30°, 45°, 60° und 90°; es ist jedoch zu beachten, dass eine versetzte Anordnung einen höheren Wärmeübertragungsfaktor im Vergleich zu einer geradlinigen Anordnung (90°-Muster) bietet, da die Turbulenzintensität zunimmt. Außerdem führt diese Anordnung zu einem höheren Druckabfall (Adam, et al., 2019).

Um die Wärmeübertragungsrate zu verbessern und damit eine genauere Temperaturregelung zu ermöglichen, können Leitbleche (Leitplatten) eingesetzt werden (Moon, Gbadago, & Hwang, 2020), (Soto, Garica, & Ulloa, 2021). Durch den Einbau von Leitblechen kann die für die Strömung verfügbare Querschnittsfläche verringert werden, wodurch sich der Massenstrom oder die

Strömungsgeschwindigkeit erhöht. Außerdem kann so die Entstehung großer stagnierender Bereiche vermieden werden. Dadurch erhöht sich insgesamt der Übertragungskoeffizient  $h_s$  (Zhu, Araya, Cui, & Sahli, 2020). Die Leitplatte ist eine Scheibe mit einem Durchmesser, der dem Innendurchmesser des Reaktormantels ( $D_s$ ) entspricht, und mit Löchern für Rohre versehen ist. Entlang der Länge des Reaktors ist eine Reihe von Leitblechen innerhalb des Mantels vorgesehen, wobei die Leitbleche versetzt angebracht werden. Der Leitblechabstand ( $P_b$ ) ist der Abstand zwischen den Leitblechen. Der Abstand der Leitbleche beträgt normalerweise  $0,2 < P_b/D_s < 1$  (Zhu, Araya, Cui, & Sahli, 2020). Für die ursprüngliche Auslegung des Reaktors wurden 4 Leitbleche mit einem Leitblechabstand von 135 mm gewählt, was innerhalb des empfohlenen Standardbereichs liegt.

Die Reaktorkonfigurationsparameter sind wie folgt zusammengefasst.

Tabelle 6.2: Parameter des Rohrbündelreaktors

Parameter	Einheit	Wert
Innendurchmesser Reaktor	mm	202,5
Innendurchmesser Rohr	mm	25
Rohrlänge	mm	810
Anzahl der Rohre	-	7
Rohrabstand	mm	60,75
Rohrmuster	-	30°-dreieckig
Anzahl der Leitbleche	-	4
Abstand der Leitbleche	mm	135

Ein Entwurf des Reaktors ist in Abbildung 6.4 dargestellt.

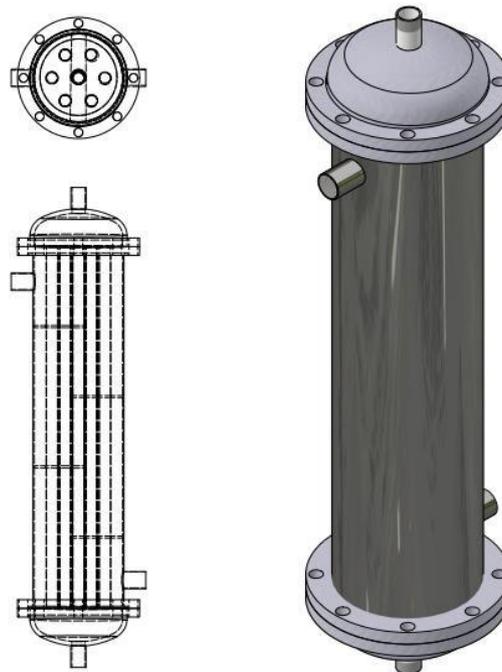


Abbildung 6.4: Konstruktionszeichnung des Rohrbündelreaktors

#### 6.4 Vorplanung zur Anlagenintegration

Die geplante Anlage wird zukünftig Einzug im Wasserstofftechnikum des ttz Bremerhaven finden. Dort kann das Reaktorkonzept in die Infrastruktur integriert werden. Gegenwärtig koordiniert das ttz Bremerhaven den Bau des Wasserstofftechnikum, welches es ab 2023 ermöglicht größere Anlagen aufzubauen und sicher mit Wasserstoff betreiben zu können. Im Rahmen dieser Arbeiten wird auch die Geräteinfrastruktur erweitert. Dazu zählen Geräte zur Analyse der Gaszusammensetzung (Gaschromatograph, Massenspektrometer), Analyse und Charakterisierung von Katalysatoren, als auch die notwendigen Geräte zur Gasdosierung. Die Gasdosiereinheit besteht analog zur Laboranlage aus Gasflaschen (H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, CO, CH<sub>4</sub>, O<sub>2</sub>), Druckminderern und Massenflussreglern. Die Massenflussregler sind für den zukünftig höheren Volumenstrombereich konzipiert und werden von der Firma Bronkhorst bezogen. Der Anlagendruck wird über einen Druckregler der Firma Brooks Instruments geregelt. Der Druckregler sitzt am Ende des Systems und staut den Druck auf und bläst bei Erreichen des Soll-Drucks gegen atmosphärischen Druck ab. Da es sich bei der Reaktion um eine Volumenkontraktion handelt, ist es essentiell den Volumenstrom des Produktgases zu ermitteln. Hierfür wird der Definer 530+, ein Gerät von MesaLabs, gewählt, welches gasunabhängig den Volumenstrom online ermittelt.

Eine Fortsetzung der geplanten Arbeiten ist im Rahmen des Förderprogrammes INNO-KOM des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz geplant. Hierfür hat das ttz Bremerhaven bereits den Antrag mit dem Titel „Vorbereitung zur industriellen SNG Erzeugung“ (FKZ: 49MF220144) eingereicht. Der Projektstart ist für den 01.01.2023 vorgesehen.

Der Bau einer Verflüssigungsanlage im Labormaßstab wurde im Rahmen dieses Projektes nicht durchgeführt, da die Verflüssigung von SNG zu LNG keinen Forschungsschwerpunkt darstellt, der im Labormaßstab abgebildet und untersucht werden müsste. Eine Verflüssigungsanlage ist in Folgeprojekten, gerade dann, wenn größere Mengen SNG hergestellt werden, interessant und wird in die Projektplanungen mit einbezogen.

Die Tabelle 6.3 zeigt eine Übersicht über Projekte, die im Kontext zum genannten weiteren Vorhaben stehen.

Tabelle 6.3: Referenzprojekte mit Bezug zum weiteren Vorhaben

Projekt	Beschreibung	Laufzeit	Projektträger
Studie zum Aufbau eines CO <sub>2</sub> Emissionskatasters für die Stadt Bremerhaven	Identifizierung von CO <sub>2</sub> -Emissionsstellen, Abschätzung der CO <sub>2</sub> -Emissionsmengen, Potentialanalyse zur Nutzung alternativer Kraftstoffe	07/2020 – 09/2020	Bis Bremerhaven
Durchführung der Studie „Voraussetzungen für eine CO <sub>2</sub> -neutrale Wirtschaft mit Wasserstoff, Methan und Methanol“	Identifikation von Unternehmen und der Schiffahrt, Ermittlung geeigneter alternativer Kraftstoffe für Industrie und Schiffahrt	12/2020 – 03/2021	Bis Bremerhaven
Machbarkeitsstudie „PtL-Produktion und Infrastruktur am	Vorplanung von industriellen Anlagen zur Herstellung von SLNG und SMeOH, Planung zur Bereitstellung von Wasserstoff	08/2021 – 12/2021	Bis Bremerhaven

Standort Bremerhaven“	und CO <sub>2</sub> , Evaluierung geeigneter Standorte, Betreiber- und Vermarktungskonzepte		
Einrichtung eines H <sub>2</sub> -Technikums	Umbau einer Lagerhalle zu einem Wasserstofftechnikum mit 3 ex-geschützen Versuchsräumen, Planung und Beschaffung der Grundausstattung	08/2021 – 12/2022	BremenFonds
Stoffliche Nutzung CO <sub>2</sub>	Adsorptive CO <sub>2</sub> -Erfassung aus CO <sub>2</sub> -reichen Gasströmen und Langzeitbindung in Form von Carbonaten.	04/2019 – 06/2022	InnoKom MF (FKZ 49MF190001)
Untersuchung zur Entwicklung und dem Aufbau einer hafenbezogenen Wasserstoffwirtschaft	Untersuchung von Transportwegen unterschiedlicher alternativer Energieträger, welche Rolle spielen bremische Häfen und welche logistischen Anforderungen sind zu erwarten, Identifikation von geeigneten Lösungswegen	11/2021 - 08/2022	Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik - ISL/bremenports

## 7 Ökobilanzierung

Im vierten Arbeitspaket wird eine Lebenszyklusanalyse der E-Fuels Anlage, um den Einfluss auf die Umwelt abschätzen zu können, durchgeführt. Diese ist eine der gängigsten Methoden, um den Umwelteinfluss eines Produkts oder Prozesses im Laufe seines Lebenszyklus zu analysieren. In diese Analyse werden von der Rohstoffbeschaffung über die Produktion, die Nutzung, die Wiederverwendung einzelner Komponenten und die endgültige Entsorgung betrachtet. Mit den Ergebnissen der Ökobilanzierung kann die Entstehung bestimmter Umweltbelastungen zwischen Lebenszyklusphasen oder Prozessschritten erkannt und potentiell verhindert werden. Die Ökobilanz kann bei unterschiedlichen Aspekten verwendet werden. Das Erkennen von Möglichkeiten zur Verbesserung der Umweltwirkungen, strategische Planungen, Prioritätssetzung und andere Prozessverändernde Maßnahmen können durch eine solche Lebenszyklusanalyse unterstützt werden.

Ziel des vierten Arbeitspaketes ist es, die Umweltwirkungen der Laboranlage zur Herstellung von synthetischem Methan aus Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid ohne die vorgelagerten Prozesse aufzuzeigen. Die finale Verwendung von Methan, z.B. als Kraftstoff oder zum Heizen, wird aufgrund der verschiedenen Möglichkeiten zur Endanwendung nicht berücksichtigt. Zusätzlich wird das Ergebnis der Ökobilanzierung mit Werten aus der Literatur zur Gewinnung von fossilem Erdgas verglichen. Die Ergebnisse dieser Analyse werden anhand der quantitativen Menge der Treibhausgase in Kohlenstoffdioxid-Äquivalenten (CO<sub>2</sub>-eq.) ausgedrückt. Die Ökobilanz wird nach den internationalen Normen ISO 14040:2006 (DIN ISO14040:2006, 2006) und 14044:2006 (DIN ISO 14044:2006, 2006) durchgeführt. Diese Normen unterteilen die Ökobilanz in vier verschiedene Phasen:

1. Definition von Ziel und Umfang: Bewertung des Umweltprofils einer Laboranlage zur Herstellung von synthetischem Methan und der konventionellen Gewinnung von fossilem Erdgas. Die funktionelle Einheit wird auf 1 kg Methan bestimmt.
2. Lebenszyklus-Inventarisierung (LCI): Inventare für die Input-Produktion, z.B. Chemikalien, Energie, Wasser und andere Einflüsse, aus der ecoinvent-Datenbank v3.3 / v3.5
3. Lebenszyklus-Folgenabschätzung (LCIA): CO<sub>2</sub>-Fußabdruck
4. Auswertung der Ergebnisse

Die funktionale Einheit entspricht einem Referenzfluss; alle anderen Flüsse in der Simulation stehen in Bezug zu diesem Wert. Die Eingangs- und Ausgangsdaten werden auf die funktionale Einheit normiert. Als funktionelle Einheit wird 1 kg hergestelltes Methan betrachtet. Die gesamte Ökobilanzierung der Referenzsysteme als auch der Laboranlage werden somit auf 1 kg Methan bezogen. Die Vergleichswerte wurde (Klöppel, Degünther, & Wachsmuth, 2018) einer Kurzstudie des Umweltbundesamtes und (Stiftung Allianz für Entwicklung und Klima, 2022) entnommen.

Die Lebenszyklusanalyse wurde auf Basis der schematischen Darstellung in Abbildung 5.2 aufgebaut und mit den Daten die im Rahmen der Testversuche der Anlage generiert wurden ausgearbeitet.

Die Ergebnisse der Recherche zeigen, dass 1kg Methan Emissionen von 28 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalenten entspricht. Dieser Wert ist das reine globale Erderwärmungspotential von Methan, wenn dieses ohne Zutun in die Umwelt entweicht. In Abbildung 7.1 wird der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck für Produktion unterschiedlicher Energieträger dargestellt. Die vor- und nachgelagerten Prozesse, wie zum Beispiel die Nutzung der Energieträger oder der Transport zu z.B. Tankstellen wird in dieser Berechnung nicht berücksichtigt. Es wird der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck berechnet, der bei der Produktion von einem Kilogramm des Energieträgers produziert wird dargestellt. Die Nutzung oder Verbrennung des jeweiligen Energieträgers sind in dieser Berechnung nicht berücksichtigt. Der Balken E-Fuels (in Abb. 7.1) beschreibt die Berechnung zum CO<sub>2</sub>-Fußabdruck eines Kilogramms synthetischen Methans, hergestellt mit der in diesem Teilprojekt beschriebenen Anlage.

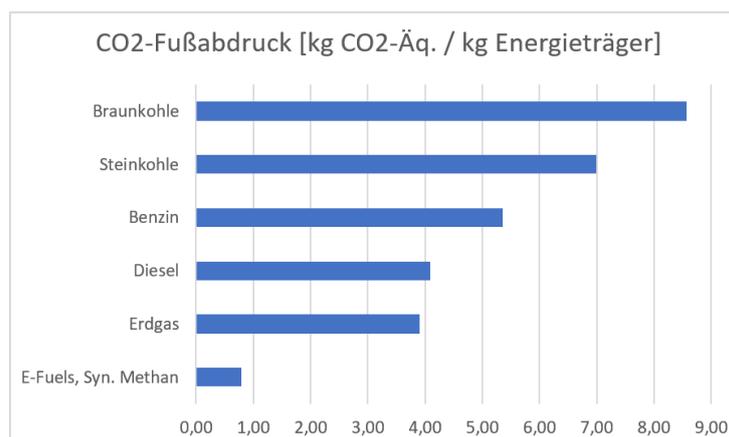


Abbildung 7.1: CO<sub>2</sub>-Fußabdruck der Produktion verschiedener Energieträger

Die Graphik zeigt, dass das synthetisch hergestellte Gas einen deutlich geringeren CO<sub>2</sub>-Fußabdruck aufweist, als die Herstellung oder Förderung der anderen Energieträger. Durch die Nutzung von CO<sub>2</sub> aus der Umwelt kann das Erderwärmungspotential deutlich reduziert werden. Die Daten sind auf eine Anlagenlaufzeit von 25 Jahren bezogen. Für die erste Betrachtung des CO<sub>2</sub>-Fußabdrucks gibt die Graphik einen guten Überblick zum Vergleich der Energieträger.

## Referenzverzeichnis

- Adam, A. Y., Oumer, A. N., Najafi, G., Ishak, M., Firdaus, M., & Aklilu, T. B. (2019). State of the art on flow and heat transfer performance of compact fin-and-tube heat exchangers. *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*, S. 2739–2768.
- Barelli, L., Bidini, G., Ottaviano, P. A., & Perla, M. (2021). Liquefied Natural Gas Produced Through Renewable Energy Surplus: Impact Analysis on Vehicular Transportation by 2040 in Italy. *Gases*, 1, S. 80-91.
- Biegger, P., Kirchbacher, F., Medved, A. R., Miltner, M., Lehner, M., & Harasek, M. (2018). Development of Honeycomb Methanation Catalyst. *energies*.
- DIN ISO 14044:2006. (2006). *Environmental Management*. Berlin: Beuth Verlag.
- DIN ISO14040:2006. (2006). *Environmental Management*. Berlin: Beuth Verlag.
- Garcia-Moncada, N., Novarro, J. C., Odriozola, J. A., Lefferts, L., & Faria, J. A. (2021). Enhanced catalytic activity and stability of nanoshaped Ni/CeO<sub>2</sub> for CO<sub>2</sub> methanation in micro-monolith. *Catalysis Today*.
- Götz, M. (2014). *Methanisierung im Dreiphasen-Reaktor*. Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie (KIT).
- Herwijnen, T. V., Doesburg, H. V., & Jong, W. D. (1973). *Journal of Catalysis*, S. 28, 391-402.
- Huynh, H., Tucho, W., & Yu, Z. (17. September 2020). Structured NiFe catalysts derived from in-situ grown layered double hydroxides on ceramic monolith for CO<sub>2</sub> methanation. *Green Energy & Environment*, S. 423-432.
- Klöppel, W., Degünther, C., & Wachsmuth, J. (2018). *Bewertung der Vorkettenemissionen bei der Erdgasförderung in Deutschland*. Umweltforschungsplan des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit.
- Koschany, F. B. (2016). *Experimentelle Studien zur Methanisierung von CO<sub>2</sub> auf Nickelkatalysatoren*. München: Technische Universität München.
- Lin, W., & Xu, J. (2017). Synthetic natural gas (SNG) liquefaction processes with hydrogen separation. *International Journal of Hydrogen Energy* 42, S. 18417-18424.
- Moon, J., Gbadago, D. Q., & Hwang, S. (2020). 3-D Multi-Tubular Reactor Model Development for the Oxidative dehydrogenation of Butene to 1,3-Butadiene. *chemingenieering*.
- Qyyum, M. A., Chaniago, Y. D., Ali, W., Saulat, H., & Lee, M. (2020). Membrane-Assisted Removal of Hydrogen and Nitrogen from Synthetic Natural Gas for Energy-Efficient Liquefaction. *energies*.
- Saari, J. (2019). *Heat Exchanger Dimensioning*. Lappeenranta: LAPPEENRANTA UNIVERSITY OF TECHNOLOGY.
- Schmidt, M., Schwarz, S., Stürmer, B., Wagener, L., & Zuberbüler, U. (2018). *Technologiebericht 4.2a Power-to-gas (Methanisierung Chemisch-katalytisch)*. Wuppertal Institut, ISI, IZES: Technoligen für die Energiewende Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und energie (BMWi), Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

- Soto, V., Garica, X., & Ulloa, C. (2021). *A CFD Design Approach for Industrial Size Tubular Reactors for SNG Production from Biogas (CO<sub>2</sub> Methanation)*.
- Stiftung Allianz für Entwicklung und Klima. (10. 2022). *Was bedeutet CO<sub>2</sub>-Äquivalent und GWP*.
- TEMA. (2007). *Standards of the Tubular Exchanger Manufacturers Association* (Nith Edition Ausg.). New York.
- Yamauchi, S., & Takamoto, T. (2013). *Patentnr. EP 2 835 176 A1*.
- Younas, M., Kong, L., Bashir, M. J., & Nadeem, H. (Oktober 2016). Recent Advancements, Fundamental Challenges, and Opportunities in Catalytic Methanation of CO<sub>2</sub>. *Energy & Fuels*.
- Zhu, J., Araya, S., Cui, X., & Sahli, S. (2020). *Modeling and Design of a Multi-Tubular Packed-Bed Reactor for Methanol Steam Reforming over a Cu/ZnO/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> Catalyst*.

