

Abschlussbericht

Forschungs- und Entwicklungsprojekt: **EnerRegio – Modellhafte und netzstabilisierende Energiesysteme im ländlichen Raum**



Dieses Vorhaben wurde aus Mitteln des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) gefördert.

Förderkennzeichen: EFRE-0801824 und Förderzeitraum: 11/2019 – 02/2023

Kurzfassung:

Das Forschungsprojekt EnerRegio hatte das Ziel, ein dekarbonisiertes Energiesystem für ländliche Regionen zu entwickeln und Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit zu beschreiben. In einem Bestandsquartier mit 22 Wohnhäusern wurden verschiedene Energiesystemmodelle entwickelt, die eine umfassende Dekarbonisierung über verschiedene Sektoren hinweg ermöglichen.

Mit dem ersten Energiesystemmodell wurde die schrittweise Elektrifizierung der Wärmeversorgung und die Integration eines Elektrolyseurs und einer Brennstoffzelle analysiert und optimiert. Es wurde angenommen, dass PV-Dachanlagen ausgebaut und Elektromobilität im Individualverkehr zunehmen. Das ökonomisch und ökologisch optimale Konzept war die Power-to-Power-Variante, die kosteneffizientere Treibhausgaseinsparungen sowohl für Strom als auch für Wärme erzielte. Mit dem zweiten Energiesystemmodell wurden die Auswirkungen auf das Netz durch den Ausbau von PV-Dachanlagen, Wärmepumpen und Elektromobilität modelliert. Die Ergebnisse zeigten, dass eine weitreichende Dekarbonisierung ohne zusätzliche Infrastrukturmaßnahmen möglich ist. Erst im maximalen Ausbauszenario traten vermehrt Spannungsprobleme auf. Die E-Mobilität konnte rund 20 % der Spannungsprobleme, die durch die Photovoltaik-Dachanlagen verursacht wurden, kompensieren. Zusätzlich wurde das Modell um einen zentralen Batteriespeicher und Elektrolyseur erweitert, um das Netz zu stabilisieren. Energiespeicher erwiesen sich als flexible Option zur Netzstabilisierung. Maßnahmen wie Verbrauchssteuerung, Einspeisemanagement und regelbare Ortsnetztransformatoren wurden als kosteneffizientere Ansätze betrachtet.

Im Rahmen des Projekts wurden wichtige Aspekte wie die Einbeziehung von Akteuren, Datenerhebung und Quartiersmodellierung berücksichtigt, um die Übertragbarkeit der Methodik zu gewährleisten. Die Ergebnisse sind von großer Bedeutung für die Gestaltung und Planung zukünftiger energieeffizienter Systeme in ländlichen Regionen. Sie verdeutlichen die Notwendigkeit einer ganzheitlichen Betrachtung von Treibhausgaseinsparungen, Systemkosten und Netzstabilität, um nachhaltige und effektive Lösungen für Bestandsquartiere zu entwickeln.

Abstract

The EnerRegio research project aimed to develop a decarbonised energy system for urban regions and to describe measures to ensure supply sustainability. Various energy system models were developed in an existing neighbourhood with 22 residential buildings that enable comprehensive cross sectoral decarbonisation.

With the first energy system model, the gradual electrification of the heat supply due to the integration of an electrolyser and a fuel cell were analysed and optimised. It was assumed that roof-mounted photovoltaic systems and electromobility in individual transport would increase. The economically and ecologically optimal concept was the power-to-power concept, which achieved more cost-effective greenhouse gas savings for electricity and heat. The second energy system model was used to model the impact on the grid of the expansion of rooftop photovoltaic systems, heat pumps and electromobility. The results showed that extensive decarbonisation is possible without additional infrastructure measures. Only in the maximum expansion scenario occur increased voltage problems. E-mobility, however, was able to reduce around 20% of the voltage problems caused by the rooftop photovoltaic systems. In addition, a central battery storage and electrolyser were added to the model to stabilise the electricity grid. Energy storage proved to be a flexible option for grid stabilisation. Measures such as consumption control, feed-in management and controllable local grid transformers were considered more cost-effective approaches.

The project considered important aspects such as stakeholder involvement, data collection and neighbourhood modelling to ensure the transferability of the methodology. The results are of great importance for the design and planning of future energy-efficient systems in urban regions. The results highlight the need for a comprehensive consideration of greenhouse gas savings, system costs and grid stability in order to develop sustainable and effective solutions for existing neighborhoods.

Steinfurt im Mai 2023

Autoren:

Philipp Sommer
Maximilian Hart
Simon Nießen
Piriyana Sivabalasingam
Lisa Tischler
Dr. Elmar Brüggling
Prof. Dr. Christof Wetter

*FH Münster
Fachbereich Energie Gebäude Umwelt
Stegerwaldstraße 39
48565 Steinfurt*

Nils Brücken
Janina Senner
Konstantin Maas
Elina Martens
Simon Menke

*Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.
Hafenstraße 101
45356 Essen*

Dieter Ruhe
Peter Engler

*B&R-Energie GmbH
Riesenbecker Straße 54
48369 Saerbeck*

In Kooperation mit SWTE-Netz GmbH & Co.

EnerRegio Projektkonsortium:



FB Energie · Gebäude · Umwelt
Energy · Building Services ·
Environmental Engineering



Inhaltsverzeichnis

1	Das Projekt EnerRegio	1
1.1	Projektbeschreibung und Inhalte.....	1
1.2	Zielsetzung.....	1
1.3	Personen und Akteure	3
2	Das Bestandsquartier	3
2.1	Statistische Informationen.....	4
2.2	Beschreibung des Musterquartiers	4
3	Erfassung des energetischen Ist-Zustands im ländlichen Musterquartier	7
3.1	Beschreibung der Vorgehensweise	7
3.2	Ist-Zustand im Sektor Strom	7
3.3	Ist-Zustand im Sektor Wärme.....	9
3.4	Ist-Zustand im Sektor Mobilität.....	10
3.5	Ausbaupotential erneuerbarer Energien.....	11
3.6	Energetische Sanierung des Quartiers.....	12
4	Systemprüfung und Szenarien	14
4.1	Energiesystemmodellierung oemof.....	15
4.2	Netzsimulation Modelica	16
5	Ergebnisdarstellung und Konzeptvorstellung	22
5.1	Ergebnisse der Energiesystemmodellierung in oemof.....	22
5.2	Ergebnisse der Netzsimulation in Modelica	28
5.2.1	Möglichkeiten zur Netzstabilisation und Flexibilitätsoptionen	34
5.2.2	Simulationsergebnisse der Netzstabilisation durch Batterie und Elektrolyseur.....	37
5.3	SWOT-Analyse.....	52
5.4	Ausblick auf weitere Forschungsarbeit.....	59
6	Aufbau und Betrieb von Technikumsanlagen zur Dekarbonisierung	60
6.1	Biologische Wasserstofferzeugung (Dunkle Fermentation).....	60
6.2	Biogene Methanisierung	65
6.3	Versuchsreihendurchführung: Flexibilitäts-Optionen	69
7	Entwicklung eines Ablaufschemas	77
7.1	Aspekte für die Quartierstransformation	77
7.2	Ablaufschema vom Bestandsquartier zur Defossilisierung	78
8	Anlagen/Dokumente	85
9	Verzeichnisse	85

9.1	Abbildungsverzeichnis	85
9.2	Tabellenverzeichnis	88
9.3	Abkürzungsverzeichnis	89

1 Das Projekt EnerRegio

1.1 Projektbeschreibung und Inhalte

Die Notwendigkeit des Ausbaus der erneuerbaren Energien (EE) ergibt sich aus den weltweiten Klimaschutzziele, wie dem Übereinkommen von Paris auf der UN-Klimakonferenz (vom 12. Dezember 2015¹) und die hieraus resultierende Begrenzung der anthropogen verursachten globalen Erwärmung gegenüber vorindustriellen Werten um deutlich unter 2 K (sog. 1,5 °C-Ziel) [1]. Eine Möglichkeit der Treibhausgasreduzierung (THG-Minderung) bietet die Substitution fossiler Energieträger (wie Erdgas, Erdöl und Kohle) durch erneuerbare bzw. dekarbonisierte Energieträger. Mit dem Fortschreiten dieser ¹Energiewende werden aufgrund der oftmals fluktuierenden erneuerbaren Energieträger Lösungen benötigt, die die Energie bedarfsgerecht zur Verfügung stellen und die Sektoren Wärme und Mobilität mit dem Sektor Strom koppeln. Die genaue Ausprägung der verschiedenen Energieträger und deren Verteilung in den Sektoren ist zwar noch nicht vollständig geklärt, doch zeigen Dammer et al. [2] mit einem Blick auf aktuelle Studien [3–8], dass neben der Elektrifizierung auch gasförmigen und flüssigen Energieträgern Relevanz zugesprochen wird, und unterstreichen die Bedeutung der Sektorenkopplung.

1.2 Zielsetzung

Das Ziel des Projektes ist es, eine dekarbonisierte Energieversorgung im ländlichen Quartier durch den Einsatz von Power-to-Power- und Power-to-X-Konzepten zu erreichen und zugleich deren Auswirkungen auf die bisherigen Infrastrukturen sowie Akteure des derzeitigen Energiesystems zu erörtern. Wesentlicher Hintergrund ist dabei, dass eine integrierte Energiewende ein komplexes Zusammenspiel von verschiedenen Akteuren und Infrastrukturen ist und neu gedacht werden muss. Das deutsche Energiesystem steht vor einem Wandel. Es fehlt derzeit (noch) an Konzepten zur Sektorenkopplung in Quartieren in der ländlichen Region [9], die im Gegensatz zum oftmals erforschten urbanen Raum [10], eine abweichende energetische Versorgungs- und Erzeugungsstruktur sowie ein anderes Mobilitätsverhalten aufweist [11–14]. Diese Problematik wurde im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung [15] oder aber des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung in Nordrhein-Westfalen (EFRE.NRW) [16] erkannt und entsprechende Forschungsprojekte gefördert. Die Herausforderungen und Chancen in einer ausgewählten ländlichen Region, wie dem nördlichen Münsterland, werden daher in dem durch das EFRE.NRW geförderte Forschungs- und Entwicklungsprojekt EnerRegio-Modellhafte und

¹ Das Inkrafttreten des Abkommens erfolgte erst nach der Ratifizierung am 4. November 2016.

netzstabilisierende Energiesysteme in ländlichen Regionen (Förderkennzeichen EFRE-0801824) untersucht, indem aufgezeigt wird, wie eine Lösung für ein ländliches Quartier in der Zukunft aussehen kann.

Die Untersuchungen im Projekt EnerRegio, mit der detaillierten Auswertung des Energiesystems in einem Musterquartier, der umfangreichen Betrachtung diverser Varianten für ein Energiekonzept und der Simulation eines modellhaften Energiesystems, bieten eine Basis für die weitere Anwendung und Übertragung auf andere ländliche Kommunen und Regionen. Die Ergebnisse des Forschungs- und Entwicklungsprojekts EnerRegio zeigen wie ein zukunftsfähiges Energiekonzept im ländlichen Quartier aufgestellt und betrieben werden kann. Ein weiteres Ziel ist neben der Ergebnisdarstellung, einen idealtypischen Ablauf für verschiedenen Anwendergruppen in der Quartiersentwicklung bereitzustellen. Dies soll für verschiedene Anwendergruppen wie den Quartiersplanern, den Bewohner sowie Netzbetreibern und Energieversorgungsunternehmen (EVU) eine Orientierung darstellen, welche Schritte für die Entwicklung eines Energiekonzepts für ländliche Quartiere notwendig sind. Diese Schritte umfassen u. a. die energetische Erfassung des Quartiers, die Entwicklung eines zukünftigen dekarbonisierten Energiekonzepts auf Basis der vorhandenen Potenziale sowie die Bewertung verschiedener möglicher Ausbaustufen und Technologien innerhalb des Energiekonzepts. Die Bewertung kann hinsichtlich verschiedener Schwerpunkte wie z.B. des Selbstversorgungsgrads mit EE oder ökonomischer sowie ökologischer Auswirkungen erfolgen. Darüber hinaus ist entscheidend, die Einflüsse des Energiekonzepts auf das vorhandene (Strom-)Netz darzustellen, um trotz des Ausbaus fluktuierender EE innerhalb des dekarbonisierten Energiekonzeptes eine erforderliche Netzstabilität zu erhalten. Folgende Leitfragen werden in diesem Abschlussbericht behandelt.

Leitfragen:

- Welche Daten wurden für eine vollumfängliche Bewertung für die Ist-Situation in den Quartieren aufgestellt?
- Welche Auswertungstools wurden bei der Datenauswertung genutzt, um das Energiekonzept zu erstellen?
- An welchen Stellen im Netz kommt es zu Engpässen und wie lassen sich die Schwachstellen ermitteln bzw. beheben?
- Welche Option bietet die Sektorenkopplung, insbesondere durch die Verwendung von Wasserstoff?

1.3 Personen und Akteure

Fachhochschule Münster (FH Münster):

Die FH Münster ist eine der größten Hochschulen für angewandte Wissenschaften in Deutschland. Das Forschungsteam von Prof. Wetter und Dr. Brüggling forscht seit über 20 Jahren im Bereich der erneuerbaren Energien und konnte in mehr als 150 erfolgreichen Forschungsprojekten Kompetenzen u.a. in den Bereichen der Energiesystemmodellierung, der Wasserstoffwirtschaft sowie der Energiewissenschaften generieren. Ein umfangreiches Akteursnetzwerk bildet die Grundlage für die anwendungsorientierte Forschung. An ihrem Forschungsstandort, der Bioenergiepark Saerbeck, können Technikumsanlagen in Form von Wasserstoffsystemtechnik, Batteriespeicher und Biogastechnologie untersucht und in Forschungs- und Entwicklungsprojekten eingebunden werden.

Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI):

Auf Basis seiner technologieoffenen und anwendungsnahen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten hat sich das GWI zu einem interdisziplinär arbeitenden und breit aufgestellten Energie-Institut entwickelt. Durch die enge Verzahnung zwischen den Abteilungen Forschung und Entwicklung, Bildungswerk, Prüflabor und Marktraumumstellung hat das GWI Methoden geschaffen, die Transformation des Energiesystems von der Erzeugung über den Transport bis hin zur Endanwendung nachhaltig zu gestalten.

Der wesentliche inhaltliche Schwerpunkt am GWI ist die Erforschung der Nutzung erneuerbarer Gase, insbesondere Wasserstoff. Es deckt dabei die gesamte Spannweite von Laboranlagen (kW) bis hin zu industriellen Anlagen (MW) ab.

B&R Energie GmbH (B&R):

Seit 2007 ist das Unternehmen mit Sitz im münsterländischen Riesenbeck im Markt aktiv. Die B&R-Energie GmbH steht für Erfahrung und Expertise in Sachen Solar- und Windstrom. Sie errichtet und betreibt Photovoltaik- und Windkraftanlagen im Rahmen von Beteiligungsgesellschaften und setzt den Fokus auf regionale Wertschöpfung sowie die Beteiligung möglichst vieler Bürger.

2 Das Bestandsquartier

Als Referenz für eine ländliche Umgebung wurde ein Musterquartier in der Gemeinde Recke im Münsterland ausgewählt und untersucht [17]. In ländlichen Regionen, wie im Münsterland, liegt ein hoher Zubau an erneuerbaren Energieträgern wie Photovoltaik-, Windenergie- und Biomasseanlagen vor [18].

2.1 Statistische Informationen

In den folgenden Kapiteln wird auf folgende Aspekte verwiesen: Bestandsgebäude im Musterquartier, Energiebedarf nach Sektoren, THG-Emissionen, Potenziale, Datenqualität- und -menge.

2.2 Beschreibung des Musterquartiers

Bei der Auswahl des Musterquartiers war es von besonderer Relevanz ein Quartier auszuwählen, dass für die ländliche Region repräsentativ ist und auch nach dem Projektende die Möglichkeit der Übertragbarkeit bietet. Vor diesem Hintergrund konnte in Zusammenarbeit mit der Stadtwerke Tecklenburger Land Netz GmbH & Co. KG (SWTE Netz)² ein Musterquartier in der Gemeinde Recke Nordrhein-Westfalen (NRW) identifiziert werden, welches die ländlichen Bedarfsstrukturen im Versorgungsgebiet der SWTE Netz repräsentativ abbildet. Das gesamte Versorgungsgebiet der SWTE Netz ist in Abbildung 1 rot umkreist und in der Abbildung 2 explizit dargestellt.

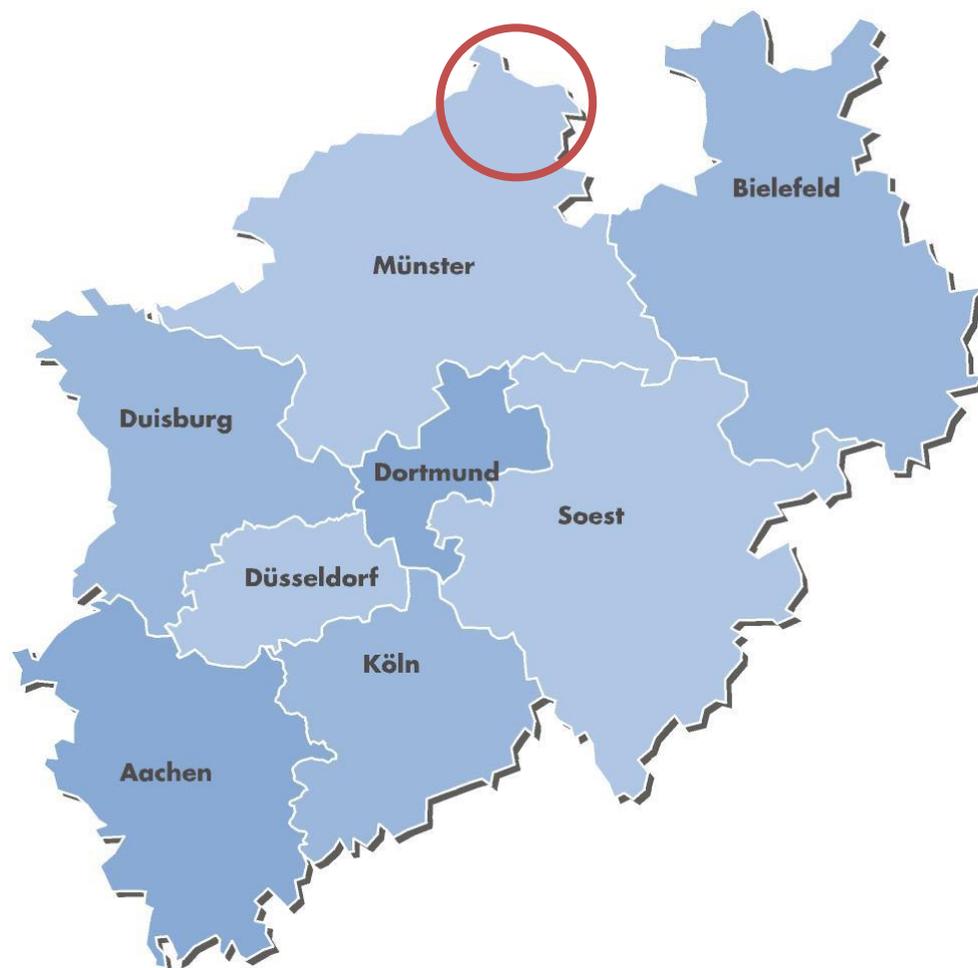


Abbildung 1: Karte von Nordrhein-Westfalen

² Tochtergesellschaft der Stadtwerke Tecklenburger Land GmbH & Co. KG

Erkennbar ist, dass sich dieses Gebiet im Wesentlichen auf den nordöstlichen Teil des Kreises Steinfurt erstreckt. Dieser Vergleichsraum gilt daher im Folgenden als Referenzgebiet für eine ländliche Region.

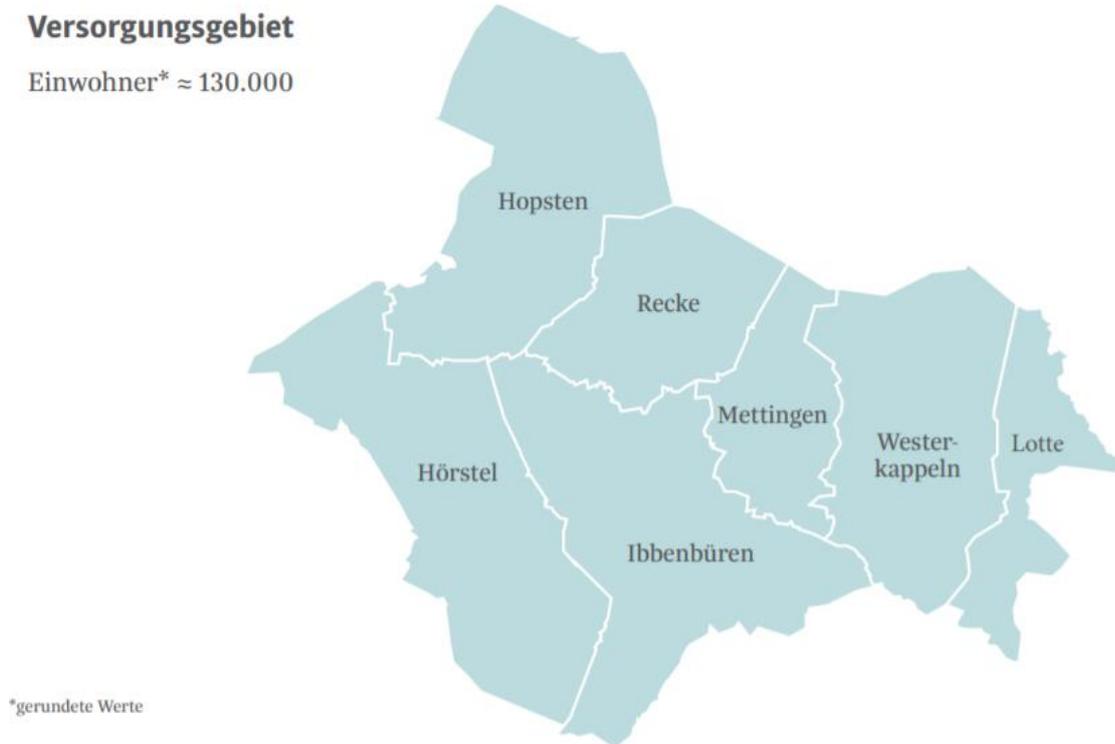


Abbildung 2: Versorgungsgebiet der Stadtwerke Tecklenburger Land GmbH & Co. KG (Stand 2018) [19]

Das Musterquartier ist ein Bestandsquartier aus den Jahren von 1983 bis 2010 und bildet ein typisches Wohngebiet im Versorgungsgebiet der SWTE Netz ab. Es liegt in der Gemeinde Recke im Kreis Steinfurt. Die Gemeinde Recke hat insgesamt 11.393 Einwohner (EW) [20] auf einer Gesamtfläche von 53,69 km² [21]. Die vergleichsweise geringe Bevölkerungsdichte von 212 EW/km² [21] spiegelt sich in der Wohnsituation wider. So sind Einfamilienhäuser (EFH) sowie Zweifamilienhäuser (ZFH) dominierend und Mehrfamilienhäuser (MFH) nur vereinzelt vorzufinden [22].

Das Musterquartier setzt sich aus drei zusammenhängenden Straßenzügen innerhalb eines Wohngebiets zusammen und besteht aus insgesamt 22 Haushalten. Der gemeinsame Niederspannungsstromkreis und der Anschluss an den Ortsnetztransformator definieren die 22 Haushalte bzw. Wohneinheiten (WE) im Rahmen des Projekts *EnerRegio* als Quartier. Insgesamt sind fünf weitere Stromkreise der umliegenden Quartiere an einem 10 kV Niederspannungstransformator angeschlossen [23, 24]. Die WE innerhalb des Musterquartiers setzen sich aus (sanierten) Bestandsgebäuden sowie Neubauten zusammen. Hierbei sind die Wohneinheiten sowohl EFH und ZFH.

Um in einem späteren Arbeitspaket mithilfe einer Simulationssoftware ein realitätsnahes Energiekonzept unter Einbindung von Power-to-X-Technologien erstellen zu können, wurde zunächst der energetische Ist-Zustand erfasst. Hierzu erfolgte eine Datenerfassung in den drei Sektoren Strom, Wärme und Mobilität. Neben einer Erfassung der Stromerzeugung und des Strombedarfs im Musterquartier konnte der Wärmebedarf für die Nutzer einer Gasheizung durch die SWTE Netz zur Verfügung gestellt werden. Zudem wurde ergänzend eine datenschutzkonforme Haushaltsbefragung zur Untersuchung des Mobilitätsverhaltens und des Wärmebedarfs, der durch andere Energieträger als Erdgas gedeckt wird, im Musterquartier durchgeführt. Das Ziel der Befragung war es, durch die Erhebung konkreter Daten zum Wärmebedarf und insbesondere zum Mobilitätsverhalten, die bisher unvollständige Datenlage zu ergänzen und eine belastbare Grundlage für die Modellierung mithilfe der Simulationssoftware zu schaffen.

