Gefördert durch:

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Schlussbericht

Forschungsvorhaben

HyHL - Grüner Wasserstoff für Lübecks Mobilität von Morgen

Wasserstoffbereitstellung zum Betrieb eines Abfallsammelfahrzeugs unter einer ganzheitlichen Nutzung aller Nebenströme - Teilvorhaben: Modellierung und Bewertung

Technische Universität Hamburg
Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft
Prof. Dr. Martin Kaltschmitt
Eißendorfer Straße 40, 21073 Hamburg
Tel: (040) 42878 3008, Fax: (040) 42878 2315
kaltschmitt@tuhh.de

Förderkennzeichen:	03EI3055D
Laufzeit des Vorhabens:	01/2022 – 12/2024
Berichtszeitraum:	01/2022 – 12/2024
Projektleiter:	Prof. Dr. Martin Kaltschmitt
Berichterstatter:	MSc Luka Bornemann
	Prof. Dr. Martin Kaltschmitt

Gefördert durch: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Hamburg, 30.06.2025

Inhalt

1 Kurzdarstellung 3
1.1 Aufgabenstellung 3
1.2 Ausgangssituation und Voraussetzungen für die Projektdurchführung 3
1.3 Ablauf 4
1.4 Wissenschaftlicher Stand und Fachliteratur 6
1.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen 6
2 Eingehende Darstellung 6
2.1 Verwendung der Zuwendung und Ergebnisse 6
2.1.1 Arbeitspaket 5: Beschaffung 6
2.1.2 Arbeitspaket 7: Wissenschaftliche Begleitung 6
2.2 Zahlenmäßiger Nachweis 26
2.3 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit 26
2.4 Ergebnisverwertung 26
2.5 Fortschritt auf dem Forschungsgebiet bei anderen Stellen 27
2.6 Veröffentlichungen 28
3 Literatur 28

1 Kurzdarstellung

Im Folgenden erfolgt eine Kurzdarstellung der Kerninhalte des Forschungsvorhabens.

1.1 Aufgabenstellung

Vor dem Hintergrund des Klimawandels steigt der Handlungsdruck, die Gesellschaft und das Wirtschaftssystem mit nachhaltiger, treibhausgasneutraler Energie zu versorgen. Bei den bisherigen Anstrengungen stand die Umstellung der Stromerzeugung auf erneuerbare Energien im Vordergrund. Mit der zunehmenden Elektrifizierung wird jedoch deutlich, dass für eine vollständige Umstellung des Energiesystems weitere Energieträger zur Zwischenspeicherung von regenerativ erzeugtem, fluktuierendem Strom benötigt werden. Hier bietet sich Wasserstoff an, dem als mögliches Bindeglied für eine erfolgreiche Sektorenkopplung eine Schlüsselrolle für eine erfolgreiche Energiewende zugesprochen wird.

Vor diesem Hintergrund sollen im Rahmen des hier betrachteten Forschungsvorhabens die Möglichkeiten und Grenzen des Einsatzes von grünem Wasserstoff unter Abdeckung der gesamten Wertschöpfungskette, bestehend aus den Bereichen Erzeugung, Speicherung, Bereitstellung und Nutzung im kommunalen Bereich demonstriert werden. Ein besonderes Augenmerk sollte dabei auf die Nutzung der anfallenden Nebenprodukte Abwärme und Sauerstoff gelegt werden.

Das Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft (IUE) der Technischen Universität Hamburg (TUHH) übernahm im Rahmen des Forschungsvorhabens die Rolle der wissenschaftlichen Begleitung. Die wissenschaftlichen Ziele des IUE umfassen dabei die in diesem Vorhaben geplante Herstellung von grünem Wasserstoff sowie den Einsatz des Wasserstoffs und der Nebenströme Sauerstoff sowie Wärme modelltechnisch abzubilden, zu optimieren und die zukünftige, großtechnische Übertragbarkeit auf weitere kommunale Anwendungen zu bewerten.

Die erzielten Erkenntnisse können zukünftig auf andere Wasserstoffprojekte und Regionen übertragen werden und somit als Hilfestellung für eine erfolgreiche Durchführung von Wasserprojekten dienen.

1.2 Ausgangssituation und Voraussetzungen für die Projektdurchführung

Die Durchführung des Vorhabens ist auf dem Gelände des Abfallwirtschaftszentrums „Niemark“ der Entsorgungsbetriebe Lübeck (EBL) geplant. An diesem Standort kann auf die Bereitstellung regenerativ erzeugtem Strom aus Blockheizkraftwerken (BHKW) sowie einer installierten Photovoltaikanlage zurückgegriffen werden. Darüber hinaus besitzen die Entsorgungsbetriebe Lübeck ein brennstoffzellenbetriebenes Abfallsammelfahrzeug, welches Wasserstoff als Kraftstoff nutzt. Somit sind am betrachteten Standort die notwendigen Voraussetzungen zur Erzeugung und Nutzung des Wasserstoffs gegeben. Zur Vervollständigung der Wasserstoffwertschöpfungskette sollte im Rahmen des Forschungsvorhabens ein Elektrolyseur, ein Wasserstoffspeicher sowie eine Tankstelle zur Betankung des Abfallsammelfahrzeuges beschafft und in Betrieb genommen werden.

Um dieses komplexe Vorhaben erfolgreich umzusetzen, wurde ein Projektkonsortium aus den Entsorgungsbetrieben Lübeck, der ERC Emissions Reduzierungs Concepte GmbH (ERC), den Stadtwerken Lübeck (SWHL) und dem IUE gebildet. Die Zusammenführung umfassender Kompetenzen stellen eine vielversprechende Voraussetzung zur erfolgreichen Durchführung des Projektes dar. Die Entsorgungsbetriebe Lübeck weisen in diesem Zusammenhang eine weitreichende Expertise zu den vor Ort verfügbaren Anlagen auf, die ERC GmbH unterstützt das Vorhaben durch langjährige Erfahrungen in der Konzeption und Abwicklung technischer Projekte, die Stadtwerke Lübeck können als kommunaler Energieversorger Nutzungsmöglichkeiten des Sauerstoffs prüfen und das IUE verfügt über eine umfangreiche Expertise im Bereich

der Modellierung, Optimierung sowie Analyse und Bewertung im Bereich komplexer Energiesysteme.

Eine maßgebliche Voraussetzung zur Inbetriebnahme der geplanten Anlage ist eine erteilte Bau- und Betriebsgenehmigung sowie eine anschließende Ausschreibung zur Beschaffung der jeweiligen Systemkomponenten. Für die Durchführung des Genehmigungsverfahrens waren insbesondere die Entsorgungsbetriebe Lübeck und die ERC GmbH zuständig, während das IUE die Ausschreibung zur Beschaffung des Elektrolyseurs verantwortet hat.

1.3 Ablauf

In der initialen Planung besaß das Forschungsvorhaben eine Bearbeitungszeit von 36 Monaten bzw. drei Jahren. Der Start erfolgte im Januar 2022. Der ursprüngliche Arbeitsplan ist in Abbildung 1 dargestellt. Wie aus dem Ablaufplan hervorgeht, ist das Vorhaben in insgesamt sieben Arbeitspakete unterteilt. Das IUE war hierbei maßgeblich an den Arbeitspaketen 5 „Beschaffung“ und 7 „Wissenschaftliche Begleitung“ beteiligt.

Wie zu erkennen ist, sind insbesondere die Arbeitspakete 5 bis 7 von der erfolgreichen Durchführung des Genehmigungsverfahrens in Arbeitspaket 4 abhängig. Dieses stellte sich jedoch als zunehmend herausfordernd heraus. Seitens der zuständigen Behörden wurden wiederholt neue technische und bürokratische Anforderungen an das zu genehmigende Prozesskonzept (z.B. Genehmigung des Elektrolyseurs als Nebenanlage der bestehenden Biogasanlage, zusätzliche Einbringung des Wasserstoffs in die Biogasreaktoren zur Methanisierung) gestellt, was zu einer mehrfachen Überarbeitung und Neugestaltung des Prozesskonzeptes führte. Somit war zu Beginn des Jahres 2024 nach wie vor keine Genehmigung erteilt. Dies hatte zur Folge, dass bis zu diesem Zeitpunkt alle darauf aufbauenden Arbeitspakete (insbesondere das Arbeitspaket 7) entweder nicht oder nur auf Basis von Literaturdaten durchgeführt werden konnten und sich der gesamte Ablauf signifikant verzögert hat.

Im zweiten Quartal des Jahres 2024 entschieden sich die Entsorgungsbetriebe Lübeck aufgrund des herausfordernden Genehmigungsverfahrens das Projektkonsortium zu verlassen. Somit waren die grundlegenden Voraussetzungen zur Durchführung des Forschungsvorhabens nicht mehr gegeben, was zu einem Abbruch des Vorhabens im Sommer 2024 führte. Lediglich das IUE ist bis zum Ende der Projektlaufzeit im Vorhaben verblieben, um die wissenschaftliche Begleitung im Rahmen der vorhandenen Möglichkeiten bestmöglich abzuschließen.

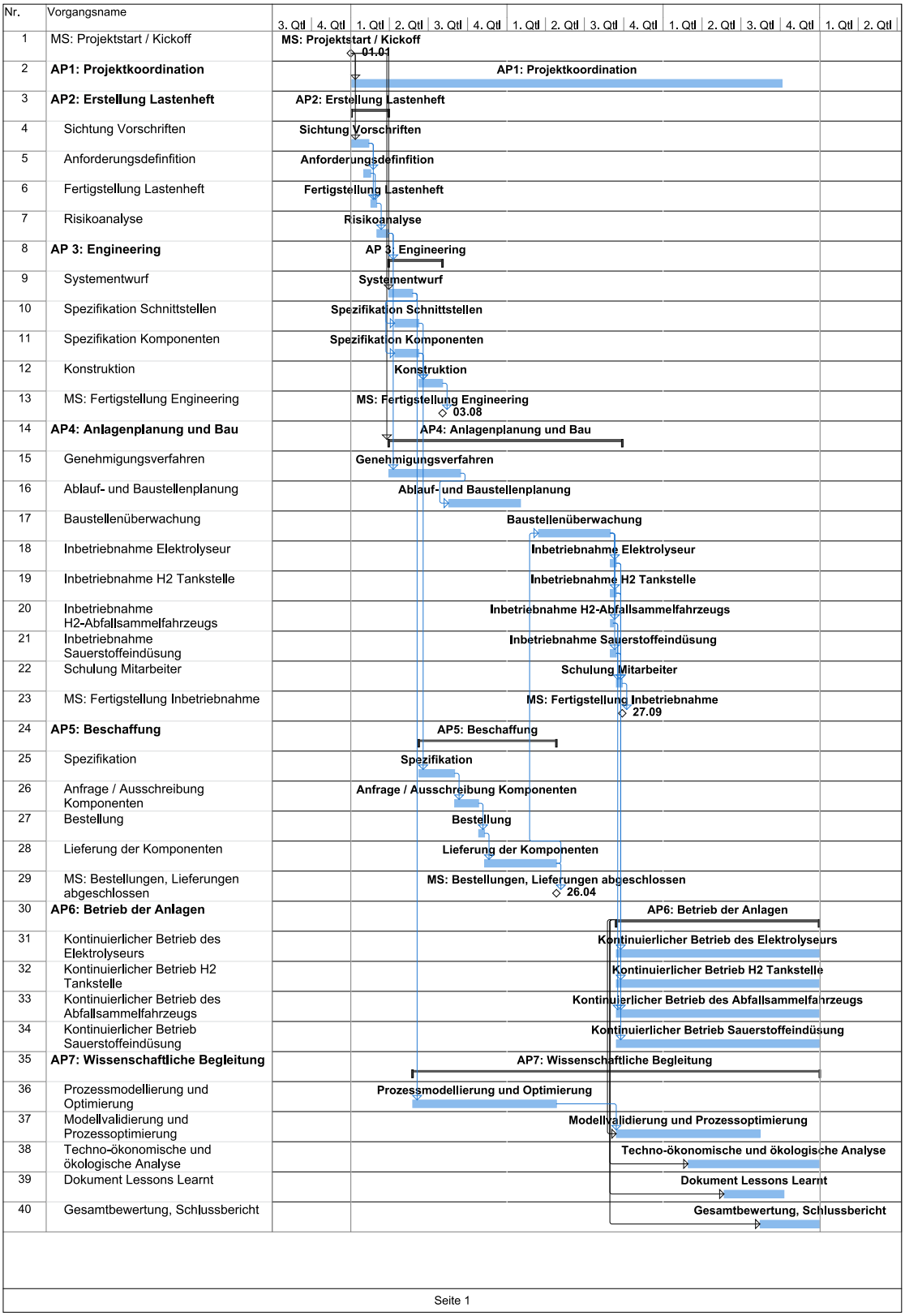

Abbildung 1: Ursprünglicher Ablaufplan des Vorhabens

1.4 Wissenschaftlicher Stand und Fachliteratur

Die Modellierung und Optimierung der untersuchten Prozesskonzepte in Arbeitspaket 7 erfolgte mithilfe der Python-Optimierungsumgebung Pyomo [1]. Zur Lösung dieses Optimierungsproblems wurde der Solver Gurobi [2] verwendet.

In der Modellierung und Optimierung sind diverse techno-ökonomischen Kenndaten enthalten, welche die Betriebscharakteristik und ökonomischen Eigenschaften der betrachteten Systemkomponenten umfassen. Da schlussendlichen keine realen Daten vorlagen, basiert die komplette Ausarbeitung auf Literaturdaten [3–7]. Die wichtigsten Referenzen sind unter Kapitel 3 aufgeführt.

1.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Innerhalb dieses Forschungsvorhabens wurde intensiv mit den beteiligten Konsortialpartner zusammengearbeitet. Die Zusammenarbeit fokussierte sich dabei hauptsächlich auf die Ausarbeitung des Prozesskonzeptes und des Genehmigungsantrages. Durch regelmäßig gemeinsam stattfindende Projekttreffen auf dem Betriebsgelände der Entsorgungsbetriebe Lübeck wurden wiederholt die vor Ort gegebenen Möglichkeiten geprüft, um schlussendlich doch noch eine Betriebserlaubnis zu erlangen.

2 Eingehende Darstellung

Im Folgenden werden die Projektergebnisse sowie die Verwendung und Nutzung der Ergebnisse detailliert dargestellt. Außerdem wird die Verwendung der Projektmittel erläutert.