## Kapitel 3

### Wasserstoff in Logistik und Mobilität

•

•

•

•



**Abschlussbericht**  
**zur Teilstudie Begleitung des Einsatzes von**  
**Wasserstoff in Logistik und Mobilität**

**aus dem Projekt „Wasserstoff – grünes Gas für**  
**Bremerhaven“**

**Entwicklung exemplarischer Anwendungsfälle**

**Auftraggeber:**

Die Senatorin für Wissenschaft und Häfen

**Auftragnehmer:**

Hochschule Bremerhaven

An der Karlstadt 8

27568 Bremerhaven

**Unterauftragnehmer:**

ttz Bremerhaven

Am Lunedeich 12

27572 Bremerhaven

# Inhalt

Abbildungsverzeichnis	ii
1. Einleitung	1
2. Vorbereitungsphase	1
2.1. Stand der Entwicklung	2
2.2. Situation LKW und Transportern	4
2.3. Arbeitsfahrzeuge	6
2.4. Intralogistik	7
2.5. Fördermittel	10
3. Begleitungsphase	11
3.1. Fahrprofil des Unimogs	11
3.2. Gabelstapler	11
3.3. Überströmpanel	13
3.4. Stapler und Brennstoffzellensystem	13
3.5. Tankvorgang	14
3.6. Regularien und Sicherheit	15
4. Auswertungsphase	15
4.1. Praktische Versuche bei SYMEX	16
4.2. Praktische Versuche bei Cordes Holzhandel	17
4.3. Kostenbetrachtung	19
5. Fazit	19
Referenzverzeichnis	iii

## Abbildungsverzeichnis

<i>Abbildung 1: Brennstoffzellensystem für den mobilen Einsatz</i>	1
<i>Abbildung 2: Wasserstoffverbrennungsmotor</i>	2
<i>Abbildung 3: Wasserstoff LKW Umbau der Firma Migros</i>	4
<i>Abbildung 4: Nikola Zugmaschine</i>	5
<i>Abbildung 5: Bilder von der Fahrprofilaufnahme des FBG Unimogs Bild: Lars Meier</i>	11
<i>Abbildung 6: Brennstoffzellen- Stapler der Firma STILL</i>	12
<i>Abbildung 7: Überströmpanel am Flaschenbündel aufgebaut</i>	13
<i>Abbildung 8: Brennstoffzellensystem aus dem Stapler ausgebaut</i>	13
<i>Abbildung 9: Controlpanel des Brennstoffzellen-systems</i>	14
<i>Abbildung 10: Tankpanel nach Druckbereich mit Fahrzeugtank bei 250 bar</i>	16

## 1. Einleitung

Wasserstoff als Energieträger kann bei Anwendung im Verkehr die CO<sub>2</sub> Emissionen deutlich senken, wenn er mit Strom aus erneuerbaren Energien durch Elektrolyse hergestellt wird. Im Bereich der Mobilität kann Wasserstoff als Energieträger direkt eingesetzt werden. In dem Projekt sollten wirtschaftliche Anwendungen im Bereich Mobilität und Logistik im Bereich des Fischereihafens Bremerhaven untersucht werden. Dazu wurde der Stand der Technologie recherchiert und das Interesse speziell der im Fischereihafen ansässigen Betriebe untersucht. Ziel war es Erfahrungen mit der Einführung von Wasserstoff in konkreten mobilen Anwendungen zu sammeln.

## 2. Vorbereitungsphase

Wasserstoff kann im Bereich der Mobilität auf zwei Arten eingesetzt werden:

- Bereitstellung von elektrischer Energie mittels Brennstoffzelle
- Wasserstoff als Kraftstoff in einem Verbrennungsmotor

In einer Brennstoffzelle reagieren Wasserstoff und Sauerstoff in einer kalten Verbrennung zu Wasser. Dabei werden Elektrische- und Wärmeenergie abgegeben. Eine Brennstoffzelle besteht aus zwei Elektroden, die durch eine Ionendurchlässige Membran oder einen Elektrolyten getrennt sind. Brennstoffzellen werden in sogenannten Stacks aufgebaut, in denen mehrere Zellen zusammengesetzt werden, um die gewünschte Leistung zu erzielen.

Der große Vorteil von Brennstoffzellen ist, dass die Energie des Brennstoffs direkt in Elektrizität umgewandelt wird und nicht über den Umweg Verbrennung und Generator erzeugt werden muss. Dadurch hat die Brennstoffzelle einen sehr hohen Wirkungsgrad, der theoretisch bis zu 80% betragen kann. In der Praxis werden Werte von 50% erreicht. Außerdem erzeugt eine Brennstoffzelle im Betrieb außer Wasser keinerlei Emissionen oder Reststoffe.

Mit der in der Brennstoffzelle erzeugten elektrischen Energie kann ein Fahrzeug angetrieben werden. In einem Antriebssystem ist immer eine Pufferbatterie verbaut, die Leistungsspitzen beim Fahren ausgleicht.



Abbildung 1: Brennstoffzellensystem für den mobilen Einsatz, ttz Bremerhaven

Wasserstoffverbrennungsmotoren arbeiten nach dem Vier-Takt Otto-Prinzip, wie die meisten herkömmlichen Benzinmotoren auch. In dem Motor wird Wasserstoffgas direkt verbrannt und treibt den Motor an. Die Eigenschaften des Wasserstoffs machen es jedoch notwendig, dass die bestehende Technik speziell darauf angepasst wird. Da Wasserstoff andere Verbrennungseigenschaften hat als Benzin, sind konstruktive Maßnahmen und eine gute Wärmeableitung notwendig, um Fehlzündungen im Motor zu vermeiden. Zudem hat Wasserstoff keine Schmiereigenschaften, so dass Maßnahmen zur Schmierung entwickelt werden mussten.

Die Vorteile von Wasserstoffverbrennungsmotoren sind die sehr geringen Emissionen, ein hoher Wirkungsgrad und die weit entwickelte Technik des Motorprinzips. Bei der Verbrennung von Wasserstoff mit Sauerstoff entsteht als Reaktionsprodukt Wasser. Bei der Verbrennung mit Luft entstehen zudem Stickoxide. Außerdem kann es zur Verbrennung von Resten des Schmiermittels kommen und dadurch zur Emission von sehr geringen Mengen an Kohlenstoffverbindungen. Die Emissionswerte eines Wasserstoffverbrennungsmotors liegen aber weit unter den Werten von modernen Dieselmotoren und weit unter den gesetzlich bestehenden und geplanten Abgasgrenzwerten. Durch den Einsatz eines Katalysators oder mittels SCR Verfahren können die Emissionen von Stickoxiden noch weiter reduziert werden.



Abbildung 2: Wasserstoffverbrennungsmotor, ttz Bremerhaven

Beide technischen Möglichkeiten sind seit Jahren bekannt und sind in verschiedenen Projekten und Testfahrzeugen schon entwickelt und getestet worden. Am Markt haben sie sich aber noch nicht durchgesetzt, was hauptsächlich an den Kosten und fehlender Infrastruktur für die Betankung liegt, aber auch aufgrund von Vorbehalten aufgrund eines vermeintlichen Gefahrenpotentials des Wasserstoffs. Deshalb sind sie als Alternativen für fossil angetriebenen Fahrzeugen noch nicht verfügbar geschweige denn etabliert.

Im Projekt wurden mobile Anwendungen für die ansässige Wirtschaft in Bremerhaven gesucht. Dabei wurden verschiedene Fahrzeugklassen betrachtet:

- LKW und Transporter
- Arbeitsfahrzeuge
- Flurförderzeuge

PKW wurden bei der Recherche ausgenommen, da dafür keine bedeutenden wirtschaftlichen Anwendungen im Fischereihafen gefunden wurden. Es muss aber festgehalten werden, dass es zwei mit Wasserstoff PKW am Markt gibt, die abgesehen von den Kosten und dem Betankungsproblem, auch für Unternehmen eingesetzt werden könnten.

### 2.1. Stand der Entwicklung

Der Straßenverkehr macht ungefähr 26% der CO<sub>2</sub> Emissionen in der EU aus. Davon werden ca. 38% durch Transportfahrzeuge und Busse verursacht (Statistisches Bundesamt, 2022). Im Transportwesen konnten in den letzten Jahren durch technische Verbesserungen, wie z.B. Abgasbehandlung oder Maßnahmen zur Einhaltung der EURO-Abgasnormen, schon Erfolge beim Einsparen von CO<sub>2</sub> Emissionen pro Fahrzeug gemacht werden. Diese Erfolge werden aber durch das hohe Aufkommen des Transportverkehrs wieder aufgehoben. Gerade für Langstreckentransporte auf der Straße sind noch keine geeigneten Mittel gefunden worden, die Emissionen zu reduzieren. Mit den bestehenden alternativen Technologien wie Elektro, Erdgas oder E-Fuels ist der hohe Bedarf der Transportbranche derzeit nicht zu decken. Batterie-elektrische Antriebe limitieren die Reichweite und erfordern lange Ladezeiten. Erdgasantriebe nutzen weiterhin fossilen Brennstoff und reduzieren den CO<sub>2</sub> Ausstoß.

Erdgasfahrzeuge reduzieren den CO<sub>2</sub> Ausstoß zwar, aber nutzen immer noch einen fossilen Kraftstoff. Und E-Fuels, Kraftstoffe aus regenerativen Energien, stehen absehbar nicht in ausreichender Menge für den Verkehrssektor zur Verfügung.

Deshalb wird gerade im Transportsektor Wasserstoff als geeignete Lösung für alternative und nachhaltige Antriebsstrategien gesehen. Wie bereits beschrieben kann Wasserstoff zur Erzeugung von elektrischer Energie in dem Fahrzeug oder direkt in einem Verbrennungsmotor als Kraftstoff genutzt werden. Vorteilhaft für praktische Anwendungen ist, dass Wasserstoff gasförmig in kurzer Zeit getankt werden kann. Für Brennstoffzellen-elektrische Antriebe werden Ladezeiten vermieden und wirtschaftlich nutzbare Reichweiten erzielt. Und durch den Einsatz von grünem, aus regenerativen Energien hergestellten, Wasserstoff werden CO<sub>2</sub> Emissionen vermieden.

In der Logistik werden die Transporte der letzten Meile oft mit Kleintransportern durchgeführt. Auch für diese Fahrzeuge könnten Wasserstoffantriebe geeignet sein. In diesem Anwendungsfall ist aber auch ein Batteriebetrieb möglich, es keine so hohen Streckenanforderungen gibt.

Ein weiterer Bereich in der Mobilität sind Arbeitsmaschinen. Das sind Fahrzeuge die für bestimmte Arbeiten, außerhalb von Transport und Personenbeförderung, ausgelegt sind. Hier sind Baustellenfahrzeuge, Müllsammelfahrzeuge, Kehrmaschinen aber auch Agrarmaschinen zu nennen. Auch in diesem Bereich sind hauptsächlich Dieselfahrzeuge in der Anwendung. Durch den Einsatz von Wasserstoff könnte ebenfalls CO<sub>2</sub> eingespart werden. Beim Einsatz von Arbeitsfahrzeugen ist es vorteilhaft, dass die Fahrzeuge von einem zentralen Depot aus fahren, wie z.B. Müllsammelfahrzeuge. Eine Betankung mit Wasserstoff kann für die zentralbetrieblen Flotte einfacher organisiert werden, da die Fahrzeuge täglich auf dem Betriebshof zurückkehren und dort versorgt werden können. Gerade solange noch kein ausreichendes Netz mit öffentlichen Wasserstofftankstellen existiert, können zentralisierte Flotten die ersten Wasserstoffanwendungen ermöglichen.

Neben dem Streckentransport von Waren ist auch die innerbetriebliche Verteilung von Waren und Gütern ein wichtiger Teil der Logistik. In der Intralogistik werden Flurförderzeuge eingesetzt. Zu den Flurförderzeugen gehören unter anderem Gabelstapler, Schlepper, Kommissionstapler oder Straddle Carrier. Aufgrund der großen Anzahl von unterschiedlichen Anwendungen, gibt es auch viele verschiedene Fahrzeuge in diesem Bereich. Und es haben sich auch verschiedene Antriebsarten etabliert. Am häufigsten sind Diesel- oder Batteriefahrzeuge vertreten, es gibt aber auch gasbetriebene und dieselektrische Fahrzeuge. Aber auch erste Wasserstoffantriebe sind derzeit schon am Markt erhältlich. Der Anwendungsfall bestimmt hier oft den eingesetzten Antrieb. Eine Besonderheit stellt der Einsatz innerhalb von Gebäuden, wie Lager- oder Produktionshallen dar. Das erfordert Fahrzeuge, die keine CO<sub>2</sub> Emissionen oder Verbrennungsabgase verursachen. Zudem herrscht in großen Logistikzentren oft Arbeitsauslastung mit dem Bedarf einer hohen Verfügbarkeit der Fahrzeuge. Lange Ladezeiten von Batterien decken dann nicht den Bedarf. Hier hat ein Wasserstoffantrieb Vorteile gegenüber Batterie- oder Dieselfahrzeugen. Beim Wasserstoffantrieb entstehen beim Betrieb keine Emissionen und er kann schnell nachgetankt werden, so dass eine hohe Verfügbarkeit erreicht wird.

Auch wenn die einzelnen Fahrzeuge wegen ihrer Größe keine hohen CO<sub>2</sub> Emissionen haben, würde der flächendeckende Einsatz von Wasserstoffgabelstaplern aufgrund der hohen Stückzahl schon eine Auswirkung auf die CO<sub>2</sub> Bilanz in der Logistikbranche haben. Gerade da die Stapler kleine Motoren und begrenzten Bauraum haben und so die technischen Maßnahmen zur Abgasreinigung von Verbrennungsmotoren hier an ihre Grenze stoßen.

Für die beschriebenen Fahrzeugklassen wurden im Anwender im Fischereihafen gesucht und parallel dazu schon erste Recherchen am Markt unternommen, um geeignete Fahrzeuge für den Einsatz in

Bremerhaven zu finden. Zudem wurde die Frage der Kraftstoffversorgung mit in die Aktivitäten einbezogen.

## 2.2. Situation LKW und Transportern

Im Fischereihafen sind verschiedene Logistikunternehmen ansässig. Ein Unternehmen, Brüssel und Maass, hat sehr großes Interesse daran, ihre Dieselfahrzeuge gegen Wasserstofffahrzeuge zu ersetzen. In Gesprächen und bei einem Besuch bei Brüssel und Maass wurden die Anforderungen, die das Unternehmen an einen LKW hat, genauer diskutiert. Brüssel und Maass möchte eine Sattelzugmaschine zum Transport von Kühlanhängern nutzen. Eine Sattelzugmaschine kann verschiedene Auflieger oder Anhänger ziehen, sie hat keinen fest verbauten Stauraum wie ein LKW. Dadurch können sie variabler eingesetzt werden, da verschiedene Arten von Anhängern einfach gewechselt werden können. Brüssel und Maass arbeitet viel mit Kühlcontainern für die Lebensmittelindustrie und sucht einen alternativen Antrieb für den Transport dieser Container. Dabei muss zusätzlich zu der Bewegungsenergie auch die Energie für die Kühlung der Container aufgebracht werden. Diese verfügen über ein Kühlaggregat am Container, welches beim Transport von der Zugmaschine versorgt wird. Durch diese hohe Anforderung an den Energiebedarf kommen Batterie elektrische Fahrzeuge nicht in Frage. Eine Wasserstoffzugmaschine müsste diese Energie auch zur Verfügung stellen. Neben der Leistung gibt es aber auch weitere Anforderungen an geeignete Wasserstoff LKW, unter anderem der Platzbedarf und der Komfort. Aktuell sind herkömmliche LKW vom Platz für die Ladung optimal ausgereizt. Ein Wasserstoff-LKW dürfte im Bereich des Platzangebotes für die Waren und auch von dem zugelassenen Transportgewicht nicht unter dem eines Diesel-LKW liegen. Das würde ansonsten zu mehr Transportfahrten führen und ist deshalb nicht gewünscht. Und auch der Komfort für die Fahrer ist ein wichtiger Punkt, da diese viel Zeit in den Fahrzeugen verbringen und eine Einschränkung durch Verkleinerung des Kabinenraums, z.B. durch zusätzliche Wasserstofftanks, nicht akzeptieren würden.

Mit diesen Anforderungen ist Brüssel und Maass auf die Suche nach einer Wasserstoffzugmaschine gegangen, musste aber feststellen, dass kein Anbieter ein solches Fahrzeug zur Verfügung stellen konnte.

### **Aktueller Stand zu Wasserstofffahrzeugen im Bereich Logistik**

Im Rahmen des Projekts wurden Wasserstoff LKW in für praktische Einsätze in Bremerhaven gesucht. In Europa sind noch keine Fahrzeuge mit Wasserstoffantrieb am Markt verfügbar. Es gab und gibt einige Testanwendungen mit umgebauten Dieselfahrzeugen in der Schweiz und in Norwegen. Dort haben Transportfirmen zusammen mit Wirtschaftsunternehmen eigene Projekte mit Umbauten von Diesel LKW auf Wasserstoffantrieb durchgeführt. Hier lässt sich ein Projekt der Lebensmittelkette Migros aus der Schweiz nennen. (NAU, 2022)



Abbildung 3: Wasserstoff LKW Umbau der Firma Migros, ttz Bremerhaven

Als erstes Unternehmen hat Hyundai, ein koreanischer Hersteller, einen Serien-LKW für die die Anwendung in der Schweiz vorgesehen und auch ausgeliefert. Dabei handelt es sich um ein 36t Fahrzeug mit unterschiedlichen Aufbauten. Das Fahrzeug stand aber noch nicht für den Einsatz in Deutschland zur Verfügung. (elektroauto-news, 2022)

Die etablierten Hersteller, wie Mercedes, MAN, VOLVO, Scania oder DAF haben derzeit keine Wasserstoff LKW im Angebot. Beim Besuch der IAA Transportation wurden Zeiträume von 2024-2025 genannt für die Auslieferung erster Fahrzeuge genannt. Für 2023 ist eine Zugmaschine vom amerikanischen Hersteller NIKOLA angekündigt. Alternativ zu reinen Serienfahrzeugen sind Umbauten von Dieselfahrzeugen auf Wasserstoff. In diesem Bereich sind erste Erfolge erzielt. Es gibt Anbieter, wie Cleanlogistics, Quantron, Hyzon oder Green GT, die Konzepte auf der Messe vorgestellt haben, aber auch diese Fahrzeuge sind in ausreichender Stückzahl am Markt noch nicht verfügbar.



Abbildung 4: Nikola Zugmaschine, ttz Bremerhaven

Als Alternative zu neuen Wasserstofffahrzeugen wurde auch die Möglichkeit der Umrüstung in den Recherchen untersucht. Die ersten Versuche dazu wurden in Europa gemacht, unter anderem in der Schweiz durch Coop/Migros, in den Niederlanden oder in Norwegen. Es gibt einige Firmen, die eine Umrüstung in Deutschland vorstellen und daran arbeiten.

- Keyou GmbH

Eine in München ansässige Firma. Sie bietet den Umbau von Dieselmotoren zu Wasserstoffverbrennungsmotoren an. Keyou stellt dafür die Technologie und Entwicklungsleistung zur Verfügung. Dabei werden die bestehenden Konzepte umgerüstet und keine einzelnen Motoren. Den konkreten technischen Umbau eines einzelnen Fahrzeugs können sie nicht anbieten. Zusammen mit Deutz wurde ein Wasserstoffverbrennungsmotor vorgestellt, der auf dem Dieselmotor basiert. Auf Anfrage war aber auch dieser Motor erst ab 2025 für Kunden erhältlich sein wird.

- Cleanlogistics SE

Cleanlogistics ist ein Zusammenschluss von Umrüstern und Logistikern. Sie bietet den Umbau von Diesel LKW auf einen Brennstoffzellenantrieb an. Die Besonderheit ist dabei die Entwicklung einer eigenen Antriebsachse, die in die Fahrzeuge eingebaut wird. 2022 wurden die ersten umgebauten Zugmaschinen vorgestellt. Aber auch hier wird mit einer flächendeckenden Verfügbarkeit im Jahr 2025 gerechnet.

Weitere Hersteller sind:

- Quantron, sie bieten den Umbau auf Elektroantriebe an und haben die Möglichkeit eines Wasserstoffantriebs vorgestellt. Auf Anfrage war ein Fahrzeugumbau für das Projekt aber nicht möglich.
- E Trucks Europe hat Wasserstoff LKW in den Niederlanden umgebaut. Sie haben sich auf Arbeits-LKW konzentriert und konnten auf Anfrage auch keinen Umbau für den Transport anbieten.

- Zu nennen ist auch noch die Firma FAUN, die Wasserstoff Fahrzeuge im Bereich Müllsammel- und Kehrfahrzeuge anbietet. Auch sie konnten den Umbau eines LKW nicht anbieten. Inzwischen ist bei FAUN aber an eine Transportversion ihrer Fahrzeuge gedacht.

Insgesamt konnte trotz intensiver Suche kein Wasserstofffahrzeug oder Antrieb für praktischen Tests im Rahmen des Projekts gefunden werden. In dieser Fahrzeugklasse waren geeignete Fahrzeuge nicht verfügbar.