Die Abbildung 3 zeigt den netzseitigen Aufbau des Musterquartiers. Die Straßennamen und Häusernummerierungen sind hierbei anonymisiert worden, um den Datenschutz zu gewährleisten. Stromseitig wird das Quartier durch einen 10 kV Ortsnetztransformator (ONT) gespeist.

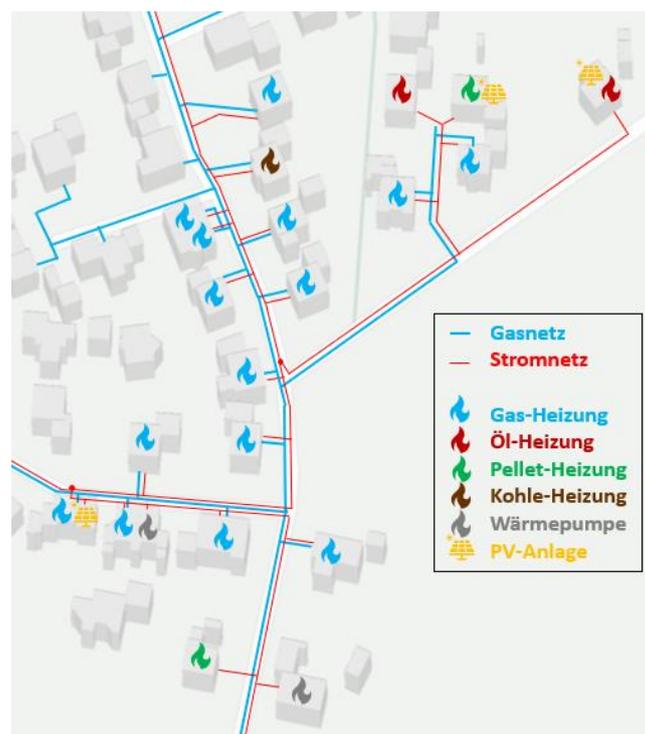


Abbildung 3: Aufbau des Strom- und Gasnetzes im Musterquartier einschließlich der verwendeten Wärmeerzeuger im Status-Quo, überarbeitete Darstellung nach GWI

Um die Energieversorgung des Musterquartiers in der genutzten Simulationssoftware (*oemof* und *Modelica*) und vor allem die Auswirkungen auf das Stromnetz abzubilden, wurden hoch aufgelöste Lastprofile für die Sektoren Strom, Wärme und Mobilität für jeden Haushalt

herangezogen. Dafür wurden die fehlenden jährlichen Bedarfe ermittelt und mithilfe der Richtlinie 4655 des Vereins Deutscher Ingenieure [25] in synthetische Lastprofile umgewandelt. Für die Erschließung der jährlichen Strombedarfe aller Haushalte im Quartier wurde auf Realdaten der SWTE [23] zurückgegriffen. Diese Daten enthielten eine Auflistung der in den Jahren 2017-2019 gemessenen Strom- und Gasverbräuche aller Haushalte im Quartier sowie Angaben zur Stromeinspeisung der Häuser mit installierten Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen).

3 Erfassung des energetischen Ist-Zustands im ländlichen Musterquartier

3.1 Beschreibung der Vorgehensweise

Die Daten stammen, unter Einhaltung der Datenschutzgrundverordnung und Einbindung der Bewohner, von den SWTE in Verbindung mit einer freiwilligen Haushaltsbefragung, die durch die FH Münster in Zusammenarbeit mit der SWTE im Rahmen des Projekt EnerRegio durchgeführt wurde. In den Masterarbeiten von Lukas Püttmann (2020) und Thomas Harder (2020) wurden bereits erste Auswertungen der Daten vorgenommen, woraus sich der Datensatz in Tabelle 1 ergibt. Diese Masterarbeiten dienen als weitere Grundlage zur Fortschreibung und Weiterentwicklung des Konzepts.

3.2 Ist-Zustand im Sektor Strom

Bei der Betrachtung des Ist-Zustandes im Musterquartier zum Sektor Strom sind der elektrische Verbrauch sowie der dort erzeugte Strom von Bedeutung. Der gesamte elektrische Bedarf der WE im Quartier betrug im Referenzjahr 2018 = 89.224 kWh/a [23]. Das Referenzjahr 2018 wurde gewählt, da für dieses Jahr zu Projektbeginn eine vollständige Datenbasis vorlag. In der Tabelle 1 wird der Strombedarf gemäß den Abrechnungsdaten der jeweiligen WE zugeordnet und entspricht der Ursprungs-Tabelle. Die Abweichung zu den ermittelten 77.523 kWh/a (vgl. Tabelle 1) kommt dadurch zu Stande, dass der PV-Eigenverbrauch durch die bereits installierten PV-Anlagen zum Strombedarf hinzuaddiert wurde. Bei der Quartiersstraße 12 konnten wiederum keine Daten zum Strom- und Wärmebedarf bereitgestellt werden, weshalb die Bedarfe nach VDI 4655 abgeschätzt wurden. Die Namen der Wohneinheiten und Hausnummern wurden willkürlich gewählt, sodass keine Rückschlüsse zu den tatsächlichen Adressen möglich sind.

Wie ebenfalls in der Tabelle 1 ersichtlich, sind seit dem Referenzjahr und aktuell drei PV-Anlagen im Quartier installiert. Diese stellen die einzige Stromerzeugung innerhalb der definierten Quartiersgrenzen dar. Die erzeugten Energiemengen gelten für das Jahr 2018, wurden aber nicht für die späteren Simulationen des Quartiers genutzt, da ausschließlich die Bedarfe und die bereits installierte PV-Leistung relevant war. Auf Basis der installierten Leistung und mithilfe des Datensatzes des Deutschen Wetterdienstes für den Standort der Gemeinde Recke wurde die produzierte Energie der PV-Anlagen im Quartier berechnet.

Tabelle 1: Ist-Zustand im Sektor Strom im Musterquartier Recke [23]

Adresse	Strombedarf [kWh/a]	Installierte Leistung der PV-Anlage [kW]	Ertrag der PV-Anlage im Referenzjahr [kWh/a]
Quartierstraße 1	5.145		
Quartierstraße 2	4.541		
Quartierstraße 3	4.042		
Quartierstraße 4	5.203		
Quartierstraße 5a	7.492		
Quartierstraße 5b	3.163		
Quartierstraße 6	3.405	3	2.951
Quartierstraße 7	5.017		
Quartierstraße 8	3.366		
Quartierstraße 9	2.776		
Quartierstraße 10	3.710		
Quartierstraße 11a	2.758		
Quartierstraße 11b	1.700		
Quartierstraße 12	2 ^a		
Quartierstraße 13	3.343		
Quartierstraße 14	2.431		
Quartierstraße 15	2.367		
Quartierstraße 16	2.078		
Quartierstraße 17	2.010		
Quartierstraße 18	1.941	11	10.474
Quartierstraße 19	8.749		
Quartierstraße 20	2.286	9,9 ^b	0
Summe	77.523	23,9	13.425

Anm.: ^a Neubau im Referenzjahr

^b im April 2020 wurde ein zusätzlicher 6,5 kWh Batteriespeicher angeschafft

3.3 Ist-Zustand im Sektor Wärme

Zur Abbildung des Sektors Wärme im Musterquartier wurden verschiedenen Ansätze gewählt. Für die WE, die den Energieträger Erdgas zum Heizen benutzen, lagen detaillierte Jahresverbräuche seitens der SWTE Netz vor. Um detailliertere Einblicke in die weiteren Wärmeerzeuger bzw. der verwendeten Energieträger zu erhalten, wurde ein anonymisierter Fragebogen zur Haushaltsbefragung entwickelt (siehe auch Abb. Anhang 1: Haushaltsfragebogen im Quartier). Die Haushaltsbefragung wurde in zwei Befragungsrunden durchgeführt. Im Rahmen der ersten Befragungsrunde wurden zunächst verschlüsselte Haushaltsfragebögen im Musterquartier sowie in einem erweiterten Untersuchungsgebiet von Mitarbeitern der FH Münster verteilt. Sowohl die schriftliche als auch die direkte Befragungsrunde wurde vorab durch einen Beitrag in einer regionalen Tageszeitung kommuniziert, um Aufmerksamkeit für die Befragung und das Projekt zu generieren und die Akzeptanz der Befragung zu steigern.

Der Anteil der mit Erdgas beheizten Gebäude beträgt innerhalb des Musterquartiers 15 von 22 (Anteil von 68 %). Aus den Anwohnerfragebögen ergaben sich zudem zwei Pelletheizungen, eine Kohleheizung, sowie je zwei Ölheizungen bzw. Wärmepumpen. Außerdem haben zwei Haushalte zusätzlich zur Gasheizung einen Kachelofen und zwei Haushalte zusätzlich eine Solarthermieanlage verbaut.

Die Bestimmung der jährlichen Heizwärmebedarfe der Haushalte im Quartier erfolgt mit der Software Hottgenroth Energieberater 18599 3D. Die Software dient der energetischen Planung und Sanierung von Gebäuden gemäß DIN 4108-6, DIN 4701-10/12 sowie der DIN 18599. Durch die im Programm hinterlegten energetischen Kennzahlen für Baumaterialien und Anlagenkomponenten können Gebäude umfassend abgebildet sowie die Auswirkungen von Sanierungen auf den Heizwärmebedarf abgebildet werden. Dies war für die Szenarien bzw. die Zieljahre 2030/2050 relevant [26]. Insgesamt variieren die Heizwärmebedarfe der betrachteten Häuser zwischen 7.130 kWh und 19.799 kWh.

Der jährliche Energiebedarf zur Trinkwassererwärmung wurde vereinfacht nach der VDI-Richtlinie 4655 [25] (2021) in Abhängigkeit der Bewohnerzahl je Haushalt bestimmt. Aus der Bewohnerumfrage der FH Münster sind die EW-Zahlen einiger Häuser gegeben. Die Bewohnerzahl der übrigen Häuser wurde anhand des jährlichen Strombedarfs ermittelt. Hierfür wurde ebenfalls an Vorgaben der VDI 4655 angeknüpft (vgl. Tab. Anhang 1). Die Tabelle 2 zeigt den Wärmebedarf im Musterquartier in komprimierter Form.

Tabelle 2: Ist-Zustand des Wärmebedarfs im Musterquartier Recke [23, 24, 27]

Energieträger	Wärmebedarf (kWh/a)	Anzahl der Heizungsarten im Musterquartier
Erdgas	233.839	15
Kohle	12.395	1
Öl ^b	38.184	2
Holzpellets ^a	27.107	2
Luftwärmepumpe	29.168	2
Summe des gesamten Wärmebedarfs	455.200	22

Anm.: ^aDas Heizen mit dem Holzofen/Kachelofen als Zusatz zur Gasheizung wurde nicht separat betrachtet, sondern der Bedarf dem Erdgas zugeordnet.

3.4 Ist-Zustand im Sektor Mobilität

Die absolute Anzahl der im Quartier befindlichen Personenkraftwagen (Pkw) war durch den Haushaltsfragebogen nicht zu ermitteln. Insgesamt konnte im Rahmen der Haushaltsbefragung für 16 Fahrzeuge im Musterquartier die Antriebsart bestimmt werden. Davon ist eines als Hybrid gekennzeichnet, eines wird rein elektrisch angetrieben. Acht Fahrzeuge haben einen Dieselmotor und sechs Fahrzeuge einen Benzinmotor. Das arithmetische Mittel für Recke beträgt laut Statistischem Bundesamt 1,08 Fahrzeuge pro Haushalt (Stand Dezember 2020) [28] und wurde den anderen Haushalten entsprechend rechnerisch zugewiesen und ergänzt. Die Gesamtfahrstrecke der 16 Pkw belief sich auf 202.500 km/a. Diese Daten sind für die Simulation relevant, weil der Energiebedarf des Sektors Mobilität im Musterquartier durch die E-Mobilität abgebildet werden soll.

Um die Auswirkungen der E-Mobilität auf das Niederspannungs-Netz (NS-Netz) zu untersuchen, wurden in den simulierten Szenarien unidirektionale Ladesäulen abgebildet. Als Fahrzeugtyp wurden rein batterie-elektrische Fahrzeuge aus dem Mittelklasse-Segment gewählt, mit einer mittleren Batteriekapazität von 55 kWh bei einer Ladeleistung von 11 kW und einem Verbrauchswert von 0,2 kWh/km. Für die Abbildung des Fahrverhaltens wurde sich auf die Studie Mobilität in Deutschland [29] berufen, die das Fahrverhalten deutscher Autofahrer im Jahr 2017 abbildet. Aus dem Datensatz wurden 22 individuelle Fahrprofile von in ländlichen Regionen lebenden Autofahrern erstellt und diese den Haushalten im Quartier zugeordnet. Die Planung des E-Mobilitäts-Ausbaus innerhalb der Szenarien erfolgt anhand von Durchdringungsraten in Anlehnung an Liu [30], unter der Annahme auf Basis der Daten des Statistischen Bundesamts für Recke, dass jeder Haushalt abgerundet ein Auto besitzt, welches bei Installation einer Ladesäule gegen ein E-Auto ersetzt wird.

3.5 Ausbaupotential erneuerbarer Energien

Im Rahmen des Projektes EnerRegio wurden als quartiersnahe Ausbaupotenziale der EE hauptsächlich die Dachflächen im Quartier für den PV-Ausbau betrachtet und durch die Masterarbeit von Maas untersucht [31]. Zur Bestimmung der Dachpotenziale wurde als Datenbasis der Solarkataster NRW vom Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz (LANUV) gewählt. Für die potenzielle Dacheignung ermittelt das LANUV [32] mithilfe von Laserscandaten die vertikale Neigung und die horizontale Ausrichtung der Dachflächen. Durch die automatisierte Ermittlung können die Neigung und die Ausrichtung vom tatsächlichen Potenzial abweichen. Ebenso können durch den Laserscan Unebenheiten der Dachoberfläche wie z.B. Lüftungsrohre und Dachfenster nicht detektiert werden [33]. Für die Bestimmung der Potenziale berücksichtigt das LANUV neben Ausrichtung, Größe und Neigung der Dachflächen eine mittlere Strahlungsenergie sowie die installierbare Leistung. In Abbildung 4 ist das Solarpotenzial der Dachflächen im Quartier dargestellt.



Abbildung 4: PV-Dachflächenpotenziale des Quartiers im Solarkataster NRW [32]

Die farblich markierten Dachflächen geben die Ausrichtung nach Osten (grün), Süden (gelb), Westen (pink) sowie für Flachdächer (hellviolett) an. Nördlich ausgerichtete Dachflächen kamen nicht im betrachteten Quartier vor. Neben Gebäudedächern werden bei der Bewertung auch Dächer von Garagen und Gartenhäuser berücksichtigt. Für ein Haus liegen keine für den

Solkataster auswertbaren Laserdaten vor, sodass es ohne PV-Ausbau simuliert wurde [34]. Für die Untersuchung der PV-Potenziale wurde eine Aufteilung der Gebäudedächer in vier Eignungsklassen auf Basis des Projektes *Smart District* gewählt [31, 35]. Die Dachflächen wurden anhand von mittleren Strahlungsenergien bewertet, wobei eine minimale installierbare Leistung von 2 kWp als Ausbaukriterium gilt. Die Einteilung der Klassen wird in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Einteilung der Dachflächen in Eignungsklassen auf Basis jährlicher Sonneneinstrahlung, nach [35]

Eignungsklasse	Mittlere Strahlungsenergie (kWh/(m²·a))
sehr gute Eignung	> 1.050
gute Eignung	850-1.050
geringe Eignung	700-850*
keine Eignung	< 700*

Anm.: *Die Eignungsklassen „geringe Eignung“ und „keine Eignung“ waren nicht im Quartier vorhanden.

Für die zu untersuchenden Ausbauszenarien wurden die PV-Ausbaupfade in vier Szenarien für die Jahre 2018, 2030, 2045 und ein maximales Ausbauszenario untersucht. Die Planung der PV-Durchdringung erfolgte in Anlehnung an das Projekt *Smart District* [35]. Für das Jahr 2030 wurde angenommen, dass sehr gut geeignete Dächer mit 60 % ausgebaut werden. Gut geeignete Dächer werden hingegen mit 20 % nur zu geringen Anteilen mit PV-Modulen ausgestattet. Bis zum Jahr 2045 werden wiederum sehr gut geeignete Dachflächen zu 100 % und gut geeignete Dachflächen zu einem Anteil von 80 % ausgebaut. Innerhalb der Eignungsklassen wurde die Wahl der auszubauenden Dächer von Martens in den Szenarien 2030 und 2045 mit einer Random-Funktion getroffen, die von Maas entwickelt wurde [31, 34]. Ausgehend vom Status Quo, wo bereits drei Häuser eine PV-Anlage besitzen, wurde schließlich im Szenario 2030 ein Ausbau um sieben und im Szenario 2050 um weitere zehn PV-Anlagen im Quartier betrachtet. Im Maximalausbauszenario wurden 21 PV-Anlagen simuliert. Die Gesamtübersicht der installierten Leistung im Quartier sowie die Ausbaupotenziale der einzelnen Quartiersgebäude kann dem Anhang (vgl. Abb. Anhang 11) entnommen werden [34].

3.6 Energetische Sanierung des Quartiers

Um das Potential zentraler oder dezentraler Wärmeversorgungskonzepte im Quartier einzuschätzen, wurden Szenarien entwickelt, in denen ein energetischer Umbau der Gebäude stattfindet. Als Betrachtungszeiträume wurden ausgehend vom Status Quo im Jahr 2018 die Jahre 2030 und 2045 in Anlehnung an das Klimaschutzgesetz ausgewählt. Zudem wurden maximale Ausbauszenarien für WP, PV und E-Fahrzeuge abgebildet. Aufgrund dieses langfristigen Zielhorizontes müssen energetische Sanierungen, die die Energiebedarfe im Quartier mindern werden, mit betrachtet werden. Es wird in den Simulationen vereinfacht angenommen, dass sich die Energiebedarfe für

Strom, Heizung und Trinkwassererwärmung der Bewohner im Quartier über die Jahre nicht verändern bzw. lediglich durch die ebenfalls in der Software von Hottgenroth abgebildeten Auswirkungen der Sanierung oder Effizienzeffekten durch andere Heizungstechnologien gesenkt werden. Für die Entwicklung des Sanierungsfahrplans wurde eine jährliche Vollsanierungsäquivalente von 2 % gemäß den langfristigen Renovierungsstrategien der Bundesregierung angenommen [36]. Um sowohl Voll- als auch mögliche Teilsanierungen im Quartier abzubilden, wurde die Rate unterteilt in 1 % Voll- und 2 % Teilsanierung. Im Rahmen einer Umsetzung von Sanierungsmaßnahmen wurden dabei folgende Maßnahmen angenommen:

Im Zuge einer Vollsanierung wurde die äußere Gebäudehülle vollständig nach GEG-Standard [37] gedämmt, die Fenster gegen eine Wärmeschutzverglasung sowie das Heizsystem gegen eine Luft-WP mit Fußbodenheizung ausgetauscht. Im Falle einer Teilsanierung wurde sich an empirischen Wohngebäudedaten nach Metzger et al. orientiert [38]. Somit wird nur ein Teil der Gebäudehülle nach GEG-Vorgaben gedämmt und Fenster wie Heiztechnologie in Abhängigkeit der Effizienz ausgewechselt. Wie viele und welche Maßnahmen im Rahmen einer Teilsanierung durchgeführt werden, wird anhand der erreichten Gebäude-Effizienzklasse nach Umsetzung der geplanten Sanierungsmaßnahmen entschieden. Es wird vorausgesetzt, dass nach der Sanierung mindestens die Anforderungen eines KfW-Effizienzhauses 160 erfüllt werden, was dem Zielwert sanierter denkmalgeschützter Gebäude gleichkommt und insgesamt eine konservative Annahme ist. Zuletzt wurde die Annahme getroffen, dass im Zuge einer jeden Sanierung auch eine PV-Anlage gemäß dem vorhandenen Ausbaupotenzial installiert wird.

Insgesamt wird für das Szenario 2030 ein Sanierungsstand von drei voll- sowie sieben teilsanierten Häusern festgelegt. Innerhalb der darauffolgenden fünfzehn Jahre werden bis 2045 drei weitere Voll- und zehn Teilsanierungen durchgeführt. Die Auswahl und Reihenfolge der sanierten Häuser richtet sich dabei nach dem Sanierungsbedarf in Abhängigkeit des jeweiligen Heizbedarfs, der Kesseltechnologie und des Heizmediums. Die Abbildung 5 gibt einen Überblick, wie sich die Energieträger zur Warmwassererzeugung und Heizung in den Szenarien ggü. dem Ist-Zustand geändert haben.

Häuser mit besonders hohem Sanierungsbedarf wurden zeitlich bevorzugt. Bezüglich des Ausbaus der E-Mobilität wurden die im Basismodell festgelegten Durchdringungsraten übernommen. Im maximalen Ausbauszenario wurde der bauliche Sanierungsstand des Szenarios 2045 beibehalten und um einen maximalen Ausbau von Wärmepumpen (WP), PV und E-Ladestationen ergänzt.

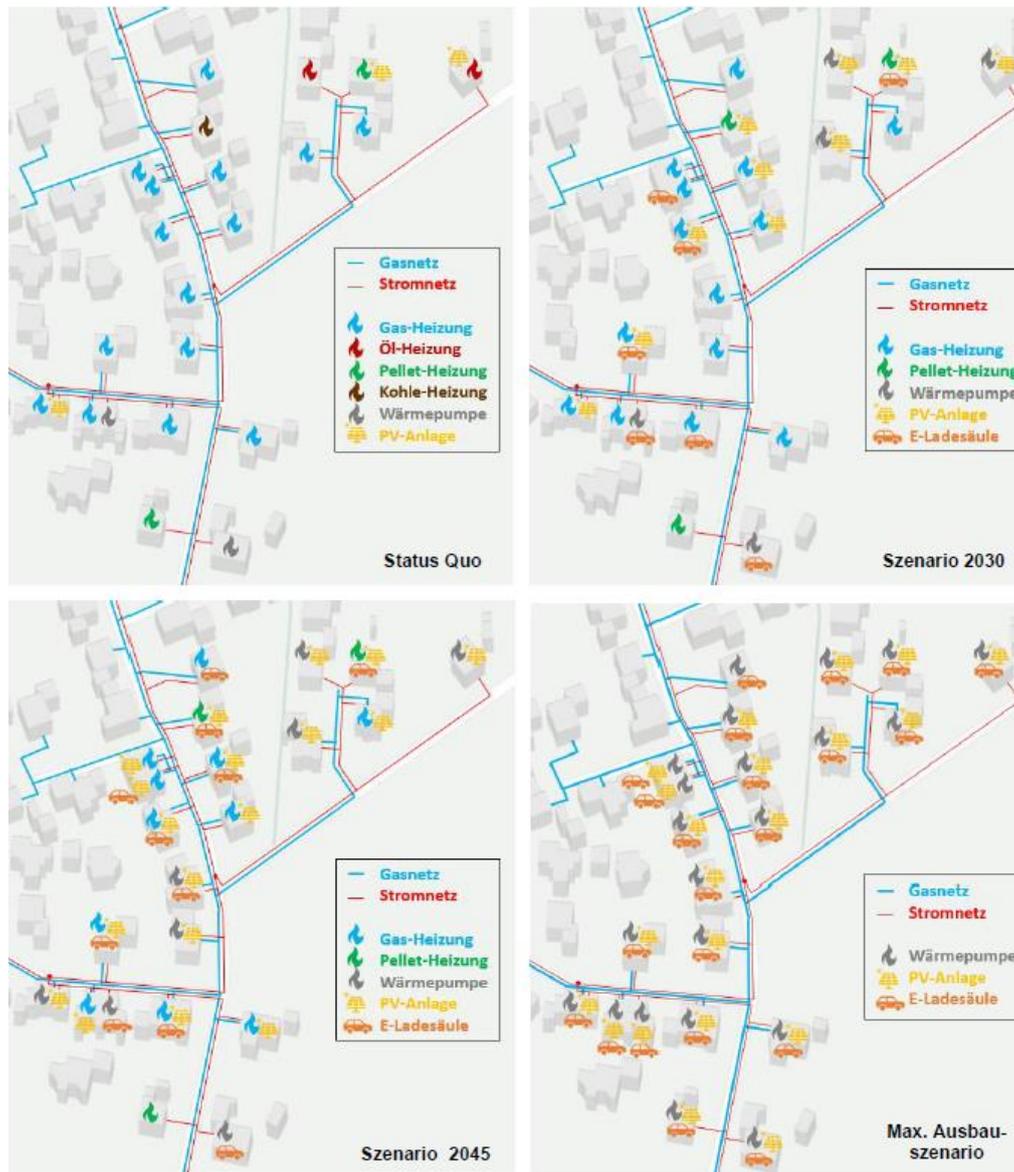


Abbildung 5: Entwicklung der Wärme- und Strombedarfsstruktur im Quartier, überarbeitete Darstellung nach [34]

4 Systemprüfung und Szenarien

Die vorangegangenen Kapitel haben die aktuelle Struktur sowie das Potential des untersuchten Quartiers näher beleuchtet. Was bedeutet das für die Sektoren Strom, Wärme und Mobilität. Gerade im Bestand kann man davon ausgehen, dass sich die Struktur des Endenergiebedarfs als auch der technischen Energiebereitstellung nicht rasant ändert. Folglich wurden einzelne Szenarien über eine multikriterielle Betrachtung in verschiedenen Simulationsumgebungen auf ihre Machbarkeit geprüft.