2.1 Verwendung der Zuwendung und Ergebnisse

Die bewilligte Zuwendung wurde gemäß dem Ausgabenplan verwendet. Nachfolgend werden die wichtigsten Ergebnisse des Projekts zusammenfassend dargestellt.

2.1.1 Arbeitspaket 5: Beschaffung

Im Rahmen des Arbeitspakets 5 war das IUE für die Beschaffung des Elektrolyseurs verantwortlich. Die ursprüngliche Planung und die daraus folgende Budgetierung der Investitionsmittel sahen einen Elektrolyseur mit einer Nennleistung von rund 200 kW vor. Aufgrund eines starken Preisanstieges durch die Energiekrise und dem Ukraine-Konflikt waren die ursprünglich vorgesehenen Mittel nicht mehr ausreichend. Da das Projektkonsortium nach wie vor den Wunsch hatte, einen Elektrolyseur mit möglichst hoher Nennleistung zu beschaffen, um den zusätzlichen Wasserstoffbedarf zur Einbringung in die Biogasreaktoren (dieser Bedarf bestand bei Antragsstellung nicht und ergab sich durch das Genehmigungsverfahren) zu decken und größere Flexibilitäten in der Betriebsweise (und somit eine tiefergehende wissenschaftliche Untersuchung) zu ermöglichen, hat das IUE erfolgreich einen Aufstockungsantrag zur Beschaffung des Elektrolyseurs eingereicht und bewilligt bekommen. Anschließend wurde sämtliche Ausschreibungsunterlagen finalisiert, sodass bei vorliegender Genehmigung, die Beschaffung des Elektrolyseurs initiiert hätte werden können. Aufgrund der ausgebliebenen Genehmigung ist dies nicht geschehen.

2.1.2 Arbeitspaket 7: Wissenschaftliche Begleitung

Die wissenschaftliche Begleitung des Vorhabens umfasst die Analyse der Betriebsdaten, die Modellierung in geeigneter Softwareumgebung und das Ziehen von Rückschlüssen auf einen optimierten Betrieb. Wie bereits im vorherigen Kapitel dargelegt, konnte der hauptsächliche Zweck der wissenschaftlichen Begleitung, also die Analyse des realen Betriebes der Anlagen

sowie die daran anknüpfende Optimierung der Betriebsweise nicht erfolgen. Dieses Arbeitspaket konnte deshalb nur eingeschränkt und alle Teilaspekte dieses Arbeitspaketes lediglich auf Literaturbasis bearbeitet werden. Nachfolgend werden die Kernergebnisse des Arbeitspakets 7 ausgeführt.

2.1.2.1 Arbeitspaket 7.1: Prozessmodellierung

Das Arbeitspaket 7.1 umfasst die Prozessmodellierung des gesamten Energiesystems am Standort der Entsorgungsbetriebe Lübeck (EBL). Das Ziel der Prozessmodellierung ist es, die Betriebscharakteristiken der betrachteten Energiewandlungsanlagen und die damit einhergehenden Stoff- und Energieströme der gesamten Prozesskette zur Erzeugung und Nutzung des Wasserstoffs abzubilden. Dies erfolgt mathematisch in einer allgemeingültigen Form, sodass eine Übertragbarkeit auf weitere Standorte in den nachfolgenden Arbeitspaketen gewährleistet ist. Ein Schaubild über die verwendeten Komponenten am Standort der Entsorgungsbetriebe Lübeck ist in Abbildung 2 dargestellt.

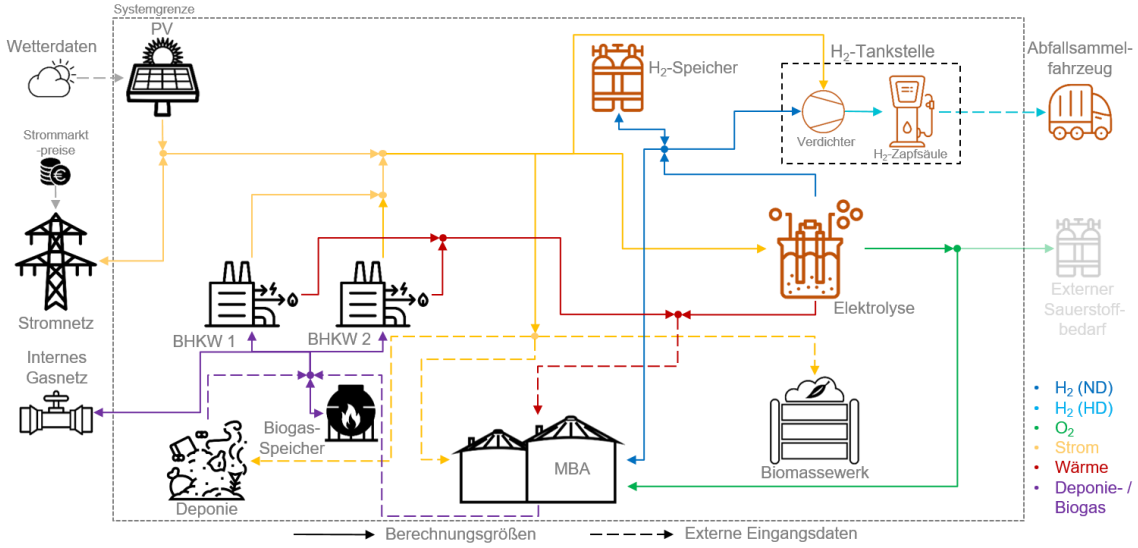

Abbildung 2: Schaubild der betrachteten Komponenten am Standort der Entsorgungsbetriebe Lübeck. Schwarz eingefärbte Komponenten sind bereits am Standort vorhanden. Rot eingefärbte Komponenten werden für das Projekt HyHL beschafft. Zusätzlich ist die Verschaltung der Komponenten hinsichtlich der jeweiligen Energieträger H_2, O_2, Strom, Wärme und Deponie-/Biogas gekennzeichnet. Externe Eingangsdaten sind als gestrichelte Linien, Berechnungsgrößen als durchgezogene Linien markiert.

Konkret werden folgende Komponenten betrachtet:

- Zwei Blockheizkraftwerke (BHKW) zur Bereitstellung von Strom und Wärme
- Eine PV-Anlage zur Bereitstellung erneuerbaren Stroms
- Ein Elektrolyseur zur Erzeugung des Wasserstoffs sowie Bereitstellung von Sauerstoff und Abwärme
- Ein mehrstufiger Verdichter zur Komprimierung des erzeugten Wasserstoffs auf 700 bar
- Ein 30 bar Wasserstoff-Pufferspeicher sowie ein 450 kWh Wasserstofftank des Abfallsammelfahrzeugs
- Anschluss an das Stromnetz zum Bezug und zur Einspeisung
- Anschluss an das standorteigene Biogas- und Deponiegasnetz zum Betrieb der BHKW

Die aufgezählten Komponenten sollen folgende Energie- bzw. Stoffbedarfe bereitstellen:

- Strombedarfe des Biomassewerks, der Deponie und der MBA

- Wärmebedarfe der Bioreaktoren als Bestandteil der MBA sowie des Biomassewerks
- Wasserstoffbedarfe zum Betrieb des Abfallsammelfahrzeuges und der Eindüsung in die Bioreaktoren

Als Eingangsdaten dienen:

- Wetterdaten hinsichtlich Umgebungstemperatur und Globalstrahlung [8,9] sowie Windgeschwindigkeiten [10]
- Strompreise in stündlicher Auflösung [11]
- Strombedarfe des Biomassewerks, der Deponie und der MBA in 15-minütiger Auflösung basierend auf Messwerten der EBL
- Wärmebedarfe der Bioreaktoren in stündlicher Auflösung abgeleitet aus der Wärmeerzeugung der BHKW
- Lastprofile der BHKW basierend auf Messdaten der EBL, die übernommen oder auch als Freiheitsgrad verbleiben können
- Täglicher Wasserstoffbedarf des Abfallsammelfahrzeuges (resultierend aus den Bedarfsanforderungen der EBL) und der damit einhergehenden Mindestmenge an zu produzierendem Wasserstoff zur Eindüsung in die Bioreaktoren

Die wichtigsten Nebenbedingungen lauten:

- Die Stoff- und Energiebilanzen müssen für jeden Stoff bzw. Energieträger zu jedem Zeitpunkt erfüllt sein
- Das Abfallsammelfahrzeug wird nur wochentags betrieben und betankt
- Der Tank des Abfallsammelfahrzeuges muss zum Schichtbeginn um 6 Uhr vollständig gefüllt sein
- Der Tank des Abfallsammelfahrzeuges ist zum Schichtende als zu 10 % gefüllt angenommen
- Die Betankung des Abfallsammelfahrzeuges kann zwischen 13 Uhr und 18 Uhr erfolgen und darf maximal 4 Stunden andauern
- Mindestens 51 % des erzeugten Wasserstoffs muss zur Eindüsung in die Bioreaktoren verwendet werden (Genehmigungsauflage)

Die Nebenbedingungen hinsichtlich der Betankung und dem Betrieb des Abfallsammelfahrzeuges sind lediglich getroffene Annahmen, um den allgemeinen Rahmen der Betriebsweise innerhalb des Modells abbilden zu können und müssen nicht zwingend so exakt in der Realität umgesetzt werden. Zusätzlich sind weitere Nebenbedingungen enthalten, die unter anderem die spezifischen minimalen und maximalen Teillastgrenzen der Energiewandlungsanlagen und die Kopplungsbeziehungen der Speicher berücksichtigen.

Für die Abbildung der Betriebscharakteristik der modellierten Komponenten wird eine Mixed-Integer Linear Programming (MILP) Modellierung gewählt; dabei wird der mathematische Ansatz nach [6] verfolgt. Nach [12] wird die Betriebscharakteristik durch den lastabhängigen Wirkungsgrad der entsprechenden Komponente abgebildet. Der Wirkungsgrad $\eta_{c,t}$ koppelt für jede Komponente $c \in C$ in jedem Zeitschritt $t \in T$ die Ausgangsleistung $\dot{V}_{c,t}$ und die Eingangsleistung $\dot{U}_{c,t}$:

$$\dot{U}_{c,t} = \frac{\dot{V}_{c,t}}{\eta_{c,t}} = \frac{\lambda_{c,t}}{\eta_{c,t}} \dot{V}_c^{nom} \tag{1}$$

Hierbei kann die Ausgangsleistung $\dot{V}_{c,t}$ durch das Produkt aus der nominalen Leistung V_c^{nom} und dem Teillastfaktor $\lambda_{c,t}$ ausgedrückt werden. Da der Wirkungsgrad $\eta_{c,t}$ üblicherweise nicht

linear ist, wird Gleichung (1) durch eine stückweise-lineare Funktion angenähert [6]. Es gilt Gleichung (2).

$$\dot{U}_{c,t} = \sum_{j \in \mathcal{J}^{\lambda}} \left(\lambda_{c,j}^{in} \frac{b_{c,t,j}^{\lambda} \dot{V}_c^{nom}}{\eta^{nom}} + \frac{\beta_{c,j}^{\lambda}}{\eta^{nom}} \left(\dot{V}_{c,t,j} - \lambda_{c,j}^{out} b_{c,t,j}^{\lambda} \dot{V}_c^{nom} \right) \right) \tag{2}$$

Dabei ist $b_{c,t,j}^{\lambda}$ eine Binärvariable, die für jede Komponente c in jedem Zeitschritt t den aktiven (=1) bzw. nicht aktiven (=0) Zustand eines Funktionsabschnittes $j \in \mathcal{J}^{\lambda}$ bestimmt. Der Wirkungsgrad im Nennpunkt und die Nennleistung werden mit η^{nom} respektive $\dot{V}_c^{nom}$ dargestellt. Die Teillastfaktoren hinsichtlich der Eingangsleistung $\lambda_{c,j}^{in}$ und der Ausgangsleistung $\lambda_{c,j}^{out}$ sind Stützstellen jedes Funktionsabschnittes j. Durch die Steigung $\beta_{c,j}^{\lambda}$ der jeweiligen Funktionsabschnitte j und der Ausgangsleistung $\dot{V}_{c,t,j}$ entlang eines Funktionsabschnittes lässt sich daraufhin die Betriebscharakteristik im Teillastbereich abbilden. Weitere dazugehörige Nebenbedingungen und Berechnungsvorschriften sind [6] zu entnehmen.

Die Investitionskosten $CAPEX_c$ einer Komponente c berechnen sich nach Gleichung (3) in Anlehnung an [9].

$$CAPEX_c = CAPEX_c^0 \left(\frac{\dot{V}_c^{nom}}{\dot{V}_c^0} \right)^{\gamma} \tag{3}$$

Hierbei wird der Einfluss der zu installierenden Nennleistung $\dot{V}_c^{nom}$ auf die Investitionskosten $CAPEX_c$ durch den Parameter γ gegenüber einer Referenznennleistung $\dot{V}_c^0$ und Referenzinvestitionskosten $CAPEX_c^0$ abgebildet. Da dieser Zusammenhang ebenfalls nicht linear ist, wird die Berechnung der Investitionskosten analog zu Gleichung (2) stückweise linearisiert [6]; es gilt Gleichung (4).

$$CAPEX_c = \sum_{j \in \mathcal{J}^{\dot{V}}} \left(b_{c,j}^{\dot{V}} CAPEX_{c,j}^{lb} + \beta_{c,j}^{\dot{V}} \left(\dot{V}_{c,j}^{nom} - \dot{V}_{c,j}^{lb} b_{c,t}^{\dot{V}} \right) \right) \tag{4}$$

Analog zu Gleichung (2) ist hierbei $b_{c,t}^{\dot{V}}$ ebenfalls eine Binärvariable, die Parameter $CAPEX_{c,j}^{lb}$ und $\dot{V}_{c,j}^{lb}$ jeweils Stützstellen und der Parameter $\beta_{c,j}^{\dot{V}}$ entspricht der Steigung des Funktionsabschnittes j. Weitere dazugehörige Nebenbedingungen und Berechnungsvorschriften sind ebenfalls [6] zu entnehmen.

Die Speicherstände $V_{c,t}$ der Speicherkomponenten $c \in \mathcal{C}^{stor}$ sind gegeben durch Gleichung (5).

$$V_{c,t} = V_{c,t-1} \left(1 - \eta_c^{self} \Delta t_t \right) + \Delta t_t \left(\dot{V}_{c,t}^{in} \eta^{char} - \frac{1}{\eta^{dis}} \dot{V}_{c,t}^{out} \right) \tag{5}$$

Der Speicherstand zum Zeitpunkt t wird somit mit dem vorherigen Speicherstand zum Zeitpunkt $t-1$ verknüpft und ergibt sich aus den Selbstentladungsverlusten η_c^{self} sowie der Differenz aus der ein- und ausgespeicherten Leistung $\dot{V}_c^{in}$ respektive $\dot{V}_c^{out}$ multipliziert mit dem jeweiligen Be- und Entladungswirkungsgrad η^{char} respektive η^{dis}.