### 2.3. Arbeitsfahrzeuge

Im Bereich der Arbeitsfahrzeuge sind auch einige Versuchsfahrzeuge im Betrieb, gerade für kleinere Arbeitsfahrzeuge und spezielle Anwendungen. Wie schon beschrieben gibt es von der Firma FAUN Wasserstoffbetriebene Müllsammelfahrzeuge und der Kehrmaschinen. Ein weiteres Projekt ist der LADOG, bei dem ein kommunaler Kleintransporter auf Brennstoffzellenantrieb umgerüstet wurde (elaan-Projekt, 2022). Eine Serienreife steht aber noch aus. Des Weiteren gibt es erste Konzepte für eine Umrüstung von Treckern für die Landwirtschaft.

Für erste Schritte der Einführung von Wasserstoffantrieben konnte die Fischereihafen Betriebsgesellschaft (FBG) gewonnen werden. Die FBG betreibt verschiedene Arbeitsfahrzeuge, die im Unterhalt des Gewerbegebiets Fischereihafen eingesetzt werden. Neben Spezialfahrzeugen wie Kanalspüler oder Kehrmaschinen arbeitet die FBG auch mit einem Unimog von Hersteller Daimler. Dieses Fahrzeug kommt für eine Umrüstung in Frage und könnte von Dieselantrieb auf Wasserstoff Brennstoffzellenantrieb umgebaut werden. Für die Umrüstung wurden verschiedene Firmen angefragt und es wurde eine Ausschreibung für eine Konzeptentwicklung und die Umrüstung erstellt. Der einzige Bewerber auf die Ausschreibung war die Firma ECAP Mobility GmbH, die auch den Zuschlag erhielt und an einem technischen Konzept für die Umrüstung arbeitet. Die Mittel für die Studie kommen aus dem Bremenfond, die Akquise der Mittel und die Arbeit an der Ausschreibung wurden aber im Rahmen des Projekts Wasserstoff - Grünes Gas für Bremerhaven geleistet.

#### **Informationen zu Ecap Mobility GmbH**

Die Firma ECAP Mobility hat den Hauptsitz in Winsen /Luhe. Die Firma bietet die Konzepterstellung und den Umbau von Verbrennerfahrzeugen und Maschinen auf Elektro- und auch Wasserstoffantrieb an. Für die Konzepterstellung werden die Fahrzeuge genauestens untersucht und Leistungsprofile für einen Umbau erstellt. In den Werkstätten kann dann auch der Umbau durch qualifizierte Mitarbeiter erfolgen. Im Laufe der Jahre hat ECAP schon einige Fahrzeuge, wie PKW und Oldtimer, Kleintransporter und Arbeitsmaschinen umgerüstet.

Ecap Mobility ist Partner bei Cleanlogistics und hat die Umrüstung der Brennstoffzellen LKW durchgeführt.

Im Rahmen des Projekts wurde für die Konzepterstellung Möglichkeiten für Fördermittel gesucht und eingeworben. Zudem hat das ttz bei der Erstellung der Ausschreibungsunterlagen mitgearbeitet. Zudem wurde die Konzepterstellung mitbegleitet, um auch von Beginn an die Erfahrungen mit der Einführung von Wasserstofftechnologie zu erhalten.

## 2.4. Intralogistik

In den im Fischereihafen ansässigen Firmen werden verschiedenste Arten von Flurförderzeugen eingesetzt. Auch für diese Fahrzeugklasse wurden geeignete Fahrzeuge für mögliche praktische Versuche im Fischereihafen gesucht. In diesem Bereich hat sich der Brennstoffzellenantrieb international schon etabliert. International werden Brennstoffzellengabelstapler schon in großer Anzahl eingesetzt, insbesondere in den USA fahren Tausende von Brennstoffzellen Staplern großen Logistikzentren. In Deutschland sind die Fahrzeuge verfügbar, aber sie haben sich noch nicht durchgesetzt. Das liegt hauptsächlich an den noch deutlich höheren Kosten für solche Geräte und dem hohen Aufwand für die Errichtung der notwendigen Infrastruktur, insbesondere der Betankung auf dem Betriebsgelände.

Es gibt mehrere Versuchsreihen in Deutschland, bei denen Wasserstoffgabelstapler eingesetzt werden. Der Einsatz mit der größten Zahl an Fahrzeugen findet im BMW Werk in Leipzig statt. Dort sind über 100 Wasserstoffbetriebene Flurförderzeuge im Einsatz. Die Anzahl hat sich im Laufe der Anwendung immer weiter erhöht. Im Werk spielen die Wasserstofffahrzeuge ihre Vorteile aus:

- Keine Abgabe von Emissionen in den Fertigungs- und Lagerhallen
- Schnelle Betankung an mehreren Betankungspunkten in den Hallen
- Dadurch eine hohe Verfügbarkeit
- Geringer Verschleiß durch Elektroantrieb

Bei hoher Arbeitslast sind dies Vorteile, die den Einsatz auch heute schon wirtschaftlich rentabel machen. Aber auch hier muss gesagt werden, dass der Aufbau der Infrastruktur durch Fördermittel erheblich unterstützt wurde.

Für die Recherche zu verfügbaren Fahrzeugen mit Wasserstoffantrieb wurde Kontakt zum Netzwerk Clean Intralogistics Net (CIN) aufgenommen. In dem Netzwerk sind die wichtigen Hersteller Zulieferer und auch Anwender verbunden. Das Netzwerk hat den Kontakt zu mehreren Herstellern von Gabelstaplern vermittelt. Es wurde Kontakt zu folgenden Unternehmen:

- Still GmbH
- Linde Material Handling
- Toyota Material Handling Deutschland GmbH

aufgenommen und über das Projekt und die Möglichkeit von praktischen Tests mit Wasserstoffstaplern diskutiert. Alle Hersteller zeigten Interesse am Projekt. Linde und Still haben auch ein Wasserstofffahrzeug für die praktischen Versuche angeboten. Letztendlich wurde aufgrund der Kosten mit Still zusammengearbeitet, die das Projekt auch tatkräftig unterstützt haben.

---

### **Informationen zu verfügbaren Wasserstoffgabelstaplern und Flurförderzeugen**

Die im Projekt betrachteten Gabelstapler und Flurförderzeuge mit Wasserstoffantrieb sind aktuell sehr ähnlich aufgebaut. Tatsächlich ist es so, dass ein Brennstoffzellenhersteller die Fahrzeuge aller drei Hersteller ausrüstet. Bei den Staplern handelt es sich um Elektrostapler, deren Batterie durch das Brennstoffzellensystem der Firma PLUG POWER aus den USA ersetzt wird. Dabei nutzen alle drei Hersteller im Moment dieses Brennstoffzellensystem. Sie wird als kompaktes Gerät mitsamt Tank Anstelle des Batteriepacks in den Stapler gebaut und versorgt den Stapler dann für ca. eine Tagesschicht mit Energie. Vorteil ist das damit die Fahrzeuge der unterschiedlichen Hersteller mit einer Tankstelle versorgt werden können. Nachteil ist die Abhängigkeit von einem einzigen Hersteller.

---

Parallel zur Suche nach einem geeigneten Fahrzeug für praktische Wasserstofftests wurde im Fischereihafen und darüber hinaus, interessierte Unternehmen für die Durchführung von praktischen Versuchen gesucht. Insgesamt stießen die Anfragen bei den Firmen im Fischereihafen auf großes Interesse und es wurden 6 Firmen gefunden, die diese Tests in ihren Betrieben mit begleiten wollten. Darunter große Firmen der Lebensmittel Industrie, die über eine große Zahl von Staplern verfügen. Aber auch kleine Maschinenbauunternehmen mit nur wenigen Staplern

Zugesagt hatten:

- FBG Umbau eines Unimogs
- Rönner Gruppe
- Cordes Holzhandel
- Symex GmbH Maschinenbau
- Deutsche See Lebensmittelindustrie
- Frosta Lebensmittelindustrie

Nachdem ein Fahrzeug und Partner für die Durchführung der praktischen Tests gefunden waren, war der nächste Schritt die Versorgung des Fahrzeugs mit Wasserstoff. Der Stapler hat ein Tankvolumen von ca. 1 kg Wasserstoff bei 350 bar und einen genormten Anschluss für die Betankung.

---

### **Information zu Wasserstoffbetankung**

Wasserstoff für mobile Anwendungen kann auf zwei Arten vertankt werden, gasförmig oder flüssig. Bei der flüssigen Betankung wird das Wasserstoffgas auf unter  $-253^{\circ}\text{C}$  abgekühlt und verflüssigt. Die Speicherung erfolgt in hochisolierten Spezialtanks. Über Zapfsäulen kann der Wasserstoff dann in ebenfalls isolierte Tanks im Fahrzeug getankt werden. Durch die Verflüssigung wird eine hohe Speicherdichte erreicht. Flüssiger Wasserstoff ist am Markt verfügbar und wird auch eingesetzt, wie z.B. als Raketentreibstoff. Und es gab Testanwendungen, bei denen diese Technologie an Fahrzeugen getestet wurde. Nachteile von flüssigem Wasserstoff sind ein hoher Energieaufwand bei der Verflüssigung, der Aufwand für Transport und Speicherung und der sogenannte Boil-Off Effekt, bei dem Wasserstoff auch bei hoher Isolierung verdampft und verloren geht.

In der Regel wird Wasserstoff daher als Druckgas gespeichert und transportiert. An den Tankstellen wird das Gas dann in die Fahrzeugtanks gefüllt. Dabei gibt es derzeit 350 bar- und 700 bar-Anwendungen. Je höher der Druck ist, desto mehr Energie kann in einem Tank gespeichert werden. 700 bar wird für PKW eingesetzt. 350 bar für LKW und auch für Flurförderzeuge. An der Tankstelle wird entweder Gas in einem Speicher bei hohem Druck vorgehalten und kann dann den Tank überströmen, oder es wird ein Boosterkompressor eingesetzt, der den notwendigen Tankdruck erzeugt. Für beide Druckstufen ist die Technologie vorhanden. In Deutschland sind derzeit schon fast öffentliche 100 Tankstellen für Wasserstoff verfügbar. (h2-live, 2022)

---

Die Technologie für die Wasserstoffbetankung ist seit langem vorhanden und entsprechende Tankstellen sind an verschiedenen Orten in Deutschland auch öffentlich zugänglich. In Bremerhaven stand und steht so eine Tankstelle noch nicht zur Verfügung. Für die geplanten Tests musste eine Lösung für das Tankproblem gefunden werden. Erschwerend hinzu kam, dass in den geplanten Tests der Stapler bei verschiedenen Firmen im Fischereihafen für einen begrenzten Zeitraum 2-3 Wochen laufen sollte. Der Aufbau einer festen Tankstelle für diesen Zeitraum wäre wirtschaftlich und logistisch nicht möglich. Die Kosten für einfache stationäre Betankungsmöglichkeiten liegen im sechsstelligen Betrag. Es gibt verschiedene Anbieter für solche Anlagen, wie Haskel, Linde, Resato oder PDC. Dabei arbeiten diese Tankstellen nach dem Überströmprinzip aus einem Flaschenspeicher wird der

Druckwasserstoff in den leeren Tank des Fahrzeugs über eine Leitung überströmt. Eine Druckerhöhung durch einen Kompressor findet nicht statt. Das Prinzip ist einfach hat aber den Nachteil, dass nur der Druck aus dem Speicher erreicht werden und so der Fahrzeugtank nicht vollständig gefüllt sein kann.

Der Aufbau einer Tankstelle mit zwei Druckstufen und Kompressor ist aber ungleich kostspieliger. Außerdem wäre eine zentrale Tankstelle im Gebiet des Fischereihafens nicht für die Versorgung von Gabelstaplern oder Flurförderzeugen geeignet. Lange Fahrwege wären für die Flurförderzeuge nicht machbar und aufgrund fehlender Strassenzulassung auch nicht zulässig. Für die Durchführung der Versuche wurde eine alternative Lösung für die kurzzeitige Betankung gesucht. Es wurden zwei Anbieter von mobilen Tanklösungen gefunden, die Anleg GmbH und Maximator GmbH. Dabei handelt es sich um Betankungsanlagen, die auf einem Fahrzeugtrailer aufgebaut sind. Dieser Anhänger kann dann an den Versuchsstätten abgestellt werden. Auf den Trailern ist ein Kompressor, der den Wasserstoff aus marktüblichen 300bar Flaschen auf ein höheres Druck Niveau bringt und dieser dann in den Fahrzeugtank gefüllt werden kann. Im Rahmen des Projekts wurde beide Hersteller besucht und die Projektanforderungen durchgesprochen. Von beiden Anbietern wurden Angebote für den Kauf einer solchen Tankstelle eingeholt. Dabei muss festgehalten werden, dass die Entwürfe für solche Tankstellen vorhanden und erste Prototypen im Einsatz waren, diese aber nicht für die geplanten Versuche eingesetzt werden konnten. Es war auch keine Miete dieser Prototypen möglich.

Daher wurde entschieden, Mittel für einen Kauf über den Bremenfonds zu beantragen, die auch bewilligt wurden. Leider zogen sich die Verhandlungen mit den Herstellern in die Länge, so dass erst Anfang 2022 eine Bestellung einer Tankstelle von der Firma Maximator erfolgen konnte. Durch die derzeitige Lage am Weltmarkt und den daraus resultierenden Lieferschwierigkeiten beliefen sich die Lieferzeiten auf über 6 Monate und es wurde offensichtlich, dass diese mobile Tankstelle nicht mehr rechtzeitig für eine Durchführung der Versuche im Rahmen dieses Vorhabens fertig gestellt sein wird.

In Zusammenarbeit mit dem Partner STILL wurde eine weitere alternative Lösung gefunden. STILL vermittelte den Kontakt zu der Firma JAG, einem Maschinenbauer mit Erfahrung im Bereich Druckgas und Wasserstoff. STILL selbst hat ein Überströmpanel von JAG bestellt, ein kleines einfaches Gerät, mit dem Wasserstoff aus herkömmlichen Flaschenbündeln direkt in einen Tank gefüllt werden kann. Dabei wird das Panel an das Flaschenbündel gehängt und das Gas wird über einen Schlauch in den Stapler getankt (siehe Abb.7). Dabei kann das Panel von zwei Personen getragen werden. Nachteil dieser Tanklösung ist, dass es eine Limitierung der Tankkapazität gibt. Die Flaschenbündel kommen mit einem Druck von 300bar. Mehr kann nicht getankt werden. Der Stapler hat einen Tank mit 350bar, so dass dieser Tank nicht zu 100 %, aber doch weitgehend aufgefüllt werden kann. Außerdem ist die Betankungszeit etwas länger als für die Versuche ursprünglich vorgesehen. Insgesamt ist es aber eine gute transportable Lösung für eine schnelle und einfache Betankung von Wasserstofffahrzeugen. Dieses Panel konnte ebenfalls aus Mitteln des Bremenfonds finanziert werden und letztendlich im April 2022 in Auftrag gegeben werden. Aber auch hier gab es erheblich längere Lieferzeiten, als geplant. Mitte September wurde das Panel ausgeliefert und stand technisch für die Versuche zur Verfügung.

Insgesamt wurde für die notwendige Infrastruktur für die Betankung erheblich mehr Zeit aufgewendet, als es in der Planung ursprünglich vorgesehen war. In der Projektarbeit zeigte sich, dass neben dem Kosten für die Fahrzeuge, die schwierige Versorgung mit Wasserstoff ein wichtiger Grund dafür ist, dass mobile Wasserstoffanwendungen in der Industrie und Wirtschaft noch keine Rolle spielen. Da schon die Durchführung von praktischen Versuchen einmal an dem Mangel an Fahrzeugen und dann auch an einer einfachen Versorgung mit Wasserstoff scheitert. Aber gerade Versuchsanwendungen sind die wichtigste Methode, um Firmen vom Einsatz der neuen Technologien zu überzeugen. Hier hat das Projekt wichtige Erfahrungen und Erkenntnisse gesammelt, auf denen weitere Demonstrationsprojekte oder Anwendungsversuche aufbauen können.

## 2.5. Fördermittel

Neben der Suche nach verfügbarer Technologie für den mobilen Einsatz von Wasserstoff wurden weitere Fördermöglichkeiten für Wasserstoffanwendungen im Fischereihafen und Bremerhaven gesucht und Mittel für weitere Projekte eingeworben.

Regenerativ hergestellter Wasserstoff wird als Energieträger für viele unterschiedliche Anwendungen als alternative für fossile Brennstoffe gesehen. Es ist politischer Wille, dass Wasserstoff im Rahmen der Energiewende eine wichtige Rolle einnimmt. Auf nationaler Ebene wurde ein nationaler Entwicklungsplan erstellt und eine bundeseigene GmbH, die National Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie, die NOW GmbH gegründet. Die NOW soll Förderprogramme und bereich nachhaltiger Mobilität und Energieversorgung umsetzen und fördern. Über die NOW werden immer wieder Förderprogramme im Bereich Wasserstoffmobilität, wie z.B. Klimaschonende Nutzfahrzeuge und Infrastruktur oder Förderung von Flotten von Flurförderzeuge mit Brennstoffzellenantrieb, gestartet. Die NOW gibt immer wieder Förderaufrufe zu bestimmten Themen aus oder es können Projektskizzen eingereicht werden.

Neben den nationalen Fördermöglichkeiten wurden auch regionale Fördermittel genutzt. Im Rahmen des Projekts wurden an weiteren Projekten für die Entwicklung von Wasserstoffanwendungen, auch über das Thema Mobilität hinaus, gearbeitet.

- Umrüstung eines Arbeitsfahrzeugs der FBG

Im Rahmen des Projekts wurde mit der FBG ein Partner gefunden, der Interesse daran hat ein Arbeitsfahrzeug, den Unimog, auf Wasserstoffantrieb umrüsten zu lassen. In den Projektmitteln war aber die Ausgaben für die Konzepterstellung und Umrüstung nicht vorgesehen. Zusammen mit FBG hat das ttz einen Förderantrag erstellt, der eine Machbarkeitsstudie und die Konzepterstellung durch eine Fachfirma ermöglichte. Der Antrag wurde beim Senat Bremen im Rahmen des Bremenfonds eingereicht und bewilligt. In Zusammenarbeit mit der FBG wurden im nächsten Schritt Ausschreibungsunterlagen erstellt und die Ausschreibung und Vergabe des Umrüstungskonzepts wurde begleitet.

- Anschaffung von mobilen Tanklösungen für Wasserstoff

Nachdem sich bei den Recherchen ergeben hatte, dass eine mobile Tanklösung für die Durchführung von praktischen Tests aber auch für die Versorgung von umgerüsteten Fahrzeugen unumgänglich ist, eine Mietlösung jedoch nicht gefunden werden konnte, wurde ein Antrag für die Anschaffung einer mobilen Tankstelle erstellt und im Rahmen des Bremenfonds zur Förderung eingereicht. Die Mittel dafür wurden bewilligt und nach Einholung von Angeboten konnte eine Tankstelle beauftragt werden. Zudem waren noch Mittel für die Zwischenlösung des Überströmpansels vorhanden. Alle Schritte zur Anschaffung wurden mit den Fördermittelgebern abgesprochen.

Da die Wasserstofftechnologie als essentieller Schritt zur klimaneutralen Produktion und nachhaltigen Mobilität gesehen wird, wurde die Möglichkeit der Förderung national, wie auch regional ausgebaut. Durch gute Konzepte und vielversprechende Ideen konnten hier weitere Fördermittel eingeworben werden, die verschiedene technischen Projekte weiter vorantreiben aber auch den Aufbau der notwendigen Infrastruktur in Bremerhaven ermöglicht. Die ansässige Wirtschaft und auch der Forschungsstützpunkt Bremerhaven wird dadurch gestärkt und befähigt diese wichtige neue Technologie in der Seestadt zu etablieren.