4.1 Energiesystemmodellierung oemof

Auf Basis der Ist-Daten des Musterquartiers wurden die Energieflüsse mithilfe des Open Energy Modelling Framework (oemof) abgebildet und verschiedene Energiekonzepte für den sektorengekoppelten Betrieb innerhalb des Musterquartiers auf Basis vorgegebener Speicher- und Konversionstechnologien in zwei Ausbaupfaden untersucht. Die Verwendung von oemof ergab sich aus [39]. Als Grundlage der Energiesystemmodellierung dient die Kalkulationstabelle *Spreadsheet Energy System Model Generator* (SESMG) [40], die von Christian Klemm am Fachbereich Energie, Gebäude und Umwelt der FH Münster im Rahmen des Forschungsprojekts RessourcenPlan im Quartier (R2Q) entwickelt wurde [41]. Sie fungiert als Schnittstelle zwischen der Programmierumgebung in oemof und der Excel Tabellen-Benutzeroberfläche. Im Rahmen einer Masterarbeit an der FH Münster [42] wurde das Quartier im SESMG abgebildet. Diese Arbeit bildet die Grundlage für die zu untersuchenden Energiekonzepte im weiteren Projektverlauf. Untersuchungsschwerpunkte sind zwei Szenarien (Power-to-Power und Power-to-X) für das Jahr 2030 sowie das Jahr 2050 hinsichtlich folgender Fragestellungen:

- Minderung der Treibhausgas-Emissionen
- Untersuchung der ökonomischen Einflüsse
- Steigerung des Energieautarkiegrades

Im Szenario Power-to-Power wurde die Nutzung elektrischer Technologien in den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität betrachtet, während im Szenario Power-to-X insbesondere Konversionstechnologien, die auf klimafreundlich erzeugten Gasen basieren, untersucht. Diese Konversionstechnologien sind:

- Elektrolyse von Wasserstoff,
- Brennstoffzellentechnik,
- und biologische Erzeugung von Wasserstoff aus Industrieabwässern der Region.

Der SESMG ermöglicht eine flexible Modellierung und Optimierung eines Energiesystems ohne Programmierkenntnisse mit einer tabellenbasierten Schnittstelle. Alle Eigenschaften eines Energiesystems werden in einer xlsx-Spreadsheet-Datei (z. B. mittels Excel oder LibreOffice) definiert, in ein oemof-Modell umgewandelt und anschließend mit einem externen Solver optimiert [43]. Ein *Solver* (bspw. cbc oder Gurobi) löst die mathematischen Gleichungen anhand von Variablen und Parametern sowie Beschränkungen. Daraus resultiert die Identifizierung von optimalen Szenarien für die gesuchten Zielgrößen, z. B. minimierte THG-Emissionen oder minimierte Systemkosten. Die Eingangsdaten in der Excel-Eingabe des Modellgenerators verfügen über die in oemof relevanten Informationen zu den Komponenten. Diese Komponenten sind Busse,

Quellen, Senken, Transformatoren, Speicher, Links und Systemparameter wie Zeitsysteme, Zeitreihen und Wetterdaten. Anhand einer Bestands- und Potentialanalyse können je nach Detaillierungsgrad gebäudescharfe Ergebnisse über die aktuelle oder zukünftige Situation (Simulation) generiert werden. Die Energiesystemkomponenten können aber auch, je nach Zielsetzung, mithilfe einer multikriteriellen Betrachtung optimiert (MILP) ausgelegt werden. Die Ergebnisse werden auf einer browserbasierten und interaktiven Ausgabe visualisiert. Die Ausgabe stellt eine kurze Zusammenfassung über den Modelllauf, detaillierte Ergebnisse zu jeder Komponente in einer formatierbaren Tabelle sowie eine grafische Visualisierung dar. Weiterhin sind alle Zeitreihen der Lastflüsse des Energiesystems dargestellt [44].

4.2 Netzsimulation Modelica

Dieses Kapitel beschreibt die wesentlichen Bausteine, die für die Simulation des Stromnetzes im Rahmen der Energiekonzepterstellung in der Programmiersprache Modelica (weiter-)entwickelt wurden oder besondere Relevanz besitzen. Hierzu zählt die Erstellung der hochaufgelösten Lastprofile Strom und Wärme, die PV-Stromerzeugung, die Strombedarfsprofile E-Mobilität sowie das dazugehörige E-Ladesäulenmodell, das weiterentwickelte WP-Modell. Der Aufbau des Quartiers wurde über die Modellierungssprache Modelica in Kombination mit der Simulationsumgebung Dymola [45, 46] realisiert und basiert auf Bestandslisten und Leitungsplänen der SWTE Netz. Dymola wurde gewählt, da die Software für die Untersuchung der zeitaufgelösten Lastflüsse gut geeignet ist. Mithilfe dynamischer Simulationen können bspw. zeitabhängige Vorgänge und instationäre Effekte im Netz betrachtet werden [31]. Der Aufbau des Quartiermodells erfolgt auf Basis der Bibliothek IntegraNet durch das GWI [47]. Es wurde vereinfacht angenommen, dass sich sämtliche Gebäude, Straßenabschnitte und unterirdische Kabeltrassen über die Szenarien und Zieljahren 2030 sowie 2050 nicht verändern [31], aber die Erzeugungs- und Verbrauchslast der Verbraucher durch die Installation von PV-Anlagen oder bspw. E-Ladesäulen für die Elektromobilität variiert [31].

Erstellung Lastprofile

Die Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) in Berlin stellt für energetische Simulationen von Energienetzen synthetische Lastprofile von deutschen Einfamilienhaushalten in sekundlicher Auflösung bereit. Die Grundlage der Profilerzeugung bilden gemessene Daten aus dem Jahr 2010 von über 500 Haushalten. Hieraus hat die HTW Berlin die Datenbasis synthetisiert [48]. Im Hinblick auf die Quartiersmodellierung wurden diese Lastprofile in Kombination mit den vorliegenden Verbrauchsdaten genutzt.

Bestimmung PV-Erzeugung

Der erzeugte PV-Strom wurde durch Modelica auf Basis der für den Ort geltenden Einstrahlungswerten des Deutschen Wetterdienstes, der vorgegebenen installierten Leistung der PV-Anlagen, der vertikale Neigung sowie des Azimuts berechnet [31]. Angenommen wurde im Projekt Ener-Regio in dem Szenario 2030 ein PV-Ausbau auf 60 % der sehr gut und 20 % der gut geeigneten Flächen PV-Anlagen und im Jahr 2045 auf 100 % der sehr guten sowie 80 % der gut geeigneten Dachflächen. Insgesamt wurden im Quartier sechs Grundstücke mit einer sehr guten Eignung sowie 13 Grundstücke mit guter Eignung bewertet. Für drei Gebäude ist das Potenzial von PV-Dachanlagen mit bereits installierten Anlagen vollständig ausgeschöpft. Gering geeignete Grundstücke oder solche ohne Eignung existieren im Quartier nicht. Um die Auswirkungen einer Zunahme von Elektro-Pkw auf die Spannungshaltung im betrachteten Netzstrang zu untersuchen, wurden im Rahmen des Quartiers verschiedene PV-Ausbaustufen in den Stützjahren mit jeweils steigender Durchdringung der Elektromobilität simuliert.

Erstellung Strombedarfsprofile sowie E-Ladesäulenmodell für Mobilitätssektor

Für eine valide Abbildung des Fahrverhaltens wurden Fahrprofile erstellt, mit Hilfe derer die Ladezyklen der Elektro-Pkw für die Lastuntersuchung bestimmt werden. Da sich mit den Wetterdaten und den Bedarfslasten der Gebäude die Datenbasis der Quartiersimulation auf das Referenzjahr 2018 bezieht, wurden die Fahrprofile für den Zeitraum 01.01.2018 – 31.12.2018 in 15-minütiger Auflösung entwickelt. Die Grundlage des Fahrverhaltens bildet die aktuelle Erhebung der MiD-Studie aus dem Jahr 2017 [49]. Die MiD-Datensätze wurden eingelesen und für die Erstellung der Fahrprofile, wie in Abbildung 6 dargestellt, in sechs Schritten gefiltert.



Abbildung 6: Filterung der Fahrtenbücher zur Erstellung von Fahrprofilen

Nach der Filterung wurden für die Untersuchung 18.840 geeignete Fahrtenbücher identifiziert. In Abbildung 6 ist die Verteilung der Fahrten für eine Beispielwoche in einer Heatmap dargestellt.

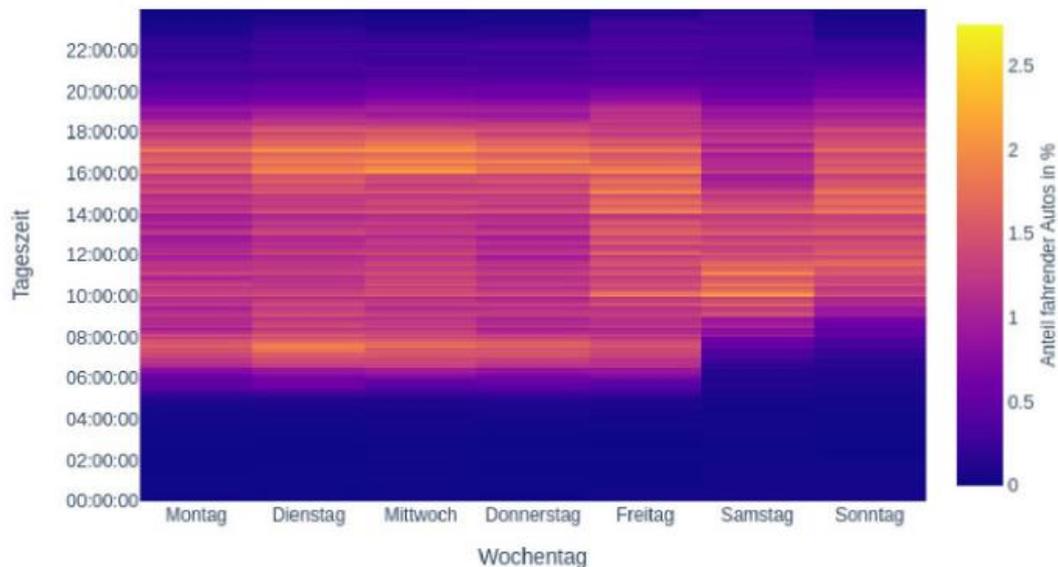


Abbildung 7: Anteil fahrender Fahrzeuge in einer Beispielwoche

Der Anteil gleichzeitig fahrender Autos liegt über die gesamte Woche unter 2,5 %. Dies liegt in der starken Filterung der Fahrtenbücher begründet (vgl. Abbildung 6), sodass der gefilterte Anteil fahrender Autos in Abbildung 6 nicht dargestellt wird. Es wird deutlich, dass der Großteil der Fahrten zwischen 5 Uhr am Morgen und 20 Uhr am Abend vorgenommen wird. An den Werktagen lässt sich zwischen 6 und 8 Uhr am Morgen sowie zwischen 16 und 18 Uhr am Abend ein erhöhter Anteil gleichzeitig fahrender Autos erkennen. Dies ist durch den Berufsverkehr zu erklären. Am Wochenende der Beispielwoche ist der Anteil fahrender Autos zwischen 9 und 18 Uhr am höchsten. Zwischen den Wochenendtagen Samstag und Sonntag ist darüber hinaus kein ähnliches Fahrverhalten zu erkennen. Auf Basis der Daten wurde davon ausgegangen, dass der überwiegende Teil der Elektro-Pkw ab 18 Uhr an der Ladesäule angeschlossen ist. Die Stichtage der Fahrtenbücher wurden zur Erstellung der Fahrprofile in Werktag, Samstag und Feiertag bzw. Sonntag gruppiert. Insgesamt wurden 22 Fahrprofile erstellt, damit für einen maximalen Ausbau der Ladesäulen jede Wohneinheit ein Fahrprofil zugewiesen werden konnte. Unter der Annahme, dass an Werktagen aufgrund der regelmäßigen Arbeitswege der Quartiersbewohner ein repetitives Mobilitätsverhalten vorherrscht, wurde jedem Profil ein Stichtag eines Werktags zugeteilt. Dieser Stichtag wurde für alle Werktage im Jahr vervielfältigt. Für die Wochenenden und Feiertage wurden den Profilen hingegen unterschiedliche Fahrtenbücher zugewiesen. Dazu wurden für die 52 Samstage im Jahr 30 Fahrtenbücher mit einem Samstag als Stichtag zufällig ausgewählt, die als Grundlage für eine zufällige Zuordnung dienen. Daraus erhält jedes Fahrprofil je ein Fahrtenbuch für jeden Samstag im Jahr über eine Zufallsfunktion. Für Sonntage

und Feiertage wurden die Fahrprofile über die gleiche Herangehensweise ermittelt. Dabei wurde ein ähnliches Fahrverhalten für Sonn- und Feiertage angenommen. Über die zufällige Zuweisung der Fahrtenbücher entsteht eine hohe Diversität unter den Fahrprofilen. Im Hinblick auf das Ladeverhalten wurde angenommen, dass die Elektro-Pkw bei Anwesenheit am Standort „Zuhause“ automatisch an der Ladesäule angeschlossen sind. Dafür wurden die Fahrprofile in Anwesenheitsprofile übertragen, in denen die Start- und Ankunftszeit sowie die zurückgelegte Strecke jedes Weges in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten hinterlegt sind. Über die aus Fahrzeit und Fahrstrecke resultierende Geschwindigkeit ermittelt sich die aufgewendete Energie der Fahrt, woraus der neue Ladezustand der Batterie hervorgeht. Für eine bessere Nachvollziehbarkeit liegt im Anhang (vgl. Abb. Anhang 9) einen Überblick über die Struktur der Anwesenheitsprofile.

Unter der Annahme, dass die Bereitstellung der elektrischen Energie als einphasiger Wechselstrom erfolgt, wurde eine Ladeleistung von 11 kW festgelegt. Laut Fortschrittsbericht der Nationalen Plattform E-Mobilität aus dem Jahr 2018 sind genormte Ladeleistungen über private Ladesäulen von 3,7 oder 11 kW möglich, die perspektivisch auf 22 kW erweitert werden können [50]. Eine weitere Größe zur Erstellung der Laderegulierung ist der Verbrauch. Der Verbrauch elektrifizierter Fahrzeuge wird seit September 2018 nach der Testvorschrift WLTP (Worldwide Harmonized Light Vehicles Test Procedure) ermittelt. Darin wird das voll beladene Fahrzeug unter Aufnahme der Reichweite leer gefahren und anschließend wieder geladen. Die über einen Stromzähler aufgenommene Ladungsmenge wird durch die Reichweite geteilt, woraus sich der Verbrauch inklusive der Ladungsverluste ergibt [51].

Der Ausbau der Elektromobilität im Quartier erfolgt unter der Annahme von Durchdringungsraten, die an der Technischen Universität Darmstadt im Rahmen einer Dissertation getroffen worden sind [30]. Dazu wurde vereinfacht angenommen, dass jeder Haushalt genau ein Fahrzeug besitzt, dass im Falle eines Ladesäulenausbaus durch ein Elektrofahrzeug ersetzt wird. Im Zuge der gegenwärtigen Marktentwicklung wurden für die Szenarien der Jahre 2030 und 2050 Durchdringungsraten von etwa 30 % bzw. 50 % angenommen, sodass die jeweiligen Anteile des Fahrzeugbestandes im Quartier durch Elektrofahrzeuge ersetzt werden [30]. Daraus ergab sich für das Stützjahr 2030 ein Bestand von sieben Elektro-Pkw (= 31,8 %) sowie für das Stützjahr 2045 ein Bestand von elf Elektro-Pkw (= 50 %). Es wurde angenommen, dass im Status quo keine Ladesäulen im Quartier installiert sind.

Die Entwicklung der Ladesäulen in Modelica basiert auf einem bestehenden Batteriemodell der IntegraNet-Bibliothek. Neben der bereits festgelegten Maximalkapazität von 55 kWh werden noch eine Start- und eine Minimalkapazität definiert. Dafür wurden 90 % SoC als Startwert und 10 % SoC als minimaler Kapazitätswert festgesetzt. Bei der Definition der Ladeleistung von 11 kW ist zu berücksichtigen, dass die tatsächliche Leistung des Ladevorgangs stark vom State-of-Charge

(SoC) der Batterie abhängig ist. Eine Batterie mit einem hohen SoC lädt die Ladesäule demnach mit einer wesentlich geringeren Leistung auf als eine Batterie mit einem niedrigen SoC. Die Ladeleistung von 11 kW beschreibt somit lediglich die maximal mögliche Leistung der Ladesäulen.

Darüber hinaus wurden für die Parametrisierung der Batterie zwei Effizienzgrößen festgelegt. Zum einen wurde ein Ladewirkungsgrad von 95 % bestimmt, worin u.a. Verluste durch die Stromwandlung im Wechselrichter berücksichtigt wurden. Zum anderen besitzen Traktionsbatterien von Elektro-Fahrzeugen eine Selbstentladungsrate. Die Selbstentladung ist eine wichtige Kennzahl von Batterien und bezeichnet die Entladung durch elektrochemische Reaktionen ohne Anschluss an einen Verbraucher. Für die Simulation der Elektro-Pkw mit Lithium-Ionen-Batterien wurde eine Selbstentladungsrate von 0,1 % vom SoC pro Stunde gewählt. Für den Fall, dass das Fahrzeug über den Zeitraum von einer Woche nicht genutzt wird, sinkt der SoC um 16,8 % ab. Für die Übertragung des Batteriemodells aus der IntegraNet-Bibliothek auf Traktionsbatterien von Elektro-Pkw wurde der Akku als mobiles Batteriespeichersystem angesehen. Dieses ist während der Aufenthaltszeit am Standort „Zuhause“ automatisch über die Ladesäule mit dem NS-Netz verbunden. Die Aufenthaltszeit wurde dabei über das erzeugte Anwesenheitsprofil festgelegt, das jeder installierten Ladesäule im Quartier zugewiesen wurde. Dadurch hat das Ladesäulenmodell in jedem Zeitschritt Kenntnis über die Anwesenheit und kann das Fahrzeug bei Anwesenheit, über die im folgenden Abschnitt erläuterte Regelung beladen.

Für die Modellierung der Ladesäulen wurde in *Modelica* eine Regelung implementiert, die das Vorgehen für die Batterieaufladung abbildet. Der Programmablaufplan für die Regelung der Ladesäule ist in Abbildung 7 dargestellt.

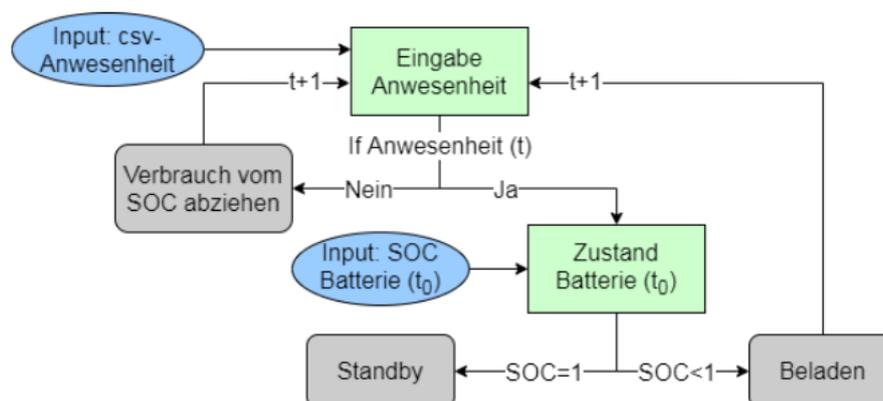


Abbildung 8: Programmablaufplan für die Regelung der Ladesäule

Für eine dynamische Simulation erfolgt für jeden Zeitschritt zunächst eine Abfrage, ob das Fahrzeug anwesend und somit an der Ladesäule angeschlossen ist. Für den Fall, dass das Fahrzeug abwesend ist, wird der Gesamtverbrauch der Fahrt auf die abwesenden Zeitschritte unterteilt und

vom SoC der Batterie abgezogen. Sobald der Pkw wieder anwesend und an der Ladesäule angeschlossen ist, wird der Batteriezustand über den gegenwärtigen SoC abgefragt. Für den Fall, dass der SoC 100 % beträgt, gilt die Batterie als vollgeladen und geht in den Standby-Modus über. Für einen SoC unterhalb von 100 % wird die Batterie aufgeladen. Die Abfrage wird hinsichtlich der Jahressimulation für jeden Zeitschritt bzw. alle 15 Minuten neu durchgeführt. Die Logik der unidirektionalen Laderegulung in der grafischen Simulationsumgebung ist in Abbildung 8 dargestellt.

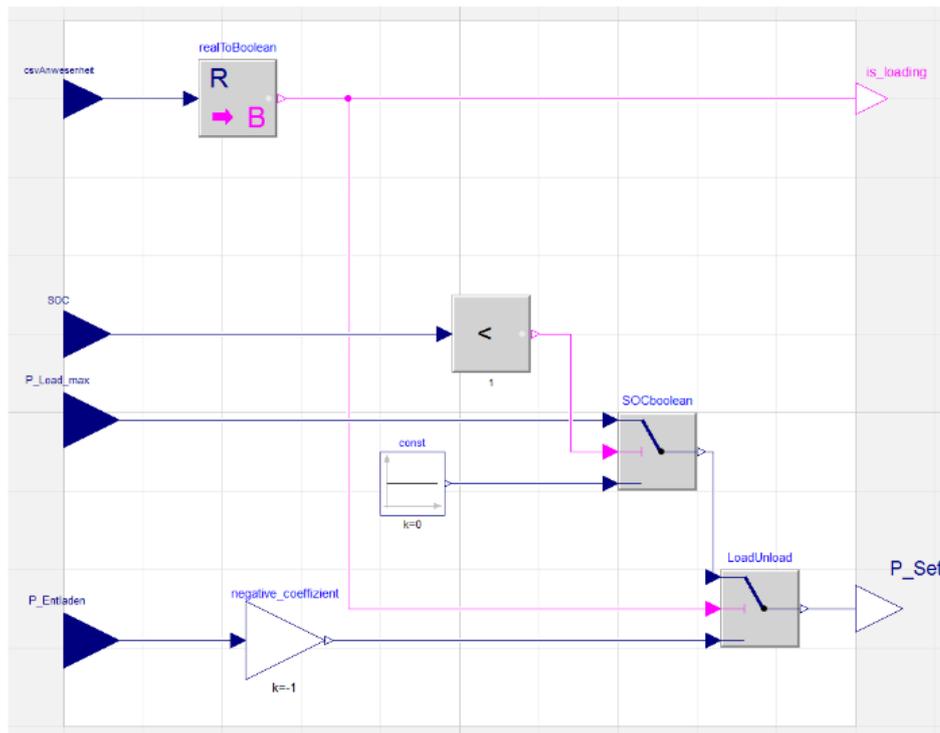


Abbildung 9: Logik für unidirektionale Laderegulung einer Fahrzeugbatterie

Die Output-Größe ‚P-Set‘ am rechten Abbildungsrand definiert den für den Zeitschritt gültigen Batteriezustand. Für die Anwesenheit an der Ladesäule wird die Batterie mit der maximal möglichen Ladeleistung ‚P_Load_max‘ beladen, sofern sich der SoC der Batterie unter 100 % befindet. Andernfalls wird sie in den Standby-Modus überführt, der in über die Konstante $k=0$ ausgedrückt wird. Bei Abwesenheit der Batterie wird die Fahrleistung über eine Input-Tabelle ‚P_Entladen‘ mithilfe eines negativen Koeffizienten $k=-1$ vom SoC abgezogen. Die Gesamtbetrachtung der Gebäudetechnologie inklusive der Einbindung der Ladesäule ist im Anhang (vgl. Abb. Anhang 10) hinterlegt.

Überarbeitung vom Wärmepumpen-Modell der IntegraNet-Bibliothek

Um die Belastung des NS-Netzes durch den Ausbau von WP im Quartier zu beurteilen, wurde das bestehende WP-Modell in der IntegraNet-Bibliothek überarbeitet. Es wurden zwei globale Änderungen vorgenommen: Für die Leistungszahl (engl. Coefficient of Performance, COP) der WP wurde eine neue Berechnungsgrundlage im Modell hinterlegt sowie Heizkreislauf und TWW-Bereitstellung voneinander entkoppelt. Im WP-Modell wurden dafür Korrelationsgleichungen für den COP von Sole- und Luft-WP nach Kemmler und Thomas (2020) integriert [52]. Die Gleichungen wurden im Jahr 2020 auf Basis von Herstellerdaten entwickelt und bilden damals auf dem Markt verfügbare WP im Mittel ab. Die Korrelation erfolgte in Abhängigkeit der Quellen- und Vorlauftemperatur. Im Zuge der Modellüberarbeitung wurde dabei ein neues System in der IntegraNet-Bibliothek erstellt, das auf unterster Modellebene den COP der WP mithilfe der Korrelationsgleichungen berechnet. Die Anpassung ist im Anhang in Abbildung 7.4 zu sehen. Des Weiteren sind im neuen System Warmwasser- und Heizkreislauf voneinander entkoppelt, um einen Betrieb der WP bei Vorlauftemperaturen von 40 °C zu ermöglichen. Das Trinkwarmwasser (TWW) wird im Modell stattdessen über einen Durchlauferhitzer mit einem Jahresnutzungsgrad von 0,99 erwärmt, wodurch sichergestellt wird, dass zu Jahreszeiten ohne Heizbedarf, die WP ausgeschaltet bleibt und somit das Stromnetz nicht zusätzlich belastet.