Für die Berechnung der spezifischen elektrischen Arbeit des Verdichters w_{el} wird die Annahme einer mehrstufigen isentropen Verdichtung getroffen. Die spezifische elektrische Arbeit des Verdichters w_{el} berechnet sich aus der Summe der isentropen Enthalpiedifferenzen zwischen

dem Aus- und Eingang $\left(h^{out,is} - h^{in}\right)_i$ jeder Verdichtungsstufe $i \in \mathcal{VS}$, dem isentropen Wirkungsgrad η_{is} und dem mechanischen Wirkungsgrad η_{me} nach Gleichung (6).

$$w_{el} = \frac{1}{\eta_{me}} \sum_{i \in \mathcal{VS}} \frac{\left(h^{out,is} - h^{in}\right)_i}{\eta_{is}} \tag{6}$$

Die spezifische abzuführende Wärme ist gegeben durch die Summe der Enthalpiedifferenzen zwischen dem Ein- und Ausgang zweier benachbarter Verdichtungsstufen; es gilt Gleichung (7).

$$q = \sum_{i \in \mathcal{VS}} \left(h_i^{in} - h_{i-1}^{out}\right) \tag{7}$$

Die Anzahl der Verdichtungsstufen i wird zuvor iterativ berechnet, sodass ein maximales Verdichtungsverhältnis von 2,6 nicht überschritten und somit zu hohe Temperaturen innerhalb des Verdichters vermieden werden [13]. Die Berechnung der thermodynamischen Zustandsgrößen erfolgt mithilfe der CoolProp Library [14]. Der isentropen Wirkungsgrad η_{is} ist eine Funktion des Verdichtungsverhältnisses nach [15]. Der mechanische Wirkungsgrad η_{me} wird mit 90 % angenommen.

Die Ausgangsleistung der PV-Anlage P_t berechnet sich nach Gleichung (8) in Anlehnung an [16].

$$P_t = P_N \frac{G_t}{1000 W/m^2} \left[1 + \gamma\left(T_{M,t} - 25°C\right)\right]\eta_{WR} \tag{8}$$

Die Berechnung der Modultemperatur $T_{M,t}$ erfolgt nach [17] und die Berechnung der Globalstrahlung G_t auf eine geneigte Fläche nach [18]. Der Temperaturkoeffizient γ wird mit -0,35 %/K und der Wechselrichter-Wirkungsgrad η_{WR} mit 97 % angenommen.

2.1.2.2 Arbeitspaket 7.2: Modellvalidierung und Prozessoptimierung

Das Ziel des Arbeitspaketes 7.2 ist es, dass zuvor entwickelte Prozessmodell anhand realer Prozessmodelldaten zu valideren. Darüber hinaus soll eine Prozessoptimierung durchgeführt werden, welche das geplante Prozesskonzept sowie ein potenzielles Up-Scaling am Standort Lübeck sowie an einem weiteren Standort hinsichtlich einer möglichst kostengünstigen Wasserstoffproduktion optimiert.

2.1.2.2.1 Modellvalidierung und Prozessoptimierung

Basierend auf dem im Zuge von Arbeitspaket 7.1 erstellen Prozessmodells wird im Folgenden ein Optimierungsproblem formuliert. Ziel des betrachteten Energiesystems der EBL ist es, alle erforderlichen Energiebedarfe (Strom, Wärme, Wasserstoff) bereitzustellen und dabei die jährlichen Gesamtkosten zu minimieren. Daraufhin wird die Zielfunktion des Optimierungsproblems zur Minimierung der jährlichen Gesamtkosten TAC nach Gleichung (9) und damit wie folgt definiert.

$$\min_{\dot{V}_{c,t}, V_{c,t}} \; TAC = OPEX_{var} + OPEX_{fix} + ACAPEX \tag{9}$$

Die jährlichen Gesamtkosten TAC setzen sich zusammen aus der Summe der jährlichen Betriebskosten $OPEX_{var}$, der jährlichen Wartungs- und Instandhaltungskosten $OPEX_{fix}$ und der annualisierten Investitionskosten $ACAPEX$.

Die jährlichen Betriebskosten $OPEX_{var}$ setzen sich aus der Differenz der Kosten für den Strombezug aus dem Netz und den Gewinnen aus der Netzeinspeisung des Stromes aus der PV-Anlage und den BHKW nach Gleichung (10) zusammen.

$$OPEX_{var} = \sum_{t \in \mathcal{T}} \Delta t \left(k_t^{el,Netz} \dot{V}_{Netz,t}^{Bezug} - k_t^{el,PV} \dot{V}_{PV,t}^{Netz} - k_t^{el,BHKW} \dot{V}_{BHKW,t}^{Netz} \right) \quad (10)$$

Die jährlichen Wartungs- und Instandhaltungskosten $OPEX_{fix}$ berechnen sich aus dem Produkt aus einem komponentenspezifischen Wartungskostenfaktors k_c^{main} und den Investitionskosten $CAPEX_c$ entsprechend Gleichung (11).

$$OPEX_{fix} = \sum_{c \in \mathcal{C}} k_c^{main} CAPEX_c \quad (11)$$

Die annualisierten Investitionskosten $ACAPEX$ wiederum setzen sich aus dem komponentenspezifischen Produkt aus Annuitätenfaktor A_c^f und Investitionskosten $CAPEX_c$ zusammen (Gleichung (12)).

$$ACAPEX = \sum_{c \in \mathcal{C}} A_c^f CAPEX_c \quad (12)$$

Der Annuitätenfaktor A_c^f errechnet sich nach Gleichung (15) unter Berücksichtigung der spezifischen Lebensdauer τ_c, dem nominellen gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostenfaktor $WACC^{nom}$ und der erwarteten Inflationsrate γ^{infl} nach [19].

$$A_c^f = \left(\frac{1 + WACC^{nom}}{1 + \gamma^{infl}} - 1 \right) \left(\frac{1 + WACC^{nom}}{1 + \gamma^{infl}} \right)^{\tau_c} / \left[\left(\frac{1 + WACC^{nom}}{1 + \gamma^{infl}} \right)^{\tau_c} - 1 \right] \quad (13)$$

Da es im Laufe des Forschungsvorhabens nicht zu einer realen Umsetzung der geplanten Anlage kam, war aufgrund fehlender Messdaten keine Modellvalidierung möglich.

2.1.2.2.2 Up-Scaling: Standort Lübeck

Als Teil des Arbeitspaketes 7.2 ist die Auslegung und Optimierung eines potenziellen Up-Scalings der Wasserstoffproduktion am gewählten bzw. an weiteren potenziellen Standorten vorgesehen. Nachfolgend werden die Ergebnisse des potenziellen Up-Scalings der Wasserstoffproduktion am Standort der Entsorgungsbetriebe Lübeck vorgestellt.

Als Randbedingung wird für die Auslegung des Up-Scalings statt der Versorgung eines Abfallsammelfahrzeuges die Versorgung der gesamten Abfallsammelfahrzeugflotte (25 Fahrzeuge) betrachtet. Im Rahmen des Up-Scalings werden dem Optimierungsproblem die Freiheiten eingeräumt, die notwendige Wasserstoffwertschöpfungskette (Elektrolyseur, Verdichter, Wasserstoffspeicher) gemäß dem ansteigenden Wasserstoffbedarf kostenoptimal auszubauen. Hierbei wird zusätzlich der Bau eines Wasserstoffspeichers mit einem Nenndruck von 700 bar ermöglicht. Für die ausreichende Strombereitstellung können ebenfalls die vorhandene PV-Anlage ausgebaut sowie ein Batteriespeicher angeschafft werden. Da die erzwungene Nutzung des Wasserstoffs innerhalb der Biogas-Fermenter lediglich aus dem Genehmigungsverfahren im Rahmen des Forschungsvorhabens resultiert, ist die Bedingung für das Up-Scaling deaktiviert. Ein vereinfachtes Schaubild des zu betrachtenden Energiesystems ist in Abbildung 3 dargestellt.

Die Optimierung geschieht für die Bezugsjahre 2030 und 2050. Die Bezugsjahre unterscheiden sich dabei hinsichtlich der hinterlegten techno-ökonomischen Parameter für den Bau neuer Energiewandlungsanlagen und der für die Jahre prognostizierten Börsenstrompreise [11].

Der optimierte Ausbau der betrachteten Energiewandlungsanlagen und Energiespeicher ist in Abbildung 4 und Abbildung 5 dargestellt. In Abbildung 4 ist die installierte Leistung des Elektrolyseurs, des Verdichters und der PV-Anlage abgebildet. Als Referenzwert dient die geplante zu installierende Leistung des Elektrolyseurs und des Verdichters im Rahmen des Forschungsvorhabens bzw. die bereits installierte Leistung der bestehenden PV-Anlage. In Bezug auf den Elektrolyseur steigt die zu installierende Leistung von 200 kW_{el} auf rund 570 kW_{el} für beide Jahre. Die Leistung des Verdichters steigt hingegen von rund 133 kW_{H2} (7 kW_{el}) auf 391 kW_{H2} (22 kW_{el}, 2030) respektive 464 kW_{H2} (25 kW_{el}, 2050) an. Die Leistung der PV-Anlage wächst für beide Bezugsjahre von 750 kW auf den maximal zulässigen Wert von 10 MW.

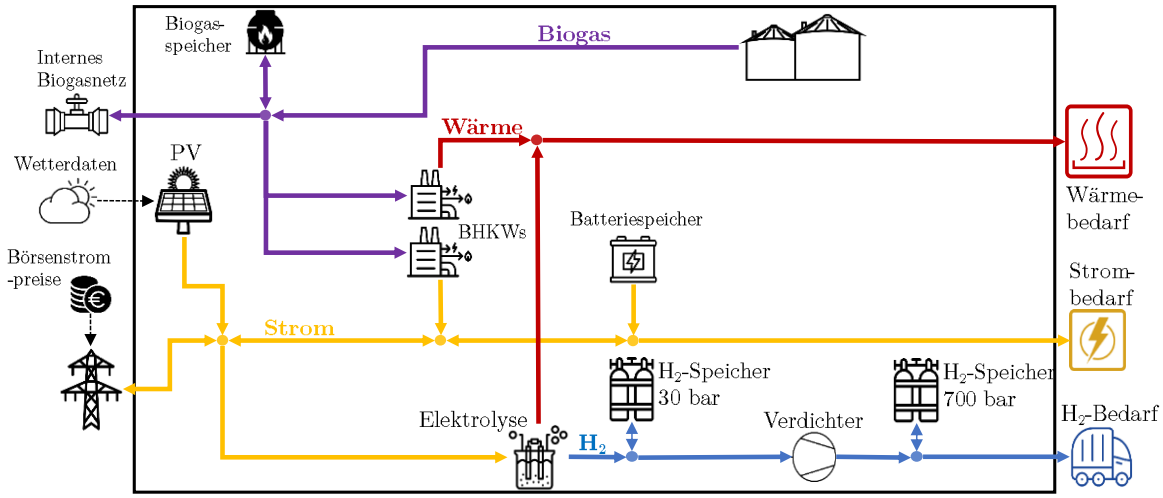

Abbildung 3: Schaubild des zu betrachtenden Energiesystems für den Standort der Entsorgungsbetriebe Lübeck (PV: Photovoltaik, BHKW: Blockheizkraftwerk)

In derselben Darstellungsweise ist in Abbildung 5 die zu installierende Speicherkapazität für die Wasserstoffspeicher mit 30 bar bzw. 700 bar Nenndruck und einen Batteriespeicher dargestellt. Würde die Wasserstoffwertschöpfungskette im Jahr 2030 bzw. im Jahr 2050 neu aufgebaut werden, würde ein Wasserstoffspeicher mit 30 bar Nenndruck mit lediglich 1100 kWh (2030) bzw. 1060 kWh (2050) statt der im Forschungsvorhaben geplanten 2.300 kWh installiert werden. Stattdessen erfolgt der Kapazitätszubau über den 700 bar Wasserstoffspeicher mit 12.700 kWh (2030) bzw. 12.100 kWh (2050). Ebenfalls wird ein Batteriespeicher mit einer Kapazität von 2.150 kWh (2030) bzw. 2.125 kWh (2050) installiert.

Demnach ist festzuhalten, dass die zu installierende Elektrolyseur-Leistung nur in etwa um das Dreifache ansteigt, obwohl der Wasserstoffbedarf um den Faktor 25 anwächst. Die Wasserstoffspeicherkapazität versiebenfacht sich in etwa. Da die Optimierung die kostenoptimale und nicht die minimal notwendige Systemzusammenstellung berechnet, lässt sich basierend auf den Ergebnissen keine Aussage treffen, welche Elektrolyse-Leistung und Wasserstoffkapazität mindestens notwendig sind, um 25 brennstoffzellenbetriebene Abfallsammelfahrzeuge zu versorgen. Nichtsdestotrotz lässt sich aufgrund des geringeren Ausbaufaktors im Vergleich zum Anstieg des Wasserstoffbedarfs ableiten, dass die im Forschungsvorhaben geplanten Investitionen in einen Elektrolyseur und einen Wasserstoffspeicher mit der geplanten Kapazität dafür ausreichen würden, mehr als ein Abfallsammelfahrzeug zu versorgen. Ebenfalls zu sehen ist, dass die Wasserstoffspeicherkapazität hauptsächlich basierend auf einem 700 bar Druckwasserstoffspeicher bereitgestellt wird. Dies ist zum einen damit zu erklären, dass dieser gegenüber einem 30 bar Speicher geringere spezifische Investitionskosten aufweist. Zum anderen ermög-

licht dieser eine Entkopplung des Verdichtungs- vom Tankprozess und gewährt somit eine höhere Flexibilität im Betrieb. Dies ist ebenfalls am Anstieg der Verdichterleistung vom Jahr 2030 zum Jahr 2050 zu sehen. Im Forschungsvorhaben wird diese Option des 700 bar Wasserstoffspeichers nicht betrachtet, da die potenziell anzuschaffende Tankstelle in der Lage ist, Wasserstoff auf einem eingehenden Druckniveau von 30 bar zu verarbeiten und somit der Installationsaufwand eines weiteren Wasserstoffspeichers vermieden werden kann. Für großskalige Systeme stellt dies jedoch keine kostenoptimale Lösung dar.