### 3. Begleitungsphase

In der Planung des Projekts Grünes Gas für Bremerhaven wurden Versuche mit Wasserstofffahrzeugen im Bereich des Fischereihafens vorgesehen. Bei der Recherche nach geeigneten Fahrzeugen, die erheblich umfangreicher und zeitintensiver wurde als im Vorfeld geplant, konnte nur Gabelstapler für die Intralogistik gefunden werden. Wie oben aufgeführt waren und sind noch keine LKW oder Arbeitsmaschinen am Markt verfügbar oder konnten im Projektzeitraum zur Verfügung gestellt werden. Auch eine Umrüstung von LKWs von einem fossilen Antrieb auf Wasserstoffantrieb konnte im Projekt aufgrund fehlender Angebote und zu geringer Zeit nicht durchgeführt werden. Die Umrüstung eines Fahrzeugs, des Unimog der FBG, wurde im Projekt angeschoben, das aber im Projektzeitraum nicht abgeschlossen wurde. Es liegt an der Dauer der Arbeiten selbst. Für die Umrüstung muss zuerst ein technisches Konzept erstellt werden, welches ca. 6 Monate dauert und die Umrüstung danach auch nochmal mindestens 6 Monate. Aber allein die Suche nach geeigneten Firmen und die Ausschreibung nahm erheblich mehr Zeit in Anspruch als vor Beginn des Projekts angenommen.

#### 3.1. Fahrprofil des Unimogs

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie wird von der beauftragten Firma ein Leistungsprofil des Fahrzeugs aufgenommen und vom ttz Bremerhaven begleitet. Dazu wurde das Fahrzeug mit entsprechenden Sensoren und Datenaufzeichnungsgeräten versehen. Im täglichen Betrieb wurde dann die Leistungs- und Fahrdaten des Unimog aufgezeichnet. Beim Unimog gibt es aber noch eine Besonderheit. Er hat die höchste Fahrleistung im Winter, da wird er im Winterdienst eingesetzt. Dann hat er ein Schneeschild zum Schneeräumen und eine Streuvorrichtung für Salz. Diese wird über das hydraulische System des Fahrzeugs angetrieben. Um diese Leistungsspitzen auch aufzunehmen, wurde der Winterdienst bei der Fahrdatenaufnahme im Frühjahr simuliert. Dafür wurde Sand aufgeschüttet und geräumt und auch mit der Streuvorrichtung verstreut. Da die Datenaufnahme bei jedem Fahrzeug unterschiedlich ist, insbesondere die Daten die das Fahrzeug selbst ausgibt, kam es bei der Auswertung zu Schwierigkeiten und die Datenaufnahme und Winterdienstsimulation wurde wiederholt. Die Auswertung der Daten durch E-CAP ist noch nicht abgeschlossen und sie stehen noch nicht zur Verfügung.



Abbildung 5: Bilder von der Fahrprofilaufnahme des FBG Unimogs Bild: Lars Meier

#### 3.2. Gabelstapler

Aufgrund der Verzögerung bei der Lieferung und der Genehmigung des Betankungspanels konnten mit dem Stapler leider nicht so viel Versuche wie zu Beginn geplant durchgeführt werden. Der Stapler stand für mindestens 8 Wochen für Tests zur Verfügung. Diese Zeit musste mit der Lieferung des

Betankungspanels abgestimmt werden. Dazu kam das Genehmigungsverfahren, worauf später noch eingegangen wird. Diese Schwierigkeiten erlaubten nicht, so umfangreiche Test mit dem Stapler wie zu Beginn des Projekts vorgesehen waren, durchzuführen. Zum einen wurden die personellen Ressourcen verstärkt zur Problembewältigung eingesetzt, zum anderen war am Ende das Vorhaben zeitlich limitiert.

Beim für die Tests eingesetzten Stapler handelt es sich um ein STILL RX 20. Es ist ein Elektrostapler mit einer Traglast von 2t. Die Leistung ist mit 2 x 6,5 kW für die Fahrmotoren und 11 kW für den Hubmotor angegeben. Die Betriebsspannung ist 48V. Im Batteriebetrieb beträgt die Kapazität mit 700Ah. Der zur Verfügung gestellte Stapler hat anstatt der Batterie ein Brennstoffzellensystem der Firma PLUG POWER. Es ist so aufgebaut, dass es zur Energieversorgung in den Stapler eingebaut werden kann. Der Stapler hat nur wenige Modifikationen, um von einem Elektrostapler zu einem Wasserstoffstapler umgebaut werden zu können. Der Wasserstoffstapler hat ein weiteres Control Panel, an dem der Füllstand des Tanks angezeigt wird und die Brennstoffzelle gestartet werden kann. Und der Stapler hat zudem eine Software Erweiterung und ist damit „Fuel Cell Ready“.

Das Brennstoffzellensystem hat ebenfalls eine Betriebsspannung von 48V die Tankkapazität für dieses System ist mit 43 l Volumen angegeben. Es fasst bei 350 bar 1 kg Wasserstoff. Im September 2022 wurde ein Stapler von Still an die Firma KB Industrieservice geliefert, die auch den technischen Service in Bremerhaven machen. Für den Testbetrieb wurde dort auch das Betankungspanel aufgebaut. Der Stapler wurde leer, also ohne Wasserstoff angeliefert. Das Brennstoffzellensystem gab daher die Meldung leerer Tank auf dem Controlpanel aus, unterstützt durch einen eindringlichen Warnton, so dass ein ordentlicher Arbeitsbetrieb nicht möglich war. Der Wasserstoffstapler hat im Brennstoffzellensystem auch einen Batteriespeicher, so dass er auch ohne Wasserstoff noch eine Zeitlang bewegt werden kann.



Abbildung 6: Brennstoffzellen- Stapler der Firma STILL

Wie bei fast jedem Brennstoffzellenfahrzeug werden Lastspitzen mit dem Batteriespeicher abgedeckt und dieser kontinuierlich mit der Brennstoffzelle nachgeladen. Der Stapler wurde an KB Industrieservice geliefert, die den technischen Service für Still im Fischereihafen machen. Für die Funktionsprüfung wurde er dort gestartet und zum ersten Mal betankt. Schon bei diesen ersten Schritten konnten Erfahrungen gesammelt werden. Es wurden doch Unterschiede zu den Batteriestaplern deutlich, die für den praktischen Einsatz in Betracht gezogen werden müssen.

- Der Stapler lässt sich von eingewiesenen Fahrern wie ein herkömmlicher Stapler fahren
- Die akustische Tankwarnung macht eine Arbeit mit leerem Tank unmöglich. Dadurch wird vermieden den Tank des Brennstoffzellensystem vollkommen leer zufahren.
- Einweisung in die Besonderheiten des Wasserstoff-Staplers ist erforderlich, einige Punkte beim Betanken werden schlecht dargestellt und mussten auch hier erst erlernt werden.
- Aufbau des Panels und Betankung sind einfach möglich und werden noch im Folgenden genauer dargestellt.

### 3.3. Überströmpanel

Für die Versorgung mit Wasserstoff wurde eine mobile Tankvorrichtung, das Überströmpanel, angeschafft. Nach der Anlieferung wurde eine Einführung in die Bedienung und eine Sicherheitseinweisung per Videokonferenz vom Hersteller JAG gegeben. Daran teilnahmen Mitarbeiter von KB Industrieservice und dem ttz. In der Schulung wurden die wichtigen Sicherheitsbestimmungen erläutert und die genaue Bedienung des Panels beschrieben.

Für die erste Betankung wurde das Panel zu KB Industrieservice gebracht und dort an einem Wasserstoffflaschenbündel von AIR LIQUIDE aufgebaut. Dazu wird das Panel über Haken an das Flaschenbündel gehängt und mit Magneten am Panel fixiert. Zusätzliche Sicherheitsketten verhindern, dass das Panel umfallen kann. Danach wird die Ablassleitung manuell nach oben ausgefahren und arretiert. Der Anschluss des Flaschenbündels erfolgt über ein Schraubgewinde. Am Flaschenbündel und am Panel sind Manometer die den Druck im System anzeigen. Das frische Bündel hatte einen Druck von 300bar. Nach dem Anschluss an das Bündel war das Überströmpanel bereit für den ersten Tankvorgang. Der Aufbau des Bündels war einfach und konnte problemlos von zwei Personen durchgeführt werden. Nach dem korrekten Aufbau und Anschluss an das Flaschenbündel war das Panel einsatzfähig.



Abbildung 7: Überströmpanel am Flaschenbündel aufgebaut

### 3.4. Stapler und Brennstoffzellensystem

Da der Stapler ohne Wasserstoff im Tank angeliefert wurde, musste die erste Tankfüllung bei KB Industrieservice durchgeführt werden. Entsprechend der Einweisung wurde das Panel an das Flaschenbündel angeschlossen. Es wurden die Verbindung zum Tank und die für die Sicherheit notwendige Erdung, mittels der dafür vorgesehenen Klemmen, geleistet. Trotz ordnungsgemäßer Bedienung der Ventile schlug die Betankung fehl. Es stellte sich heraus, dass in dem Brennstoffzellensystem ein manuelles Sicherheitsventil für den Transport geschlossen war. Nach Klärung des Sachverhalts mit PLUG POWER konnte dieses Ventil betätigt werden. Dafür musste das Brennstoffzellensystem aber aus dem Stapler entnommen werden. Das ist nur mit einem weiteren Stapler möglich, da das System ein Gesamtgewicht von über 1t hat. Nach dem Einbau



Abbildung 8: Brennstoffzellensystem aus dem Stapler ausgebaut

der Brennstoffzelle konnte der Stapler am Panel betankt werden. Neben der Füllung mit Wasserstoff muss bei einer Betankung des Staplers auch das Wasser aus dem Betrieb abgesaugt werden. Bei der Reaktion in der Brennstoffzelle entsteht Wasser, welches in einem Tank im System aufgefangen wird. Da die Stapler viel in Innenräumen bewegt werden, wird das entstehende Wasser nicht einfach abgelassen. Für die Absaugung ist ein Anschluss an dem System. PLUG POWER hat eine entsprechende

Kupplung mitgeliefert. Für die Absaugung wurde eine manuelle Absaugpumpe der Marke SEALY angeschafft und Stand für die Versuche zur Verfügung.

### 3.5. Tankvorgang

Nach der Überprüfung des korrekten Anschlusses an das Panel war der Stapler bereit für die erste Betankung. Über die Ventile auf dem Panel wurde das Überströmen gestartet. Entsprechend der Bedienungsanleitung wurden zwei Ventile geöffnet und der Wasserstoff konnte unter Geräusentwicklung in den Tank strömen. Der Tankvorgang dauert ca. 10 Minuten. Der Stapler meldet laut Herstellerangabe einen leeren Tank bei 30-40bar Druck. Der Füllstand wird am Fahrzeug über den Druck im Tank gemessen und auf dem Controlpanel als LED Leiste angezeigt. Die Betankung am Panel endet, wenn der Druck im Flaschenbündel denselben Wert hat, wie der Druck im Tank. Das Panel hat zwei Manometer, die diese Werte anzeigen. Das Ende des Tankvorgangs ist auch deutlich akustisch zu vernehmen, wenn die Überströmgeräusche enden. Auf der Tankanzeige auf dem Controlpanel des Brennstoffzellensystems zeigt sich ein Füllstand von über 90%. Am Flaschenbündel wurde nach der Betankung ein Druck von 280 bar angezeigt. Nach der Betankung wurden die Durchlassventile geschlossen und über die Ablassleitung wurde die Tankleitung entspannt bzw. entleert. Ansonsten kann der Tankstutzen nicht vom Stapler entfernt



Abbildung 9: Controlpanel des Brennstoffzellensystems

werden. Insgesamt war die Betankung einfach durchzuführen. Beim Absaugen des Wassers aus dem Brennstoffzellensystem gab es beim ersten Versuch noch ein Problem, da die Verbindung der speziellen Kupplung zu der Absaugpumpe fehlerhaft ausgeführt war. Es wurde kein Wasser abgesaugt. Das wurde darauf zurückgeführt, dass der Stapler mit leerem Wassertank geliefert worden ist, da auch kein Wasserstoff im Tank war. An dem Brennstoffzellensystem ist keine Füllstandsanzeige des Wasserstanks. Es wird aber bei vollem Tank eine Warnung ausgegeben über das Control Panel ausgegeben. Nach dem korrekten Anschluss der Kupplung konnte das Wasser abgesaugt werden.

Aufgetankt konnte der Stapler bei der Firma SYMEX im Fischereihafen für praktische Versuche eingesetzt werden. Der Test konnte nur eingeschränkt durchgeführt werden, da aufgrund der dortigen Sicherheitsbestimmungen das Tankpanel bei SYMEX nicht aufgebaut werden konnte. Bei Symex einem Maschinenbau-Unternehmen arbeiten die Stapler nicht im Dauerbetrieb. Die Stapler werden zum Be- und Entladen von Lieferungen oder zum Transport von Maschinen und Anlagenteilen auf dem Betriebsgelände eingesetzt. Die tägliche Betriebszeit kann dabei stark variieren. Aufgrund der geringeren Belastung wurde SYMEX als erster Teilnehmer für den Versuch ausgewählt, da zu Beginn der praktischen Tests die Belastung des Staplers nicht so hoch sein sollte. Die Betankung mit Wasserstoff fand dann bei KB Industrieservice statt. Die Ergebnisse des Versuchs werden im nächsten Kapitel beschrieben.

In einem zweiten Versuch wurde der Stapler bei der Firma CORDES HOLZHANDEL im Fischereihafen eingesetzt. Mitarbeitern von CORDES wurde die Betankung des Staplers im Vorfeld einmal vorgestellt. Danach erklärten sie sich bereit, die Versuche mit Betankung bei sich auf dem Betriebsgelände durchzuführen. Für die Versuche wurde ein neues Flaschenbündel bestellt und zu CORDES geliefert. Zusammen mit dem Stapler wurde das Überströmpanel dann bei Cordes aufgebaut und den Mitarbeitern die Bedienung und Sicherheitsregeln erklärt. Zusammen mit den Mitarbeitern wurde dann eine Betankung durchgeführt. Bei CORDES werden die Stapler in den Arbeitszeiten im Dauereinsatz gefahren. Dabei laufen sie auf einem großen Betriebsgelände, es können Strecken von bis zu einem Kilometer am Stück gefahren werden, und Be- und Entladen Holztransporte. Pro

Arbeitstag kommen regelmäßig 6-7 Stunden Betriebszeit für die Stapler zusammen. Cordes betreibt ca. 70 Stapler und Flurförderzeuge und nutzt dabei Elektro-, Gas- und Dieselfahrzeuge. Für den Test wurde ein batterieelektrischer Stapler durch den Wasserstoffstapler gleicher Leistungsklasse ersetzt. Der batterieelektrische Stapler wird im normalen Betrieb einmal am Tag geladen und hält dann eine Tagesschicht durch. Für das Laden wird er an das Ladegerät gefahren und angeschlossen. Im praktischen Betrieb wird die Ladezeit mit ca. 1 Stunde angegeben für eine Batterie mit 625 Ah, was auf die Qualität des Ladegeräts zurückgeführt wird. Insgesamt sind die Arbeitsabläufe auf den Stapler abgestimmt und funktionieren gut im normalen Arbeitsalltag.

### 3.6. Regularien und Sicherheit

Neben der Verfügbarkeit und den Lieferschwierigkeiten hat sich die Genehmigung des Überströmpans als weiteren Grund für die Verzögerung herausgestellt. Um das Panel über einen Versuchsbetrieb hinaus betreiben zu können, ist eine Erlaubnis vom Gewerbeaufsichtsamt notwendig. Für diese Erlaubnis bedarf es eines Prüfberichts einer Zugelassenen Überwachungsstelle (ZÜS). Es wird ein Erlaubnisverfahren nach §18 der Betriebssicherheitsordnung durchgeführt. Dieses gilt für Füllstellen, Gasfüllanlagen und Tankstellen. Ein großes Problem war die hohe Auslastung der Überwachungsstellen. Es wurden 5 Stellen angefragt, aber Termine konnten erst nach 4-6 Wochen vergeben werden. Für die Durchführung des Prüfverfahrens ist auch eine bestimmte Schulung notwendig, so dass die nicht alle Mitarbeitende diese Prüfung durchführen können. Insgesamt gibt es hier einen Mangel an geeigneten und zertifizierten Personen, um die Prüfung durchführen zu können. Auch die konkrete Prüfung des Panels scheiterte einmal an der Terminplanung der beauftragten Stelle und zusätzlich an der eingesetzten Technologie. Mobile Gasfüllstellen sind im Prüfverfahren eigentlich nicht vorgesehen, deshalb gibt es hier noch keine konkreten Regeln für die Prüfung. Zudem fehlten dem Prüfer Unterlagen vom Hersteller, so dass sich die Genehmigung weiter hinauszögert und nicht mehr im Projektzeitraum abgeschlossen werden kann. Dadurch konnten leider auch weniger praktische Versuche als geplant durchgeführt werden, da so die Aufstellung des Panels bei einigen ausgewählten Betrieben nicht möglich war.

## 4. Auswertungsphase

Die Einführung von Wasserstoffanwendungen für Mobilität und Logistik durch praktische Tests konnten im Projekt nicht so durchgeführt werden wie geplant. Unter anderem lag es an der Situation, dass durch die Pandemie Firmenbesuche und Partnertreffen nicht in gewohntem Umfang möglich waren. Durch persönliche Absprachen hätten einige Punkte vielleicht schneller geklärt werden können. Zum anderen hat die Pandemie auch immer wieder zu Verzögerungen im Projektablauf geführt, weil wichtige Mitarbeitende krankheitsbedingt zeitweise nicht zur Verfügung standen. Insbesondere bei der Suche nach einer geeigneten Tanklösung kamen diese Punkte zum Tragen.

Aufgrund des Mangels an verfügbaren Wasserstofffahrzeugen konnten nur Versuche mit Gabelstaplern durchgeführt werden und das auch eingeschränkt. In den Versuchen sollten der Wasserstoffstapler im praktischen Betrieb in die Firmen eingesetzt werden. Diese Versuche verliefen erfolgreich und der Stapler konnte in zwei Firmen eingesetzt werden. Um die Erfahrungen vor Ort und den Energiebedarf zu ermitteln wurde ein Fragebogen vorbereitet und den Fahrern mitgegeben. In dem Fragebogen werden

- Derzeitige Situation und bestehende Fahrzeuge
- Tankdauer und Arbeitsabläufe des herkömmlichen Staplers

- Tankdauer und Tankzeiten des Wasserstoffstaplers
- Einsatzzeit des Wasserstoffstaplers
- Fahreigenschaften und Eindrücke des Wasserstoffstaplers
- Integration der Betankung in die Arbeitsabläufe
- Vergleich des Wasserstoffstaplers und des herkömmlichen Staplers

abgefragt. Die Fragebögen wurden von den Fahrern der Stapler bei SYMEX und OCRDES bearbeitet.

#### 4.1. Praktische Versuche bei SYMEX

Bei Symex wurde ein Elektrostapler Linde E50HL mit 5t Hublast durch den Wasserstoffstapler ersetzt. Der Batteriestapler wird im Betrieb nach Bedarf über Nacht geladen. Der Wasserstoffstapler wurde vollgetankt zu SYMEX geliefert und in der Testzeit von 10 Tagen einmal aufgetankt. Das entspricht einer Fahrleistung im Test von ca. 10-12 Stunden. Der Wasserstoffstapler verfügt über einen Betriebsstundenzähler, dieser hat in beiden Versuchen aber verwirrende Daten angezeigt und konnte nicht ausgewertet werden. Im Rahmen der Tests wurde der Stapler einmal zum Service abgeholt. Das Control Panel des Brennstoffzellensystems hat die Warnung „Wassertank voll“ ausgegeben. Die Warnung wurde von einem eindringlichen akustischen Signal begleitet. Bei KB Industrieservice wurde festgestellt, dass die Absaugvorrichtung nicht korrekt an die Kupplung gesetzt wurde und so die Absaugung nicht funktioniert hat. Zusammen mit dem Hersteller der Brennstoffzelle PLUG POWER wurde das Problem behoben. Es war aber notwendig, dass ein Techniker von PLUG POWER nach Bremerhaven kam, um die Fehlermeldung aus dem System der Brennstoffzelle zu löschen. Der Service von PLUG POWER hat aber schnell reagiert. Und so konnte das Problem innerhalb von 2 Tagen gelöst werden. Danach konnte der Stapler für die Fortführung der Tests wieder an SYMEX geliefert werden.