5 Ergebnisdarstellung und Konzeptvorstellung

In den folgenden Kapiteln werden die Ergebnisse hinsichtlich der entwickelten Energiesystemmodelle in *oemof* und *Modelica/Dymola* zusammengefasst. Im Zuge des Szenario-rahmens und der Konzeptvorstellung wurden die Ergebnisse auf die Power-to-Power-Variante ausgerichtet.

5.1 Ergebnisse der Energiesystemmodellierung in *oemof*

Bei der Betrachtung der entwickelten defossilisierten Energiesysteme wurden deutliche THG-Einsparungen erreicht. In den beiden betrachteten Energiekonzepten Power-to-Power und Power-to-X steigen die jährlichen Systemkosten im emissionsoptimierten Modell stärker an als die mögliche THG-Reduzierung, was sich mit dem Pareto-Prinzip erklären lässt [53]. Die Power-to-Power-Variante bietet allerdings höhere THG-Einsparpotentiale und geringere jährliche Systemkosten (vgl. Abbildung 10). Weiterhin ist auch erkennbar, dass aus der Power-to-Power-Variante ein höherer Autarkiegrad resultiert. Dies lässt sich aus der Technologiekonstellation begründen, da keine externen Wasserstoffbezüge entnommen werden müssen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass durch zukünftige Skaleneffekte im Bereich

Power-to-X, die Investitionskosten dieser Technologien, insbesondere im Bereich der Wasserstofftechnologien, sinken werden. Dies wurde im Rahmen der Untersuchung nicht weiter betrachtet. An den Ergebnissen ist jedoch erkennbar, dass bereits ohne Sanierungsmaßnahmen eine erhebliche Reduktion der THG-Emissionen erreicht werden kann. Unter der Annahme, dass durch gesetzlich vorgeschriebene energetische Sanierungen die Energiebedarfe vor allem im Wärmesektor weiter sinken, werden die THG-Emissionen der untersuchten Energiekonzepte weiter reduziert werden können. Auf Basis der Ist-Energiebedarfe und der getroffenen Annahmen kann die geforderte Klimaneutralität für das Jahr 2050 erreicht werden [54].

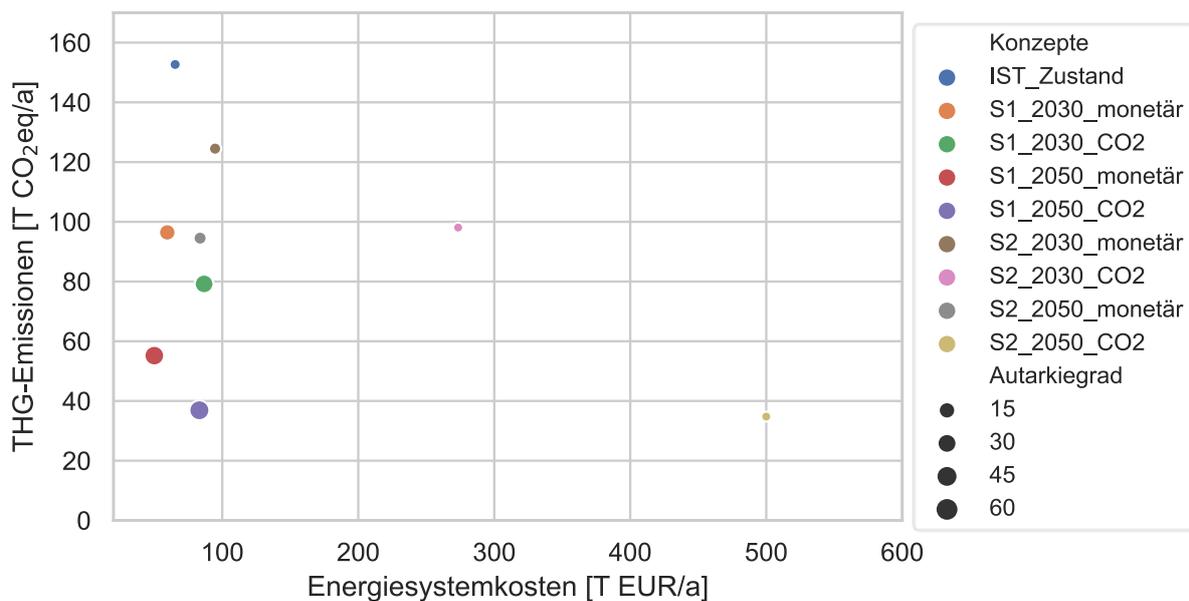


Abbildung 10: Konzeptvergleiche der Ausbaustufen für die Jahre 2030/2050

Um die gesetzliche Sanierung mit einzubeziehen und die Auswirkungen auf den Wärmesektor abzubilden, wurden weitere Simulationen mit den in *Hottgenroth* [26] energetisch sanierten Gebäuden durchgeführt. Dabei stellte sich als Ergebnis heraus, dass der Power-to-Power-Ansatz mit dem Ausbau von PV-Anlagen, Wärmepumpen sowie der Elektromobilität aus wirtschaftlichen und ökologischen Gesichtspunkten das sinnvollere Energiekonzept für das betrachtete Quartier darstellt. Der vollständige PV-Ausbau im Quartier verursacht hohe Mengen an negativen Residuallasten, die mit den eingesetzten Technologien im Quartier nicht ausgeglichen werden können. Auch die Kapazitäten der häuslichen Speicheroptionen durch Elektrofahrzeuge genügen nicht, um die PV-Stromerzeugung vollständig im Quartier zu verwerten. Hierfür sind weitere noch spezifisch zu dimensionierende Batteriespeicher vorzusehen. Mit dem Ziel, die negativen Residuallasten zu reduzieren, bietet sich möglicherweise auch eine Kopplung aus den Szenarien Power-to-Power und Power-to-X durch das Nutzen eines zentralen Elektrolyseurs oder Batteriespeichers an. Aus derzeitiger Sicht ergibt die anschließende wärmeseitige Nutzung des Wasserstoffs gegenüber der Wärmeversorgung durch eine Brennstoffzelle keinen ökonomischen oder

ökologischen Nutzen für das betrachtete Quartier, sondern lediglich der Verkauf für Anwendergruppen im Bereich der Wasserstoffmobilität oder Industrie. In Tabelle 4 sind alle untersuchten Konzepte hinsichtlich der monetären Energiesystemkosten und THG-Emissionen zusammengefasst. Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit und im Hinblick auf das 2050-Ziel, ist das Kostenoptimum der ersten Ausbaustufe eine geeignete Lösungsvariante. Die dargestellten Energiesystemkosten (50 [T €/a]) der kostenoptimierten Ausbaustufe für das Jahr 2050 sind 23 % geringer als die Energiesystemkosten im Ist-Zustand (65 [T €/a]). Hinsichtlich der THG-Emissionen werden bereits 64 % eingespart. In diesen Einsparungen sind noch keine Sanierungsmaßnahmen enthalten.

Tabelle 4: Gegenüberstellung der Energiesystemkonzepte in oemof

Konzepte und Ausbaustufen	Energiesystemkosten [T €/a]	THG-Emissionen [T CO₂-Äq/a]
Ist-Zustand	65	153
Stufe 1 – Power-to-Power		
2030 – Kostenoptimum	60	96
2030 – Emissionsoptimum	87	79
2050 – Kostenoptimum	50	55
2050 – Emissionsoptimum	83	37
Stufe 2 – Power-to-X		
2030 – Kostenoptimum	95	124
2030 – Emissionsoptimum	273	98
2050 – Kostenoptimum	84	95
2050 – Emissionsoptimum	>500	35

Der Einfluss von Sanierungsmaßnahmen ist in Abbildung 11 als kumulierter Heizwärmebedarf je Quadratmeter Wohnfläche im Quartier dargestellt. Durch den fortschreitenden Umbau und Sanierungsmaßnahmen verringert sich der Gesamtheizwärmebedarf um 32,5 % im max. Ausbauszenario.

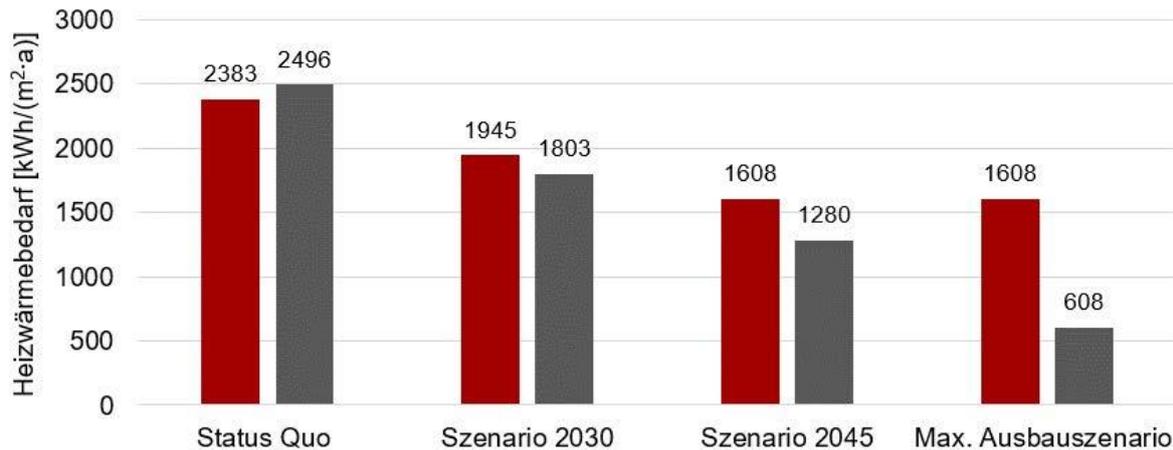


Abbildung 11: Entwicklung des Heizwärmebedarfs

Durch den Austausch der Heiztechnologie wird auch die aufgewendete Energiebereitstellung geringer. Bei den Kesseltechnologien ist die Energiebereitstellung durch die erforderliche Brennstoffmenge zur Wärmedeckung dargestellt, die in der Simulation in Abhängigkeit des Wärmebedarfs für Heizen und TWW sowie des Kessel-Jahresnutzungsgrads bestimmt wird. Im Fall der Luft-WP mit Durchlauferhitzer wird anstelle der Brennstoffmenge die aufgewendete Strommenge für die Bereitstellung der Heizwärme und des TWW betrachtet. Eine Übersicht dazu ist in Abbildung 12 dargestellt.

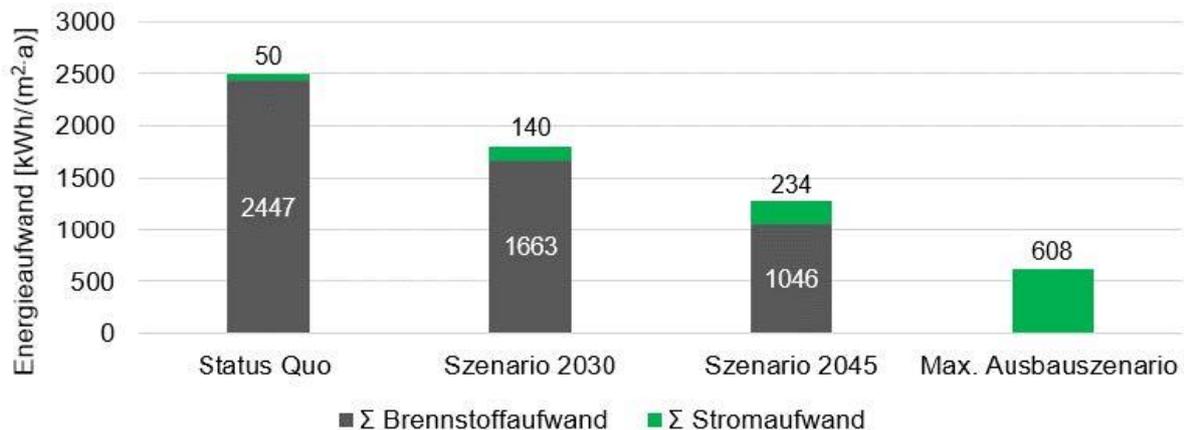


Abbildung 12: Entwicklung des Brennstoff- bzw. Strombedarfs für die Wärmebereitstellung innerhalb der Szenarien

Die vermehrte Substitution von fossilen Heizkesseln durch WP führt zu einer Verringerung des kumulierten Brennstoffaufwands mit fortlaufendem Sanierungsprozess, während der kumulierte Stromaufwand mit steigender WP-Anzahl zunimmt. Im maximalen Ausbauszenario wurde eine rein elektrische Wärmeversorgung mit WP betrachtet, sodass kein Brennstoffaufwand besteht.

Bei Vergleich der Summe des Brennstoff- und Stromaufwands für jedes Szenario, ist eine deutliche Abnahme von 2.497 kWh/(m²·a) im Status Quo auf 608 kWh/(m²·a) im maximalen Ausbau-szenario festzustellen. Dies entspricht einer Verringerung um 75,7 %. Ermöglicht wird diese Entwicklung durch das Arbeitsprinzip der WP, die durch die Mitnutzung der Umweltwärme Jahresarbeitszahlen > 1 erreicht. Dadurch besitzen WP einen höheren Energieoutput als -input. In den Simulationen wurden mit Korrelationsgleichungen Jahresarbeitszahlen von bis zu 3,6 für die Luft-WP errechnet. Der Quotient aus Heizwärmebedarf und Stromaufwand im maximalen Ausbau-szenario lag hingegen für das System WP und Durchlauferhitzer bei 2,6. Hier muss berücksichtigt werden, dass im WP-Modell der Heizwasserkreislauf vom TWW-Kreislauf entkoppelt war und die TWW vereinfacht über einen Durchlauferhitzer mit einem Jahresnutzungsgrad von 0,99 erwärmt wurde. Zudem ist zu berücksichtigen, dass der Jahresnutzungsgrad der WP durch die Abhängigkeit von Quellen- und Außentemperatur jährlichen Schwankungen unterliegt. Es gilt, je höher der Temperaturunterschied zwischen Vorlauf- und Außentemperatur, desto geringer ist die Arbeitszahl der WP.

Durch die Verringerung des Heizenergiebedarfs sowie des erforderlichen Brennstoff- bzw. Stromaufwands zur Wärmebereitstellung ist eine Verringerung der THG-Emissionen im Quartier zu erwarten. Um dies festzustellen, wurden die verbrauchsgebundenen THG-Emissionen der Wärmebereitstellung anhand der CO₂-Äquivalente der Energieträger untersucht. Einflüsse durch Herstellung der Heizgeräte, Transportketten der Brennstoffe und ähnliches fließen dabei nicht in die Bewertung mit ein. Ebenso wurde die Teilstromdeckung der WP-Systeme durch die PV-Anlagen nicht berücksichtigt.

Um die bei der Wärmeerzeugung entstehenden THG-Emissionen zu bestimmen, wurde für jedes Haus im Quartier der Brennstoffaufwand mit dem entsprechenden Emissionsfaktor multipliziert. Im Falle der Häuser mit WP wurde der Stromaufwand für die Wärmeerzeugung betrachtet. Die Emissionsfaktoren für Erdgas, Heizöl, Braunkohle und Holzpellets werden dem GEG (2020) entnommen [37]. Innerhalb der Szenarien wurde dabei für Erdgas ein konstanter Wert angenommen. Eine mögliche Minderung des Faktors durch Einspeisung von Wasserstoff, Biomethan oder ähnlichem wurde nicht berücksichtigt. Bei Häusern mit WP-Anlagen und Durchlauferhitzern wurde der Emissionsfaktor des deutschen Strommix verwendet, der abhängig von dem ins Netz eingespeisten EE-Anteil ist. Daher werden für die Szenarien werden drei unterschiedliche Emissionsfaktoren gewählt. Die verwendeten Faktoren sind in Tabelle 5 aufgeführt.

Tabelle 5: THG-Emissionsfaktoren in Abhängigkeit des Energieträgers

Kategorie	Energieträger	THG-Emissionsfaktor [g CO ₂ -Äq/kWh]	Quelle
Fossile Brennstoffe	Erdgas	240	(GEG, 2020)
	Heizöl	310	
	Braunkohle	430	
Biogene Brennstoffe	Holzpellets	20	(GEG, 2020)
Strom	Deutscher	2018	(Fritsche & Greß, 2020)
	Strommix	2030	
		2045	

In Abbildung 13 sind für die betrachteten Szenarien die THG-Emissionen der Wärmeerzeugung abgebildet. Insgesamt ist mit fortschreitender Sanierung eine deutliche Abnahme der THG-Emissionen im Wärmesektor zu erkennen. Im Vergleich zum Status Quo nehmen die THG-Emissionen von 613,4 kg CO₂-Äq/(m²·a) auf 395,1 kg CO₂-Äq/(m²·a) in Szenario 2030 ab. Dies entspricht einer Reduzierung um 35,6 %. Die Klimaschutzziele der Bundesregierung, die THG-Emissionen im Gebäudesektor bis 2030 um 23 % gegenüber 2018 zu senken [55], wurden somit unter den getroffenen Annahmen für den Bereich Wärme erreicht. Im Szenario 2045 wurde der Wert weiter auf 209,8 kg CO₂-Äq/(m²·a) verringert, was einer Abnahme von 65,8 % gegenüber dem Referenzjahr 2018 entspricht. Im maximalen Ausbauszenario wurde, bedingt durch einen maximalen WP-Ausbau, das Minimum von 19,5 kg CO₂-Äq/(m²·a) erreicht. Gegenüber dem Status Quo kann somit eine Reduzierung der THG-Emissionen um 96,8 % verzeichnet werden.

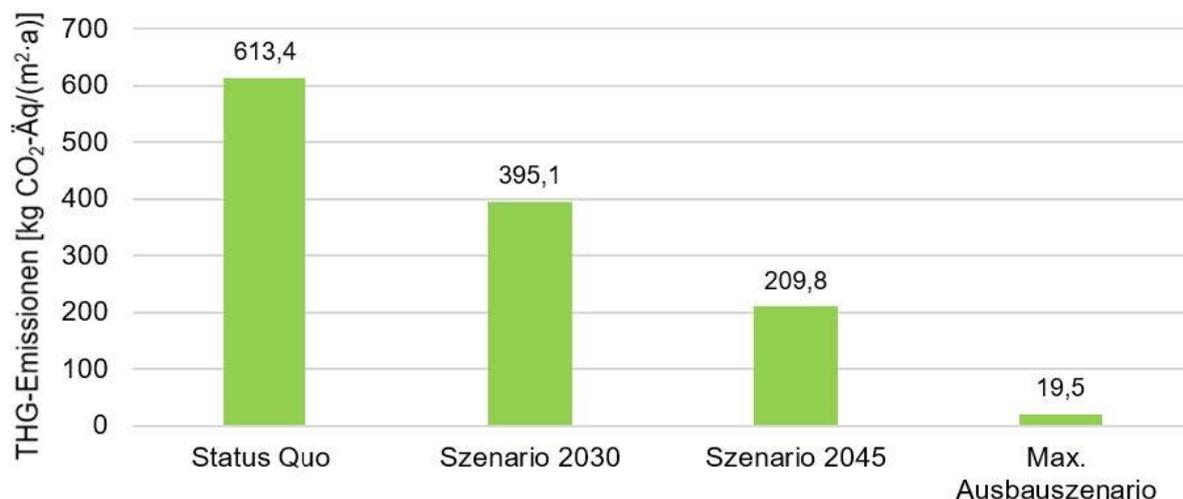


Abbildung 13: Entwicklung der THG-Emissionen (THG) der Wärmeerzeugung

Im Anhang (vgl. Abb. Anhang 3) werden die THG-Emissionen je Energieträger und Gebäude im Quartier aufgelistet. Hier geht hervor, dass im Status Quo die beiden Gebäude, die Holzpellets als Brennstoff nutzen, den geringsten THG-Ausstoß mit Werten kleiner 2,06 kg CO₂-Äq/(m²·a) aufweisen. An dritter Stelle folgt ein Haus mit WP-System, das Emissionen von 10,1 kg CO₂-Äq/(m²·a)

aufweist. Im Szenario 2030 wurde im Rahmen einer Teilsanierung der Kohlekessel gegen eine Holzpellet-Heizung ausgewechselt. Insgesamt besitzen dadurch die drei Holzpellet-Heizungen mit einem CO₂-Äquivalent kleiner 2,07 kg CO₂-Äq/(m²·a) die geringsten Emissionen. Im Szenario 2045 besitzen schließlich mit Reduzierung des Emissionsfaktors des deutschen Strommix auf 32,15 kg CO₂-Äq/m² die WP-Systeme die beste CO₂-Bilanz.

In Anbetracht der Ergebnisse muss berücksichtigt werden, dass für die Simulation verschiedene Annahmen getroffen wurden, darunter bspw. konstante Strom- und TWW-Verbräuche oder gleichbleibende Wetter- und Strahlungsdaten (Stand 2018). Weiterhin bleiben technologische Fortschritte der Endgeräte unberücksichtigt. Ebenfalls wird für die Berechnung der THG-Emissionen für die Energieträger Erdgas und Holzpellets konstante Werte angenommen. Folglich bleiben zukünftige Änderungen in der Erdgasversorgung durch Beimengung von z. B. Biomethan oder Wasserstoff ungeachtet. Die Untersuchung eines größeren Quartiers kann weitere Ergebnisse hinsichtlich der Dimensionierung, Spannungshaltung sowie der Konstellation und Auslegung weiterer Technologien liefern.

5.2 Ergebnisse der Netzsimulation in Modelica

Die Ergebnisse aus der Stromnetzsimulation sind besonders für Netzbetreiber relevant, da diese wichtigen Aussagen darüber treffen, ob die Auslegung der bestehenden Netzinfrastruktur ausreichend für den zu erwarteten Transformationsprozess ist. Für das Stromnetz im repräsentativen ländlichen Musterquartier gilt dies insbesondere erzeugungsseitig für den Ausbau von PV-Dachanlagen. Verbrauchsseitig fließen vor allem die Elektrifizierung von Mobilitäts- und Wärmesektor als Einflussfaktor ein.

Die Netzsimulationen in *Dymola/Modelica* liefern folgende Erkenntnisse für das Musterquartier: Im Ist-Zustand sind nur geringe negative Residuallasten am Ortsnetztransformator (ONT) erkennbar (vgl. Abbildung 9), der mit den bereits drei installierten PV-Dachanlagen begründet werden kann. Es werden insgesamt 81,6 MWh als positive Residuallast von der oberen Spannungsebene in das Quartier – im weiteren Verlauf als Quartiersbedarf beschrieben – und 5,7 MWh als negative Residuallast – im weiteren Verlauf als Quartiersüberschuss beschrieben – aus dem Quartier in die obere Spannungsebene gespeist. Über das ganze Jahr ist eine stabile Netzführung gegeben.

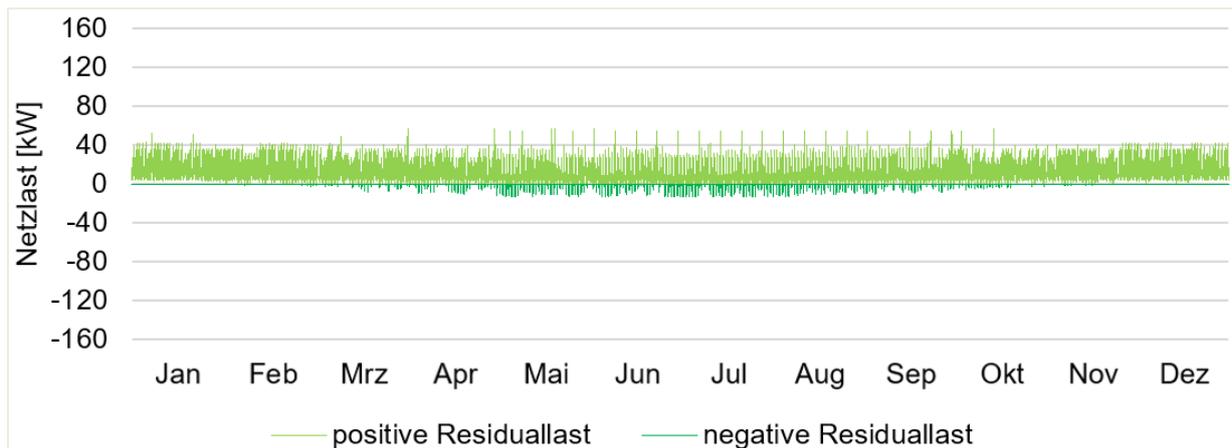


Abbildung 14: Residuallast ONT (Status Quo)

Auch das Spannungsband am Netzschlechtpunkt (NSP) in Abbildung 15 beschreibt eine stabile und sichere Netzführung im Quartier. Üblicherweise befindet sich das Spannungsband für den Status Quo in einem Bereich zwischen 227 V (min. 226,3 V) und 230 V (max. 230,6 V). Im Sommer kommt es phasenweise zu einer Spannung von über 230 V, die analog zu den negativen Residuallasten auftreten und die Erzeugungszeiten der bestehenden PV-Anlagen beschreiben.