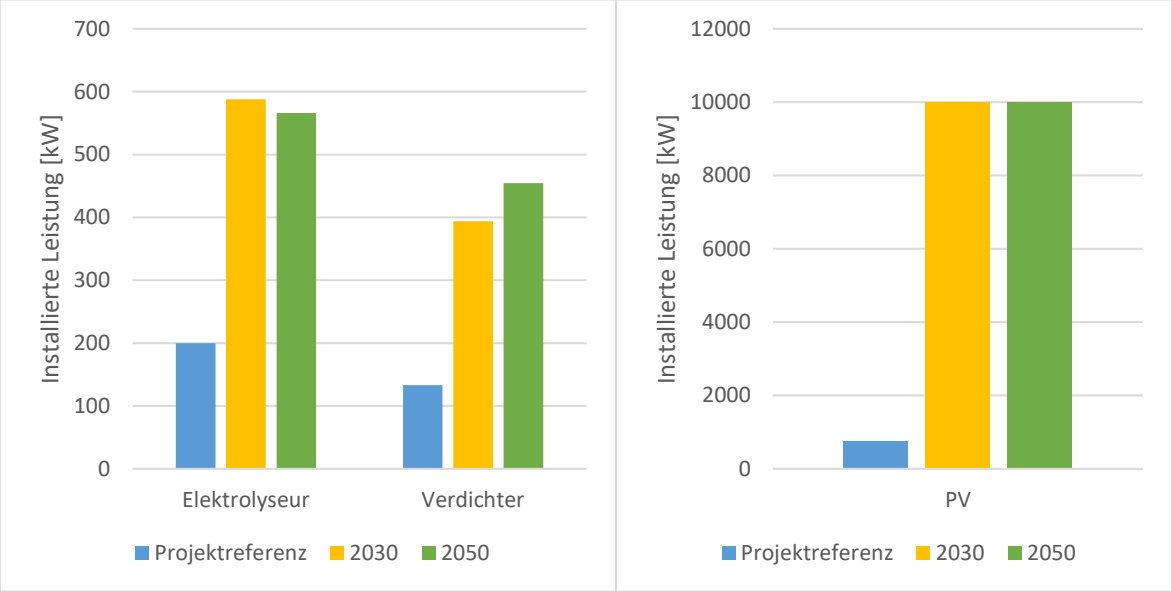

Abbildung 4: Installierte Leistung der optimierten Energiewandlungsanlagen für die Jahre 2030 und 2050 sowie der Projektreferenz (PV: Photovoltaik)

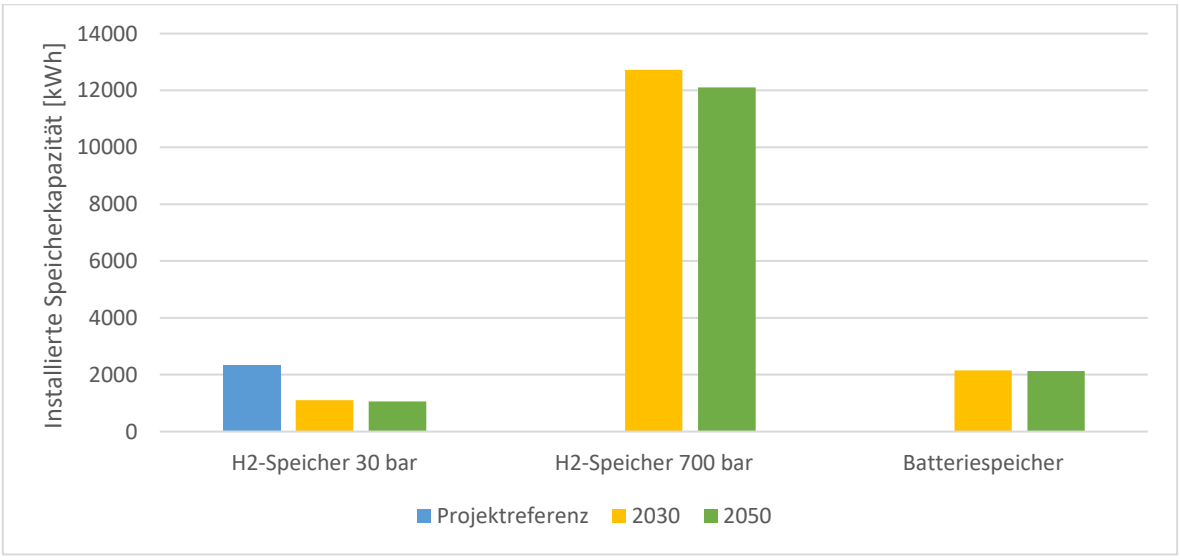

Abbildung 5: Installierte Speicherkapazität für die optimieren Speicherkomponenten für die Jahre 2030 und 2050 sowie der Projektreferenz

2.1.2.2.3 Up-Scaling: Standort München

Nachfolgend werden die Zwischenergebnisse des potenziellen Up-Scalings der Wasserstoffproduktion an einem weiteren Standort vorgestellt. Als weiterer Standort wird der Standort der Trockenfermentationsanlage des Abfallwirtschaftsbetriebs München (AWM) in Analogie zur mechanisch-biologischen Abfallbehandlungsanlage der Entsorgungsbetriebe Lübeck gewählt.

Die Wahl fällt auf den Abfallwirtschaftsbetrieb München, da somit folgende Aspekte berücksichtigt werden können:

- Der Standort in Süddeutschland ermöglicht es, abweichende Wetterdaten zu nutzen, welche zu einer unterschiedlichen Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien zur Wasserstoffherstellung gegenüber Lübeck in Norddeutschland führen.
- Verglichen mit Lübeck wird durch das größere Einzugsgebiet von München eine größere Abfallmenge, eine höhere Anzahl an Abfallsammelfahrzeugen und somit ein potenziell höherer Wasserstoffbedarf zur Versorgung dieser Fahrzeuge betrachtet. Dies ermöglicht die Abbildung eines größeren Up-Scalings.

Da keine Messdaten des Abfallwirtschaftsbetriebes München vorliegen, wird diese Untersuchung weiterhin auf den Messdaten der Entsorgungsbetriebe Lübeck beruhen, jedoch werden einige Anpassungen vorgenommen.

Dem Geschäftsbericht des AWM [20] ist zu entnehmen, dass jährlich rund die fünffache Abfallmenge gegenüber den Entsorgungsbetrieben Lübeck (EBL) verarbeitet wird (530.000 t zu 100.000 t [21]). Es wird daraufhin die Annahme getroffen, dass analog dazu auch die fünffache Menge an Biogas zur Verfügung steht sowie ein fünffach höherer Wärme- und Strombedarf zum Betrieb der Anlagen bereitgestellt werden muss. Darüber hinaus wird die Annahme getroffen, dass ebenfalls ein fünffach höherer Energiebedarf bzw. Wasserstoffbedarf zum Betrieb der entsprechenden Abfallsammelfahrzeuge notwendig ist.

Als Randbedingung für die Auslegung des Up-Scalings wird demnach statt der Versorgung der gesamten Lübecker Abfallsammelfahrzeugflotte (25 Fahrzeuge) die Wasserstoffmenge zur Versorgung von 125 Fahrzeugen (basierend auf dem Referenzfahrzeug und -fahrprofil des Forschungsvorhabens) betrachtet.

Analog zum Vorgehen für den Standort Lübeck werden im Rahmen des Up-Scalings dem Optimierungsproblem die Freiheiten eingeräumt, die notwendige Wasserstoffwertschöpfungskette (Elektrolyseur, Verdichter, Wasserstoffspeicher) gemäß dem ansteigenden Wasserstoffbedarf kostenoptimal auszubauen. Für die ausreichende Strombereitstellung können vor Ort eine PV-Anlage ausgebaut sowie ein Batteriespeicher angeschafft werden. Im Gegensatz zum Standort in Lübeck, wo nach Auskunft der Projektpartner die Errichtung einer Windenergieanlage nicht möglich ist, wird dieser Fall für den Standort in München ermöglicht. Die Nutzung des Biogases zur Stromerzeugung wird ebenfalls an den Standort angepasst, sodass die betrachteten BHKWs sowie der Biogasspeicher die fünffache Nennleistung bzw. Nennkapazität besitzen im Vergleich zum Standort der Entsorgungsbetriebe Lübeck. Da die erzwungene Nutzung des Wasserstoffs innerhalb der Biogas-Fermenter lediglich aus dem Genehmigungsverfahren im Rahmen des Forschungsvorhabens resultiert, wird diese Bedingung für das Up-Scaling nicht berücksichtigt. Ein vereinfachtes Schaubild des zu betrachtenden Energiesystems ist in Abbildung 6 Abbildung 3dargestellt.

Die Optimierung geschieht für die Bezugsjahre 2030 und 2050. Die Bezugsjahre unterscheiden sich dabei hinsichtlich der hinterlegten techno-ökonomischen Parameter für den Bau neuer Energiewandlungsanlagen und der für die Jahre prognostizierten Börsenstrompreise [11].

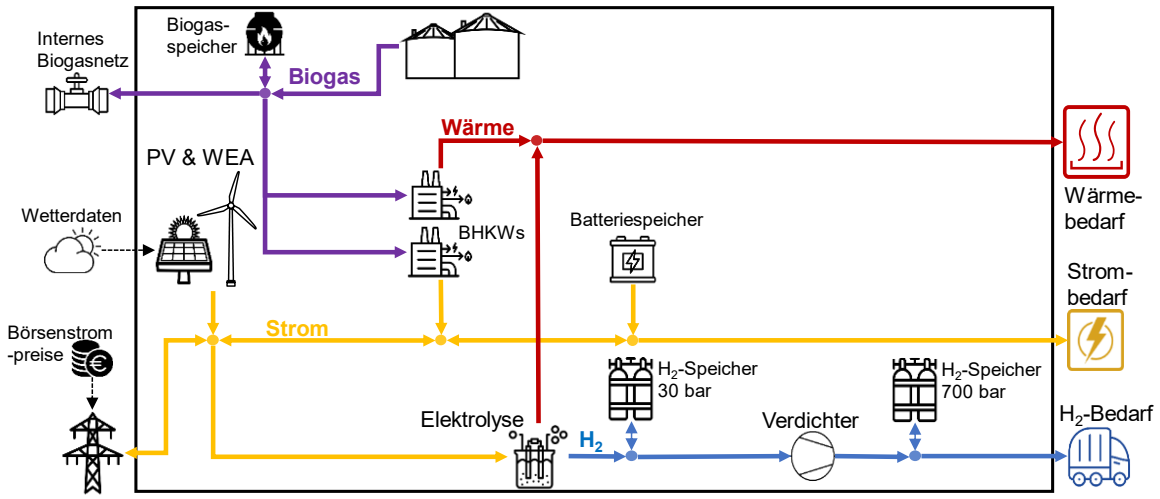

Abbildung 6: Schaubild des zu betrachtenden Energiesystems für den Standort des Abfallwirtschaftsbetriebs München (PV: Photovoltaik, WEA: Windenergieanlage, BHKW: Blockheizkraftwerk)

Der optimierte Ausbau der betrachteten Energiewandlungsanlagen und Energiespeicher ist in Abbildung 7 und Abbildung 8 dargestellt. In Abbildung 7 ist die installierte Leistung des Elektrolyseurs und des Verdichters sowie der PV- und Windenergieanlage abgebildet. Als Referenzwert dient die geplante zu installierende Leistung des Elektrolyseurs und des im Rahmen des Forschungsvorhabens bzw. die bereits installierte Leistung der bestehenden PV-Anlage am Standort der Entsorgungsbetriebe Lübeck. In Bezug auf den Elektrolyseur steigt die zu installierende Leistung von 200 kW_{el} auf rund 3.100 kW_{el} im Jahr 2030 und 2.900 kW_{el} im Jahr 2050. Die Leistung des Verdichters steigt von rund 7 kW_{el} auf 124 kW_{el} (2030) respektive 115 kW_{el} (2050) an. Im Hinblick auf die Stromerzeugung zeigt sich für beide Bezugsjahre der Bau einer PV- und Windenergieanlage mit jeweils einer Nennleistung vom maximal zulässigen Wert von 10 MW.

In derselben Darstellungsweise ist in Abbildung 8 die zu installierende Speicherkapazität für die Wasserstoffspeicher mit 30 bar bzw. 700 bar Nenndruck und einem Batteriespeicher dargestellt. Würde die Wasserstoffwertschöpfungskette im Jahr 2030 bzw. im Jahr 2050 am Standort des Abfallbetriebes München neu aufgebaut werden, würde ein Wasserstoffspeicher mit 30 bar Nenndruck mit 2.200 kWh (2030) bzw. 8.900 kWh (2050) statt der im Forschungsvorhaben geplanten 2.300 kWh installiert werden. Der hauptsächliche Kapazitätszubau erfolgt über den 700 bar Wasserstoffspeicher mit 82.400 kWh (2030) bzw. 83.000 kWh (2050). Ebenfalls wird ein Batteriespeicher mit der Kapazität von 9.400 kWh im Jahr 2030 bzw. der maximal zulässigen Kapazität von 10.000 kWh im Jahr 2050 installiert.

Der Abfall der elektrischen Leistung des Elektrolyseurs zwischen den Jahren 2030 und 2050 ist auf eine angenommene Wirkungsgradsteigerung durch eine technische Weiterentwicklung zurückzuführen. Im Hinblick auf die maximal zu produzierende Wasserstoffmenge sind beide Elektrolyseure identisch. Der Elektrolyseur kommt somit in beiden Bezugsjahren auf eine Jahresvolllaststundenzahl von rund 6000 h, während diese für das geplante Konzept im Forschungsvorhaben lediglich rund 1400 h beträgt. Zum Vergleich: Bei der Auslegung des Up-Scalings am Standort der Entsorgungsbetriebe Lübeck ergaben sich für den Elektrolyseur Jahresvolllaststundenzahlen von rund 6400 h. Ein möglicher Grund ist, dass insbesondere bei Elektrolyseuren im Leistungsbereich oberhalb von 1 MW deutlich geringere spezifische Investitionskosten auftreten. So ist in diesem Bereich eine Überdimensionierung, um Stromangebotsspitzen auszunutzen, potenziell eher lohnenswert als in niedrigeren Leistungsbereichen wie am Standort Lübeck.