Im Testzeitraum von 20 Tagen wurde der Wasserstoffstapler einmal aufgetankt. Er wurde dafür wieder zum Tankpanel bei KB Industrieservice gefahren. Bei dieser Betankung hatte das Flaschenbündel einen Druck von 280bar, nach Betankung war der Druck auf 250 bar gesunken. Die Anzeige im Stapler zeigte eine fast vollständige Füllung des Tanks. Es ist aber zu beachten, dass der Tankdruck im Fahrzeugtank mit 250 bar deutlich unter den möglichen 350 bar lag. Mit der Betankung lief der Stapler bei SYMEX noch 10 Tage.

Durch die auswärtige Betankung konnte bei SYMEX nur die Performance des Wasserstoffstaplers abgefragt werden. Dafür waren auf dem Fragebogen Fragen zur Einschätzung der Arbeitsleistung des Staplers und zum Vergleich zwischen Wasserstoffstapler und herkömmlichen Stapler.

Die Arbeitsleistung wurde vom Fahrer mit gut bewertet. Nach Behebung der Warnung fuhr der Stapler ohne weitere Probleme und konnte alle Aufgaben zur Zufriedenheit der Mitarbeiter meistern. Es wurde aber die höhere Geräusentwicklung des Wasserstoffstaplers angemerkt. Das Brennstoffzellensystem hat einen Lüfter, der im Betrieb auch lauter werden kann. Diese Geräusche sind die Fahrer von Elektrostaplern nicht gewohnt. Ansonsten konnten keine Unterschiede oder Einschränkungen im Betrieb festgestellt werden.



Abbildung 10: Tankpanel nach Druckbereich mit Fahrzeugtank bei 250 bar

Einige Fragen dienten auch dazu die Akzeptanz für Wasserstoffanwendungen bei den Fahrern zu untersuchen. Beim Fahrer von SYMEX waren Wasserstoffanwendungen vorher nicht bekannt. Er hatte aber auch keine Bedenken beim Fahren eines Wasserstoffstaplers. Für die Betankung mit Wasserstoff muss festgestellt werden, dass die Einbindung der betrieblichen Fachkraft für Sicherheit frühzeitig erfolgen sollte. Da die Fachkraft an die Regeln der Betriebssicherheitsverordnung gebunden ist, müssen diese Bestimmungen vor Ort frühzeitig diskutiert und beachtet werden. Mitarbeitern von SYMEX, die am Versuch teilgenommen haben, wurde die Betankung des Staplers bei KB Industrieservice auch nochmal vorgeführt. Es wurde festgestellt, dass die technische Umsetzung bei SYMEX durchführbar und in die Arbeitsabläufe integrierbar wäre.

Im Vergleich zum herkömmlichen Stapler wurde bis auf eine etwas längere Startdauer, die Brennstoffzelle muss beim Start hochgefahren werden und das dauert ca. 1,5 Minuten, kein weiterer Unterschied festgestellt.

Insgesamt war der Test bei SYMEX erfolgreich. Der Wasserstoffstapler konnte dort im täglichen Ablauf eingesetzt werden und uneingeschränkt genutzt werden. Der Fahrer hatte keine Schwierigkeiten mit der Bedienung des Staplers und konnte ihn wie gewohnt einsetzen. Die Probleme zu Beginn der Tests konnte schnell behoben werden und es wurde gezeigt, dass auch der Service funktioniert. Mit diesen Erkenntnissen konnte ein weiterer Test bei höherer Belastung geplant werden.

#### 4.2. Praktische Versuche bei Cordes Holzhandel

Nachdem sich Mitarbeiter von CORDES die Betankung mit dem Überströmpanel angeschaut haben, hatte sie entschieden die Tests mit dem Wasserstoffstapler bei sich auf dem Betriebsgelände durchzuführen. Bei CORDES wird mit ca. 70 Flurförderzeugen gearbeitet, dabei sind 2 Gas, 15 Elektro und über 50 Dieselfahrzeuge im Einsatz. Für den Test mit dem Wasserstoffstapler wurde ein neues Flaschenbündel direkt zu CORDES geliefert. Mit der Auslieferung des Wasserstoffstaplers und des Tankpanels wurde den Mitarbeitern vor Ort eine genaue Einweisung gegeben. Von CORDES wurde neben dem Betriebsleiter und dem Fahrer auch den Mitarbeitern der Schlosserei die Bedienung des Panels erläutert und zusammen eine Betankung durchgeführt. Dabei wurde auch auf die Regeln beim Umgang mit Druckwasserstoff eingegangen. Für das Betankungspanel wurde zudem die Bedienungsanleitung ausgehändigt. Der Wasserstoffstapler wurde für die Versuche bei CORDES etwas umgerüstet. Es wurde eine etwas andere Hubeinrichtung eingebaut und die Steuerung wurde für die Mitarbeiter angepasst.

Die Einweisung und Betankung wurden am Freitagmittag durchgeführt, nach der Einweisung gingen die Mitarbeiter bei CORDES in den Feierabend. Bei der Betankung wurde der Stapler bis auf 90% vollgeladen. Am nächsten Montagmorgen beim Arbeitsbeginn war die Ladung aber schon deutlich gesunken, so dass er wieder betankt werden musste. Auch dabei wurde er laut Tankanzeige auf 90% getankt. Mit dieser Betankung konnte der Stapler 5 Stunden durchgehend arbeiten. Danach wurde wieder getankt und bis zum nächsten Morgen weitergearbeitet. Da, mit jeder Betankung aber auch der Druck im Flaschenbündel sank, sank auch die Menge an Wasserstoff, die in den Fahrzeugtank übertragen werden konnte. Damit sank auch die Arbeitszeit des Staplers. Am Ende der Woche war der Druck im Flaschenbündel auf 180 bar gesunken. Die Arbeitszeit war dann auf unter einer Stunde gesunken, so dass eine reguläre Arbeit mit dem Stapler nicht mehr möglich war. Der Stapler ließ sich dann auch nur noch auf etwas unter 50% auftanken, laut Anzeige. Im Test zeigte sich, dass die provisorische Tanklösung zwar praktische Tests ermöglicht, aber im Dauerbetrieb deutlich limitiert ist. Für die Betriebsdauer wurde erkannt, dass ein fast voller Tank eine starke Beanspruchung für 5

Stunden bedienen kann. Laut Fahrer bei CORDES würde diese Einsatzzeit für die tägliche Arbeitszeit ausreichen, da eine Betankung im Arbeitsalltag gut einzufügen ist.

Mit der Arbeitsleistung war der Fahrer zufrieden. Der Wasserstoffstapler ließ sich von Beginn an gut fahren und da es ein neues Gerät war, war der Komfort auch etwas besser als in den bei CORDES genutzten Staplern. Insbesondere die Heizung wurde hervorgehoben. Die Stapler bei CORDES haben keine Seitentür und deshalb konnte bei den niedrigen Temperaturen während des Tests die Heizung gut genutzt werden. In der täglichen Arbeit wurde bemerkt, dass das Brennstoffzellensystem durchgehend die volle Leistung zur Verfügung stellt. Der Batteriestapler verliert mit sinkender Ladung der Batterie an Leistung. Die Fahr- und Hubleistung gibt merklich nach. Dieser Effekt trat beim Brennstoffzellenstapler nicht auf.

Der Umgang mit Wasserstoff war auch hier nicht bekannt aber eine grundsätzliche Furcht oder Bedenken gab es nach der Einführung nicht. Der Fahrer konnte die Betankung eigenhändig durchführen und sie ist in kurzer Zeit ein eingeübter Arbeitsablauf gewesen. Dadurch, dass mit voranschreiten der Tests der Druck im Flaschenbündelspeicher sank und deshalb immer weniger Fahrzeit pro Tankvorgang zur Verfügung stand, wurde der praktikable Einsatz aber limitiert. Die Notwendigkeit zum Tanken und damit auch der Aufwand während der Arbeitszeit nahm immer weiter zu, bis die geforderte Arbeit nicht mehr geleistet werden konnte. Insgesamt wurde die Machbarkeit und Handhabung aber positiv bewertet und mit einer geeigneten Tankstelle könnte auch der normale Arbeitsbetrieb mit Wasserstoff gewährleistet werden.

Im direkten Vergleich mit dem herkömmlichen Batteriestapler gab es nur wenige Unterschiede. Einmal wurde die ungewohnte Geräuschkulisse des Brennstoffzellenlüfters genannt und die Dauer des Hochfahrens war länger als gewohnt. Vorteilhaft wurde die durchgehend zur Verfügung stehende Maximalleistung benannt. Ansonsten gab es in Hinsicht der Fahreigenschaften und der Handhabung keine Unterschiede zu den Batteriefahrzeugen. Die Akzeptanz ist für den Einsatz in den Betrieben wichtig. Gerade bei der Einführung von neuen Fahrzeugen kann es bei den Fahrern zu Ablehnung kommen, wenn gewohnte und liebgezwonnene Fahreigenschaften oder Bedienungskomponenten geändert werden. Da der Stapler auf herkömmlichen Batterie Staplern aufbaut und zudem die Anpassung bei der Steuerung einfach gestaltet ist, kann der Einsatz flexibel gestaltet werden und Kundenwünsche auch schnell umgesetzt werden. Der Test wurde aber sehr interessiert und aufgeschlossen begleitet. Und die Rückmeldung von den Mitarbeitern von CORDES waren sehr positiv. Insgesamt konnte sich dort vorgestellt werden Wasserstoff einzusetzen, wenn denn Versorgung und Betankung geklärt wären.

Die praktischen Tests haben gezeigt, dass der Wasserstoffstapler in beiden Firmen die gewünschte Arbeitsleistung zeigen konnte und den eingesetzten Batteriestaplern ebenbürtig waren. Es wurde aber auch gezeigt, dass die Betankung ein wichtiges Thema ist und hier eine geeignete Versorgung mit der für den jeweiligen Betrieb angepassten Lösung für einen Dauereinsatz notwendig wären. In den eingeschränkten Tests konnten schon wichtige Erfahrungen für den Einsatz von Wasserstoffflurförderzeugen gesammelt werden. Mit den positiven Beurteilungen der Fahrer aber auch mit der Erkenntnis, der aufgetretenen Probleme sind wichtige Details erkannt worden, die bei Einführung von Wasserstofffahrzeugen Beachtung finden sollten. Auch wenn die Tests nicht in dem Umfang stattfinden konnten wie es geplant war, wurde auch bei den eingeschränkten Tests interessante Erfahrungen gemacht und auch das Interesse bei den teilnehmenden Firmen geweckt wurden.

### 4.3. Kostenbetrachtung

Wirtschaftlich sind die Wasserstoffantriebe noch keine Konkurrenz zu den herkömmlichen Verbrenner- oder Elektroantrieben. Im Schwerlast und Transportverkehr sind noch keine Fahrzeuge verfügbar, deshalb ist hier ein Vergleich noch nicht möglich. Die bekannten Projekte sind einzelne Umbauten, die deutlich kostspieliger sind als Serienfahrzeuge. In der Intralogistik ist für die Anschaffung eines Wasserstoffgabelstaplers im Vergleich zu einem Elektrostapler mit ca. 50% Mehrkosten zu rechnen. Dazu kommen dann Kosten für eine Betankungsanlage, die einen mittleren 6-stelligen Betrag kosten können. In den Tests wurde Wasserstoff aus herkömmlicher Produktion genutzt (sog. grauer Wasserstoff). Die Kosten dafür liegen bei ca. 60 € pro kg, geliefert in Flaschenbündeln. Hier ist natürlich die Anlieferung der Mindermenge ein hoher Kostenfaktor. Für die Herstellung von grünem Wasserstoff werden laut einer Studie der internationalen Energieagentur IRENA Kosten von 3-6 €/kg angenommen. (IRENA, 2019) Wird der Wasserstoff Regional hergestellt könnte dieser dann kostengünstig angeboten werden. Die Preisentwicklung ist aber noch nicht abzusehen.

## 5. Fazit

In dem Projekt sollten der Stand der Entwicklung von Wasserstofffahrzeugen untersucht und Erfahrungen mit Einführung von Anwendungen in die ansässige Wirtschaft am Beispiel des Fischereihafens in Bremerhaven gewonnen werden. Es wurden Erfahrungen gemacht, woran es beim Einsatz von Wasserstoff für mobile Anwendungen noch hapert und welche Hindernisse noch vorhanden sind. Wasserstofffahrzeuge auch für den Transportverkehr sind seit Jahren in der Presse und viele Firmen haben daran gearbeitet und verschiedene Projekte vorgestellt. Aber bei konkreter Nachfrage sind zum aktuellen Stand keine Fahrzeuge verfügbar. Die Ankündigungen gehen vom nächsten Jahr aus, oder noch später. Auch Umrüstvarianten sind derzeit noch keine Alternative, da auch diese sich noch nicht in der Serienreife befinden.

Die Infrastruktur ist noch ausbaufähig, auch wenn immer beschrieben wird, dass die Technologie vorhanden ist, so ist es schwer möglich, Geräte von der Stange zu kaufen und die Kosten sind noch sehr hoch. Zudem sind bei der Einführung auch die Genehmigungsverfahren zu beachten. Diese können die Einführung immer noch erheblich verzögern, da vielfach die Prüfvorschriften noch nicht verfügbar sind, oder qualifiziertes Personal fehlt.

Insgesamt ist neben den derzeit noch erheblichen Kosten für die Technologie auch noch ein erheblicher Zeitaufwand für Anschaffung und Genehmigung zu erwarten.

Das Interesse an Wasserstoffanwendungen ist generell, aber auch konkret im Fischereihafen sehr hoch. Viele Unternehmen sehen im Wasserstoff eine kommende Alternative für fossile Kraftstoffe insbesondere für mobile Anwendungen. Es gibt aber noch sehr wenig bis keine eigenen Erfahrungen mit Wasserstoffmobilität. Aber durch die hohe Aufmerksamkeit, die Wasserstoff derzeit in der Berichterstattung erfährt, ist das Interesse daran groß. Und viele Firmen sind dem Wasserstoff aufgeschlossen oder erwarten die Einführung. Durch Projekte, die eine praktische Demonstration dieser Technologien ermöglichen, wie dieses Vorhaben, können Erfahrungen gesammelt und weitere Interessenten gewonnen werden. Die praktischen Tests mit dem Stapler haben gezeigt, dass die Fahrzeuge auch heute schon von der Leistung mit konventionellen Antrieben mithalten können und dann auch auf die nötige Akzeptanz stoßen.

Die in dem Projekt gesammelten Erfahrungen helfen auf jeden Fall bei der Planung und Durchführung der weiteren in Bremerhaven geplanten Vorhaben und können auch für Wirtschaftsunternehmen in Zukunft wichtig bei der Umstellung auf Wasserstofftechnologien sein.

## Referenzverzeichnis

elaan-Projekt. (Oktober 2022). <https://www.ladog.de/elaan-projekt>.

elektroauto-news. (2022). Abgerufen am April 2021 von <https://www.elektroauto-news.net/2020/schweizer-macher-hyundai-bringt-wasserstoff-lkw-schweiz>

h2-live. (2022). (<https://h2.live/>). Abgerufen am Oktober 2022

IRENA. (2019). *Hydrogen: A renewable energy perspective*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency .

NAU. (2022). Abgerufen am August 2022 von <https://www.nau.ch/news/schweiz/wasserstoff-gruner-camion-aus-der-schweiz-vorgestellt-66191990>

Statistisches Bundesamt. (2022). *CO2 im Straßenverkehr, Umwelt und Energie*. Abgerufen am August 2022 von [https://www.destatis.de/Europa/DE/Thema/Umwelt-Energie/CO2\\_Strassenverkehr.html](https://www.destatis.de/Europa/DE/Thema/Umwelt-Energie/CO2_Strassenverkehr.html)

## Kapitel 4

### Entwicklung eines Wasserstoffofens

•

•

•

•



**Abschlussbericht**  
**zur Teilstudie Entwicklung eines Wasserstoffofens**  
**aus dem Projekt „Wasserstoff – grünes Gas für**  
**Bremerhaven“**  
**Entwicklung exemplarischer Anwendungsfälle**

**Auftraggeber:**

Die Senatorin für Wissenschaft und Häfen

**Auftragnehmer:**

Hochschule Bremerhaven

An der Karlstadt 8

27568 Bremerhaven

**Unterauftragnehmer:**

ttz Bremerhaven

Am Lunedeich 12

27572 Bremerhaven

# Inhalt

Abbildungsverzeichnis	iii
Tabellenverzeichnis	iv
1. Ziele des Vorhabens	1
2. Einführung	1
3. Ergebnisse	2
3.1 Entwicklungs- und Konstruktionsphase	2
3.2 Fertigungs- und Inbetriebnahmephase	5
3.2.1 Fertigung des Wasserstoffbrenners	5
3.2.2 Fertigung des Wasserstoffbackofens	6
3.2.3 Inbetriebnahme des Gesamtsystems	8
3.3 Herstellung von Backwaren	14
4. Zusammenfassung	18
Referenzverzeichnis	v

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der Energiepreise (Erzeugerpreisindex) für Erdgas, Heizöl und Strom. (2)	2
Abbildung 2: Gasflaschenlager für die Lagerung des Wasserstoffs für Versuchszwecke (links) sowie bauliche Integration eines EX-geschützten Lüfters (mittig und rechts) zur Erzeugung eines technischen Luftwechsels.	3
Abbildung 3: Wasserstoffkatalysator. (neo hydrogen sensors GmbH)	5
Abbildung 4: Funktionstest des Wasserstoffbrenners.	6
Abbildung 5: Blick in den Innenofen (links) sowie Rückansicht des Ofengehäuses (rechts) während der Fertigungsphase des Wasserstoffbackofens.	6
Abbildung 6: Grundbau des Wasserstoffbackofens nach Fertigstellung des Ofengehäuses und des Innenofens.	7
Abbildung 7: Produktraum des Wasserstoffbackofens mit integrierter Verdampferschale.	7
Abbildung 8: Wasserstoffbackofen am Aufstellungsort im Bäckerei-Technikum des ttz Bremerhavens. (links: Frontansicht; rechts: Blick auf das angeflanschte Rohrleitungssystem und des Wasserstoffbrenners.	8
Abbildung 9: Seitenansichten des Wasserstoffbackofens. (links: Schaltschrank zur Steuerung der Anlage; rechts: Vorrichtung zum Fixieren der Wasserstoffdruckgasflaschen).	9
Abbildung 10: Beispielhafte Messposition verschiedener Sensorsysteme zur Grundcharakterisierung des Wasserstoffbackofens.	10
Abbildung 11: Steigrate zum Erreichen einer definierten Temperatur von 200 °C im Wasserstoffbackofen (n=2).	10
Abbildung 12: Temperaturniveau während der Haltephase bei 220 °C im Wasserstoffbackofen (n=2).	11
Abbildung 13: Gesamtwärmestrom als Summe des konvektiven Wärmeübergangs (blau) und der Wärmestrahlung (rot) im Wasserstoffbackofen bei 220 °C.	12
Abbildung 14: Gesamtwärmestrom als Summe des konvektiven Wärmeübergangs (blau) und der Wärmestrahlung (rot) in einem industriellen Konvektionsbackofen bei 220 °C.	12
Abbildung 15: Vergleich der Strömungsgeschwindigkeiten zwischen einem industriellem Konvektionsbackofen (blau; n=2) und dem entwickelten Wasserstoffbackofen (orange: Leistung Lüftergeschwindigkeit 100 %; n=2; grün: Leistung Lüftergeschwindigkeit 50 %; n=1).	13
Abbildung 16: Thermografische Analyse der Backkammer mittels einer hochauflösenden Wärmebildkamera.	13
Abbildung 17: Fotostudio zur Aufnahme von reproduzierbaren Produktfotos.	14
Abbildung 18: Ergebnisse der ersten Versuchsreihen zur Optimierung der Befeuchtung durch die Variation verschiedener Prozessparameter am Wasserstoffbackofen.	15
Abbildung 19: Vergleich der Backwarenqualität zwischen Brötchen hergestellt mit einem industriellen Konvektionsbackofen(links) und dem entwickelten Wasserstoffbackofen (rechts).	15
Abbildung 20: Vergleich des spezifischen Volumens von Brötchen hergestellt im Wasserstoffbackofen und in einem industriellen Konvektionsbackofen (n=10)	16
Abbildung 21: Aufnahmen der Krumenstruktur durch das digitale Imaging-System C-Cell (a)= Konvektionsbackofen; b)=Wasserstoffbackofen)	16
Abbildung 22: Vergleich der Krumeneigenschaften anhand der Porendichte zwischen Brötchen hergestellt im Wasserstoffbackofen und in einem Konvektionsbackofen (n=10).	17
Abbildung 23: Vergleich der Krumeneigenschaften anhand des Zelldurchmessers zwischen Brötchen hergestellt im Wasserstoffbackofen und in einem Konvektionsbackofen (n=10).	17

*Abbildung 24: Übersicht verschiedener Backwarengruppen, die mit dem Wasserstoffbackofen hergestellt wurden.* \_\_\_\_\_ 18

## Tabellenverzeichnis

*Tabelle 1: Spezifikationsdaten des verwendeten Wasserstoffes für Versuchszwecke (3).* \_\_\_\_\_ 3

*Tabelle 2: Entwickelte Modell-Rezeptur für die Herstellung von Brötchen für Versuchszwecke.* \_\_\_\_\_ 14

## 1. Ziele des Vorhabens

Um zu untersuchen und in der Folge zu demonstrieren, dass und gegebenenfalls wie im Bereich der Lebensmittelproduktion in Bremerhaven Wasserstoff als Alternative zu konventionellen Energieträgern genutzt werden kann, **ist es das primäre Ziel der Teilstudie „Entwicklung eines H<sub>2</sub>-Wasserstoffofens“ ein Demonstrationsobjekt eines Wasserstoffbackofens zu entwickeln, um die generelle Anwendbarkeit von Wasserstoff in der Bäckerei zu erproben.** Hierbei wurde geprüft, welche technischen Voraussetzungen notwendig sind, um die Wasserstofftechnologie im Lebensmittelbereich sicher zur Anwendung zu bringen. Die Hauptaufgabe besteht darin eine Brennkammer und ein Luftführungssystem zu entwickeln, welche die relevanten Temperatur- und Feuchtigkeitsprofile für die Herstellung von Backwaren optimal überträgt. Im Fokus der Arbeiten stand hierbei die Erprobung der Wasserstofftechnologie und deren sicherer Umgang sowie die Erarbeitung der notwendigen Rahmenbedingungen (u.a. Einhaltung von sicherheitstechnischen Anforderungen) für die Anwendung in der Bäckerei, um eine emissionsarme und zukunftsfähige Technologie bereitzustellen. Für die Erreichung des Projektzieles war es daher von wesentlicher Bedeutung die erarbeiteten Sicherheitsaspekte insbesondere durch eine zertifizierte externe Stelle zu überprüfen sowie abnehmen zu lassen. Aus diesem Grund ist die energetische Optimierung (wie z.B. die Reduzierung der benötigten Gesamtenergie, der Wärmeverluste etc.) des entwickelten Wasserstoffbackofens nicht vordergründiges Ziel der durchgeführten Arbeiten, da insbesondere die Bauweise des Wasserstoffbackofens für die wissenschaftliche Untersuchungen ausgelegt wurde.