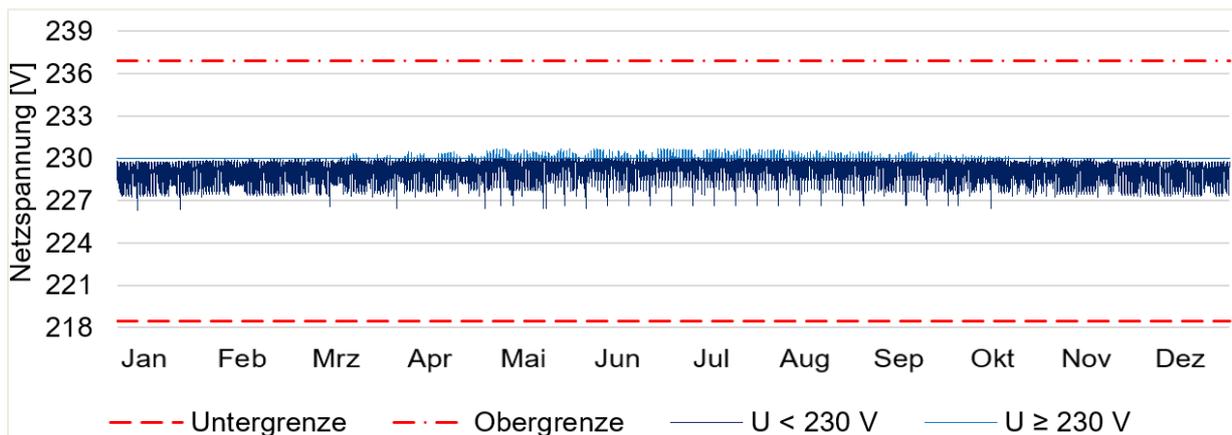


Abbildung 15: Spannungsband NSP (Status Quo)

Durch den beschriebenen PV-Ausbau im Stützjahr 2030 ist insbesondere ein hoher Zuwachs der negativen Residuallast ersichtlich, der schwerpunktmäßig die Monate April bis September umfasst (vgl. Abbildung 16). Im Stützjahr 2030 werden insgesamt 113,1 MWh Strom als Quartiersbedarf und 67,1 MWh als Quartiersüberschuss auftreten. Im Vergleich zum Status Quo erhöhen sich beide Strommengen, was zum einen mit den zusätzlichen Bedarfen bedingt durch die Elektrifizierung der Wärmeversorgung und des Mobilitätssektors und zum anderen mit dem Ausbau der PV-Dachanlagen begründet werden kann.

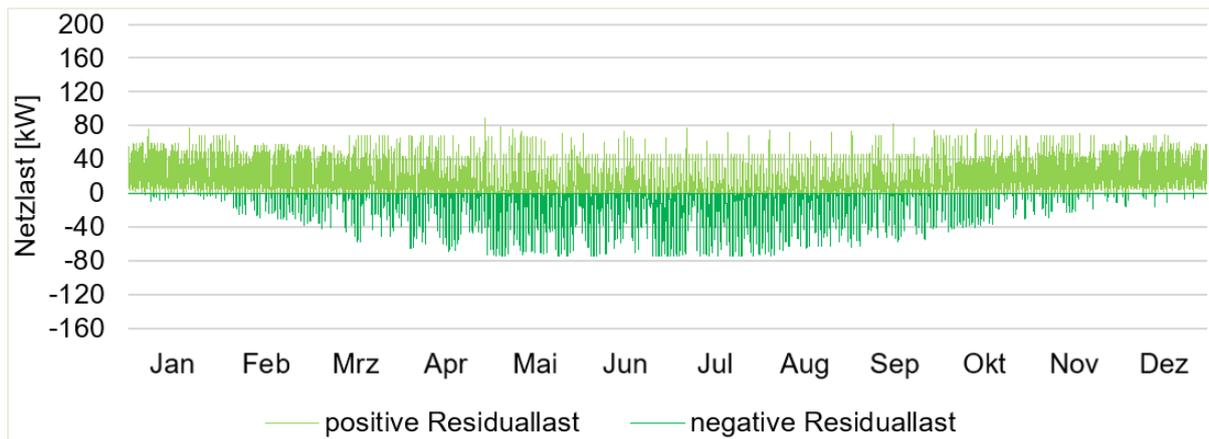


Abbildung 16: Residuallast ONT (Stützjahr 2030)

Die maximale pos. Residuallast liegt bei 88,8 kW, was einer Erhöhung von 56 % zum Status Quo (56,8 kW) bedeutet. Für die neg. Residuallast bedeutet die Steigerung auf 73,8 kW einen Zuwachs von 572 % (12,7 kW im Status Quo).

In Abbildung 17 ist zu sehen, dass trotz sichtbaren Spannungsspitzen sich das Spannungsband im Stützjahr 2030 durch den angenommenen PV-Ausbau sowie Zubau elektrischer Verbraucher weiterhin im zulässigen Bereich befindet. Die max. und min. Spannungsspitzen liegen 233,7 V bzw. 224,2 V.

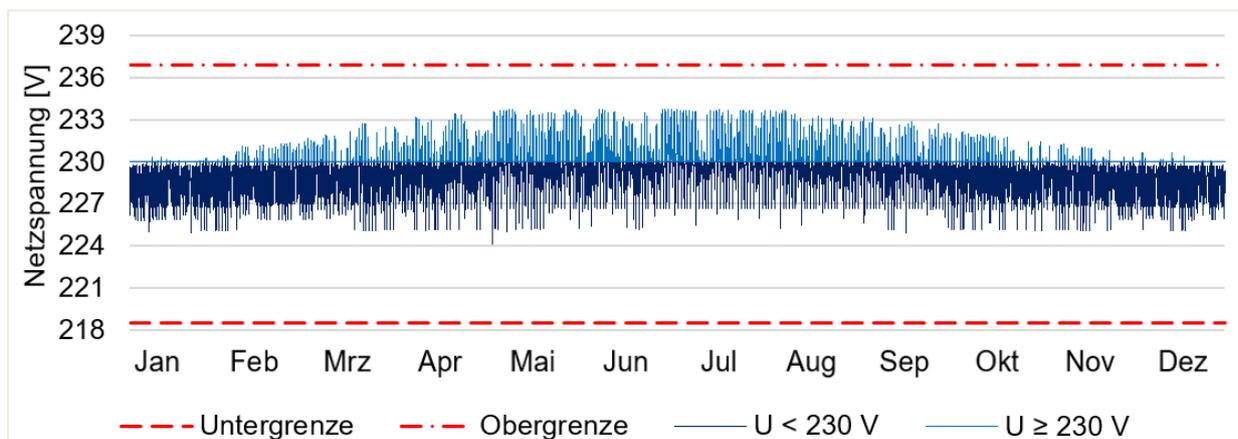


Abbildung 17: Spannungsband NSP (Stützjahr 2030)

Der zusätzliche angenommene Zubau von PV-Anlagen sowie elektrischen Verbrauchern lässt für das Stützjahr 2050 die pos. sowie Residuallastspitzen, wie in Abbildung 18 zu sehen ist, weiter steigen. So liegt die max. pos. Residuallast bei 107,9 kW und die max. neg. Residuallast bei 129,0 kW, was in dem starken Ausbau der PV-Anlagen begründet ist. Der Quartiersbedarf liegt bei 135,5 MWh, der Quartiersüberschuss bei 131,4 MWh, was einem nahezu ausgeglichenen

Verhältnis entspricht und der Bedeutung gleichkommt, dass sich das Quartier stromseitig bilanziell eigenständig versorgt.

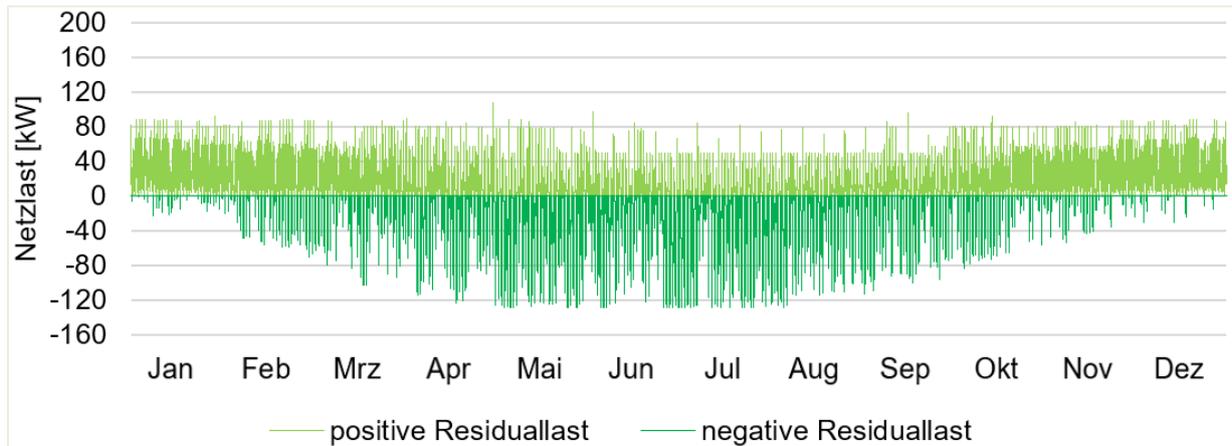


Abbildung 18: Residuallast ONT (Stützjahr 2045)

Bei der Untersuchung des Spannungsbands am NSP (vgl. Abbildung 19) treten im Stützjahr 2045 an 87 h Spannungsbandverletzungen im Bereich $>236,9$ V auf. Die maximale Spannung liegt bei 237,2 V und damit 0,3 V über dem zulässigen Spannungsbereich. Die Spannungsbandverletzungen treten zwischen Mai und August auf und sind auf den weiteren Ausbau der PV-Dachanlagen zurückzuführen. Die minimale Spannung liegt für das Stützjahr bei 223,3 V und ist weiterhin als unkritisch einzustufen.

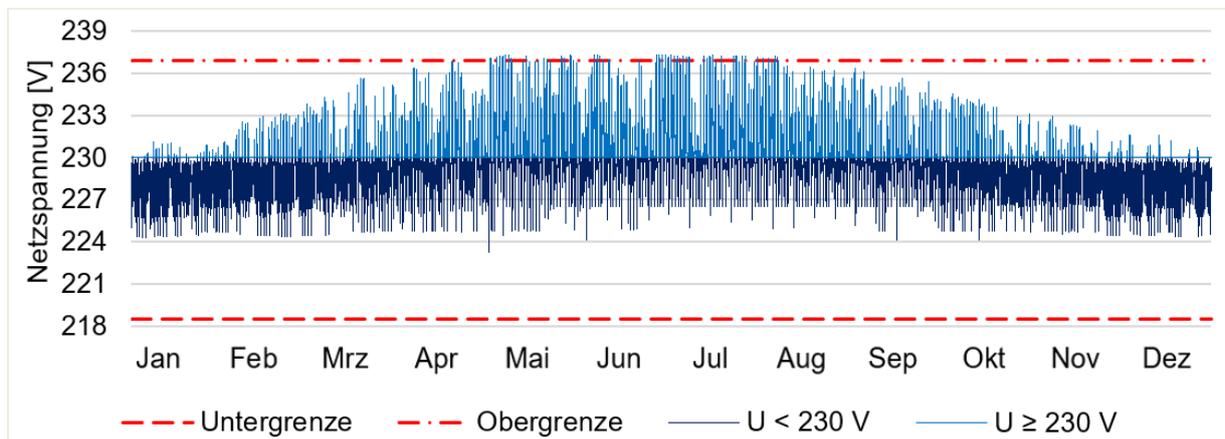


Abbildung 19: Spannungsband NSP (Stützjahr 2045)

Für das max. Ausbauszenario ist das komplette Quartier mit PV-Dachanlagen ausgestattet, sowie angenommen, dass in jedem Wohngebäude mit einer elektrischen WP geheizt wird und ein E-Auto vorhanden ist. Wie in Abbildung 15 zu erkennen ist, liegt die max. pos. Residuallast bei 188,7 kW und die max. neg. Residuallast bei 150,3 kW und beide damit deutlich höher, also die

des Status Quo. Auch die Quartiersbedarfe in Höhe von 235,3 MWh sowie die Quartiersüberschüsse mit 139,7 MWh sind deutlich angewachsen.

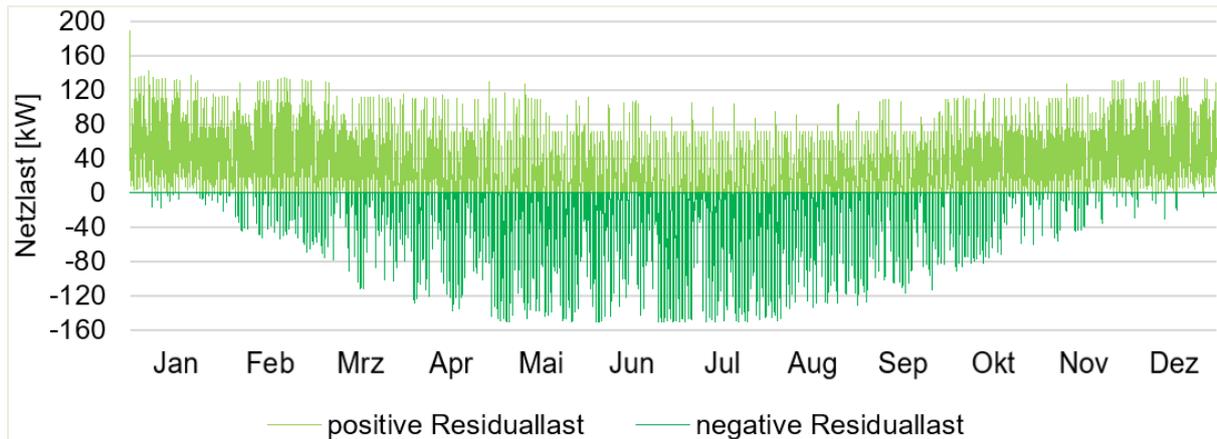


Abbildung 20: Residuallast ONT (max. Ausbauszenario)

Mit dem weiteren Zubau im max. Ausbauszenario treten an 402 h Spannungsbandverletzungen (vgl. Abbildung 21) und damit im Vergleich zum Stützjahr 2045 über viermal mehr auf. Die maximale Spannung liegt bei 239,8 V und befindet sich damit deutlich über dem zulässigen Spannungsband. Zwar tritt eine Verletzung des unteren Spannungsbands nicht auf, aber mit einer minimalen Spannung von 218,8 V liegt diese ebenfalls nahe einer netzkritischen Situation, die zu einem Netzkollaps führen kann.

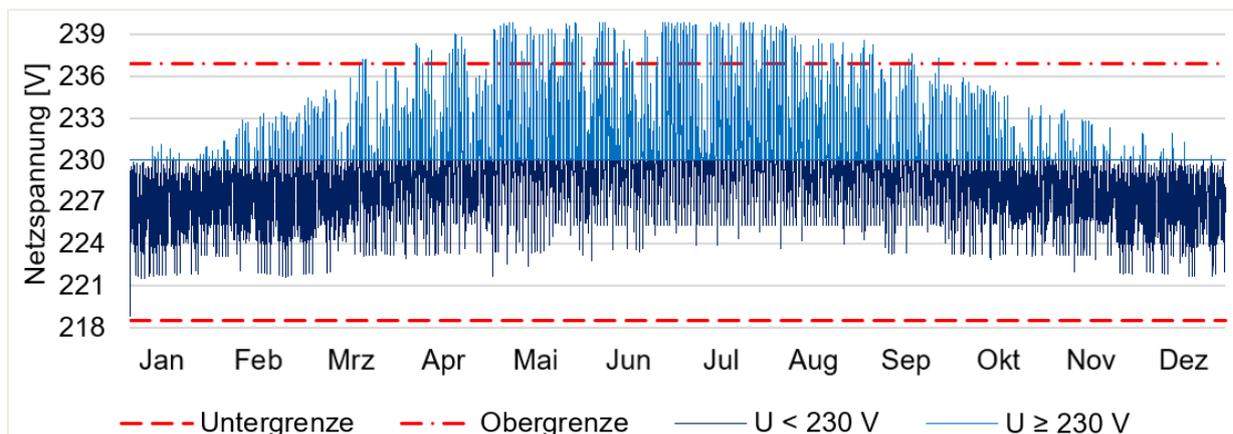


Abbildung 21: Spannungsband NSP (max. Ausbauszenario)

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass im untersuchten Quartier für das Stromverteilnetz erst bei einer vollständigen Umsetzung der PV-Potenziale Spannungsbandverletzungen im Bereich $> 236,9$ V auftreten. Diese treten ab dem Stützjahr 2045 im gewählten Szenariorahmen auf und verstärken sich in Häufigkeit sowie Spannungsspitzen im max. Ausbauszenario. Einen positiven Effekt auf die oberen Spannungsbandverletzungen sind durch den Ausbau der

Elektromobilität erkennbar, die die Anzahl an unzulässigen Spannungen um 100 Stunden reduzieren. Eine steigende Durchdringung der Elektromobilität und ein Ausbau von privaten Wallboxen hat demnach bereits einen positiven Einfluss auf die Netzstabilität, ohne dass bisher ein intelligentes Lademanagement oder bidirektionale Laderegeln berücksichtigt wurden. Bei einer bidirektionalen Laderegeln wird bspw. die Traktionsbatterie der Pkw genutzt, um ein netzdienliches Lademanagement im Quartier zu integrieren und ermöglicht das Nutzen der Pkw-Batterie wie einen stationären Batteriespeicher. Hierdurch ist eine weitere Netzstabilisierung zu erwarten und sollte weitergehend untersucht werden. Erwähnt werden muss zudem, dass insbesondere die Struktur des gewählten Quartiers sowie des Szenariorahmens Einfluss auf die Ergebnissituation besitzen. Versorgungsgebiete im ländlichen Raum zeichnen sich zwar durch die gewählten Strukturen aus, können aber dennoch variieren und im Zuge der Stromnetzbelastung zu anderen kritischen Netzsituationen führen. So kann eine andere Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur ebenfalls zu unteren Spannungsbandverletzungen führen. Zudem ist die ursprüngliche Auslegung der bestehenden Stromnetzinfrastruktur ein wichtiger Einflussfaktor. Es lässt sich aber sagen, dass die Ergebnisse dem ländlichen Raum – mit viel Fläche und einer geringen Energiebedarfsdichte – entsprechend ausfallen. Während im urbanen Raum, vergleichsweise wenig Fläche für EE-Erzeuger wie PV-Dachflächenanlagen und eine hohe Energiebedarfsdichte besteht, die voraussichtlich eher zu unteren Spannungsbandverletzungen führen. Analog verhält es sich beim Lastfluss, der im ländlichen Raum häufig auch als neg. Residuallast auftritt – ebenfalls bedingt durch geringe Energiebedarfsdichte und höhere Flächenpotenzial für EE-Anlagen.

In Tabelle 6 und

Tabelle 7 sind die Ergebnisse der Netzsimulation für die Stützjahre zusammengefasst.

Tabelle 6: Übersicht Residuallast am ONT für untersuchte Stützjahre

Residuallast am ONT	Status Quo	2030	2045	Max. Ausbau
Σ pos. Residuallast [MWh]	81,6	113,1	135,5	235,3
Σ neg. Residuallast [MWh]	5,7	67,1	131,4	139,7
Σ t pos. Residuallast [h]	7.688	6.276	5.931	6.247
Σ t neg. Residuallast [h]	1.072	2.484	2.829	2.514
max. pos. Residuallast [kW]	56,8	88,8	107,9	188,7
max. neg. Residuallast [kW]	-12,9	-73,8	-129,0	-150,3

Tabelle 7: Übersicht Spannungsbandverletzungen am NSP für untersuchte Stützjahre

Spannung (U) am NSP	Status Quo	2030	2045	Max. Ausbau
Σt für $U < 218,5$ V [h]	0	0	0	0
Σt für 230 V $\leq U < 236,9$ V [h]	857	2.233	2.656	2.158
Σt für $U > 236,9$ [h]	0	0	87	402
min. U [V]	226,3	224,2	223,3	218,8
max. U [V]	230,6	233,7	237,2	239,8

5.2.1 Möglichkeiten zur Netzstabilisation und Flexibilitätsoptionen

Es gibt eine Vielzahl an Optionen, Stromnetze zu flexibilisieren und somit einen sicheren Netzbetrieb sicherzustellen. Im folgenden Abschnitt werden technische Möglichkeiten aufgezeigt, wie das Niederspannungsnetz im ländlichen Raum den zu erwarteten Herausforderungen, die aus Kap. 5.1.2 resultieren, entgegenwirken kann. Für die Übertragungsebene gilt das NOVA-Prinzip, was für die Herangehensweise „Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau“ steht. Dieses Vorgehen soll ein möglichst kosteneffizientes Sicherstellen des Netzbetriebs garantieren. Für das Niederspannungsverteilstromnetz ist ein solches Vorgehen nicht explizit beschrieben. Neben dem Aspekt einer Netzverstärkung oder dem konventionellen Netzausbau gibt es auf der Niederspannungsebene unterschiedlichste Ansätze, das Stromnetz für die zukünftigen Aufgaben vorzubereiten. Unterschieden wird dabei im weiteren Verlauf in [57]:

- Verbrauchssteuerung,
- Einspeisemanagement,
- regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) sowie
- Energiespeicherung.

Verbrauchssteuerung

Unter Verbrauchssteuerung wird das Verschieben von Lasten verstanden. So können zur Entlastung eines Stromnetzes auf der Niederspannungsebene definierte Verbraucher ihren Strombedarf steuern [57]. Ein Beispiel für die Modellergebnisse aus Kap. 5.1.2 sind die E-Ladesäulen, die ausschließlich bedarfsgesteuert eingesetzt wurden. Das bedeutet, dass E-Autos dann geladen wurden, wenn sie an die Ladesäule angeschlossen wurden. Im Sinne der Verbrauchssteuerung könnte die Beladung der E-Autos in einer netzkritischen Situation ein- bzw. ausgesetzt werden. Insbesondere in Kombination des bidirektionalen Ladens gibt es hier schon

weitreichende Ansätze, inwiefern Elektromobilität und Stromnetzinfrastruktur miteinander interagieren können [58–61].

Neben der E-Mobilität können aber auch weitere elektrische Verbraucher Bestandteil der Verbrauchssteuerung sein. Im ländlichen Raum wären hier insbesondere Klimatisierungs- und Heizaufgaben zu nennen. Insbesondere zur Klimatisierung gibt es mittlerweile zahlreiche Modellversuche, die Lastverschiebung ohne bemerkbare Komforteinschränkungen aufzeigen. Es ist anzunehmen, dass die Ergebnisse zum Teil auf WP übertragbar sind [57].

Neben dem Haushaltsbereich können GHD ein Bestandteil ländlicher Quartiere sein. Hier können neben Klimatisierungs- und Heizbedarfen auch Lüftungsbedarfe eine Rolle spielen.

Die Verbrauchssteuerung ist eine effiziente Maßnahme zur Netzstabilisation, die häufig kosteneffizient realisiert werden kann. Notwendig sind Verbraucher im Netzgebiet, die Potenziale für eine Verbrauchssteuerung mitbringen und bereit sind, diese anzubieten. Eine Verpflichtung hierzu gibt es derzeit nicht. Zudem ist eine entsprechende IKT-Lösung, üblicherweise als Bestandteil eines intelligenten Netzes (Smart Grids) nötig, um die Vielzahl der Verbraucher zentral steuern zu können.

Einspeisemanagement

Mit Einspeisemanagement wird die vom Netzbetreiber vorgenommene Abregelung von EE-Anlagen beschrieben. Die Abschaltung der EE-Anlagen wird dann notwendig, wenn durch die nicht steuerbare Erzeugung ein Netzengpass bzw. eine Spannungsbandverletzung eintreten kann.

Aktuell ist das Einspeisemanagement allerdings nur für EE-Anlagen > 100 kW (Solar > 30 kW) erlaubt und als allerletzte Maßnahme zu verstehen.

rONT

Der rONT kann das Spannungsband durch eine u.a. größere Anzahl von Anzapfungen an die Spannungsverhältnisse im nachgelagerten Stromnetz anpassen. So würde der rONT im Quartiersmodell aus Kap. 5.1.2 das Spannungsband absenken, sodass an allen Stellen des Quartiersnetzes keine Spannungsbandverletzung vorliegen würde. Entscheidend dabei ist, dass durch das Absenken, keine neuen Spannungsbandverletzungen verursacht werden [62].