Analog zum Up-Scaling für den Standort der Entsorgungsbetriebe Lübeck ist hier ebenfalls zu sehen, dass die Wasserstoffspeicherkapazität hauptsächlich basierend auf einem 700 bar Druckwasserstoffspeicher bereitgestellt wird.

Der Ausbau der PV- und Windenergieanlage ist maßgeblich von den zugrundeliegenden Strompreisen für den Netzbezug und der Netzeinspeisung abhängig. Da alle vorliegenden Messdaten aus dem Forschungsvorhaben auf dem Jahr 2021 basieren, wird für die Betrachtung der Strompreise ebenfalls das Börsenstrompreisprofil aus dem Jahr 2021 berücksichtigt und entsprechend der Prognose nach [22] für die Jahre 2030 und 2050 skaliert. Für den Stromverkauf ergibt sich somit ein mittlerer Strompreis von 0,086 €/kWh (2030) bzw. 0,059 €/kWh (2050). Unter der Berücksichtigung der Netzentgelte sowie Steuern und Umlagen für Industrieunternehmen ergeben sich für den Netzbezug Strompreise von 0,143 €/kWh (2030) bzw. 0,116 €/kWh (2050).

Wie im nachfolgenden Kapitel in Tabelle 2 zu sehen ist, liegen die Stromgestehungskosten sowohl für die PV- als auch Windenergieanlage unterhalb der Stromverkaufspreise, sodass dessen Stromerzeugung im Mittel nicht nur für die Substitution von Netzbezug, sondern auch zur Netzeinspeisung lohnenswert erscheint. Dies erklärt die maximalen Ausbauraten.

Einschränkend ist hierbei anzuführen, dass durch die zeitliche Verfügbarkeit von PV- und Windstrom nicht der mittlere, sondern der stündliche Strompreis entscheidend ist. Durch den fortschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien in der Stromversorgung werden zukünftig insbesondere bei einem Überangebot von PV- und Windstrom die stündlichen Strompreise deutlich niedriger ausfallen oder sogar negativ werden. Da zu diesen Zeiten jedoch auch die hier betrachteten PV- und Windenergieanlagen ihren Strom produzieren, kann dieser demnach nur zu deutlich geringeren Strompreisen verkauft werden. Dieser Trend ist in den Strompreisdaten aus dem Jahr 2021 zwar zu erkennen, jedoch noch nicht so ausgeprägt, wie es beispielsweise bereits im Jahr 2023 war und wie es zukünftig sein wird. Deshalb ist es fraglich, ob dieser maximale Ausbau von je 10 MW für die Jahre 2030 und 2050 tatsächlich die kostenoptimale Variante sein wird. Um diese Zusammenhänge abbilden zu können, werden Modelle für das gesamte deutsche oder europäische Energiesystem benötigt, welche jedoch außerhalb des Betrachtungsrahmens dieser Analyse liegen.

Abbildung 7: Installierte Leistung der optimierten Energiewandlungsanlagen für die Jahre 2030 und 2050 sowie der Projektreferenz (PV: Photovoltaik)

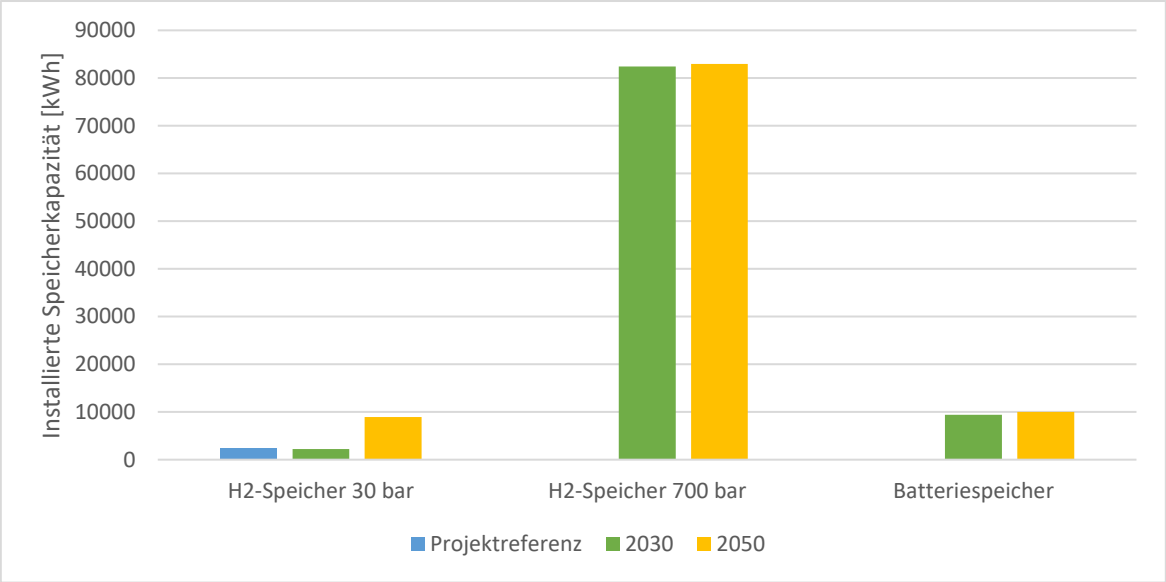

Abbildung 8: Installierte Speicherkapazität für die optimieren Speicherkomponenten für die Jahre 2030 und 2050 sowie der Projektreferenz

2.1.2.3 Arbeitspaket 7.3: Techno-ökonomische und ökologische Analyse

Das Arbeitspaket 7.3 umfasst die technische, ökonomische und ökologische Bewertung des Projektkonzeptes sowie der beiden Up-Scaling-Konzepte an den Standorten Lübeck und München.

2.1.2.3.1 Technische Bewertung

Die technische Bewertung erfolgt anhand der Gesamtprozesseffizienz η^{ges} der vorgestellten (Up-Scaling-)Konzepte (Gleichung (14)).

$$\eta^{ges} = \frac{m_{H2} LHV + Q_{EL}^{int}}{(U_{EL} + U_{Comp}) \sum_{e \in E} \frac{X_e^{H2}}{\eta_e^{el}}} \tag{14}$$

Dabei ist $m_{H2} LHV$ die Energiemenge des produzierten Wasserstoffs, Q_{EL}^{int} die integrierte Elektrolyseurabwärme, U_{EL} und U_{Comp} die Strombedarfe des Elektrolyseurs und des Verdichters, X_e^{H2} die Anteile der Strombereitstellung zur Wasserstoffherstellung sowie die entsprechenden elektrischen Wirkungsgrade der jeweiligen Komponenten. Hierbei wird für die BHKW ein elektrischer Wirkungsgrad von 38 % und Ladeverluste der Batterie von 96 % angenommen. Die Anteile der Strombereitstellung sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Die Bereitstellung des Stromes aus der Batterie wird der PV-Anlage zugeteilt.

In Abbildung 9 sind die Stromverbräuche des Elektrolyseurs und des Verdichters sowie die dabei erzeugte und integrierte Abwärme des Elektrolyseurs und die sich dabei ergebenen Gesamtprozesseffizienzen dargestellt. Zwar ergibt sich für das geplante HyHL-Konzept die höchste Wärmeintegrationsrate von rund 68 %, jedoch lediglich eine Gesamteffizienz von ca. 32 %. Dies ist auf den hohen Anteil an Strom aus den BHKW zurückzuführen, die bei der Umwandlung von Biogas in Elektrizität hohe Verluste aufweisen. Zwar sinkt in den weiteren Konzepten die Wärmeintegrationsrate auf 26 bis 38 %, jedoch steigt die Gesamteffizienz gegenüber dem HyHL-Konzept auf 38 bis 40 % an. Dies ist zum einen auf einen geringeren Anteil an BHKW Strom und zum anderen auf erwartete Fortschritte der Effizienzen von Elektrolyseuren bis zum Jahr 2050 zurückzuführen.

Tabelle 1: Anteile der Strombereitstellung zur Wasserstoffherstellung X_e^{H2} an den verschiedenen Standorten und Bezugsjahren.

Komponente *e*	**HyHL-Konzept**	**Lübeck 2030**	**München 2030**	**Lübeck 2050**	**München 2050**
BHKW 1	65 %	34 %	32 %	37 %	33 %
BHKW 2	20 %	19 %	15 %	16 %	15 %
PV-Anlage	15 %	47 %	25 %	47 %	24 %
Windenergieanlage	-	-	28 %	-	28 %

Im Hinblick auf die Abwärmenutzung zeigt sich, dass diese besonders effizient ist, wenn in Relation zum Wärmebedarf nur eine geringe Menge an Abwärme anfällt. Aufgrund der geringen produzierten Wasserstoffmenge im HyHL-Konzept, fällt demnach nur eine verhältnismäßig geringe Abwärmemenge an. Bei einer zeitlichen Überschneidung der anfallenden Abwärme und der Wärmenachfrage lassen sich demnach hohe Überschüsse vermeiden und der überwiegende Anteil integrieren. So steigt die Gesamteffizienz in diesem Fall durch die Abwärmenutzung von 25 % auf 32 %. Der gegenteilige Extremfall stellt der Standort München dar. Durch eine gegenüber dem Standort Lübeck sehr hohen Wasserstoffproduktion fällt eine dementsprechend hohe Abwärmemenge an. Dies führt zu mehr Zeitpunkten, an denen die Abwärme die Nachfrage übersteigt bzw. durch die vorhandenen BHKW ohnehin Wärme zur Verfügung steht, sodass in diesen Fällen lediglich 26 bis 28 % der anfallenden Elektrolyseurabwärme integriert werden kann. Hier führt die Abwärmenutzung lediglich zu einer Steigerung der Gesamtprozesseffizienz von rund 2 %.

Grundsätzlich sind demnach zwei Schlussfolgerungen festzuhalten. Aus energetischer Sicht ist die Verstromung von Biogas zur Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyseure aufgrund der hohen Energieverluste entlang der Prozesskette zu vermeiden. Zwar zeigt sich, dass die Abwärmenutzung das Potenzial besitzt, die Gesamteffizienz zu erhöhen, jedoch ist hierfür eine Überdimensionierung der Wasserstofferzeugung zu vermeiden und ausreichend Flexibilität der Wasserstofferzeugung und/oder der Wärmenachfrage notwendig, um einen möglichst großen Anteil der Abwärme integrieren zu können.

Aufgrund fehlender Messdaten war es nicht möglich, eine technische Bewertung der Sauerstoffnutzung durchzuführen.

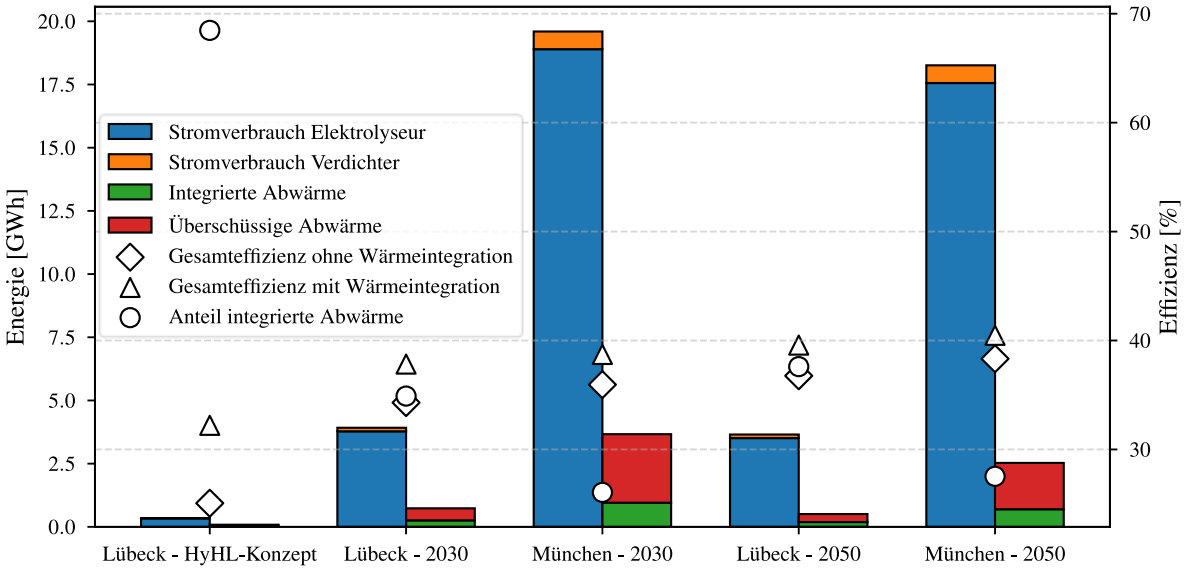

Abbildung 9: Stromverbräuche und anfallende Abwärme zur Wasserstoffherstellung sowie die dabei auftretenden Gesamtprozesseffizienzen für die verschiedenen Prozesskonzepte.