Darüber hinaus wird anhand eines erfolgreich in Betrieb genommenen Wasserstoffbackofens eine Leuchtturmwirkung für nachfolgende Anwendungen in der Lebensmittelindustrie initialisiert. Im Bereich der Lebensmittelproduktion im Fischereihafen gibt es eine Vielzahl an weiteren energieintensiven Erhitzungs- und Kühlprozessen in denen eine energetische Verwertung von Wasserstoff Anwendung finden könnte. Zu den Anwendungsfeldern zählen u.a. Blanchieren, Backen, Kochen, Kühlen oder Gefrieren von Lebensmitteln. Am Beispiel eines mit Wasserstoff betriebenen Backofens wird der Grundstein für eine Basistechnologie gelegt werden, auf der für weitere Erhitzungsprozesse aufgebaut werden kann.

Im Rahmen der Studie wurde der Wasserstoffbackofen interessierten Firmen zu Erprobungszwecken zur Verfügung gestellt und somit das Leistungspotential des Ofens demonstriert. Ebenso wurde ein Wasserstofftechnikum in den Räumlichkeiten des ttz Bremerhavens initialisiert. In diesem Technikum können Technologien zur Wasserstoffanwendung von Firmen getestet werden. Das Wasserstofftechnikum wird aus den Mitteln des Bremen- bzw. Klimafonds gefördert.

## 2. Einführung

Während des Herstellungsprozesses von Backwaren wird eine hohe Menge an Energie benötigt, die insbesondere für den Backprozess aufgewandt wird. Circa die Hälfte des Energieverbrauches entfällt hierbei auf den Backofen (in Form von Gas, Heizöl und elektrischer Energie), darüber hinaus benötigen die Kälteanlagen Strom um die Kühlkreisläufe aufrecht zu erhalten.

Die aktuellen Entwicklungen hinsichtlich der Energiepreise (vgl. Abbildung 1) sowie die steigenden Rohstoffpreise verdeutlichen den zunehmenden Druck auf die energieintensive Backbranche und den mehr als 9000 Betrieben (Zentralverband des Deutschen Bäckerhandwerks e. V., 2022) des Deutschen Bäckerhandwerks.

Eine zukünftige alternative Energiequelle ist der Einsatz von Wasserstoff für thermische Prozesse in der Industrie, insbesondere von grünem Wasserstoff in Hinblick auf die Erreichung der Klimaziele, der CO<sub>2</sub>-Neutralität der Industriebetriebe sowie der Unabhängigkeit von z.B. importiertem Erdgas.

Für die generelle Überprüfung der Anwendbarkeit der Wasserstofftechnologien im Lebensmittelbereich erfolgt die Realisierung eines Wasserstoffbackofens als Demonstrationsobjekt dabei auf der Grundlage von Anforderungsprofilen, konstruktiven Realisierungen von Funktionsmustern bis zur finalen Charakterisierung des Leistungspotentials des wasserstoffbetriebenen Backofens. Der gesamte entwickelte Backofen ist dabei so ausgelegt, dass dieser zur grundsätzlichen wissenschaftlichen Überprüfung der Machbarkeit dient. Nachfolgend sind die jeweiligen Projektphasen beschrieben, welche notwendig sind, um ein Demonstrationsobjekt eines Wasserstoffbackofens, der mit dem Energieträger Wasserstoff betrieben wird in Betrieb zu nehmen.



Abbildung 1: Entwicklung der Energiepreise (Erzeugerpreisindex) für Erdgas, Heizöl und Strom. (Statistisches Bundesamt (Destatis), 2022)

### 3. Ergebnisse

#### 3.1 Entwicklungs- und Konstruktionsphase

Für Umwandlung von Wasserstoff in nutzbare Wärmeenergie zur Herstellung von Backwaren wurde ein Backofen entwickelt, welcher mit einem speziellen Wasserstoffbrenner ausgestattet ist. Im Rahmen der Entwicklungs- und Konstruktionsphase werden generelle Anforderungen an den Energieträger Wasserstoff, den Backofen und der Wärmeerzeugungseinheit (Brennkammer/Brenner) definiert und ausgearbeitet. Im Fokus der Arbeiten standen hierbei neben den baulichen Planungen der Gesamtanlage und der Art der Wärmeerzeugung, insbesondere die sichere energetische Umsetzung des Wasserstoffs.

Das Ziel war es das Gesamtsystem so auszulegen, dass der Wasserstoffbackofen wie in Anlehnung an einen herkömmlichen Backofen im Bäckerei-Technikum des ttz Bremerhavens in Betrieb genommen

werden kann. Um Wasserstoff thermisch zu nutzen wurden im ersten Schritt die generellen räumlichen und notwendigen sicherheitstechnischen Anforderungen an den Einsatz von Wasserstoff geprüft. Aufgrund der Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff wird im Projekt Industrierwasserstoff (u.a. grauer Wasserstoff) eingesetzt, welcher nach Prüfung verschiedener Lieferanten im Projektzeitraum verdichtet in Druckgasflaschen bereitgestellt wird. Die relevanten Spezifikationsdaten des verwendeten Wasserstoffs sind in Tabelle 1 dargestellt. Die spätere Umstellung auf grünen Wasserstoff hat hierbei keinen Einfluss auf die Auslegung und Funktionsfähigkeit der Anlage, ein Wechsel des Wasserstoffs je nach Herstellungsart ist jederzeit möglich.

Tabelle 1: Spezifikationsdaten des verwendeten Wasserstoffes für Versuchszwecke (AIR LIQUIDE Deutschland GmbH, 2022).

Lieferart	Stahlflasche
Reinheit	≥ 99,9 %
Rauminhalt	50 Liter
Füllmenge	8,89 m <sup>3</sup>
Fülldruck	200 bar
Obere Explosionsgrenze	77 Vol. %
Untere Explosionsgrenze	4 Vol. %
Dichte (bei 273 K)	0,0899 kg/m <sup>3</sup>
Selbstentzündungstemperatur	560 °C

Im Rahmen der stofflichen Sicherheitsbetrachtung (Gefährdungsbeurteilung nach Arbeitsschutzgesetz, Gefahrstoffverordnung, Betriebssicherheitsverordnung) stellte sich u.a. heraus, dass für eine geplante Lagerung des Wasserstoffgases im vorgesehenen Gasflaschenlager ein technischer Luftwechsel notwendig wird. Das vorhandene Gasflaschenlager wurde wie in Abbildung 2 dargestellt für einen technischen Luftwechsel (10-fach pro Stunde) mit einem EX-geschützten Lüfter für die Einlagerung von Wasserstoffgas umgerüstet.



Abbildung 2: Gasflaschenlager für die Lagerung des Wasserstoffs für Versuchszwecke (links) sowie bauliche Integration eines EX-geschützten Lüfters (mittig und rechts) zur Erzeugung eines technischen Luftwechsels.

Der zu entwickelnde Ofen, indem der Wasserstoff für Versuchszwecke thermisch eingesetzt wird umfasst u.a. folgende Anforderungen:

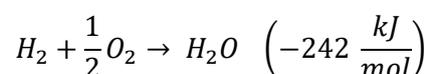
- Thermische Leistung ca. 15 kW
- Temperaturbereich zwischen +50 °C bis +280 °C
- Hohe Temperaturkonstanz ( $\pm 3$  °C)
- Umluftsystem zur kontinuierliche Luftumwälzung
- Fertigung Backinnenraum und Ofenumluftsystem in Edelstahl (1.4841), gasdicht geschweißt
- Beheizung des Backinnenraumes durch effizientes Wärmetauschersystem
- Elektronische Temperaturregelung
- Schaltschrank inkl. Steuerungseinheiten
- Befeuchtungseinheit inkl. Feuchtesensor
- Einstellbare Ebenen zum Auflegen von Backblechen
- Innenraumbeleuchtung
- Integrationsmöglichkeiten einer Wärmeenergieerzeugungseinheit durch die Verbrennung von Wasserstoff

Für die direkte thermische Verwertung von Wasserstoff in einem Backofen sind verschiedene Verbrennungskonzepte anwendbar (u.a. klassische Flammenverbrennung oder flammenlose („katalytische“) Verbrennung), um die somit erzeugte Energie in Form von Wärme auf die Backwaren zu übertragen. Im Rahmen des Forschungsprojektes wurden eingehend verschiedene Brennersysteme recherchiert und für die Anwendbarkeit in einem Backprozess geprüft. Um Wasserstoff schadstofffrei und insbesondere ohne die Bildung thermischer Stickoxide ( $\text{NO}_x$ ) zu verbrennen, ist ein spezieller Brenner vorgesehen, welcher Wasserstoff mittels eines Katalysators flammenlos verbrennt. Die relevanten Kenndaten des Anforderungsprofils für den Einsatz eines katalytischen Brenners zur Integration in einen Backofen sind u.a.:

- Einsatztemperaturen zwischen 20 °C bis 400 °C
- Ansprechzeit maximal 2 Minuten, Start des Katalysators bei Raumtemperatur
- Druckbereich 0-10 bar absolut
- Korrosionsbeständiges Material für hohe Feuchtebelastungen (100 % rF)
- Nanostrukturierte Beschichtung des Trägermaterials
- Modularer Aufbau
- Einfache Wartung und Reinigung
- Wasserstoffverbrennung in einem weiten Wasserstoffkonzentrationsbereich außerhalb der Zündgrenzen
- Wirkungsgrad der Wasserstoffumsetzung >99 %

Zusätzlich erfolgt die Überwachung der Wasserstoffkonzentration anhand von geeigneten Sensoren.

Die thermische Energieerzeugung erfolgt exotherm durch die katalytische Umsetzung von Wasserstoff mit Sauerstoff/Luft auf einem Metalloxid, welches mit einem Edelmetall partiell belegt ist (vgl. Abbildung 3):



Die Reaktionswärme in Form von dampfförmigem Wasser steht dem Backprozess direkt als Wärmeträger zur Verfügung.

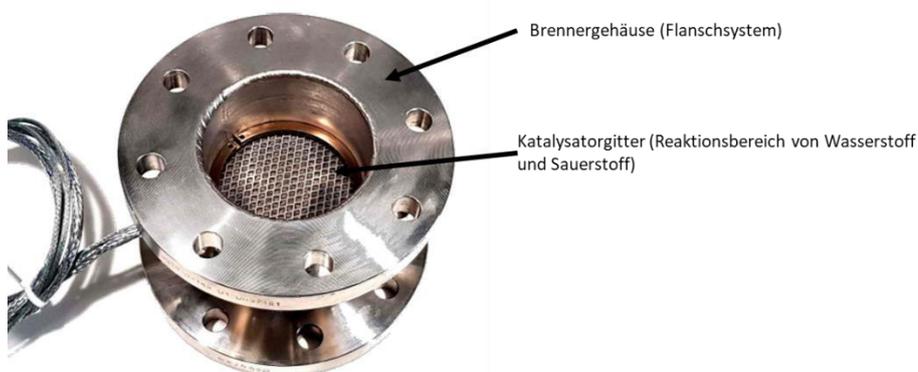


Abbildung 3: Wasserstoffkatalysator. (neo hydrogen sensors GmbH)

Um die Energie aus der katalytischen Wasserstoffumsetzung zur Beheizung eines Backofens zu nutzen, wird der Wasserstoffbackofen für die Integration eines Wasserstoffbrenners vorgerüstet. Auf Grundlage von technischen Zeichnungen und Verfahrensfliessbildern wurde im Projekt ein Sicherheitskonzept erarbeitet, welches u.a. die Grundlage für die Ausarbeitung einer technischen Gefährdungsbeurteilung darstellt. Im weiteren Projektverlauf stellte sich hierbei heraus, dass die Überarbeitung eines geeigneten Sicherheitskonzeptes von wesentlicher Bedeutung für den sicheren Betrieb des Demonstrationsobjektes ist. Aus diesem Grund wurde ebenfalls die Prüfung vor Inbetriebnahme der Anlage durch eine externe zertifizierte Stelle beschlossen.

### 3.2 Fertigungs- und Inbetriebnahmephase

Für den Bau des Gesamtsystems gliedert sich die Fertigungs- und Inbetriebnahmephase in verschiedene Fertigungsabschnitte, in denen die Einzelkomponenten des Wasserstoffbackofens hergestellt und zu einem Gesamtsystem zusammengesetzt werden.

#### 3.2.1 Fertigung des Wasserstoffbrenners

Der Wasserstoffbrenner wird anhand des Anforderungsprofil für eine thermische Leistung von ca. 15 kW konstruiert und gefertigt. Für eine sichere Verbrennung des Wasserstoffgases außerhalb des Explosionsbereiches wird die eingespeiste Wasserstoffkonzentration auf  $\leq 4$  Vol. % reguliert. Um eine konstante Überwachung der festgelegten Wasserstoffkonzentration sicherzustellen, werden zusätzliche Wasserstoffkonzentrationssensoren an relevanten Stellen im Gesamtsystem platziert. Hierdurch ist es möglich den Verbrennungsprozess kontinuierlich zu überwachen und durch zusätzliche Raumluftsensoren z.B. auf Leckagen zu prüfen. Im Fall einer unerwünschten Wasserstoffkonzentration wird das System durch eine entsprechende Steuerungstechnik am Wasserstoffbackofen abgeschaltet und ausreichend mit Luft gespült. Abbildung 4 zeigt eine Aufnahme während der Inbetriebnahme des Wasserstoffbrenners zur Überprüfung der Funktionsfähigkeit. Das

Brennstoffgemisch bestehend aus Luftsauerstoff und Wasserstoff verbrennt flammenlos bei mehreren Hundert Grad.

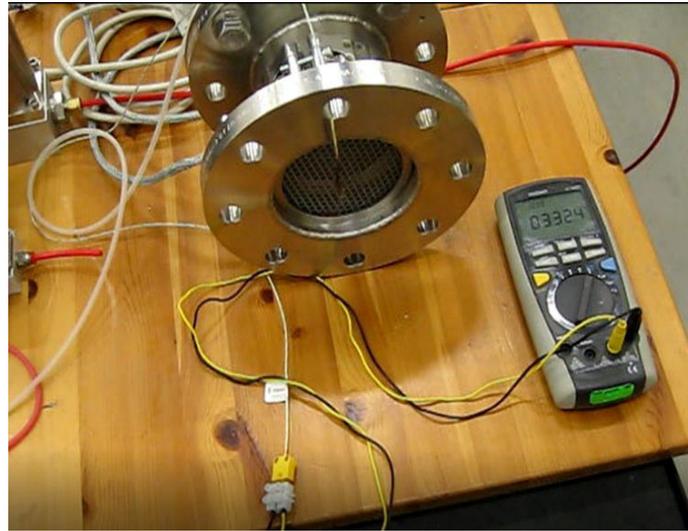


Abbildung 4: Funktionstest des Wasserstoffbrenners.

### 3.2.2 Fertigung des Wasserstoffbackofens

Auf Grundlage des erstellten Anforderungsprofils an den Wasserstoffbackofen und den Kenndaten des Wasserstoffbrenners zur Auslegung des Wärmetauschersystems inkl. Luftführung wurde im ersten Schritt das Innengehäuse des Wasserstoffbackofens gefertigt. In Abbildung 5 ist der Innenofen sowie die Rückseite des Innenofens während der Fertigungsphase dargestellt. Der Innenofen stellt das Grundgerüst des späteren Produktraumes dar, indem das Wärmetauschersystem implementiert wird. Die Rohrverbindungen dienen der Anbindung des Rohrleitungs- und Brennersystems, durch das die Wärmeenergie in Form von heißer Luft aus der Wasserstoffverbrennung in den Produktraum übertragen wird.



Abbildung 5: Blick in den Innenofen (links) sowie Rückansicht des Ofengehäuses (rechts) während der Fertigungsphase des Wasserstoffbackofens.

Nach Fertigstellung des Innenofens wird dieser wie in Abbildung 6 dargestellt in das eigentliche Ofengehäuse eingesetzt. Das Ofengehäuse wurde auf Rollen gefertigt und erlaubt somit eine flexible Ausrichtung des Ofens.



Abbildung 6: Grundbau des Wasserstoffbackofens nach Fertigstellung des Ofengehäuses und des Innenofens.

Abbildung 7 zeigt einen Einblick in den Produktraum nach der Integration des Umluftgebläses mit integriertem Wärmetauschersystem und Luftführungssystem in den Seitenwänden. Für die zusätzliche Befeuchtung der Backwaren wird eine Verdampferschale an der Decke des Produktraumes angebracht, um Wasser durch die Ansteuerung eines Magnetventiles in den Produktraum einzuleiten und zu verdampfen.



Abbildung 7: Produktraum des Wasserstoffbackofens mit integrierter Verdampferschale, welche an der Decke des Wasserstoffbackofens angebracht ist.