Energiespeicher

Energiespeicher nehmen Energie auf und können diese, mit geringem Verlust, zu einem späteren Zeitpunkt wieder zur Verfügung stellen. Es gibt eine Vielzahl an Energiespeichern, die fortan in elektrochemische, chemische und thermische Speicher unterteilt werden können.

Zu den **elektrochemischen Energiespeichern** zählen insbesondere Batteriespeicher, die in unterschiedlicher chemischer Zusammensetzung existieren. Häufig vertreten sind Lithium-Ionen-

oder Blei-Säure-Batterien. Batteriespeicher können einfach in das Stromnetz integriert werden und den aufgenommenen Strom aus dem Netz ausspeichern und zu einem späteren Zeitpunkt wieder in das Netz einspeichern. Batteriespeicher sind in der Lage obere und untere Spannungsbandverletzungen auszugleichen, je nach Ladestand und Dauer der Spannungsbandverletzung muss der Speicher eine entsprechende Kapazität besitzen. Ein weiterer Ansatz beschreibt die Verknüpfung vieler kleineren Batteriespeicher zu einem Schwarm. Häufig handelt es sich um Batteriespeicher aus Haushalten, die im Zuge einer PV-Anlage installiert wurden. Das technische Potenzial netzentlastende Aufgaben zu übernehmen ist ebenfalls gegeben, vielmehr besteht i.d.R. Klärungsbedarf hinsichtlich der Zugriffsmöglichkeiten und Verfügbarkeit seitens Netzbetreiber auf die Speicher sowie ein entsprechendes Vergütungsmodell für den Batteriespeicherbesitzer.

Ein derzeit häufig diskutierter **chemischer Energiespeicher** ist Wasserstoff (H_2), der mittels Wasserelektrolyse aus Strom umgewandelt wird. Elektrolyseure besitzen durch ihre Möglichkeit, beim Einsatz vom EE-Strom, grünen Wasserstoff zu produzieren. Der Vorteil von H_2 ist die vielseitige Einsetzbarkeit, auch in den Sektoren Industrie und Verkehr sowie die gute Speicherbarkeit. Neben der stationären Speicherung in Druckbehältern ist auch die Einspeisung in das Gasnetz denkbar. Bei einer Beimischung ins Gasnetz sind Grenzwerte – die insbesondere im Gasverteilnetz außerhalb der Heizperiode eine Beimischung limitieren können – zu berücksichtigen. Bei einem zukünftigen reinen Wasserstoffnetz ist davon auszugehen, dass die H_2 -Aufnahme für kleinere Elektrolyse-Anlagen grenzenlos wäre. Ohne Rückverstromungssystem (bspw. per Brennstoffzelle oder H_2 -Blockheizkraftwerk) ist der Elektrolyseur in erster Linie für die Aufnahme von Stromüberschüssen einsetzbar. Bei unteren Spannungsbandverletzungen, die durch eine zu hohe elektrische Last hervorgerufen wird, kann der Elektrolyseur nicht entgegenwirken.

Ebenso verhält es sich für **thermische Energiespeicher** (z.B. Warmwasserspeicher), die Wärme- oder Kälteenergie speichern. Während die Wärmepumpe schon in der Verbrauchssteuerung beschrieben wurde, wird mit dem Konzept des thermischen Energiespeichers die erzeugte thermische Energie vorgehalten. Thermische Speicher werden in ländlichen Quartieren überwiegend, als dezentrale Konzepte in Haushalten zu finden sein, da für einen zentralen Großspeicher, wie er in Hamburg realisiert wurde, eine leitungsgebundene Wärmeversorgung bestehen muss. Insbesondere die Kombination mit PV-Dachanlagen weisen ein großes Potenzial zur Eigenstromnutzung auf. Zudem ist ein technisches Potenzial gegeben, die thermischen Speicher als Flexibilitätsoptionen einzusetzen und so netzkritische Situationen zu vermeiden. Angemerkt werden muss allerdings, dass das betrachtete ländliche Quartier im Sommer nur einen geringen Wärmebedarf hat und so die Speicher im Zuge einer länger anhaltenden Hitzeperiode nicht die Möglichkeit besitzen, genügend Wärme abzuführen [63, 64].

5.2.2 Simulationsergebnisse der Netzstabilisation durch Batterie und Elektrolyseur

Ergänzend zu den bisherigen Simulationsergebnissen wurde das Quartiersmodell in Modelica um die Flexibilitätsoptionen Batteriespeicher und Elektrolyseur ergänzt. Dabei wurden die technischen Parameter für die beiden Speichertechnologien im Anhang (vgl. Tab. Anhang 5 und Tab. Anhang 6) festgelegt.

Da erste Spannungsbandverletzungen erst im Stützjahr 2045 auftreten, wird auch nur das Stützjahr 2045 sowie das max. Ausbauszenario mit den Speichertechnologien ergänzt.

Hierzu wurden zwei Ansätze für die Einbindung der Flexibilitätsoptionen gewählt:

- Integration am NSP
- Integration am ONT

Mit der Integration am identifizierten NSP soll die Spannungsbandverletzung per Spannungsbandüberwachung direkt behoben werden, während eine Aufstellung am ONT über die Residuallast gesteuert werden soll – primäres Ziel bleibt aber auch hier die stabile Netzführung.

In Abbildung 22 sind die am NSP integrierte Batterie (a) und der integrierte Elektrolyseur (b) als Erweiterung des Modellquartiers abgebildet. Die Regelung der Batterie und vom Elektrolyseur ist dem Anhang (vgl. Abb. Anhang 4 und Abb. Anhang 5) zu entnehmen. Für die Batterie gibt es eine Lade- und Entladekurve, für die Lade- bzw. Entladeleistungen für unterschiedliche Spannungspunkte hinterlegt wurden.

Der Elektrolyseur hat hingegen ausschließlich eine Leistungskurve für die Stromaufnahme, da der Wasserstoff nach der Produktion nicht weiter betrachtet wird und demnach nicht mehr dem Stromsystem zurückgeführt werden kann. Es wird bei der Wasserstoffabnahme von einer unendlichen Senke ausgegangen, sodass die Stromaufnahme des Elektrolyseurs – im Gegensatz zur Batterie – nicht durch seine Speicherkapazität beschränkt wird.

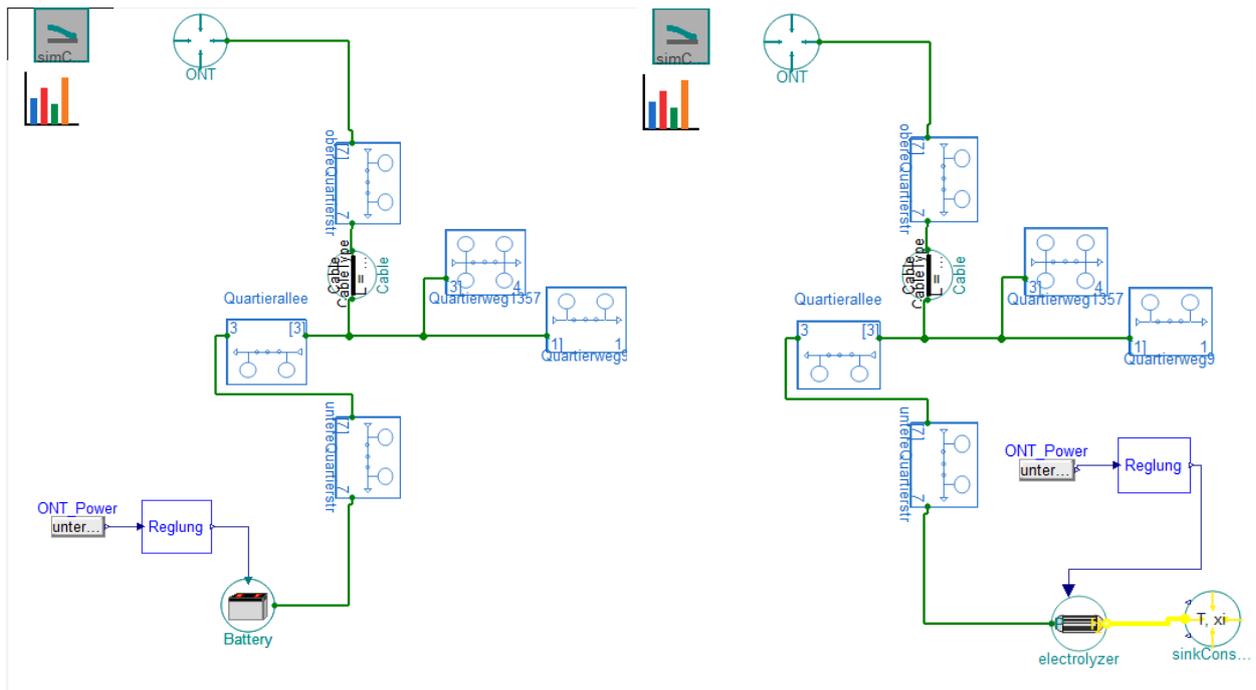


Abbildung 22: Modell mit Batteriespeicher (a) oder Elektrolyseur (b) am NSP

In Abbildung 22 ist das Quartiersmodell ergänzt durch Batteriespeicher (a) und Elektrolyseur (b) am ONT dargestellt. Die Regelungsgröße ist die Residuallast am ONT, sodass Batterie und Elektrolyseur immer Strom aufnehmen, wenn eine negative Residuallast vorhanden ist – wenn also ein Stromüberschuss im Quartier besteht und in die höher liegende Mittelspannungsebene transformiert werden würde. Zusätzlich entlädt sich die Batterie bei positiver Residuallast, also wenn der Strombedarf im Quartier höher ist als die Erzeugung.

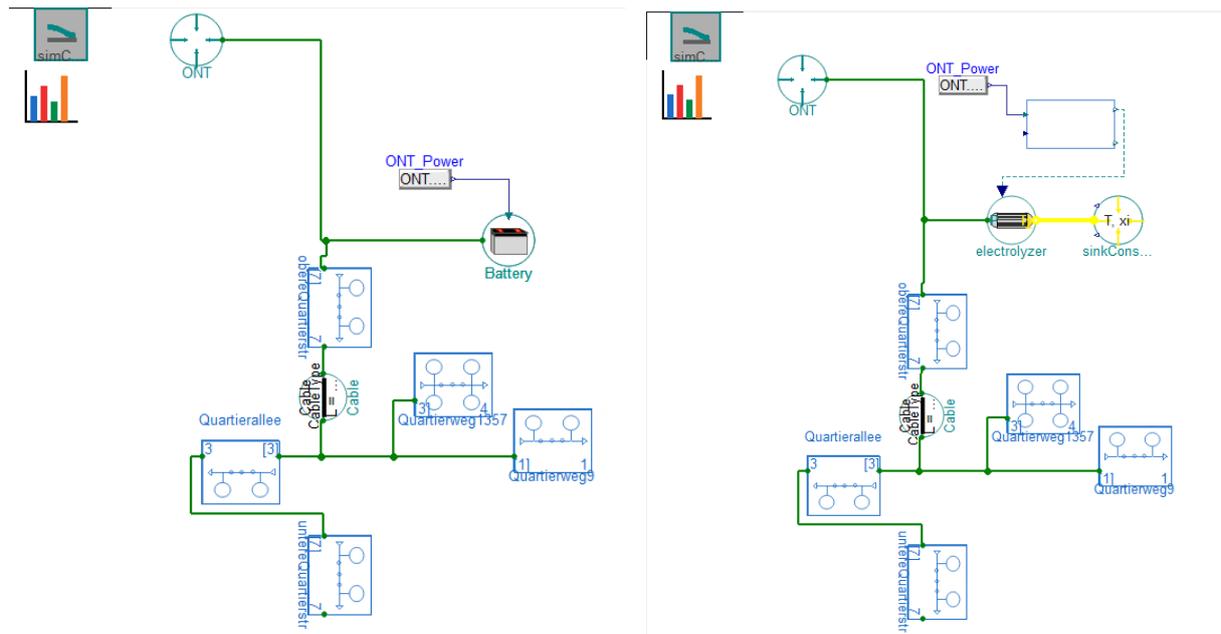


Abbildung 23: Modell mit Batteriespeicher (a) oder Elektrolyseur (b) am ONT

Im Folgenden werden die Simulationsergebnisse für das Stützjahr 2045 dargestellt, beginnend mit dem NSP für Batterie und anschließend für das Konzept mit einem Elektrolyseur. Daraufhin wird die Einbindung am ONT untersucht. Analog zum Vorgehen für das Stützjahr 2045, erfolgt die Beschreibung der Ergebnisse für das max. Ausbauszenario.

Stützjahr 2045

Für das Stützjahr 2045 lagen laut Simulationsergebnisse (vgl.

Tabelle 7) an 87 h im Jahr obere Spannungsbandverletzungen vor, die mit einer maximalen Spannung von 237,2 V über der maximal zulässigen Spannung lag. Durch die Integration eines zentralen Batteriespeichers am NSP kann, wie in Abbildung 24 dargestellt, erkannt werden, dass keine Spannungsbandverletzungen mehr auftreten.

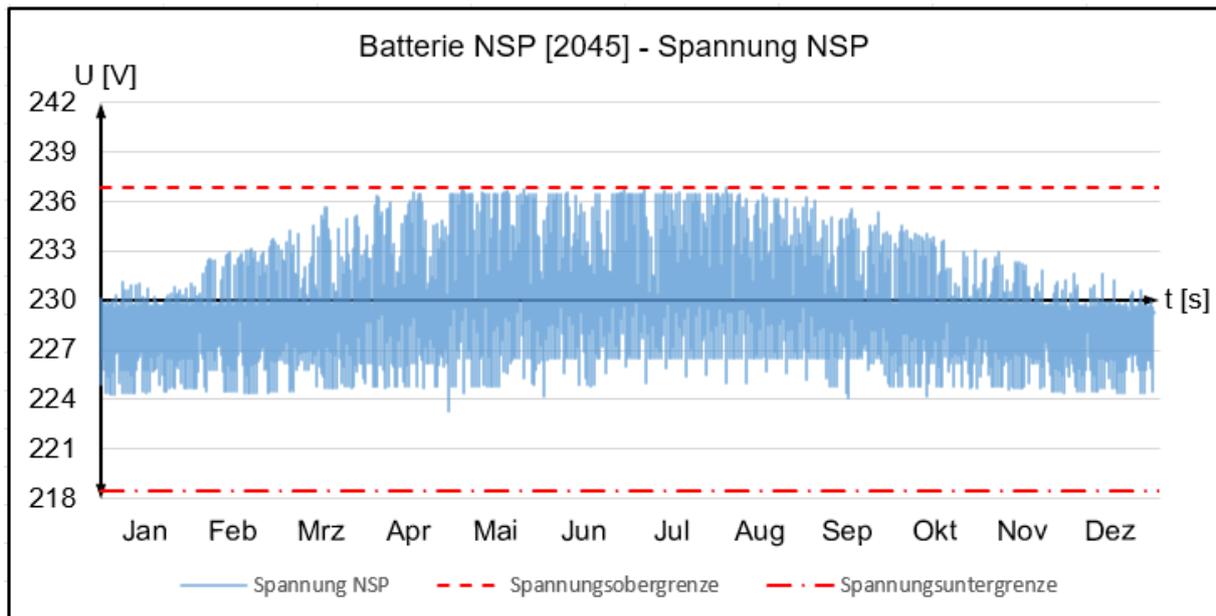


Abbildung 24: Batterie: Spannungsband am NSP [2045]

Dadurch, dass die Batterie mit einer Kapazität von 1.500 kWh ausschließlich zur Behebung von Spannungsbandverletzungen eingesetzt werden soll, beschränken sich die Betriebszeiten der Batterie ausschließlich auf wenige Stunden im April, Mai und Juli. Neben der Einspeicherung des Stroms, ist in Abbildung 25 die Ausspeicherung dargestellt. Die Ausspeicherung des aufgenommenen Stroms, konnte in allen Fällen spätestens in der darauffolgenden Nacht realisiert werden, sodass der SoC der Batterie nie über 2 % lag.

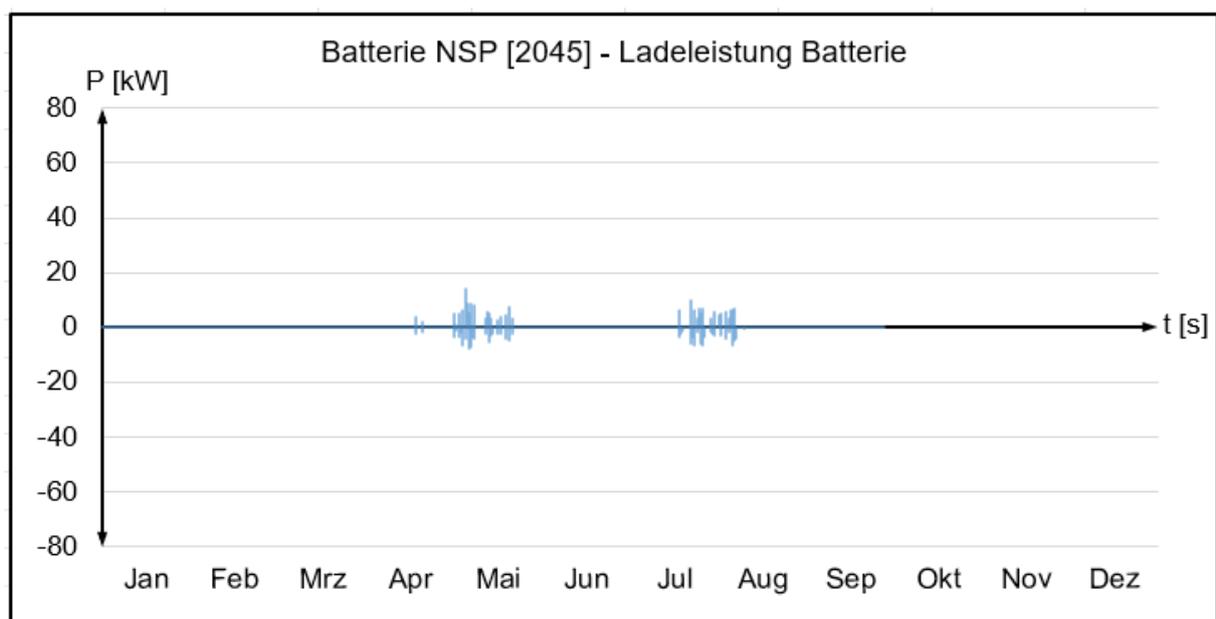


Abbildung 25: Batterie: Ladeleistung am NSP [2045]

Analog zur Batterie konnten auch durch die Integration des Elektrolyseurs die Spannungsbandverletzungen behoben werden (Abbildung 26).

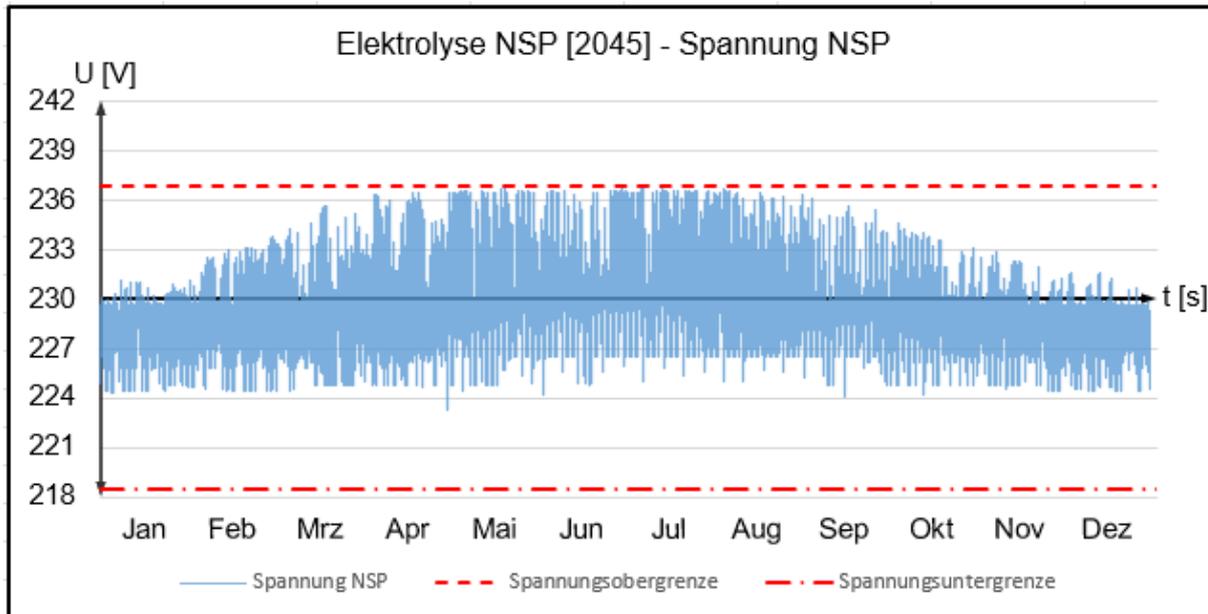


Abbildung 26: Elektrolyseur: Spannungsband am NSP [2045]

So liegen die Einsatzzeiten aber für den Elektrolyseur ebenfalls bei wenigen Stunden in der Übergangsjahreszeit sowie im Sommer, wie in Abbildung 27 zu erkennen ist.

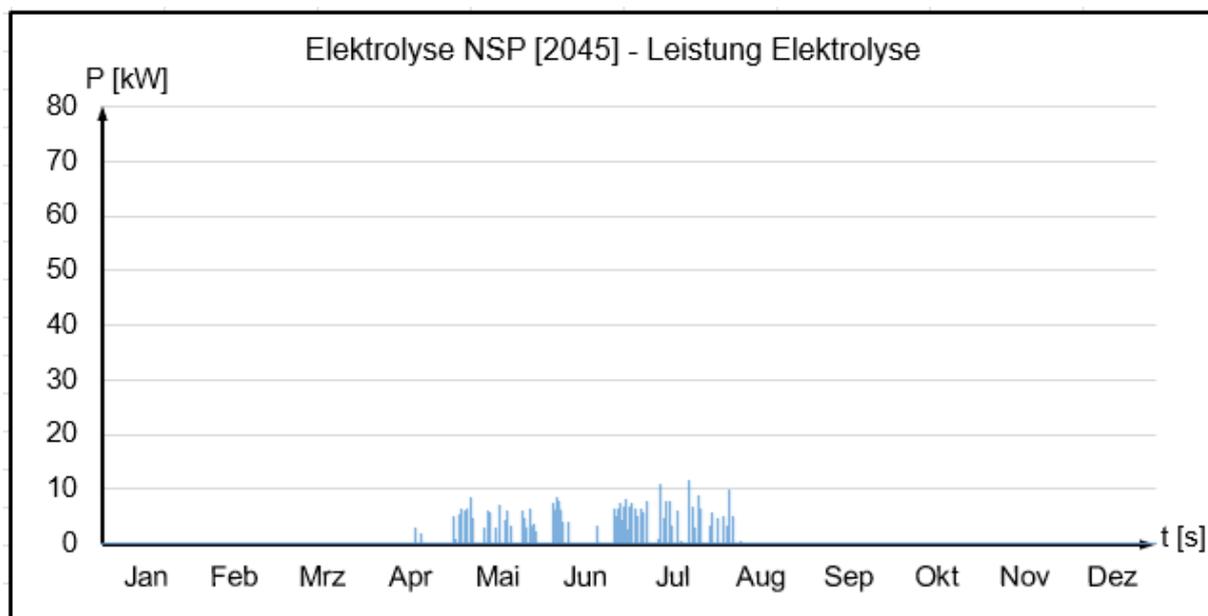


Abbildung 27: Leistung: Leistung am NSP [2045]

Als erstes Zwischenergebnis lässt sich festhalten, dass Batterie und Elektrolyseur die Anforderungen erfüllen und einen sicheren Netzbetrieb sicherstellen können. Allerdings liegen die Betriebszeiten beider Technologien in einem sehr niedrigen Bereich.

Die Batterie kommt bei ihrer Auslegung auf 0,0058 Vollladezyklen. Durch eine Auslegungsoptimierung der Batterie auf eine Kapazität von 30 kWh können die jährlichen Vollladezyklen auf 0,3 erhöht werden, was nach wie vor in einem sehr geringen Bereich liegt.

Die Auslastung des Elektrolyseurs lag in dieser Untersuchung bei unter einer Volllaststunden im Jahr, was für einen sinnvollen, ökonomischen Betrieb ebenfalls deutlich zu wenig ist [65]. Auch hier kann die Anlagenleistung optimiert werden (12 kW Anschlussleistung) und dadurch die Volllaststundenzahl erhöht werden. Allerdings liegt auch diese mit jährlich 6 Volllaststunden nach wie vor in einem zu niedrigen Bereich.

Einbindung der Speichertechnologien am ONT

Mit der Einbindung der Speichertechnologien am ONT und der Betrieb über die Eingangsgröße „Residuallast“ soll eine höhere Auslastung realisiert werden. Wichtig ist an der Stelle, dass der Strom bzw. Wasserstoff einen sinnvollen Anwendungspfad nach der Einspeicherung bzw. Umwandlung besitzt. Im Weiteren sollen die maximal möglichen Strommengen dargestellt werden, die über diesen Ansatz genutzt werden können - also jede kWh, die eingespeichert/umgewandelt werden kann, wird genutzt.