2.1.2.3.2 Ökonomische Bewertung

Nachfolgend erfolgt die ökonomische Bewertung der vorgestellten Prozesskonzepte anhand der Wasserstoffgestehungskosten. Die Wasserstoffgestehungskosten $LCOH$ (Gleichung (15)) setzen sich aus den annualisierten Investitions- und Instandhaltungskosten $CAPEX_c\left(k_c^{main} + A_c^f\right)$ des Elektrolyseurs, des Wasserstoffspeichers und des Verdichters ($c \in \mathcal{C}$) sowie den Strombezugskosten $OPEX$ zum Betrieb des Elektrolyseurs und des Verdichters bezogen auf die jährlich produzierte Wasserstoffmenge m_{H2} zusammen. Für die Berechnung der annualisierten Investitions- und Instandhaltungskosten wird der Instandhaltungskostenfaktor k_c^{main} und Annuitätsfaktor A_c^f (Gleichung (13)) zugrunde gelegt.

$$LCOH = \frac{\sum_{c \in \mathcal{C}} CAPEX_c\left(k_c^{main} + A_c^f\right) + OPEX}{m_{H2}} \tag{15}$$

Der zur Wasserstoffproduktion verfügbare Strom wird in Abhängigkeit des Standorts und des Konzeptes aus den vorhandenen Blockheizkraftwerken (BHKW), der ausbaubaren Photovoltaikanlage (PV-Anlage) sowie der Windenergieanlage bereitgestellt. Innerhalb des betrachteten Energiesystemmodells wird zwar der Netzbezug ermöglicht, jedoch wird festgelegt, dass der Wasserstoff nur zu den Zeitpunkten produziert werden kann, wenn ausreichend eigens produzierter Strom dafür zur Verfügung steht. Es wird daher angenommen, dass der Wasserstoff vollständig durch den Strom aus BHKW, PV und Wind hergestellt wird, auch wenn zeitgleich ein Netzbezug zur Deckung des externen Strombedarfs (z.B. Produktionsanlagen) erfolgt. Die Strombezugskosten berechnen sich demnach aus dem insgesamt benötigten Strom des Elektrolyseurs und des Verdichters W_{el}^{H2} sowie dem Produkt der Stromgestehungskosten $LCOE_e$ der jeweiligen Anlage e und deren Anteil an der Strombereitstellung X_e^{H2} (Tabelle 1) zur Wasserstoffherstellung (Gleichung (16)).

$$OPEX = W_{el}^{H2} \sum_{e \in \mathcal{E}} LCOE_e X_e^{H2} \tag{16}$$

Die Stromgestehungskosten berechnen sich aus den annualisierten Investitions- und Wartungskosten $CAPEX_e\left(k_e^{main} + A_e^f\right)$ der jeweiligen Strombereitstellungskomponente ($e \in$

$\mathcal{E}$) bezogen auf die insgesamt produzierte Strommenge $W_{el,e}$ (Gleichung (17)). Hierbei ist zu berücksichtigen, dass für die Blockheizkraftwerke respektive die Biogasanlage ein Stromeigenbedarf von 7,6 % [23] und eine bereits abgeschlossene Abschreibung der Investitionskosten angenommen, sowie keine Substratkosten des verwendeten Abfalls [24] berücksichtigt werden.

$$LCOE_e = \frac{CAPEX_e\left(k_e^{main} + A_e^f\right)}{W_{el,e}} \tag{17}$$

Die sich für die Prozesskonzepte ergebenen Stromgestehungskosten sind in Tabelle 2 dargestellt. Die abweichenden Werte der beiden BHKW sind durch unterschiedliche Jahresvolllaststundenzahlen begründet. Für das HyHL-Konzept gilt die bereits existierende PV-Anlage ebenfalls als vollständig abgeschrieben.

Tabelle 2: Stromgestehungskosten der Strombereitstellungsarten zur Wasserstoffherstellung $\boldsymbol{LCOE_e}$ an den verschiedenen Standorten und Bezugsjahren in €/kWh.

Komponente *e*	**HyHL-Konzept**	**Lübeck 2030**	**München 2030**	**Lübeck 2050**	**München 2050**
BHKW 1	0,018	0,020	0,021	0,019	0,021
BHKW 2	0,046	0,037	0,036	0,042	0,035
PV-Anlage	0,016	0,041	0,036	0,026	0,020
Windenergieanlage	-	-	0,062	-	0,051

Mithilfe der Daten aus Tabelle 1 und Tabelle 2 lassen sich nun die Wasserstoffgestehungskosten (Abbildung 10) berechnen.

Für das im HyHL-Projekt verfolgte Prozesskonzept ergeben sich Wasserstoffgestehungskosten von rund 13,9 €/kg. Der Großteil entfällt hierbei auf die Kosten der Wasserstoffkomponenten; vornehmlich auf den Elektrolyseur (10,2 €/kg) und den Wasserstoffspeicher (2,1 €/kg). Der Anteil der Strombezugskosten macht mit rund 1,2 €/kg einen geringen Anteil aus. Die hohen anteiligen Kosten der Wasserstoffkomponenten sind auf mehrere Ursachen zurückzuführen.

- Der Elektrolyseur besitzt eine geplante Nennleistung von rund 200 kW. Dies entspricht einer sehr geringen Leistungsklasse, welche hohe spezifische Investitionskosten aufweist.
- Des Weiteren ist der Elektrolyseur selbst in dieser Leistungsklasse für die Betankung von nur einem Wasserstofffahrzeug überdimensioniert und weist für diesen Zweck im Betrieb lediglich eine Jahresvolllaststundenzahl von rund 1500 h auf. Die geringe Auslastung wirkt sich ebenfalls negativ auf die Wasserstoffgestehungskosten auf.
- Der geplante Wasserstoffspeicher soll einen Nenndruck von 30 bar besitzen. Im Gegensatz zu üblichen Druckwasserstoffspeichern, die eine Speicherung bei Drücken von 200 bis 700 bar ermöglichen, ist für dieselbe Speichermenge demnach ein größeres Speichervolumen notwendig. Solche 30 bar Speicher weisen demnach ebenfalls hohe spezifische Investitionskosten auf. Zwar ermöglicht dieses Konzept eine direkte Beladung des Speichers aus dem Elektrolyseur hinaus, sodass kein zusätzlicher Verdichter notwendig ist, jedoch zeigt sich, dass der Verdichter zur Lieferung des Betankungsdrucks von 700 bar lediglich einen Kostenanteil von 0,4 €/kg hervorruft und somit ein spezifisch günstigerer Mittel- oder Hochdruck-Wasserstoffspeicher mit einem Nenndruck von 200 bis 700 bar potenziell die kostengünstigere Alternative darstellen würde.

Zum Zeitpunkt dieser Ausarbeitung liegen die Kosten für Wasserstoff auf einem Druckniveau von 700 bar zwischen 17 und 19 €/kg an den öffentlichen Tankstellen in Norddeutschland. Die Eigenproduktion auf Basis des HyHL-Konzeptes kann zum jetzigen Zeitpunkt demnach konkurrenzfähig gegenüber der Betankung an öffentlichen Tankstellen sein. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Kosten für die Beschaffung und Betrieb einer eigenen Wasserstofftankstelle nicht in den Wasserstoffgestehungskosten berücksichtigt ist. Die berechneten Wasserstoffgestehungskosten für das HyHL-Konzept von 13,9 €/kg entsprechen rund 0,42 €/kWh. Zum Vergleich: Der Dieselpreis von 1,46 €/L entspricht rund 0,15 €/kWh. Die Wasserstoffgestehungskosten müssten demnach um mindestens die Hälfte abnehmen, um zum jetzigen Zeitpunkt trotz der effizienteren Antriebsart (Brennstoffzelle gegenüber Verbrennungsmotor) Betriebskosten in derselben Größenordnung wie der klassische Dieselbetrieb von Abfallsammelfahrzeugen zu erzielen.

In dieser Hinsicht zeigt sich anhand der Up-Scaling-Konzepte ökonomisches Verbesserungspotenzial für die Gestaltung der Wasserstoffproduktion für Abfallbehandlungsbetriebe. So ergeben sich für das Up-Scaling am Standort Lübeck für die Jahre 2030 und 2050 Wasserstoffgestehungskosten von rund 4,0 €/kg und 2,4 €/kg. Die Wasserstoffgestehungskosten gliedern sich dabei zu etwa gleichen Anteilen in die Investitions- und Wartungskosten der Wasserstoffkomponenten (2030: 2,3 €/kg; 2050: 1,2 €/kg) und in die Strombezugskosten (2030: 1,7 €/kg; 2050: 1,2 €/kg).

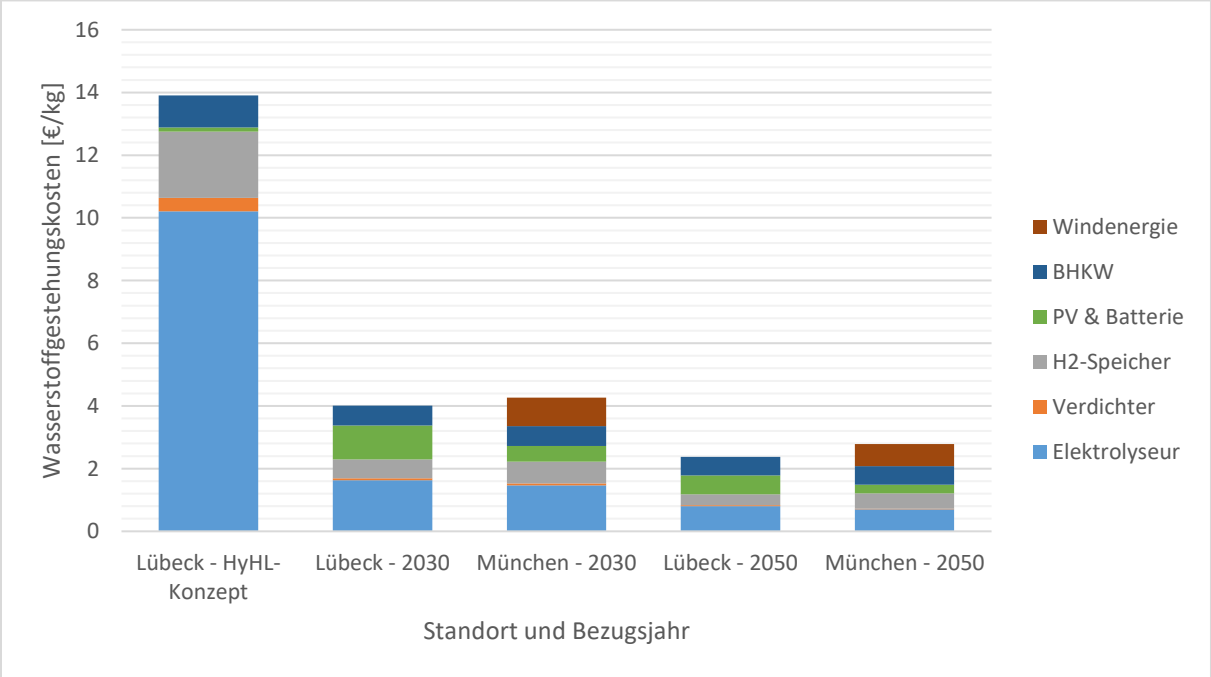

Abbildung 10: Wasserstoffgestehungskosten für die verschiedenen Prozesskonzepte an den Standorten Lübeck und München. Die Kosten sind unterteilt in Investitions- und Instandhaltungskosten (Elektrolyseur, Verdichter, H2-Speicher) und Strombezugskosten (BHKW, Wind, PV & Batterie) (BHKW: Blockheizkraftwerke, PV: Photovoltaik).

Für das Up-Scaling am Standort München ergeben sich für die Jahre 2030 und 2050 Wasserstoffgestehungskosten von rund 4,3 €/kg und 2,8 €/kg. Auch hier gliedern sich die Wasserstoffgestehungskosten zu etwa gleichen Anteilen in die Investitions- und Wartungskosten der Wasserstoffkomponenten (2030: 2,3 €/kg; 2050: 1,2 €/kg) und in die Strombezugskosten (2030: 2,0 €/kg; 2050: 1,6 €/kg).

Für die Up-Scaling-Konzepte an beiden Standorten ist demnach gegenüber dem HyHL-Konzept festzuhalten, dass der Anteil der Investitions- und Wartungskosten der Wasserstoffkomponenten deutlich geringer ausfällt. In Bezug auf den Elektrolyseur ist dies auf eine höhere Leistungsklasse von rund 600 kW (Lübeck) bzw. 3000 kW (München) (Abbildung 4 und Abbildung 7) mit geringeren spezifischen Investitionskosten sowie einer höheren Auslastung von rund 6000 Jahresvolllaststunden zurückzuführen. Ebenfalls zeigt sich, dass dass der Ausbau der Wasserstoffspeicherkapazität hauptsächlich über Hochdruckspeicher erfolgt (Abbildung 5 und Abbildung 8), welche ebenfalls gegenüber der 30 bar Variante geringere spezifische Investitionskosten besitzen und somit der Anteil der Wasserstoffspeicherkosten an den Wasserstoffgestehungskosten in den Up-Scaling-Konzepten abnimmt.

Die Abnahme der Wasserstoffgestehungskosten vom Jahr 2030 zum Jahr 2050 ist für beide Standorte insbesondere auf die erwarteten technologischen Fortschritte und Senkungen der spezifischen Investitionskosten des Elektrolyseurs sowie die Senkung der Stromgestehungskosten der PV- und Windenergieanlage, welche wiederum auf einer Abnahme derer spezifischen Investitionskosten beruhen, zurückzuführen.

Verglichen mit anderen Studien stimmen die berechneten Wasserstoffgestehungskosten für die Up-Scaling-Konzepte in der Größenordnung mit den vorhergesagten Literaturwerten überein [3], sodass sowohl der Standort Entsorgungsbetriebe Lübeck als auch des Abfallwirtschaftbetriebes München sich in der Zukunft durchaus als geeigneter Standorte zur Produktion von Wasserstoff erweisen könnte. Anzumerken ist hierbei, dass sich sowohl die Exklusion der Investitionskosten der Blockheizkraftwerke (da bereits bestehend) als auch die Betrachtung der gesamten Stromerzeugung inkl. Stromüberschüsse aus der PV- und Windenergianlageanlage positiv auf die berechneten Wasserstoffgestehungskosten auswirken.

2.1.2.3.3 Ökologische Bewertung

Ein weiterer Teil des Arbeitspakets 7.3 ist die ökologische Bewertung der zuvor vorgestellten Prozesse. Da der reale Prozess jedoch nie umgesetzt wurde, liegen dem Konsortium demnach auch keine realen ökologischen Daten, wie beispielsweise dem Energieaufwand zur Herstellung des Elektrolyseurs oder den dabei emittierten CO_2-Emissionen, vor. Die ökologische Bewertung kann demnach lediglich Literaturbasiert erfolgen. Da zu diesem Aspekt von anderen Institutionen bereits umfassende Arbeiten erfolgt sind, kann durch dieses Forschungsvorhaben zu diesem Aspekt kein zusätzlicher Mehrwert generiert werden. Aus diesem Grund werden die zuvor vorgestellten Prozesse lediglich hinsichtlich des Global Warming Potentials (GWP) ökologisch ausgewertet und auf die Betrachtung weiterer Wirkungskategorien verzichtet.