Im Verlauf der Fertigungsphase von Wasserstoffbrenner und Backofen wurde die technische Gefährdungsbeurteilung erweitert und das Sicherheitskonzept angepasst. Um ein höchstmögliches Maß an Sicherheit zu erreichen wurden hierfür fortlaufend Optimierungsmaßnahmen erarbeitet und u.a. sicherheitstechnische Bauteile angepasst und die Prozesssteuerung überarbeitet. Eine wesentliche Herausforderung bestand darin die entsprechenden Maßnahmen anhand von sicherheitstechnischen Bauteilen unter Wasserstoffeinwirkung umzusetzen um im Fall von z.B. eines plötzlichen Druckanstiegs im Gesamtsystem durch eine unerwünschte Wasserstoffverpuffung steuerungstechnisch durch eine Sicherheits-SPS zu reagieren. Um mögliche Gefährdungen zu vermeiden, wurden zusätzlich zu den Wasserstoffkonzentrationssensoren und ausgehend vom erarbeiteten Sicherheitskonzept u.a. verschiedene Entlüftungssysteme, Sicherheitsventile (z.B. gegen Flammenrückschlag) sowie eine Berstscheibe verbaut. Zusätzliche Regelungseinheiten und SIL-konforme Messgeräte ergänzen hierbei die sicherheitstechnische Überwachung der Gasdosierung. Das Einbringen eines ausreichend mit Luft angereicherten Zustroms für die Wasserstoffverbrennung war eine weitere Herausforderung. Im Rahmen der Testphase musste hierfür das Luftführungssystem mehrfach angepasst und optimiert werden.

### 3.2.3 Inbetriebnahme des Gesamtsystems

Für die Fertigung des Gesamtsystems wurden die Einzelkomponenten bestehend aus Wasserstoffbrenner und Backofen inkl. der Steuerungs- und Regeleinheiten zu einem Gesamtsystem zusammengefügt. Im Rahmen der Inbetriebnahmephase wurde eine Prüfung der Anlage durch den TÜV NORD Systems GmbH & Co.KG durchgeführt. Die Abnahme unterteilte sich in die Prüfung der erstellten technischen Dokumentationen sowie in eine praktische Prüfung der sicherheitstechnischen Steuerung (u.a. Simulation von Fehler- und Störquellen) mit dem Ergebnis, dass gegen die Inbetriebnahme des Demonstrationsobjektes keine sicherheitstechnischen Bedenken bestehen. Abbildung 8 zeigt den Wasserstoffbackofen am Aufstellungsort im Bäckerei-Technikum des ttz Bremerhavens.

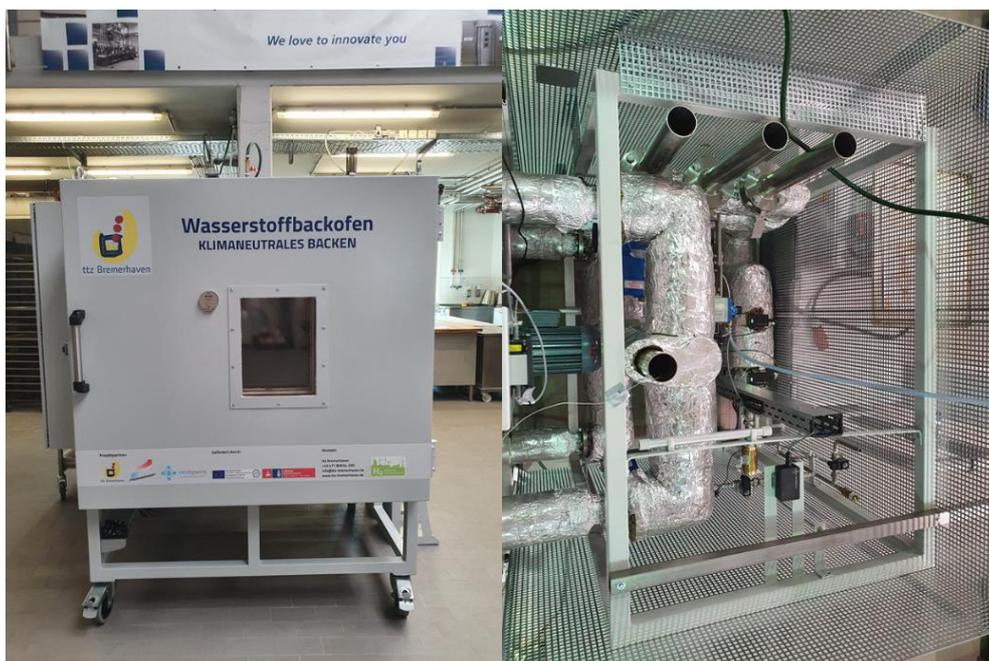


Abbildung 8: Wasserstoffbackofen am Aufstellungsort im Bäckerei-Technikum des ttz Bremerhavens. (links: Frontansicht; rechts: Blick auf das angeflanschte Rohrleitungssystem und des Wasserstoffbrenners.

Auf der rechten Aufnahme der Abbildung 8 ist das Rohrverteilungssystem inkl. Wasserstoffbrenner und der sicherheitstechnischen Steuerungs- und Regelungstechnik abgebildet, welches an die Rückseite des Ofens durch ein Flanschsystem befestigt wird. Die Luftsauerstoff erfolgt über ein Gebläse, welches Luftsauerstoff entsprechend der eingestellten Gesamtkonzentration des Brennstoffgemisches in das Gesamtsystem fördert. An den Seiten des Ofens befindet sich wie in Abbildung 9 zu erkennen der Schaltschrank zur Steuerung der Gesamtanlage sowie die Vorrichtung zur Fixierung der Wasserstoffdruckgasflaschen.



Abbildung 9: Seitenansichten des Wasserstoffbackofens. (links: Schaltschrank zur Steuerung der Anlage; rechts: Vorrichtung zum Fixieren der Wasserstoffdruckgasflaschen).

Für eine grundlegende Charakterisierung des Wasserstoffbackofens werden verschiedene Messsysteme eingesetzt um u.a. die Temperaturverteilung, das Strömungsverhalten sowie das Aufheizverhalten durch den Energieträger Wasserstoff zu definieren. Die ermittelten Kenndaten dienen als Datengrundlage für weitere Anwendungsversuche zur Herstellung von Backwaren. Abbildung 10 zeigt die eingesetzten Messsysteme zur Ermittlung von Versuchsdaten im Backraum. Für die Datenaufzeichnung wurde neben klassischen Thermoelementen ebenfalls ein spezieller Datenlogger eingesetzt, welcher ausgestattet mit verschiedenen Sensorsystemen das Temperatur- und Strömungsverhalten sowie den Wärmestrom im Backraum aufzeichnet.



Abbildung 10: Beispielhafte Messpositionierung von Temperaturfühlern sowie einem Datenlogger (Mitte), welcher ausgestattet mit verschiedenen Sensorsystemen, zur Grundcharakterisierung des Wasserstoffbackofens (u.a. Datenermittlung zur Berechnung des Wärmestrom, der Luftströmungsgeschwindigkeiten etc.) eingesetzt wird .

In Abbildung 11 ist der Temperaturgradient (Vorheizphase) des Wasserstoffbackofens zur Erreichung einer definierten Temperatur am Beispiel von 200 °C mit einem Gasdurchfluss von ca. 6,9 m<sup>3</sup>/h Wasserstoff dargestellt. Je nach eingestellter Brennerleistung kann die Steigrate somit angepasst und die eingebrachte Wasserstoffmenge variiert werden.

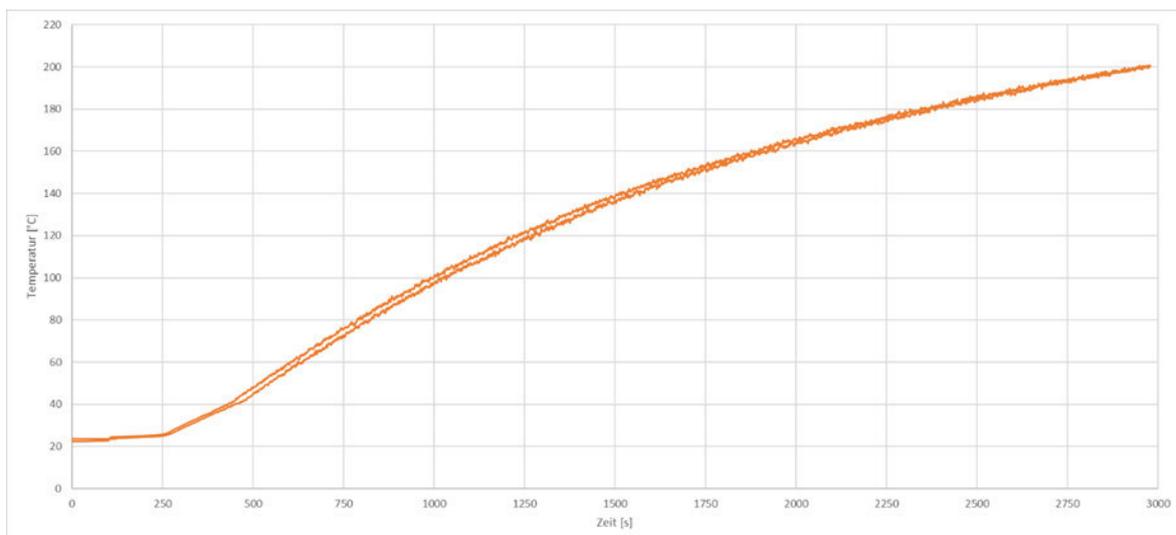


Abbildung 11: Auswertung der Steigrate zum Erreichen einer definierten Temperatur von 200 °C im Wasserstoffbackofen (n=2).

Neben dem Aufheizverhalten ist ebenfalls die Haltephase (Konstanthaltung eines Temperaturniveaus während des Backprozesses) ein wichtiger Parameter zur Grundcharakterisierung des entwickelten

Wasserstoffbackofens und zur Überprüfung der steuerungstechnischen Kommunikation zwischen Wasserstoffbrenner und Temperaturüberwachung im Backraum. Eine ungleichmäßige Temperaturführung beeinflusst die Produktqualität der Backwaren, da Schwankungen im Temperaturniveau u.a. einen Einfluss auf die Volumenentwicklung (Ofentrieb) oder auf einen unerwünschten Bräunungseffekt der Backwaren bewirken können. Abbildung 12 zeigt eine exemplarische Haltephase des Wasserstoffbackofens bei einer definierten Backtemperatur von 220 °C. Es ist zu erkennen, dass die Temperatur über den zeitlichen Verlauf gleichmäßig und nahezu konstant verläuft. Systembedingte Schwankungen am Beginn der Datenaufzeichnung sind durch das Einbringen des Messsystems in den Wasserstoffbackofen zu erklären (Temperaturdifferenz, Luftverwirbelungen).

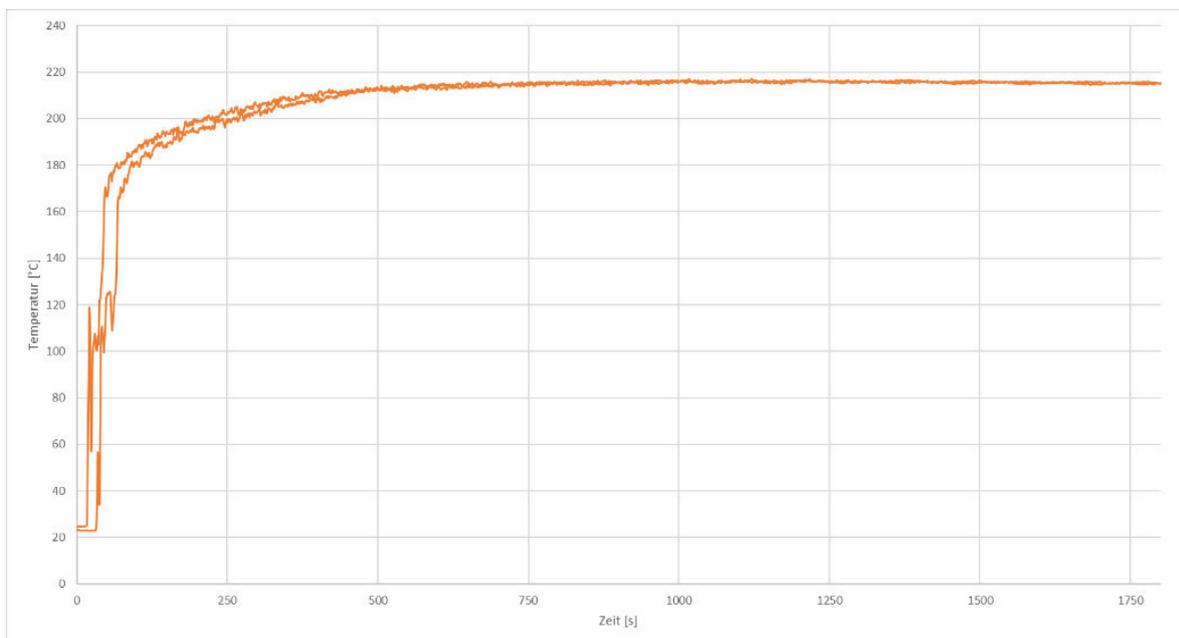


Abbildung 12: Auswertung des Temperaturniveaus während der Haltephase bei 220 °C im Wasserstoffbackofen ( $n=2$ ).

Die weitere Charakterisierung des Wasserstoffbackofens umfasst u.a. die Analyse der Zusammensetzung von Wärmeübertragungsvorgängen hinsichtlich Konvektion und Wärmestrahlung, welche einen Einfluss auf die resultierende Produktqualität besitzen. Im Vergleich zu einem industriellen Konvektionsbackofen (des Herstellers MIWE, Typ aero e<sup>+</sup> FP) ergibt sich wie in Abbildung 13 und Abbildung 14 dargestellt generell eine ähnliche Zusammensetzung der Wärmetransportmechanismen. Der in den Abbildungen dargestellte Gesamtwärmestrom setzt sich hierbei aus den Wärmetransportmechanismen von Konvektion und Wärmestrahlung zusammen, welche mit dem Sensorsystem (vgl. Abbildung 10) bei einer konstanten Temperatur von 220 °C aufgenommen wurde.

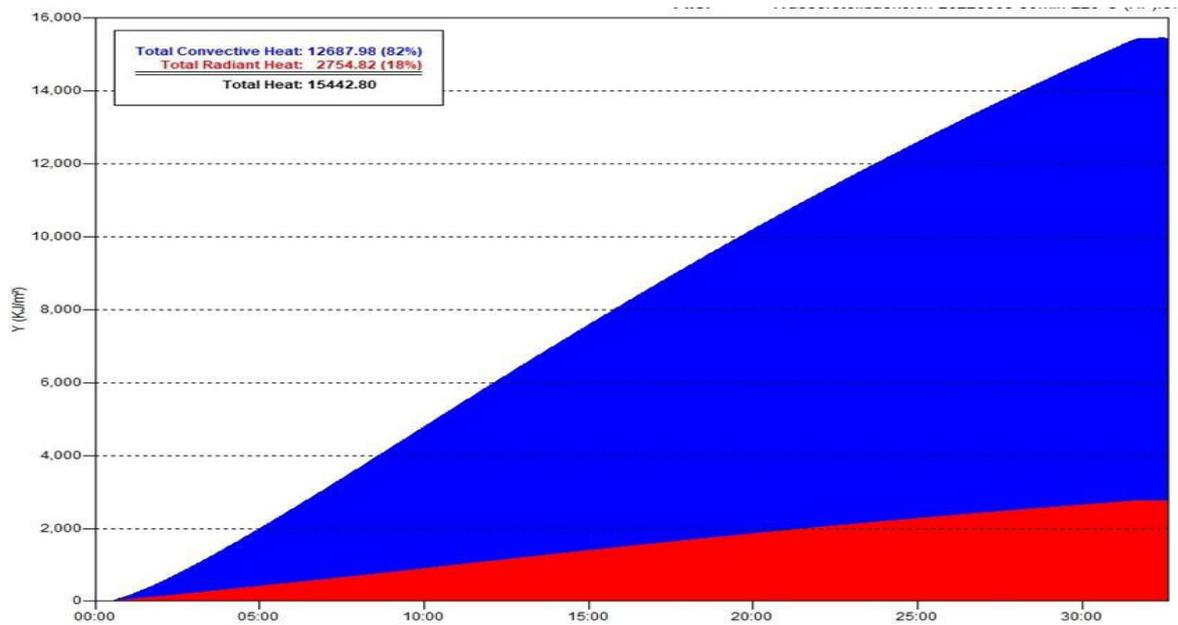


Abbildung 13: Gesamtwärmestrom als Summe des konvektiven Wärmeübergangs (blau) und der Wärmestrahlung (rot) im Wasserstoffbackofen bei 220 °C.

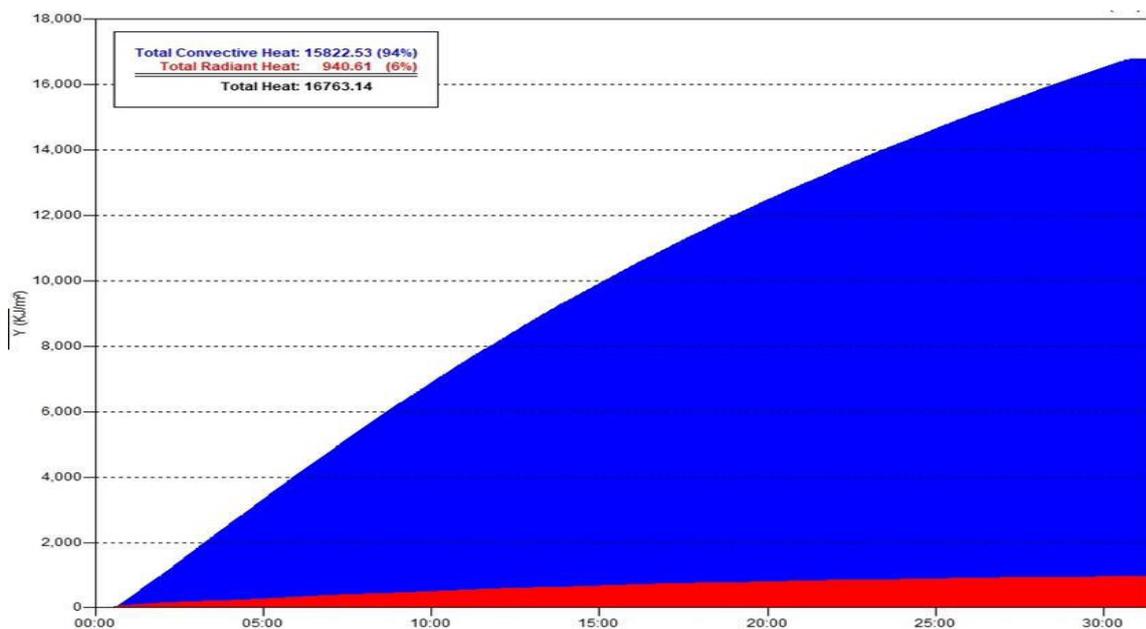


Abbildung 14: Gesamtwärmestrom als Summe des konvektiven Wärmeübergangs (blau) und der Wärmestrahlung (rot) in einem industriellen Konvektionsbackofen bei 220 °C.

Der höhere Anteil an thermischer Energie, welcher durch Konvektion übertragen wird ist u.a. mit dem generell stärkeren Strömungsgeschwindigkeiten (bis zu Faktor 2,5) der Umluft beim untersuchten Konvektionsbackofen im Vergleich zum entwickelten Wasserstoffbackofen wie in Abbildung 15 dargestellt verbunden.

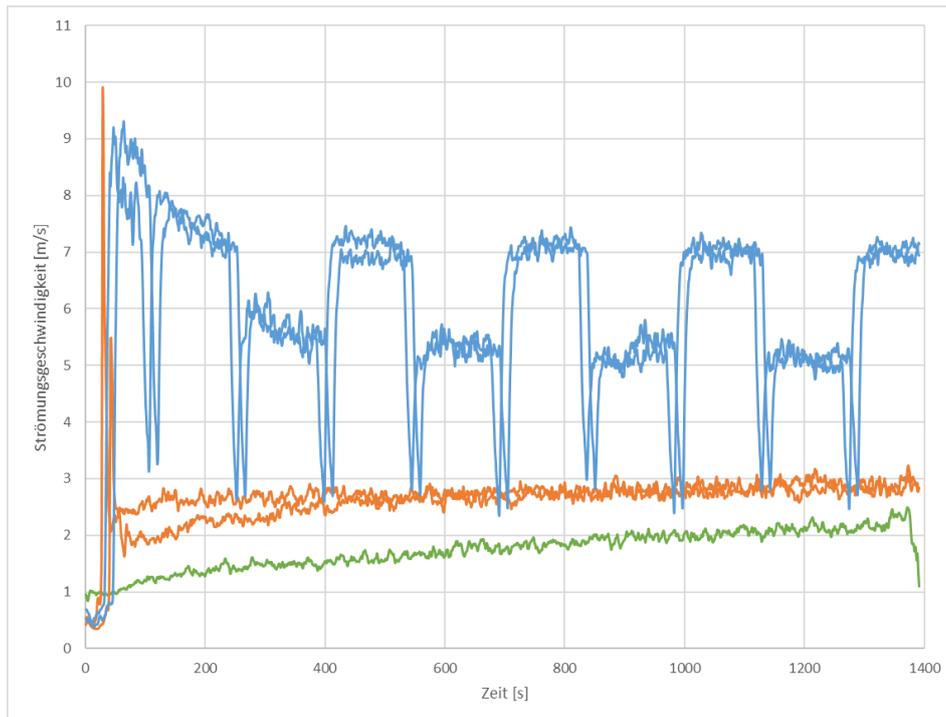


Abbildung 15: Vergleich der Strömungsgeschwindigkeiten zwischen einem industriellem Konvektionsbackofen (blau;  $n=2$ ) und dem entwickelten Wasserstoffbackofen (orange: Leistung Lüftergeschwindigkeit 100 %;  $n=2$ ; grün: Leistung Lüftergeschwindigkeit 50 %;  $n=1$ ).