Für den Batteriespeicher (Kapazität = 1.500 kWh) erhöht sich die Auslastung auf 23 Vollladezyklen für das Referenzjahr. Bis auf eine Phase von November bis März ist die Batterie zu allen Jahreszeiten im Einsatz. Der Schwerpunkt liegt nach wie vor in den Übergangsjahreszeiten und im Sommer.

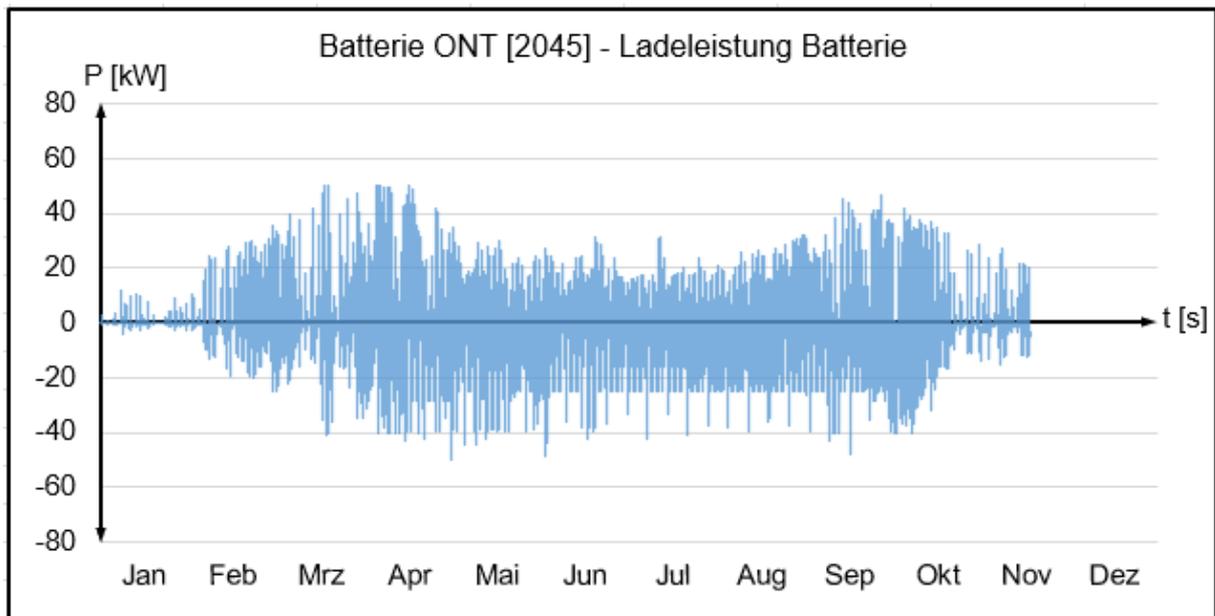


Abbildung 28: Batterie: Ladeleistung am ONT [2045]

In Abbildung 29 ist zu sehen, dass die eingespeicherten Strommengen bei 136 GJ = 37,8 MWh liegen (die ausgespeicherten Mengen liegen durch Ein- und Ausspeicherverlusten sowie Selbstentladungseffekten bei 123 GJ oder 34,2 MWh).

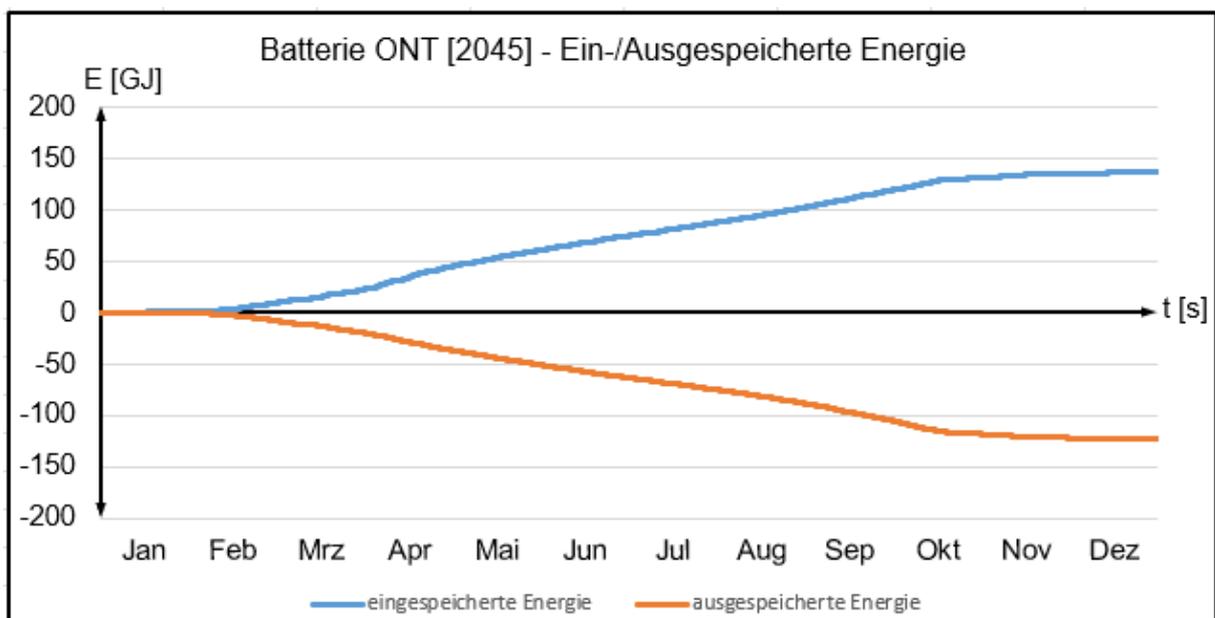


Abbildung 29: Batterie: Ein-/Ausgespeicherte Energie am ONT [2045]

Ob neben der Aufnahme von mehr Strom durch den Batteriespeicher, auch die Spannungshaltung sichergestellt wird, kann bspw. über den zeitaufgelösten SoC in Abbildung 30 abgeleitet werden. So hat die Batterie insbesondere in den Sommermonaten einen hohen Ladezustand (bis zu 97 %).

Dennoch ist die Batterie zu keiner Zeit vollständig geladen, sodass freie Kapazitäten verfügbar sind und keine netzkritischen Situationen in Bezug auf eine obere Spannungsbandverletzung vorliegen.

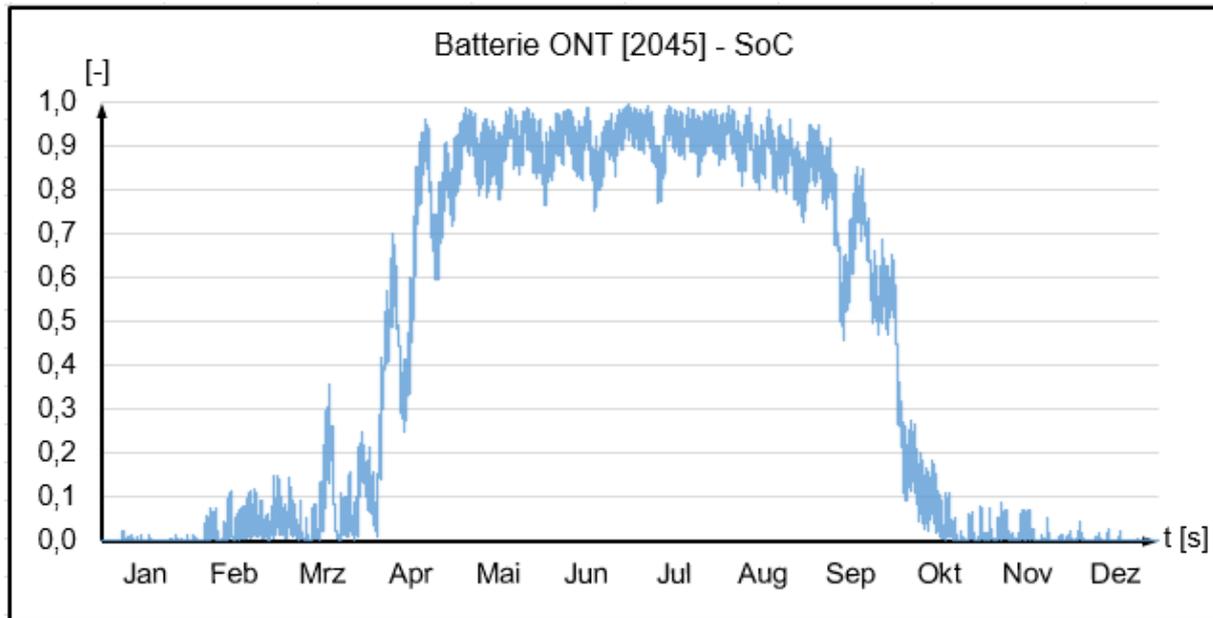


Abbildung 30: Batterie: SoC am NSP [2045]

Auch für den Elektrolyseur wird durch die Aufnahme der Residuallast am ONT eine höhere Auslastung erreicht. So liegen die Volllaststunden für die 100 kW Anlage bei 445 Stunden für das Stützjahr 2045. Bei optimierter Auslegung (70 kW) können die Volllaststunden auf 633 h pro Jahr erhöht werden.

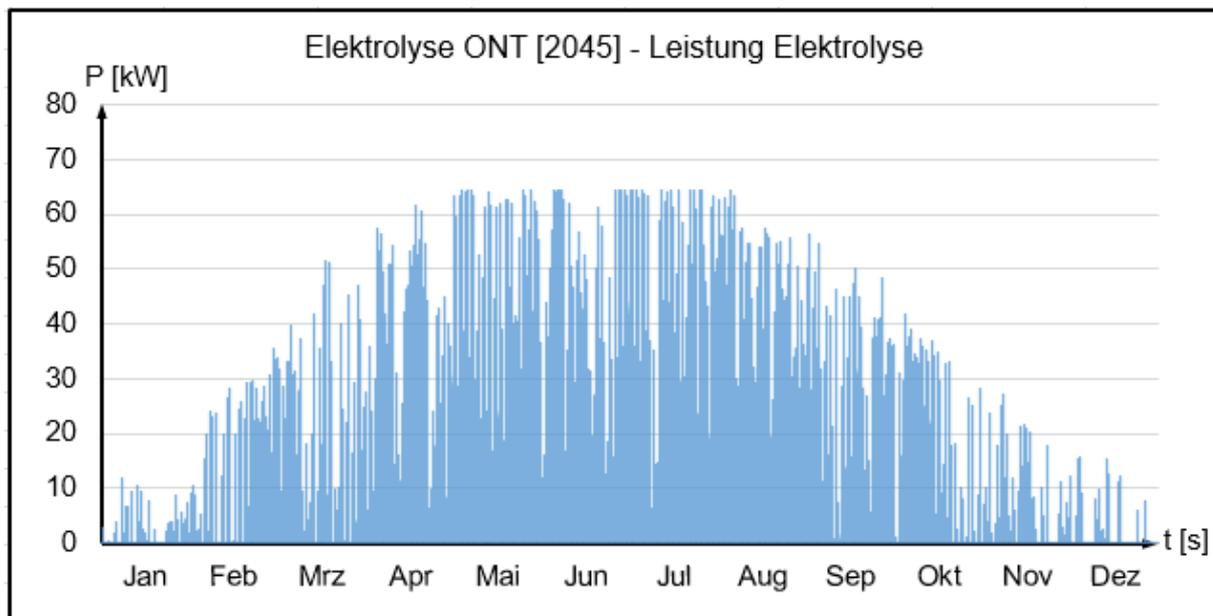


Abbildung 31: Elektrolyseur: Leistung am ONT [2045]

Die jährliche H₂-Produktion liegt bei 1.112 kg (44.369 kWh) und findet überwiegend in den Monaten März bis September statt (Abbildung 32), was in der Stromerzeugung der PV-Anlagen und die dadurch begrenzte H₂-Produktion begründet ist.

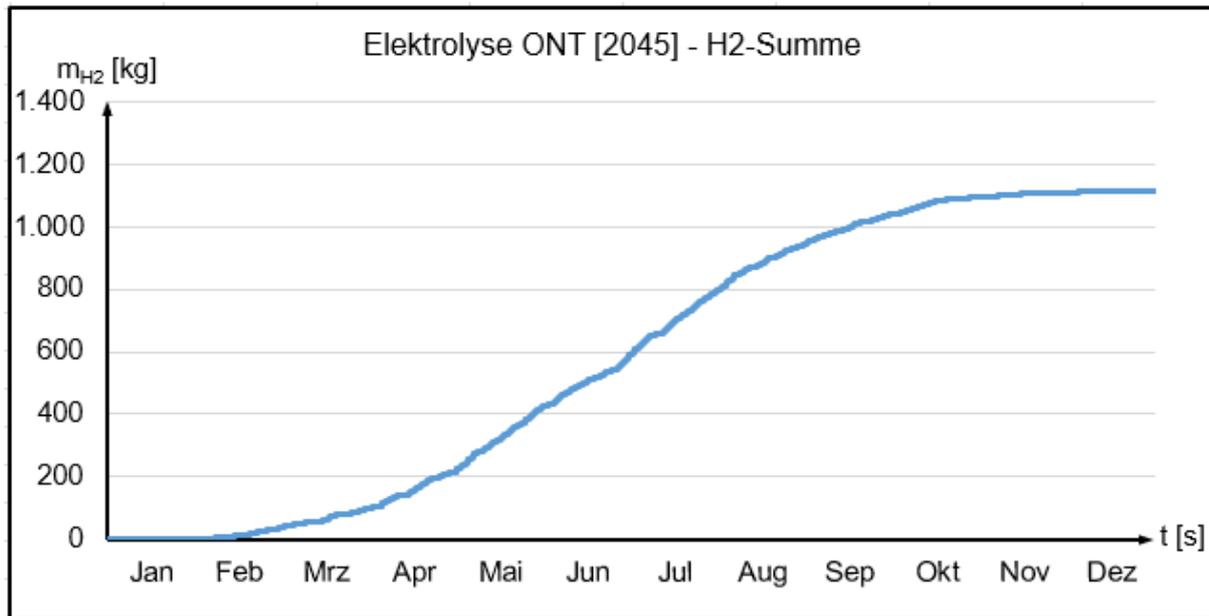


Abbildung 32: Elektrolyseur: H₂-Produktion am ONT [2045]

Zusammenfassend können für das Stützjahr 2045 in Bezug auf das betrachtete Quartier folgende Aussagen getroffen werden:

- Batteriespeicher und Elektrolyseur erfüllen durch ihre Integration an NSP und ONT die Aufgaben, die zur Einhaltung des Spannungsbandes notwendig sind.
- Beim ausschließlichen Einsatz der Speicher- /Konversionstechnologien zur Vermeidung von Spannungsbandverletzungen liegen die Betriebszeiten für optimiert ausgelegte Anlagen mit 0,3 Vollladezyklen für die Batterie und 6 Volllaststunden für den Elektrolyseur sehr niedrig.
- Bei einer Integration am ONT für die Aufnahme von überschüssigem PV-Strom der Dachanlagen aus dem Quartier können die Spannungsbandverletzungen ebenfalls vermieden werden. Zusätzlich liegen die Einsatzzeiten der optimierten Speicher deutlich höher (23 Vollladezyklen Batterie – dennoch sehr niedrig – und 633 h Volllaststunden für den Elektrolyseur).

Max. Ausbauszenario

Das maximale Ausbauszenario hat im Gegensatz zum Stützjahr eine höhere PV-Anlagenleistung, zusätzliche E-Ladesäulen sowie elektrische Wärmepumpen im Netz verteilt. Die technischen Spezifikationen für Batterie und Elektrolyseur sind identisch zur Untersuchung im Stützjahr 2045.

Integration am NSP

Bei der Integration eines Batteriespeichers (Kapazität = 1.500 kWh) am NSP können nach wie vor die an den 407 h im Jahr auftretende Spannungsbandverletzungen aus Abbildung 12 behoben werden (vgl. Abbildung 33). Da keine unteren Spannungsbandverletzungen auftreten, muss die Batterie – wie auch schon im Stützjahr 2045 – keinen Strom vorhalten, um Unterdeckungen auszugleichen.

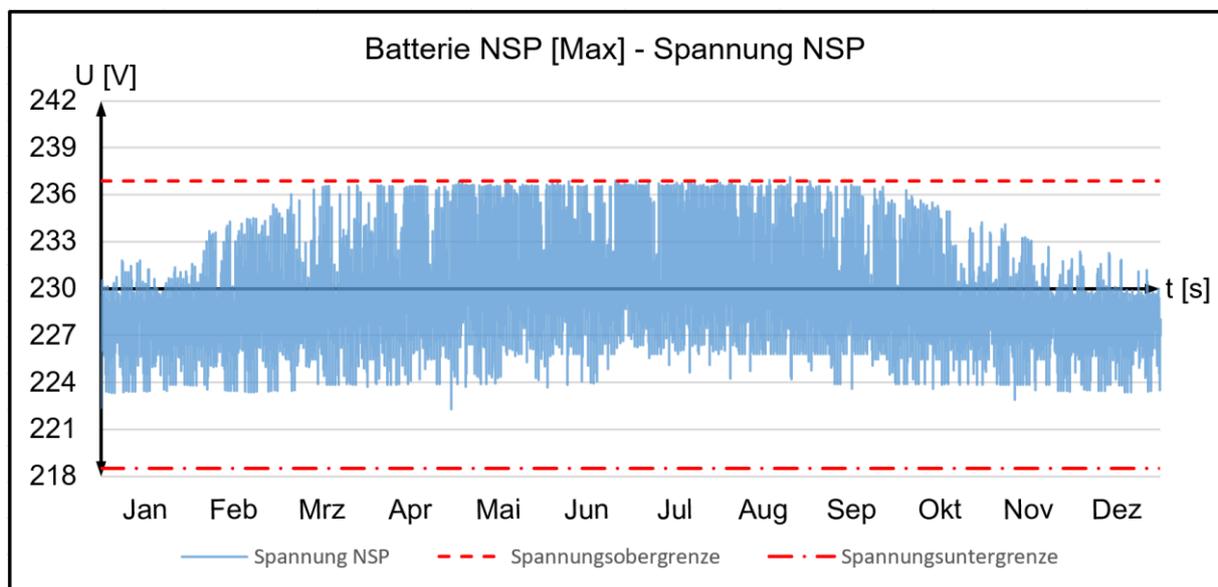


Abbildung 33: Batterie: Spannungsband am NSP [max. Ausbauszenario]

Im Vergleich zum Stützjahr 2045 sind die Einsatzzeiten (vgl. Abbildung 34) und die Vollladezyklen für das max. Ausbauszenario mit dem Faktor 4,2 höher, aber nach wie vor in einem niedrigen Bereich. In der Zeit zwischen Ende September und Anfang März kommt die Batterie nicht zum Einsatz, was zum einen auf die geringen Erzeugungsmengen durch die PV-Dachanlagen zurückzuführen ist, zum anderen auch auf die Elektrifizierung der Wärmeversorgung, da im max. Ausbauszenario ausschließlich elektrisch geheizt wird.

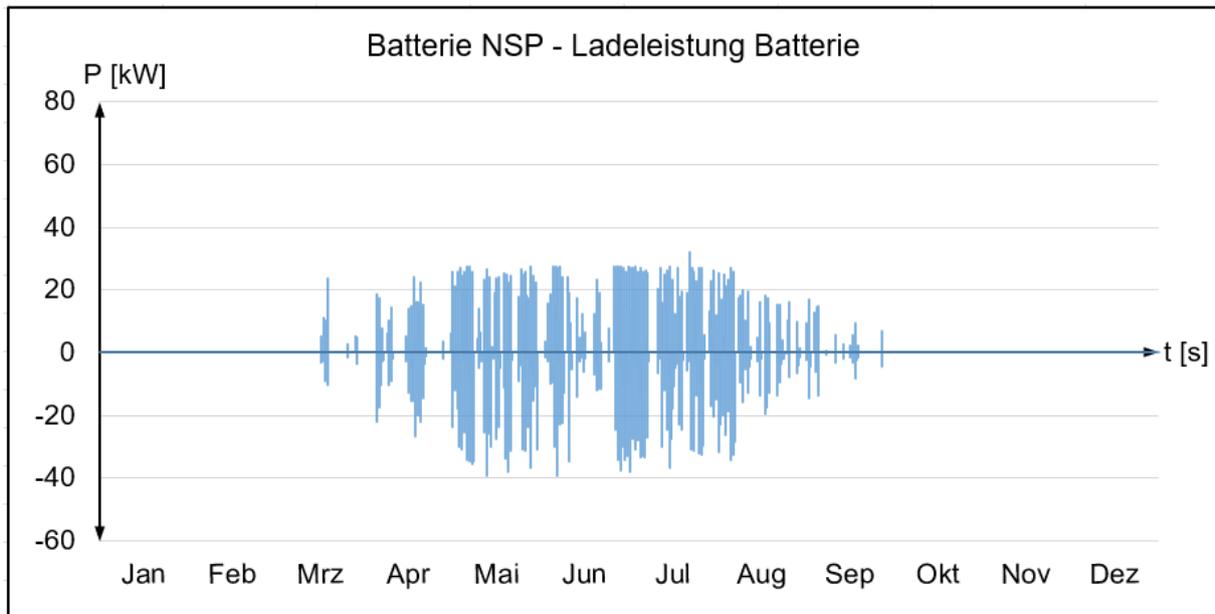


Abbildung 34: Batterie [1500 kWh]: Ladeleistung am NSP [max. Ausbauszenario]

Der SoC der Batterie steigt nicht über 12 %, was ebenfalls für eine zu große Auslegung spricht. Durch eine Optimierung der Batteriekapazität von 1.500 kWh auf 180 kWh können die jährlichen Vollladezyklen auf 35 erhöht werden.

Analog zur Batterie kann der PEM-Elektrolyseur mit einer Nennleistung von 100 kW und 65 % Wirkungsgrad eine sichere Netzfürung im vorgegebenen Spannungsband im max. Ausbauszenario garantieren (vgl. Abbildung 35).

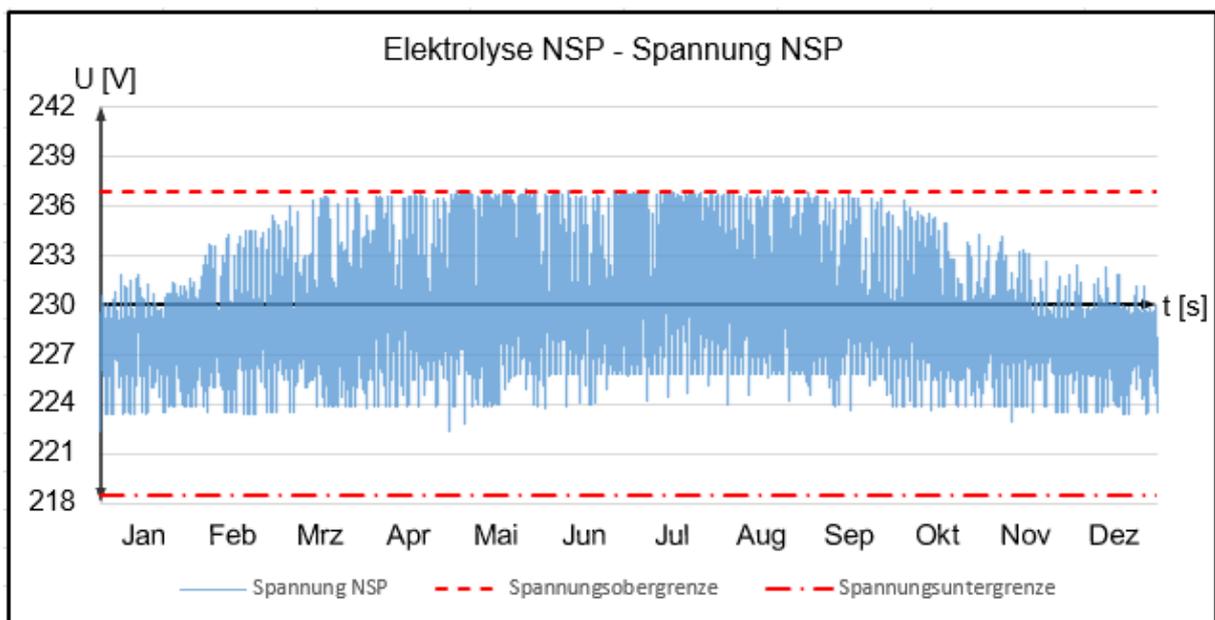


Abbildung 35: Elektrolyseur: Spannungsband am NSP [max. Ausbauszenario]

Die Einsatzzeiten liegen ausschließlich zwischen den Monaten März und September und bei einer Volllaststundenanzahl von 41,5 h/a, was einer H₂-Produktion von 104 kg/a entspricht. Wird der Elektrolyseur auf eine Anlageneingangsleistung von 30 kW optimiert, liegt die Volllaststundenzahl bei 138 h/a.