Das gesamte Global Warming Potential GWP^{ges} berechnet sich nach Gleichung (18). Hierbei ist GWP_c^{manu} die äquivalenten CO_2-Emissionen aus der Herstellung des Elektrolyseurs und des Wasserstoffspeichers ($c \in C$) und GWP_e^{oper} die auftretenden äquivalenten CO_2-Emissionen aus der Herstellung des Stromes zum Betrieb des Elektrolyseurs und des Verdichters. Aufgrund mangelnder Datenlage wurden die äquivalenten CO_2-Emissionen aus der Herstellung des Verdichters nicht bilanziert. Die zugrunde liegenden Literaturdaten sind in Tabelle 3 aufgeführt. Die resultierenden Ergebnisse sind in Abbildung 11 dargestellt.

$$GWP^{ges} = \frac{\sum_{c \in C} GWP_c^{manu} + W_{el}^{H2} \sum_{e \in \mathcal{E}} GWP_e^{oper} X_e^{H2}}{m_{H2}} \tag{18}$$

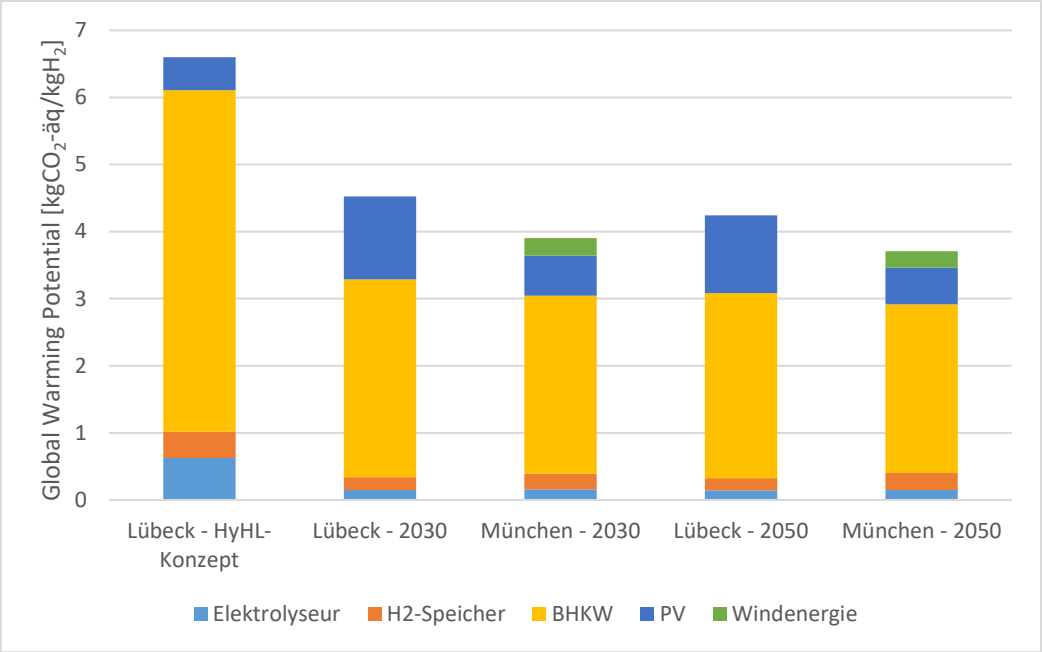

Abbildung 11: Global Warming Potential für die verschiedenen Prozesskonzepte an den Standorten Lübeck und München. Das Global Warming Potential ist unterteilt in Beiträgen aus der Herstellung der Komponenten (Elektrolyseur, H2-Speicher) und dem Strombezug (BHKW, Windenergie, PV) (BHKW: Blockheizkraftwerke, PV: Photovoltaik).

Tabelle 3: Angenommene Global Warming Potentials (GWP) für die jeweiligen Technologien (BHKW: Blockheizkraftwerke, PV: Photovoltaik).

Technologie	**GWP**	**Einheit**	**Referenz**
BHKW	106,68	gCO_2-äq./kWh	[25]
PV	56,14	gCO_2-äq./kWh	[25]
Windenergieanlage	17,78	gCO_2-äq./kWh	[25]
Elektrolyseur	190,5	$kgCO_2$-äq./kW	[26]
Wasserstoffspeicher	20,34	$kgCO_2$-äq./kWh	[26]

Unter den betrachteten Prozessvarianten weist das HyHL-Konzept mit rund 6,6 $kgCO_2$-äq./kgH_2 das höchste GWP auf. Die Up-Scaling-Konzepte liegen auf einem vergleichbaren Niveau mit rund 4,2 bis 4,5 $kgCO_2$-äq./kgH_2 (Lübeck) bzw. 3,7 bis 3,9 $kgCO_2$-äq./kgH_2 (München). Für alle Konzepte tragen die Emissionen aus der Herstellung der Wasserstoffkomponenten nur in geringem Maße zum GWP bei. Im HyHL-Konzept ist dieser Beitrag von allen Prozessen in absoluten Zahlen mit rund 1 $kgCO_2$-äq./kgH_2 am größten. Dies ist analog zu den vorherigen Kapiteln auf die geringe Auslastung des Elektrolyseurs und des Speichers zurückzuführen. Der größte Beitrag zum GWP stammt demnach für alle Konzepte aus der Strombereitstellung. Hierbei sind insbesondere die Emissionen aus der Stromerzeugung der BHKW auffällig. Aufgrund des Methanschlupfs bei der Verbrennung des Biogases in den BHKW entstehen demnach die höchsten Treibhausgasemissionen. Dies wirkt sich insbesondere im HyHL-Konzept aus, da dort 85 % des Stromes zur Wasserstoffherstellung aus den BHKW stammt (Tabelle 1). In den übrigen Konzepten liegt dieser Anteil bei rund 50 %, weshalb das GWP der Wasserstoffproduktion in diesen Prozessen entsprechend niedriger ausfällt. Die Berücksichtigung bzw. die Nutzung von Onshore-Windstrom in den Up-Scaling-Konzepten am Standort München führt zusätzlich zu einer Verringerung des GWP gegenüber dem Standort Lübeck.

Im Vergleich mit anderen Studien [27] liegen die herstellungsbezogenen Emissionen mit rund 0,3 bis 0,4 $kgCO_2$-äq./kgH_2 für die Up-Scaling-Konzepte in derselben Größenordnung. Abweichungen zeigen sich jedoch bei den Emissionen aus der Stromerzeugung und somit bei den Gesamtemissionen. In Abhängigkeit des Strommix (Photovoltaik, Wind oder Netzbezug) liegen die Gesamtemissionen in der Literatur bei rund 2 bis 3 $kgCO_2$-äq./kgH_2. Die hier betrachteten Prozesse weisen demnach teilweise das doppelte GWP auf und weisen aus ökologischer Sicht somit Optimierungspotenzial auf. Hierbei ist insbesondere der Verzicht auf die Stromerzeugung mittels BHKW zu nennen. Bezieht man das GWP auf den Energiegehalt des Wasserstoffs, so ergeben sich Werte im Bereich von 0,11 bis 0,2 $kgCO_2$-äq./$kWhH_2$. Zum Vergleich: Der CO_2-Faktor von Diesel beträgt 0,266 $kgCO_2$-äq./kWh. Bei einem Dieselverbrauch von 74 l/100 km und einer Jahreslaufleistung von 21.000 km lassen sich somit pro Fahrzeug jährlich rund 10 bis 23 tCO_2-äq. durch den Brennstoffzellenbetrieb einsparen. Hierbei sind die unterschiedlichen Wirkungsgrade des Verbrennungsmotors und der Brennstoffzelle nicht berücksichtigt. Demnach lässt sich gegenüber dem Standardbetrieb von Abfallsammelfahrzeugen dennoch auch mit den betrachteten Prozessen ein zumindest klimafreundlicher Betrieb erzielen. Dieser Beitrag ist jedoch keineswegs ausreichend, um eine vollständige Treibhausgasneutralität zu erreichen.

2.1.2.4 Arbeitspaket 7.4: Lessons Learned

Aufgrund der nicht erfolgten praktischen Umsetzung der Projektinhalte lassen sich im Rahmen dieses Arbeitspaketes keine Ratschläge und Hinweise basierend auf dem realen Betrieb der Anlagen ableiten. Stattdessen hat der Planungs- und insbesondere der Genehmigungsprozess aufgezeigt, dass nach wie vor viele bürokratische Hürden bestehen, die eine erfolgreiche Umsetzung von Wasserstoffprojekten behindern oder gar verhindern.

Insbesondere für Wasserstoffprojekte in dieser niedrigen Leistungsleistungsklasse sind vereinfachte Genehmigungsverfahren unerlässlich, da es ansonsten nicht realistisch ist, innerhalb einer Projektlaufzeit von drei Jahren die Planung, Inbetriebnahme und einen ausreichend langen Betrieb eines Elektrolyseurs zu erzielen, sodass tatsächlich die Möglichkeit bestehet, nennenswerte Projektinhalte zu generieren und zu untersuchen.

Die TUHH war in den Großteil der Prozesse im Genehmigungsverfahren nicht eingebunden, sodass entsprechende Rückschlüsse für zukünftige Projekte den Schlussberichten der Projektpartner zu entnehmen sind.

2.1.2.5 Arbeitspaket 7.5: Gesamtbewertung

Tabelle 4 fasst die Ergebnisse aus Arbeitspaket 7.3 in einer Bewertungsmatrix zusammen. Im Hinblick auf die Gesamtprozesseffizienz erzielen die Up-Scaling-Konzepte mit dem Bezugsjahr 2050 die besten Ergebnisse, während das HyHL-Konzept am schlechtesten abschneidet. Die Effizienzsteigerungen sind insbesondere auf erwartbare technische Fortschritte bei der elektrischen Effizienz von Elektrolyseuren sowie ein geringerer Anteil des Strombezugs aus den BHKW zurückzuführen. Allerdings sei hier anzumerken, dass selbst die besten Gesamtprozesseffizienzen von 40 % nicht positiv zu betrachten sind. Für das Jahr 2050 wird eine erwartete Elektrolyseur-Effizienz von 71 % angenommen. Dies stellt (ohne Abwärmenutzung) abzüglich des geringen Verdichtungsaufwands und geringer Speicherverluste die (ideal) maximal zu erreichende Gesamtprozesseffizienz dar. Demnach verbleibt selbst in den Up-Scaling Konzepten viel Steigerungspotenzial. Für das HyHL-Konzept wird eine Elektrolyseur-Effizienz von 60 % angenommen. Auch hier wird trotz Abwärmenutzung nur rund die Hälfte der technisch möglichen Gesamteffizienz erreicht. Für alle Konzepte ist dies insbesondere auf die ineffiziente Stromerzeugung mittels BHKW zurückzuführen.

Bei den Wasserstoffgestehungskosten zeigt sich, dass sich sowohl der Standort der Entsorgungsbetriebe Lübeck als auch des Abfallwirtschaftsbetriebs München zukünftig als potenziell geeigneter Standort zur Wasserstoffherstellung erweist. Die Wasserstoffgestehungskosten von 2,4 bis 2,8 €/kg stehen im Einklang mit bestehenden Prognosen für Wasserstoffgestehungskosten im Jahr 2050 [3]. Hier wirkt sich der Strombezug aus den BHKW unter der Annahme von keinerlei Substratkosten und einer bereits vollständigen Abschreibung der BHKW wiederum positiv auf die Wasserstoffgestehungskosten aus. Insbesondere für das aktuelle Betrachtungsjahr als auch im Jahr 2030 lassen sich unter diesen Annahmen geringere Stromgestehungskosten als mittels Photovoltaik und Onshore-Windenergie erzielen. Dies führt für das HyHL-Konzept dazu, dass gegenüber der Betankung an öffentlichen Tankstellen potenziell günstigere Wasserstoffgestehungskosten erzielt werden können und somit eine eigene Wasserstoffproduktion am Standort der Entsorgungsbetriebe Lübeck ökonomisch durchaus lohnenswert erscheint. Nichtsdestotrotz zeigt sich jedoch auch, dass das geplante Konzept weiteres Kostensenkungspotenzial besitzt, indem durch Verringerung der Nennleistung des Elektrolyseurs oder durch eine Steigerung der zu betankenden Fahrzeuge dessen betriebliche Auslastung erhöht und somit der Anteil der Investitionskosten an der Wasserstoffgestehungskosten sinkt.

Bezüglich des Global Warming Potentials weisen die Up-Scaling-Konzepte ebenfalls die besten Werte unter den betrachteten Prozessvarianten auf. Gemessen an bestehenden Literaturwerten liegen die hier berechneten Werte jedoch durchgängig oberhalb der Referenzwerte zur Herstellung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien. Auch hier ist erneut der Strombezug aus den BHKW maßgeblich (negativ) verantwortlich. Betrachtet man hingegen den Anwendungsfall, also der Substitution eines dieselbetriebenen Abfallsammelfahrzeuges durch eines mit Wasserstoffantrieb, so zeigt sich für alle Prozessvarianten eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen, sodass zumindest dieses Teilziel erfüllt wird.

Abschließend lässt sich festhalten, dass die untersuchten Standorte durchaus das Potenzial dazu besitzen, zukünftig lukrative Standorte für die Wasserstoffproduktion und -nutzung zu sein. Hierfür bedarf es gegenüber dem HyHL-Konzept jedoch einige Anpassungen. Zunächst sollte vom Prozesskonzept der Elektrolyseur und Wasserstoffspeicher zwingend passend auf den entsprechenden Wasserstoffbedarf angepasst werden, um eine niedrige Auslastung des Elektrolyseurs zu vermeiden. Um hohe spezifische Investitionskosten in niedrigen Leistungsklasse zu vermeiden, sollte geprüft werden, ob ein zusätzlicher Wasserstoffbedarf (z.B. durch die Belieferung benachbarter Unternehmen) generiert werden kann. Ebenfalls entscheidend ist die Stromherkunft zur Herstellung des Wasserstoffs. Auch wenn an Standorten von Entsorgungsbetrieben ausreichend Biogas zur Verfügung steht, ist es zumindest aus energetischen und ökologischen Aspekten nicht zu empfehlen, dieses mittels BHKW zur Wasserstoffherstellung zu nutzen. Insbesondere in der Zukunft stellt die stoffliche Nutzung eine potenziell attraktivere Nutzung dar.

Tabelle 4: Gesamtbewertungsmatrix der techno-ökonomischen und ökologischen Analysen anhand der zuvor definierten Bewertungskriterien.

Bewertungs-parameter	Einheit	HyHL-Konzept	Lübeck 2030	München 2030	Lübeck 2050	München 2050
Gesamtprozess-effizienz	%	32	38	39	40	40
Wasserstoffge-stehungskosten	€/kg	13,9	4,0	4,3	2,4	2,8
Global Warming Potential	$kgCO_2$-äq./kgH_2	6,6	4,5	3,9	4,2	3,7

2.2 Zahlenmäßiger Nachweis

Das Forschungsprojekt wurde inklusive einer Aufstockung mit einer bewilligten Summe von 1.556.390,82 € gefördert. Die Fördersumme bestand dabei zum überwiegenden Teil aus Investitionsmittel zur Beschaffung des Elektrolyseurs (1.229.47,30 €). Diese Investitionsmittel wurden nicht abgerufen. Die Personalmittel (215.007,72 €) hingegen wurden für die Bearbeitung der Aufgaben in den Arbeitspaketen 5 und 7 sowie für unterstützende Tätigkeiten in den übrigen Arbeitspaketen eingesetzt und im Verlauf des Projekts voll ausgeschöpft.