Entlang der Erhebung von Messdaten wird die Charakterisierung des Wasserstoffbackofens durch optische Analyseverfahren unterstützt. In Bezug auf die Temperaturverteilung wurde hierfür die Wärmeverteilung im Backofen durch thermografische Analysen mittels einer hochauflösenden Wärmebildkamera ergänzt. Wie in Abbildung 16 dargestellt, erfasst die Wärmebildkamera die Temperaturverteilung zur Bewertung einer gleichmäßigen Wärmeverteilung im Backraum.

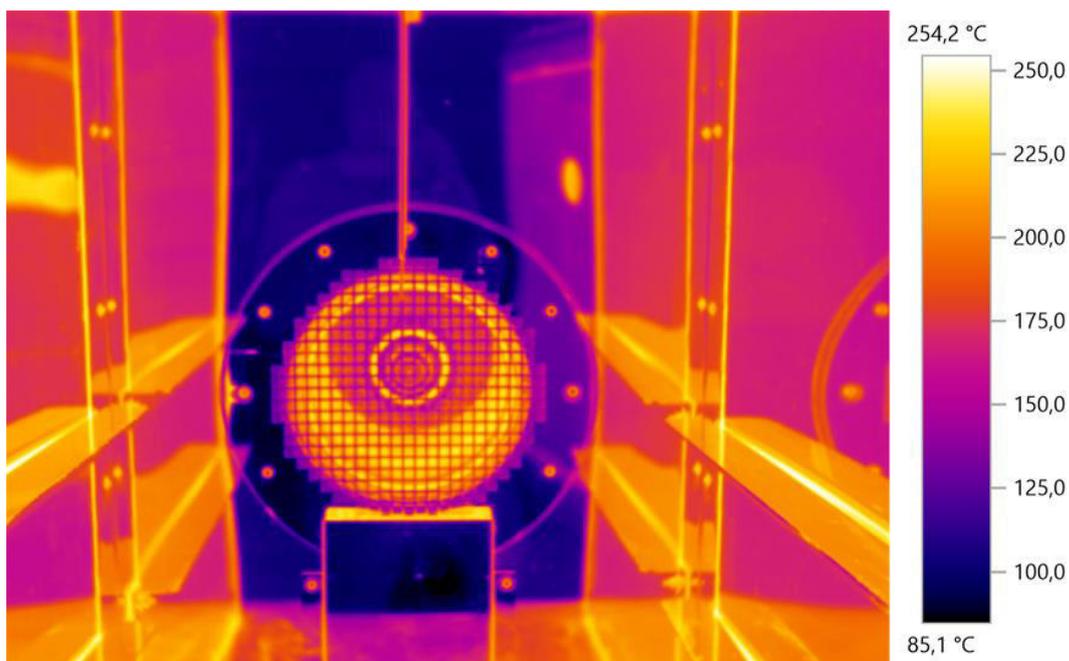


Abbildung 16: Thermografische Analyse der Backkammer mittels einer hochauflösenden Wärmebildkamera.

### 3.3 Herstellung von Backwaren

Die finale Charakterisierung des Leistungspotentiales des entwickelten Wasserstoffbackofens erfolgt anhand von praktischen Versuchsreihen zur Herstellung und Analyse von ausgewählten Backwaren. Als Referenz werden Backwaren mit einem industriellem Konvektionsofen (MIWE aero e<sup>+</sup> FP) nach einer entwickelten Modell-Rezeptur (vgl. Tabelle 2) hergestellt und mit den Ergebnissen aus dem Wasserstoffbackofen verglichen.

*Tabelle 2: Entwickelte Modell-Rezeptur für die Herstellung von Brötchen für Versuchszwecke.*

Rezepturkomponente	Mengenanteil in %
Weizenmehl	100
Wasser	56
Hefe	3
Backmittel	1,86
Salz	1,5

Darüber hinaus wurden weitere Backwaren wie Mischbrote, Croissants und Sandkuchen hergestellt um das Leistungspotenzial des entwickelten Wasserstoffbackofens für weitere verschiedene Produktgruppen zu charakterisieren. Die Herstellung der Teige erfolgt hierbei unter reproduzierbaren Versuchsbedingungen sowie mit einer anschließenden definierten Gär- und Backzeit. Zur Beurteilung der Gebäckqualität wurden die Analyse des Gebäckvolumens und der Krumenstruktur durchgeführt. Das Messprinzip des Gebäckvolumens erfolgt durch einen VolScan- Profilers und basiert auf der Lasertriangulation mit der es möglich ist aus den gewonnen Messdaten das Volumen des Gebäckes zu bestimmen. Hierbei wird das spezifische Volumen als Quotient des Gebäckvolumens und des Gebäckgewichtes berechnet und erlaubt den Vergleich der Produkte unabhängig von Abweichungen im Gebäckgewicht zueinander. Die Beurteilung der Krumenstruktur erfolgt durch die digitale Bildanalyse der Zellstrukturen einzelner Gebäckscheiben mittels des digitalen Imaging-Systems C-Cell. Für den optischen Vergleich werden die Backwaren ebenfalls fotografiert. Um reproduzierbare Produktvergleiche zu erfassen wird für die Aufnahmen wie in Abbildung 17 dargestellt ein automatisches Fotostudio inkl. Software für Licht- und Kamerasteuerung verwendet.



*Abbildung 17: Fotostudio zur Aufnahme von reproduzierbaren Produktfotos.*

Im Rahmen der Versuchsphase stellte die optimale Dosierung der Feuchte zum Backbeginn für die Erzeugung eines ausreichend satten Dampfes (sogenannter Schwaden) eine größere Herausforderung dar, als angenommen. Der notwendige Dampf zu Beginn des Backprozesses wird insbesondere benötigt, um die gewünschte Volumenzunahme der Backwaren zu erreichen, deren Oberfläche während des Backprozesses elastisch zu halten und die Ausbildung einer glänzenden Kruste zu unterstützen. Die ausschließliche Generierung des Dampfes durch die gefertigte Verdampferschale (vgl. Abbildung 10) war hierbei unzureichend, um eine entsprechende Produktqualität zu erreichen. Abbildung 18 zeigt eine Zusammenstellung von Backergebnissen der ersten Versuchsreihen (Variation der Befeuchtungsmengen und weiterer Prozessparameter). Es sind typische Produktfehler zu erkennen, welche auf eine unzureichende Befeuchtung der Backwaren zurückzuführen sind. Die unzureichende Befeuchtung bewirkt u.a. eine zu schnelle Austrocknung der Teigoberfläche, wodurch die Elastizität vermindert wird und dies zu Rissen an der Teigstruktur führt.



Abbildung 18: Ergebnisse der ersten Versuchsreihen zur Optimierung der Befeuchtung durch die Variation verschiedener Prozessparameter am Wasserstoffbackofen.

Im weiteren Verlauf der Versuche wurden die Prozessparameter wie Backtemperatur und Feuchtedosierung zur Anpassung an die Produktqualität variiert. Die Optimierung der Dampfgenerierung erfolgt durch das manuelle Einbringen von Feuchte und anschließender Verdampfung an heißen Oberflächen (oberhalb der Backtemperatur). Anhand der optimierten Dampfgenerierung konnte die Produktqualität deutlich verbessert werden. Wie in Abbildung 19 zu erkennen, lassen sich mit dem entwickelten Wasserstoffbackofen Produktqualitäten erzielen, welche mit einem am Markt etablierten Konvektionsbackofen vergleichbar sind.



Abbildung 19: Vergleich der Backwarenqualität zwischen Brötchen hergestellt mit einem industriellen Konvektionsbackofen(links) und dem entwickelten Wasserstoffbackofen (rechts).

Entlang der optischen Betrachtung spiegeln die ermittelten Messdaten für die Charakterisierung des Produktvolumens und der Krumenstruktur ebenfalls die Vergleichbarkeit wieder. In Abbildung 20 ist zu erkennen, dass ein spezifisches Volumen mit dem entwickelten Wasserstoffbackofen im Vergleich zu einem auf dem Markt etablierten Konvektionsbackofen erzielt werden kann.

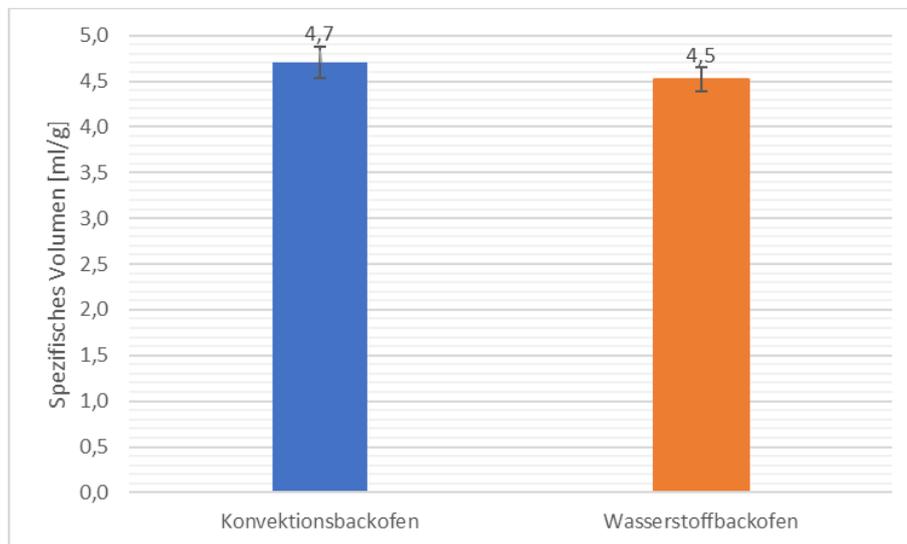


Abbildung 20: Vergleich des spezifischen Volumens von Brötchen hergestellt im Wasserstoffbackofen und in einem industriellen Konvektionsbackofen (n=10)

Neben der Betrachtung des Produktvolumens ist die Beurteilung und Analyse der Krumenstruktur ein weiterer wichtiger Parameter zur Beurteilung der Qualität der hergestellten Backwaren. Die Beschaffenheit der Krume der hergestellten Produkte aus dem Wasserstoffbackofen und einem Konvektionsbackofen sind exemplarisch in Abbildung 21 dargestellt.



Abbildung 21: Aufnahmen der Krumenstruktur durch das digitale Imaging-System C-Cell (a)= Konvektionsbackofen; b)=Wasserstoffbackofen)

Auf Grundlage der erstellten Krumbilder erfolgt die digitale Bildanalyse der Produktscheiben. Wie in Abbildung 22 und Abbildung 23 dargestellt zeigt sich, dass anhand der gewonnenen Messdaten zur Porendichte (als Quotient aus Zellenanzahl und Krumenfläche) sowie zur durchschnittliche Größe der Zellen (bestimmt durch den Zelldurchmesser) keine relevanten Unterschiede zwischen den hergestellten Produkten aus dem Wasserstoffbackofen und dem untersuchten Konvektionsbackofen zu erkennen sind. Es ist somit möglich mit dem Einsatz der Wasserstofftechnologie grundsätzlich

Backwaren thermisch zu behandeln und eine Produktqualität zu generieren, welche mit herkömmlichen Ofensystemen vergleichbar ist.

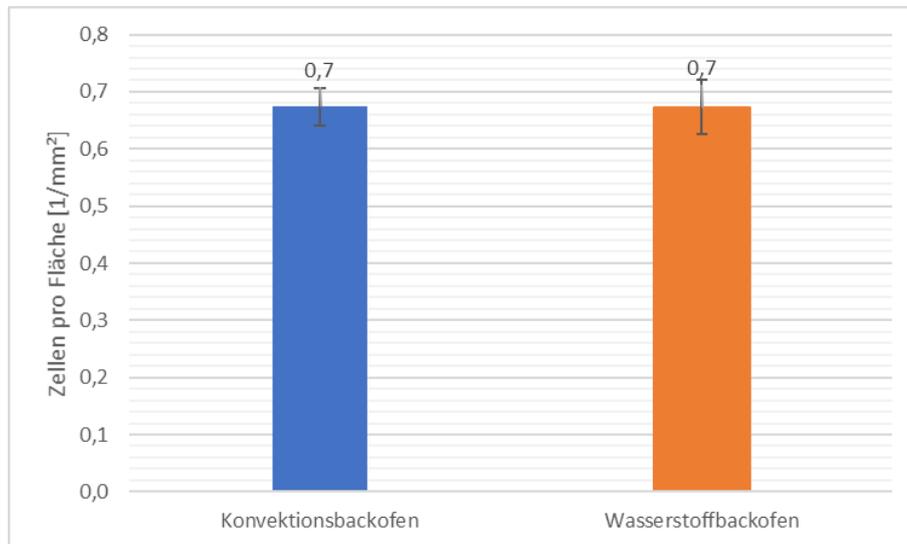


Abbildung 22: Vergleich der Krumeneigenschaften anhand der Porendichte zwischen Brötchen hergestellt im Wasserstoffbackofen und in einem Konvektionsbackofen (n=10).

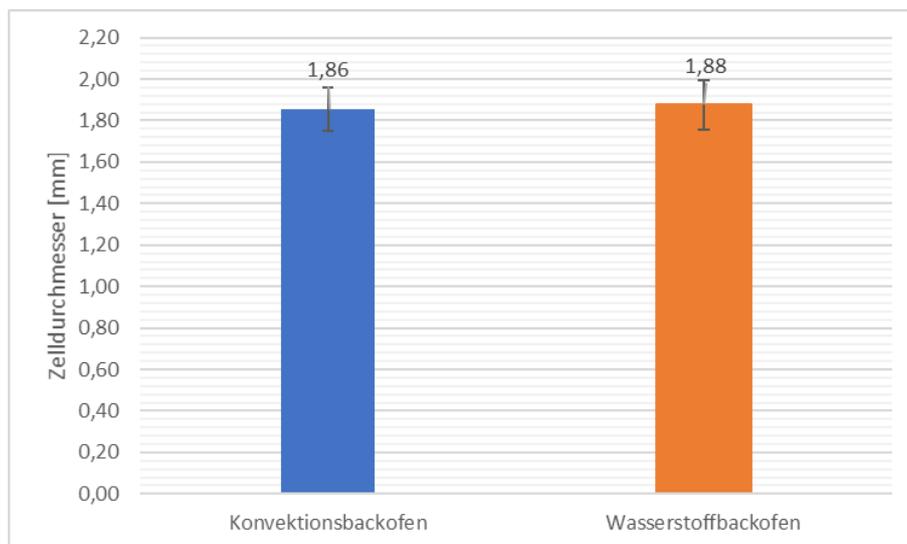


Abbildung 23: Vergleich der Krumeneigenschaften anhand des Zelldurchmessers zwischen Brötchen hergestellt im Wasserstoffbackofen und in einem Konvektionsbackofen (n=10).

Im Rahmen der Anwendungsversuche wurden weitere Produktkategorien (u.a. Mischbrote, Croissants und Sandkuchen) im Wasserstoffbackofen hergestellt, um die spezifischen Produkthanforderungen von unterschiedlichen Backwaren anhand des Leitungspotentiales zu untersuchen. Abbildung 24 stellt einen Überblick der weiteren hergestellten Backwaren mit dem Wasserstoffbackofen dar. Darüber hinaus wurde der Wasserstoffbackofen zu Testzwecken interessierten Firmen vorgestellt und die Funktionsfähigkeit anhand von Produktversuchen demonstriert. Darüber hinaus wurde die Technologie Wasserstoff-Delegationen aus den Niederlanden und Namibia vorgestellt.



Abbildung 24: Übersicht verschiedener Backwarengruppen, die mit dem Wasserstoffbackofen hergestellt wurden.

#### 4. Zusammenfassung

Das Ziel des Projektvorhabens ist es, den Einsatz von Wasserstoff als Energieträger für die Lebensmittelbranche zu demonstrieren. Für die praktische Erprobung der Wasserstofftechnologie wurde hierfür vom ttz Bremerhaven ein Demonstrationsobjekt eines Wasserstoffbackofens entwickelt. Im Rahmen der Entwicklungsarbeit stand hierbei die Konstruktion eines Wasserstoffbackofens bestehend aus Brennkammer (inkl. Wasserstoffbrenner) und Luftführungskonzept zur Wärmeübertragung im Fokus.

Die Forschungsarbeit hat in Bezug auf die vorgenannten Rahmenbedingungen zusammenfassend zu folgenden Ergebnissen geführt:

- Die notwendigen Voraussetzungen und Rahmenbedingungen an den Einsatz von Wasserstoff als thermischer Energieträger konnten definiert und angewendet werden
- Wasserstoff konnte erfolgreich mittels eines katalytischen Brenners in Wärme umgesetzt werden um einen Wasserstoffbackofen zu beheizen
- Ein umfangreiches Sicherheitskonzept, bestehend aus sicherheitstechnischen Bauteilen und steuerungstechnischen Maßnahmen, konnte in das Gesamtsystem implementiert werden
- Das sicherheitstechnische Konzept der Gesamtanlage wurde durch eine zertifizierte Stelle geprüft und vor Inbetriebnahme erfolgreich abgenommen
- Durch Anpassung der prozesstechnischen Parameter konnten Backwaren (wie Brötchen, Mischbrote, Croissants und Rührkuchen) erfolgreich hergestellt werden, welche mit einem industriellen Konvektionsbackofen hinsichtlich einer gleichbleibender Produktqualität vergleichbar sind.

Anhand der gewonnenen Erkenntnisse konnte gezeigt werden, dass Wasserstoff grundsätzlich als zukünftiger Energieträger für das thermische Behandeln von Lebensmitteln eingesetzt werden kann. Anhand der erarbeiteten Forschungsergebnisse wird es möglich sein die Anwendungsmöglichkeiten auf weitere thermische Prozesse im Lebensmittelbereich zu übertragen. Die besondere Herausforderung Wasserstoff sicher anzuwenden konnte ebenfalls erfolgreich durch technologische Maßnahmen überwunden werden. Die Demonstration der Wasserstofftechnologie fördert somit die weitere Interessenbekundung an der alternativen Energiequelle in der Industrie. Ein grundlegendes Optimierungspotenzial bietet insbesondere die Nutzung der Restwärme aus den Wasserstoffabgasen, welche energetisch z.B. durch ein geeignetes Wärmerückgewinnungssystem genutzt werden kann um u.a. den Brennstoffverbrauch zu minimieren und die generelle Energieeffizienz des Gesamtsystems zu erhöhen.

## Referenzverzeichnis

AIR LIQUIDE Deutschland GmbH. (2022). *Air Liquide*. Abgerufen am 17. 10 2022 von <https://mygas.airliquide.de/catalog-gas-products/wasserstoff-technisch/wasserstoff-zylinder-50l-200-bar/i7001l50r2a001>

Statistisches Bundesamt (Destatis) . (2022). *Lange Reihen von Janura 2005 bis August 2022* . Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.

Zentralverband des Deutschen Bäckerhandwerks e. V. (2022). *Bäckerhandwerk*. Abgerufen am 17. 10 2022 von <https://www.baeckerhandwerk.de/baeckerhandwerk/zahlen-fakten/>