2.3 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Wie bereits näher erläutert, konnte der Kerninhalt des Forschungsvorhabens, der praktische Aufbau und Betrieb der Wasserstoffwertschöpfungskette nicht realisiert und somit einige Teilaspekte der wissenschaftlichen Begleitung nicht umgesetzt werden.

Nichtsdestotrotz erwiesen sich die durchgeführten simulationsgestützten Arbeiten als notwendig, da so weiteres Optimierungspotenzial des entwickelten Prozesskonzeptes ermittelt werden konnte. Darüber hinaus ist es mithilfe der technisch-ökonomischen und ökologischen Analyse möglich, eine grundsätzliche Eignung von Abfallbehandlungsbetrieben zur dezentralen Wasserstofferzeugung und -nutzung zu demonstrieren.

Um in diesem Fall aussagekräftige Ergebnisse zu generieren, war es notwendig ein detailliertes mathematisches Modell des Energiesystems der Entsorgungsbetriebe Lübeck zu erstellen. Dieses mathematische Modell musste in der Lage sein, sowohl die Betriebseigenschaften (d.h. lastabhängiger Wirkungsgrad, zulässige Lastbereiche) als auch die ökonomischen Eigenschaften (d.h. leistungsabhängige Kostenverläufe) detailliert abzubilden. Aufgrund der geforderten Übertragbarkeit auf andere Standorte und Energiesysteme musste diese Modellierung möglichst allgemeingültig und universell erstellt werden. Die Zusammenführung dieser Anforderungen resultierte in einem komplexen computergestützten mathematischen Modell, für dessen Erstellung ein hoher Arbeitsaufwand notwendig war. Mit Abschluss dieses Forschungsvorhabens befindet sich dieses Modell in einem Zustand, mit dem es in der Lage wäre, die geplanten real aufgezeichneten Messdaten zu verarbeiten und zu validieren. Der dafür notwendig gewesene Modellierungsaufwand ist demnach unbeeinflusst von der nicht erfolgten praktischen Umsetzung des Forschungsvorhabens.

2.4 Ergebnisverwertung

Wie im vorherigen Abschnitt bereits erläutert, dienen die Ergebnisse des Forschungsvorhabens dazu, eine grundsätzliche Eignung von Abfallbehandlungsbetrieben zur dezentralen Wasserstofferzeugung und -nutzung zu demonstrieren. Ebenfalls können Tendenzen hinsichtlich der kostenoptimalen Dimensionierung von Elektrolyseuren und Wasserstoffspeichersystemen in

Relation zur Wasserstoffanwendung bzw. der Wasserstoffnachfrage für zukünftige Forschungsvorhaben abgeleitet werden. Außerdem konnte gezeigt werden, bis zu welchem Anteil die anfallende Abwärme tatsächlich sinnvoll integriert werden kann und wie sich diese Integration auf die Gesamtprozesseffizienz auswirken würde.

Eine weitere Stärke der Ergebnisse des Forschungsvorhabens ist das erstellte mathematische Optimierungsmodell. Durch die Anforderung der Übertragbarkeit auf andere Standorte und Anwendungsfälle ist dieses universell mit wenigen Anpassung für beliebige weitere Anwendungsfälle und Energiesysteme im Wasserstoffkontext anwendbar. Dieses Modell bzw. der Modellierungsansatz kann demnach von anderen Institutionen aufgegriffen werden um weitere Forschungsfragen, die über dieses Projekt hinausgehen, zu untersuchen und zu beantworten. Dieses Forschungsvorhaben leistet somit nicht nur einen konkreten Beitrag zur Wasserstoffwertschöpfung im Kontext von Abfallbehandlungsbetrieben, sondern kann ebenfalls auch für weitere Untersuchungen zur Defossilierung der Energieversorgung einen Beitrag leisten.

2.5 Fortschritt auf dem Forschungsgebiet bei anderen Stellen

Es sind keine Fortschritte durch Dritte bekannt, die in direkter Konkurrenz zu den Ergebnissen dieses Projekts stehen. Wesentliches Unterscheidungsmerkmal dieses Projekts von anderen Vorhaben ist die praktische Demonstration der gesamten Wertschöpfungskette auf kommunaler Ebene sowie der Fokus auf die ganzheitliche Nutzung der anfallenden Nebenprodukte Sauerstoff und Abwärme.

Parallel zum Forschungsvorhaben HyHL sind weitere Projekte entstanden, die Teilaspekte des HyHL-Vorhabens aufgreifen. So wird beispielsweise im Projekt E-MetO [28] seit dem Jahr 2024 die Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyseuren an einem Klärwerk zur biologischen Methanisierung und Abwasseraufbereitung untersucht. Die dezentrale Sauerstoffnutzung aus der Elektrolyse innerhalb eines Klärwerks wurde ebenfalls im Rahmen des Projekts LocalHy analysiert [29]. Im Forschungsvorhaben IntegrH2ate [30] wird mithilfe theoretischer und experimenteller Untersuchungen gleichfalls die Nutzung der Nebenprodukte Wärme und Sauerstoff analysiert.

Während der Projektlaufzeit sind einige Veröffentlichungen erschienen, die die lokale Nutzung der Abwärme und des Sauerstoffs von Elektrolyseuren untersuchen. Beispiele für solche Veröffentlichungen sind:

- Hönig, F., Rupakula, G. D., Duque-Gonzalez, D., Ebert, M., & Blum, U. (2023). Enhancing the Levelized Cost of Hydrogen with the Usage of the Byproduct Oxygen in a Wastewater Treatment Plant. Energies, 16(12), 4829. https://doi.org/10.3390/en16124829
- Bo, Z., Said, M. F. M., Erdiwansyah, E., Mamat, R., & Xiaoxia, J. (2025). A review of oxygen generation through renewable hydrogen production. Sustainable Chemistry for Climate Action, 6, 100079. https://doi.org/10.1016/j.scca.2025.100079
- Altti Meriläinen, Antti Kosonen, Juha Jokisalo, Risto Kosonen, Pertti Kauranen, & Ahola, J. (2024). Techno-economic evaluation of waste heat recovery from an off-grid alkaline water electrolyzer plant and its application in a district heating network in Finland. Energy, 306, 132181–132181. https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.132181
- van der Roest, E., Bol, R., Fens, T., & van Wijk, A. (2023). Utilisation of waste heat from PEM electrolysers – Unlocking local optimisation. International Journal of Hydrogen Energy, 48(72), 27872–27891. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.374

- Madara Rieksta, Zarins, E., & Gatis Bazbauers. (2023). Potential Role of Green Hydrogen in Decarbonization of District Heating Systems: A Review. Environmental and Climate Technologies, 27(1), 545–558. https://doi.org/10.2478/rtuect-2023-0040

2.6 Veröffentlichungen

Folgende Veröffentlichungen basieren ganz oder zum Teil auf Arbeiten aus diesem Forschungsvorhaben:

- Bornemann, L., Lange, J., & Kaltschmitt, M. (2024). Optimizing temperature and pressure in PEM electrolyzers: A model-based approach to enhanced efficiency in integrated energy systems. Energy Conversion and Management, 325, 119338. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.119338
- Bornemann, L., Lange, J., & Kaltschmitt, M. (2024). A rigorous optimization method for long-term multi-stage investment planning: Integration of hydrogen into a decentralized multi-energy system. Energy Reports, 13, 117–139. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.11.079

Im Zuge dieser Veröffentlichungen wurden Teile des hier vorgestellten Optimierungsmodells der Fachöffentlichkeit zugänglich gemacht, sodass dieses von anderen Institutionen für Folgearbeiten genutzt werden kann.

3 Literatur

[1] M.L. Bynum, G.A. Hackebeil, W.E. Hart, C.D. Laird, B.L. Nicholson, J.D. Siirola, J.-P. Watson, D.L. Woodruff, Pyomo-optimization modeling in python, Third, Springer Science & Business Media, 2021.

[2] L.L.C. Gurobi Optimization, Gurobi Optimizer Reference Manual, (2023). https://www.gurobi.com.

[3] L. Sens, Y. Piguel, U. Neuling, S. Timmerberg, K. Wilbrand, M. Kaltschmitt, Cost minimized hydrogen from solar and wind – Production and supply in the European catchment area, Energy Convers. Manag. 265 (2022) 115742. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115742.

[4] L. Bornemann, J. Lange, M. Kaltschmitt, A rigorous optimization method for long-term multi-stage investment planning: Integration of hydrogen into a decentralized multi-energy system, Energy Rep. 13 (2025) 117–139. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.11.079.

[5] Danish Energy Agency, Technology Data for Carbon Capture, Transport and Storage, Dan. Energy Agency (2024). https://ens.dk/en/our-services/technology-catalogues/technology-data-carbon-capture-transport-and-storage (accessed October 11, 2024).

[6] S. Sass, T. Faulwasser, D.E. Hollermann, C.D. Kappatou, D. Sauer, T. Schütz, D.Y. Shu, A. Bardow, L. Gröll, V. Hagenmeyer, D. Müller, A. Mitsos, Model compendium, data, and optimization benchmarks for sector-coupled energy systems, Comput. Chem. Eng. 135 (2020) 106760. https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2020.106760.

[7] I. Petkov, P. Gabrielli, Power-to-hydrogen as seasonal energy storage: an uncertainty analysis for optimal design of low-carbon multi-energy systems, Appl. Energy 274 (2020) 115197. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115197.

[8] I. Staffell, S. Pfenninger, Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output, Energy 114 (2016) 1224–1239. https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.068.

[9] S. Pfenninger, I. Staffell, Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data, Energy 114 (2016) 1251–1265. https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.060.

[10] Copernicus Climate Change Service, ERA5-Land hourly data from 1950 to present, (2019). https://doi.org/10.24381/CDS.E2161BAC.

[11] Bundesnetzagentur, SMARD.de, Market data, (2024). https://www.smard.de/en/downloadcenter/download-market-data/ (accessed February 5, 2023).

[12] P. Voll, C. Klaffke, M. Hennen, A. Bardow, Automated superstructure-based synthesis and optimization of distributed energy supply systems, Energy 50 (2013) 374–388. https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.10.045.

[13] G. Tjarks, A. Gibelhaus, F. Lanzerath, M. Müller, A. Bardow, D. Stolten, Energetically-optimal PEM electrolyzer pressure in power-to-gas plants, Appl. Energy 218 (2018) 192–198. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.155.

[14] I.H. Bell, J. Wronski, S. Quoilin, V. Lemort, Pure and Pseudo-pure Fluid Thermophysical Property Evaluation and the Open-Source Thermophysical Property Library CoolProp, Ind. Eng. Chem. Res. 53 (2014) 2498–2508. https://doi.org/10.1021/ie4033999.

[15] R. Caponi, A. Monforti Ferrario, E. Bocci, G. Valenti, M. Della Pietra, Thermodynamic modeling of hydrogen refueling for heavy-duty fuel cell buses and comparison with aggregated real data, Int. J. Hydrog. Energy 46 (2021) 18630–18643. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.02.224.

[16] B. Zinßer, Jahresenergieerträge unterschiedlicher Photovoltaik-Technologien bei verschiedenen klimatischen Bedingungen. Zugl.: Stuttgart, Univ., Diss., 2010 (Nicht für den Austausch), Shaker, Aachen, 2011.

[17] U. Eicker, Solare technologien für gebäude. Grundlagen und Praxisbeispiele, 2., vollständig überarbeitete Aufllage, Vieweg + Teubner, Wiesbaden, 2012.

[18] R. Perez, R. Seals, P. Ineichen, R. Stewart, D. Menicucci, A new simplified version of the perez diffuse irradiance model for tilted surfaces, Sol. Energy 39 (1987) 221–231. https://doi.org/10.1016/S0038-092X(87)80031-2.

[19] G. Wöhe, U. Döring, G. Brösel, Einführung in die allgemeine betriebswirtschaftslehre (26. Aufl.), Münch. Vahlen 826 (2016).

[20] Abfallwirtschaftsbetrieb München, Der AWM in zahlen 2022, 2023 (n.d.). https://www.awm-muenchen.de/fileadmin/Dateien_pdfs/2022_Geschaeftsbericht_Zahlen.pdf (accessed July 30, 2024).

[21] Entsorgungsbetriebe Lübeck, Nachhaltigkeits- und umweltbericht 2020, (2021). https://www.entsorgung.luebeck.de/files/Umweltbericht/umweltbericht-ebl-2020-web.pdf (accessed September 5, 2023).

[22] M. Mier, Erdgas- und strompreise, gewinne, laufzeitverlängerungen und das klima, 2022 (2022).

[23] Deutsches Biomasseforschungszentrum, Stromerzeugung aus Biomasse, (2014).

[24] C. Kost, Fraunhofer ISE, Studie: Stromgestehungskosten erneuerbare energien, 2021 (2021). https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf (accessed July 26, 2022).

[25] T. Lauf, M. Memmler, S. Schneider, Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger, Umweltbundesamt, 2021.

[26] D. Bionaz, P. Marocco, D. Ferrero, K. Sundseth, M. Santarelli, Life cycle environmental analysis of a hydrogen-based energy storage system for remote applications, Energy Rep. 8 (2022) 5080–5092. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.03.181.

[27] S. Krishnan, B. Corona, G.J. Kramer, M. Junginger, V. Koning, Prospective LCA of alkaline and PEM electrolyser systems, Int. J. Hydrog. Energy 55 (2024) 26–41. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.10.192.

[28] S. Jenke, TU Berlin testet Wasserstoff- und Methanproduktion im Klärwerk, H2-Newsde (2024). https://h2-news.de/forschung/tu-berlin-testet-wasserstoff-und-methanproduktion-im-klaerwerk/ (accessed June 10, 2025).

[29] Sauberes Wasser und sauberer Wasserstoff - Fraunhofer IMWS, Fraunhofer-Inst. Für Mikrostrukt. Von Werkst. Syst. IMWS (n.d.). https://www.imws.fraunhofer.de/de/kompetenzfelder/photovoltaik/highlights/wasserstoff-elektrolyse-klaeranlage.html (accessed June 10, 2025).

[30] IntegrH2ate, Fraunhofer-Einricht. Für Energieinfrastrukturen Geotechnol. IEG (n.d.). https://www.ieg.fraunhofer.de/de/projekte/integrh2ate.html (accessed June 16, 2025).