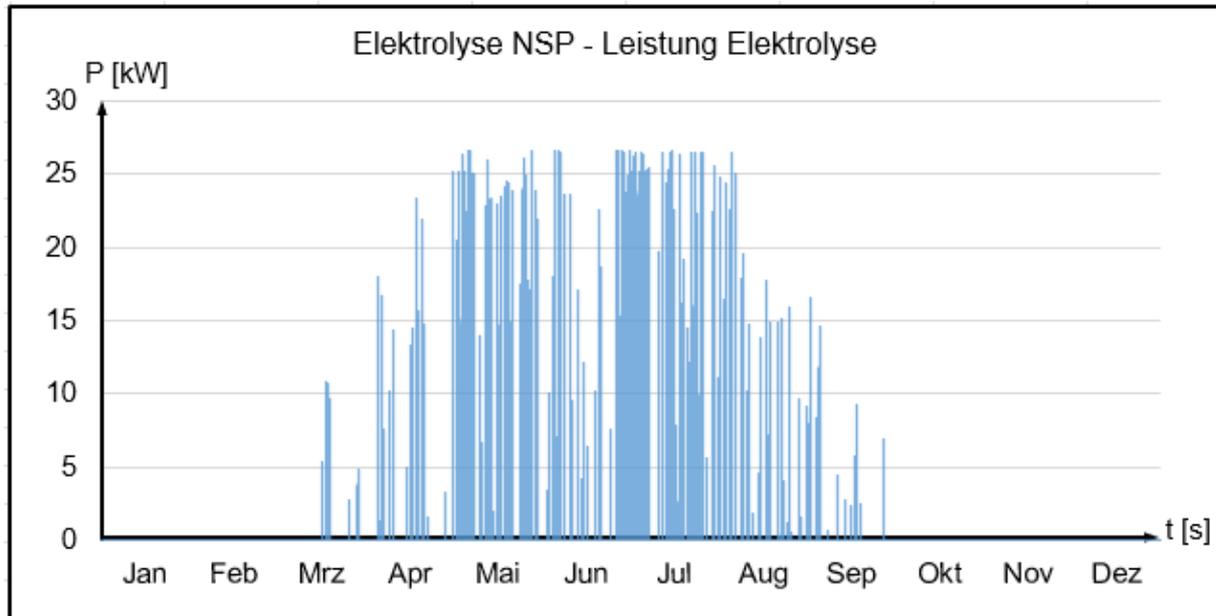


Abbildung 36: Elektrolyseur: Leistung am NSP [max. Ausbauszenario]

Zusammenfassend kann für die untersuchten Konzepte bei Integration am NSP im max. Ausbauszenario ausgesagt werden, dass auch bei einer maximalen Verdichtung von PV-Dachanlagen und einer reinen elektrischen Wärmeversorgung die Auslastung der Speichertechnologien für die alleinige Aufgabe der Spannungsbandhaltung im Quartier sehr gering ausfällt.

Die Einbindung der Speichertechnologien am ONT ist hingegen deutlich sinnvoller, da bspw. ein ganzjähriger Einsatz des Batteriespeichers garantiert ist. Die Vollladezyklen liegen bei 32 im Jahr, bei einer eingespeicherten Energiemenge von 192 GJ = 53,3 MWh/a und ausgespeicherten Energiemenge von 174 GJ = 48,3 MWh/a.

Integration am ONT

Im Gegensatz zum Stützjahr 2045 ist der Ladezustand für das max. Ausbauszenario zwischen Mai und September in vielen Phasen bei 100 %, sodass die Batterie keinen weiteren Strom aufnehmen kann und Spannungsbandverletzungen in diesen Phasen auftreten (vgl. Abbildung 38). Zurückzuführen werden kann dieses auf mehrere Punkte. So gibt es Tage, an denen die negative Residuallast sehr hoch ist und die Kapazität hierfür nicht ausreichen groß ist (vgl. Abbildung 37). Zudem begrenzt der Lade-/Entlade-Algorithmus die Ausspeicherung während der Nacht.

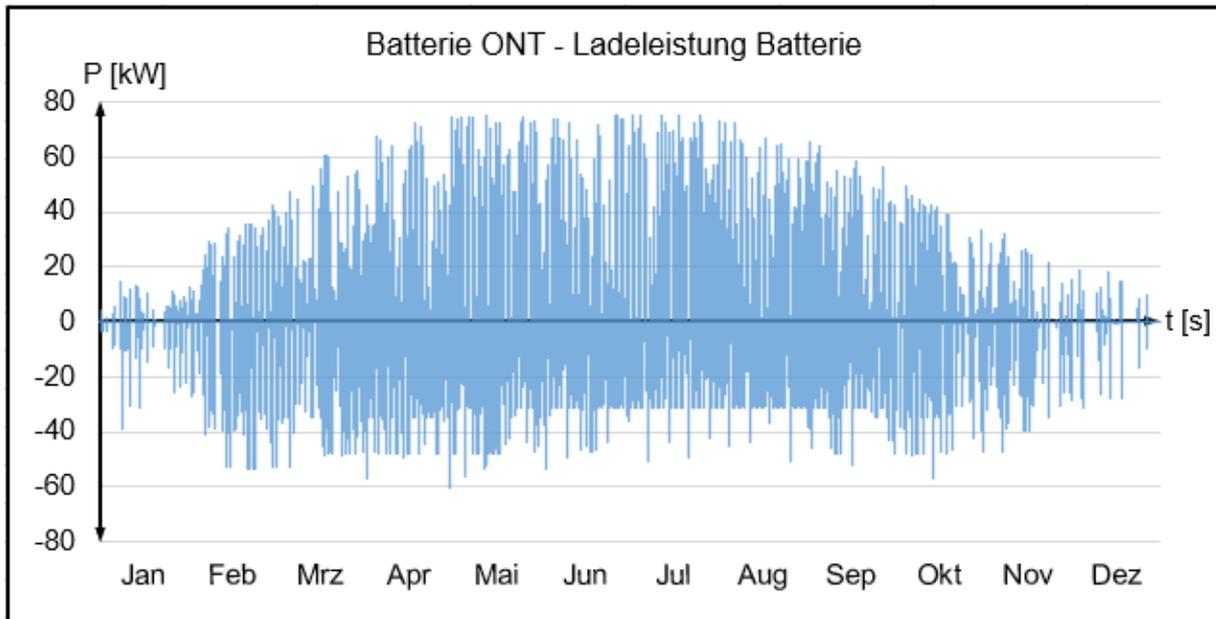


Abbildung 37: Batterie: Ladeleistung am ONT [max. Ausbauszenario]

So liegt der SoC der Batterie in den Sommermonaten nie unter 58 %. Es gibt unterschiedliche Optimierungsansätze, um diesen entgegenzuwirken, die im Folgenden beschrieben werden:

- Optimierung der Steuerung, damit Batteriespeicher sich während der Nacht vollständig entladen kann
- Speicherreserve vorhalten für eine ausschließliche Aufgabe der Spannungsbandhaltung
- Einbindung von Prognosedaten
- Erhöhung der Speicherkapazität oder Ladeleistung

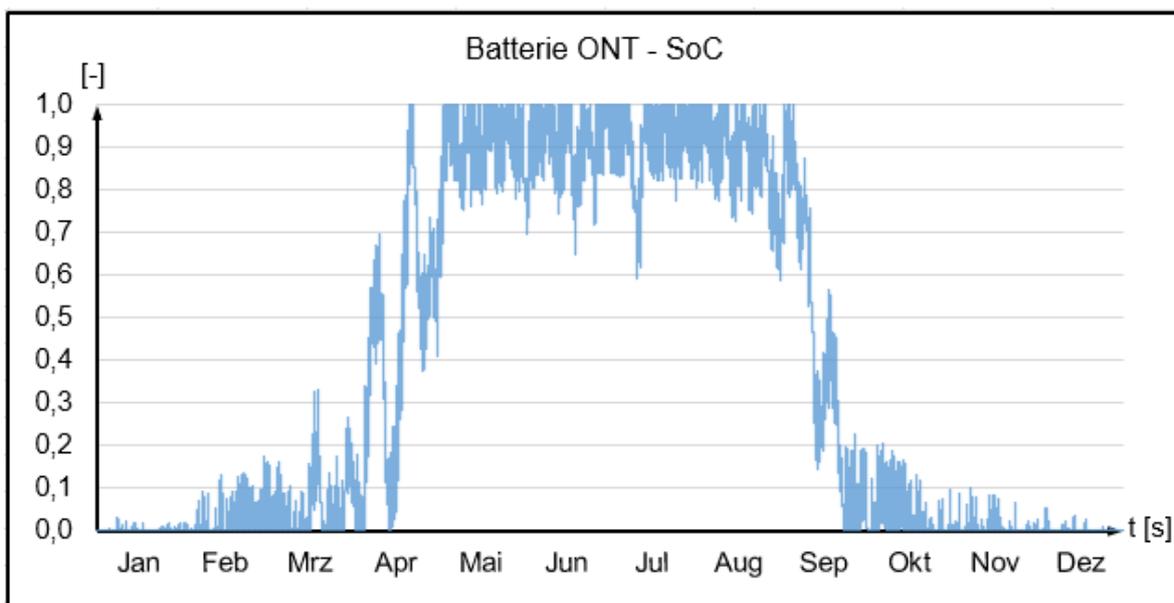


Abbildung 38: Batterie: SoC am ONT [max. Ausbauszenario]

Durch die Annahme, der unendlichen Speicherkapazität, besitzt der Elektrolyseur keine Kapazitätsengpässe. Allerdings wird nochmals darauf hingewiesen, dass diese Annahme in der Regel einen Anschluss an ein Erdgas-/Wasserstoffnetz bedingt. Die Volllaststundenzahl des Elektrolyseurs liegt in dieser Betrachtung bei 523 h, bei einer Optimierung auf 80 kW bei 654 h.

Zu erwähnen ist, dass PEM-Elektrolyseure für ihre kurzzeitige Überlastfähigkeit bekannt sind, also einem Betrieb über der Nennlast. So kann die Möglichkeit der Überlastfähigkeit ein relevanter Faktor in der Auslegung der Anlagenleistung sein. Fallen die Leistungspeaks des Elektrolyseurs nur in kurzen Phasen an, so wäre ein Betrieb in Überlast und demnach angepasste Anlageauslegung möglich, um die jährlichen Volllaststunden zu optimieren. Die Lastkurve des Elektrolyseurs in Abbildung 30 – die der neg. Residuallast im Quartier entspricht – sieht der Jahreskennlinie einer PV-Anlage (in Deutschland) sehr ähnlich. Dies liegt u.a. daran, dass die Wärmelast im max. Ausbauszenario durch Sanierungsmaßnahmen stark reduziert werden konnte. Bei ausbleibenden Sanierungen und gleichzeitiger Elektrifizierung wäre der Strombedarf während der Heizperiode erheblich höher.

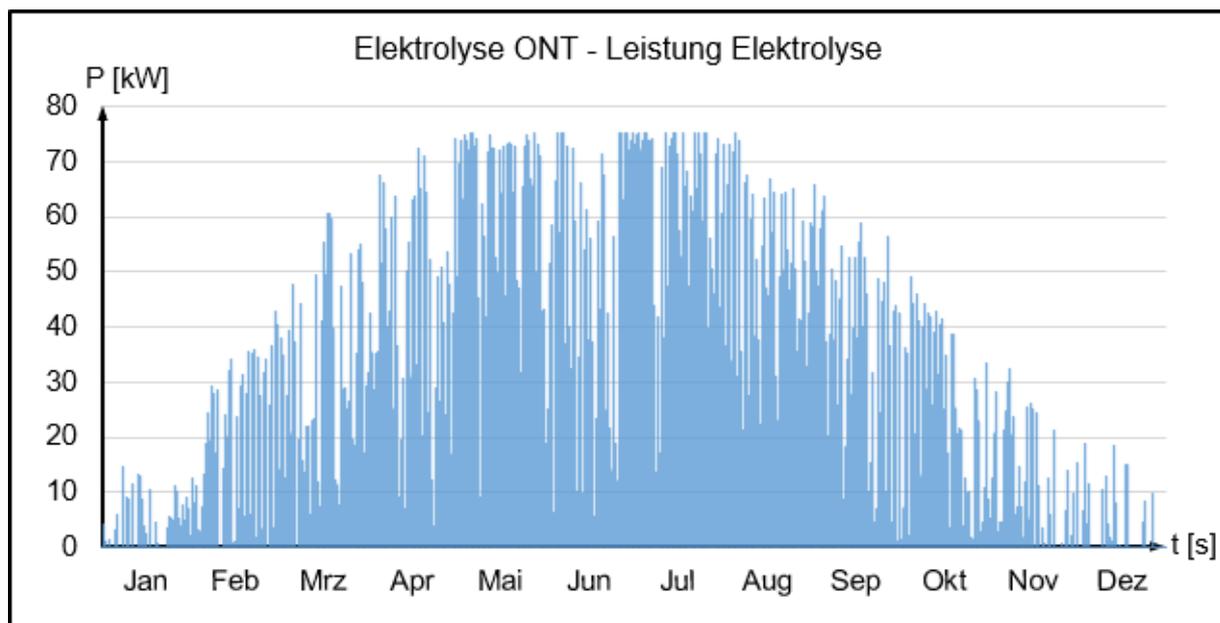


Abbildung 39: Elektrolyseur: Leistung am ONT [max. Ausbauszenario]

Abschließend kann zusammengefasst werden, dass sowohl Batterie also auch Elektrolyseur aus der technischen Perspektive die Anforderungen für die Spannungsbandhaltung im Netzgebiet des Quartiers grundsätzlich erfüllen können.

Für das Stützjahr 2045 konnten Batteriespeicher und Elektrolyseur für beide gewählten Untersuchungsansätze (Integration am NSP oder ONT mit unterschiedlichen Betriebsweisen) die Spannungsbandverletzungen beheben. Zu erwähnen sind aber die geringen jährlichen

Vollladezyklen bzw. Volllaststunden. Bei der Einbindung am NSP liegen diese im einstelligen Bereich, beim ONT-Ansatz im mittleren dreistelligen Bereich.

Beim max. Ausbauszenario erfüllt der Elektrolyseur ebenfalls für NSP- und ONT-Ansatz die Aufgabe der Spannungshaltung, was auch an der Annahme liegt, dass für den erzeugten Wasserstoff eine unendlich große Senke zur Verfügung steht. Die Batterie kann beim NSP-Ansatz die Anforderung an die Spannungsbandhaltung erfüllen. Beim ONT-Ansatz treten Kapazitätsengpässe auf und zusätzlich gibt es keine Möglichkeiten der Ausspeicherung. Es kommt über die Sommermonate zu Spannungsbandverletzungen, die mit möglichen Batteriespeicheroptimierungen korrigiert werden können.

Hierzu zählt insbesondere ein optimiertes Be- und Entlademanagement sowie das Vorhalten einer Kapazitätsreserve für die Spannungsbandhaltung. Die Vollladezyklen bzw. Volllaststunden unterscheiden sich nicht wesentlich vom Stützjahr 2045.

Grundsätzlich eignet sich PV-Strom gut für Batteriespeicher, da durch den Tag-/Nachtzyklus tägliche Entladungsmöglichkeiten bestehen – sehr wichtig ist ein auf die Gegebenheiten und Anforderungen angepasstes Lademanagement. Das angenommene Elektrolyseur-Konzept benötigt diesen Tag-/Nachtzyklus nicht und wird vielmehr durch die begrenzten EE-Erzeugungsphasen in seiner Betriebsdauer begrenzt. Insbesondere im Winter ist die Auslastung gering. Dies ist vor allem auch deshalb kritisch, da die Investitionskosten für Elektrolyseure in der untersuchten Leistungsklasse höher sind als die für Batteriespeicher. Hinzu kommt, dass ein Elektrolyseur ohne Rückverstromungskonzept (bspw. Brennstoffzelle oder H₂-BHKW) nur Strom aus dem Netz als zusätzliche Last entnehmen und im Gegensatz zur Batterie nicht zurückspeisen kann.

Ein großer Vorteil, den die H₂-Erzeugung mit sich bringt, ist die regionale Versorgung von grünem H₂. Dies kann ein Anreiz für die Ansiedlung von GHD und Industrie in unmittelbarer Nähe bedeuten – insbesondere im Zuge des H₂-Markthochlaufs, wenn in der Region keine leitungsgebundene H₂-Versorgung vorhanden ist. Zu berücksichtigen sind die potenzielle H₂-Erzeugungsmengen sowie H₂-Bedarfe.

In der Tabelle 8 und Tabelle 9 sind die Auslegungsparameter sowie die optimierte Dimensionierung vom Batteriespeicher und des Elektrolyseurs für die Integration am NSP und ONT für das Stützjahr 2045 und das max. Ausbauszenario zusammengefasst.

Tabelle 8: Auslegungsparameter des Batteriespeichers für das Stützjahr 2045 und max. Ausbauszenario

Batterie	NSP			ONT		
	Kapazität [kWh]	Volladezyklen [n]	Spannungs- bandhaltung	Kapazität [kWh]	Volladezyklen [n]	Spannungs- bandhaltung
Stützjahr 2045	30	<1	Ja	1.500	23	Ja
Max. Aus- bauszenario	180	35	Ja	1.500	32	Nein*

*Anm.: Durch weitere Optimierung der Batteriesteuerung und Kapazität zu beheben

Tabelle 9: Auslegungsparameter des Elektrolyseurs für das Stützjahr 2045 und max. Ausbauszenario

Elektroly- seur	NSP			ONT		
	Leistung [kW]	Volllaststunden [h]	Spannungs- bandhaltung	Leistung [kW]	Volllaststunden [h]	Spannungs- bandhaltung
Stützjahr 2045	12	6	Ja	70	633	Ja
Max. Aus- bauszenario	30	41,5	Ja	80	654	Ja

5.3 SWOT-Analyse

Es gibt es neben dem Aspekt einer Netzverstärkung oder dem konventionellen Netzausbau auf der Niederspannungsebene unterschiedlichste Ansätze, das Stromnetz für die zukünftigen Aufgaben vorzubereiten. Anhand einer Literaturrecherche wurde eine SWOT-Analyse für folgende Ansätze durchgeführt:

- Verbrauchssteuerung
- Einspeisemanagement
- regelbare Ortnetztransformatoren (rONT)
- Energiespeicherung

Verbrauchssteuerung

Verbrauchssteuerung ist definiert als eine kurzfristige und planbare Veränderung der Verbraucherlast. Der Fokus liegt dabei auf einer Lastverlagerung, also der zeitlichen Verschiebung des Verbrauchs.

Stärken:

- Ortspezifische/präzise Behebung lokaler Spannungsbandverletzungen
- Erhöhung des EE-(Eigen-)Verbrauches durch Anpassung des Energiebedarfs an das fluktuierende Angebot von Sonne/Wind
- Flexibilität ermöglicht Anpassung an Preismarkt zur Senkung der Strombezugskosten
- ermöglicht regionalen/privaten Beitrag zur Netzstabilität/Kostensenkung/Klimaschutz

Schwächen:

- Erfordert die Kooperation des Verbrauchers bzw. es müssen Anreize für Verbraucher geschaffen werden (z.B. Tarife, Netzentgelte). Der Kundennutzen ist zentral für die Umsetzung auf der Haushaltsebene [57]
- Erfordert technische Voraussetzungen (Fernsteuerung, Digitalisierung/Smart-Metering, Kommunikationsfähigkeit, Intelligenz), um sowohl netzdienlich als auch kundenfreundlich sein zu können [66]

Chancen:

- Ausbau der für Verbrauchssteuerung notwendigen Kommunikationsinfrastruktur im Verteilnetz (Regelungsfähigkeit/Fernsteuerung/Smart-Metering etc.) bietet mehrere Chancen:
 - Die von Endnutzern stetig steigende Nachfrage nach Transparenz über ihr Verbrauchsverhalten kann vermehrt gedeckt werden [67]
 - Versorger bekommen verbesserte Prognostizierbarkeit von EE zur Einbindung in den Strommix [67]
 - Verbesserte Diagnostizierbarkeit von Netzeigenschaften wie Spannungsqualität und verbesserte Erfassung von Stör-/Fehlerquellen (=Netzfehler)
 - Optionen zur Erschließung weiterer/zukünftiger Smart-Grid Potenziale (z. B. Microgrids) → autarke Netzbereiche, die sich vollständig mit EE selbst versorgen [67]
- Im Hinblick auf vollständige Nutzung des momentanen EE-Dargebots sollte Lastmanagement immer die erste Wahl sein [66]
- Hohe Synergie mit Energiespeichern:
 - z.B. können regionale, dezentrale WP die Wärmespeicher aufladen, wenn Überschussstrom durch Preissignale verfügbar sind [68]
- Mehrere Untersuchungen haben für Deutschland Lastmanagementpotenziale in der Größenordnung von 20 GW und mehr für private Haushalte und bis 14 GW für gewerbliche Verbraucher identifiziert [69]

- Die Förderung von PV-Eigenverbrauch für Haushalte und Unternehmen ist ein wirksames Mittel zur Etablierung eines Lastmanagements, da durch das Nicht-Einspeisen die Netze entlastet werden [68]

Risiken:

- Erhöhte Komplexität des Regelungsapparates steigert Fehler-/Störanfälligkeit des Systems
- Akzeptanzrisiken des Verbrauchers (z.B. Sorge um höhere Energiekosten sowie der Gedanke an Versorgungssicherheit) führen ggf. zu Komforteinbußen [57]
- Systemkritische Komponente: Verbrauchssteuerung bzw. „aktive“ Rolle der Verbraucher ist essenziell für den Betrieb/Erfolg von Smart-Grids [70, 71]
- Bidirektionales Laden im E-Mobilitätsbereich kann eventuell die Batterielebensdauer verringern

Einspeisemanagement

Mit dem Begriff Einspeisemanagement ist die vom Netzbetreiber vorgenommene Abregelung der Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien gemeint. Die Zwangsabregelung der Einspeisung ist bei Überlastung einzelner Abschnitte eines Verteil- oder Übertragungsnetzes notwendig.

Stärken:

- Stellt die letzte, effektive Sicherheitsmaßnahme dar, wenn alle anderen Optionen gescheitert sind

Schwächen:

- Abregelung überschüssiger EE (= Ausfallarbeit) verursacht Kosten
 - Anlagenbetreiber müssen für Ausfallarbeit entschädigt werden [72]
 - verringerte Nutzungsgrade und dadurch längere Amortisationszeit
- Ist kontraproduktiv zu den Zielen der regionalen/dezentralen regenerativen Energiewende, da verfügbarer EE-Strom nicht genutzt wird
- Erfordert technische Eignung bzw. Möglichkeit zur Fernsteuerung, Digitalisierung/Smart-Metering
- Nur geringes Potenzial im ländlichen Quartier: im Jahr 2020 bestand die abgeregelte Ausfallenergie zu 96,7 % aus Windkraft. Im ländlichen Quartier überwiegend PV installiert, sodass Abregelung hier aktuell keine große Rolle spielt [73]

Chancen:

- Im Hinblick auf vollständige Nutzung des momentanen EE-Dargebots sollte EE-Erzeugungsmanagement die letzte Steuerungsmöglichkeit sein [66]
- Es erfordert, ähnlich der Verbrauchssteuerung, einen Ausbau der Kommunikationsinfrastruktur im Verteilnetz, welcher mehrere Vorteile mit sich bringt. Siehe hierzu oben den Abschnitt in **Verbrauchssteuerung** unter „Chancen“

Risiken:

- Vermarktung erfolgt nicht über den EEG-Bilanzkreis des Netzbetreibers. Bei Abregelung trägt der Bilanzkreisverantwortliche das Bilanzierungsrisiko [74]

Regelbarer Ortsnetztransformator (rONT)

Bei herkömmlichen, nicht regelbaren Transformatoren in Transformatorstationen kann er das Übersetzungsverhältnis im Betrieb ändern und so beispielsweise eine verstärkte Einspeisung von Solarstrom ermöglichen, ohne dass die Netzspannung dadurch zunimmt oder abfällt.

Stärken:

- Erhöht die Aufnahmekapazität der Verteilungsnetze für erneuerbare Energien um das Vierfache, ohne dass zusätzliche Kabel oder Leitungen verlegt oder weitere Ortsnetzstationen errichtet werden müssen [62, 75]
- Kann Netzengpässe vermeiden [66]
- Keine Berücksichtigung/Kooperation der Verbraucher/Haushalte notwendig.
- Relativ einfache, nicht-invasive Methode ohne große Anforderungen oder Eingriff in bestehende Netzstruktur
- Vorteil ggü. normalen ONT: Regelungsmöglichkeit „unter Last“ bzw. ohne Stromunterbrechung [62]
- Einsatz eines rONT stellt die effiziente Maßnahme zur Erhöhung der Aufnahmekapazität des Netzanschlusspunktes und zur Spannungshaltung im ganzen Niederspannungsnetz dar [62]
- Regelbarer Ortsnetztransformator ist eine Alternative zu den kostenintensiven Netzverstärkungsmaßnahmen zur Erhöhung der Aufnahmekapazität des Netzanschlusspunktes in gleicher Höhe [62]
- Die Installation der regelbaren Ortsnetztransformatoren eröffnet die Möglichkeit der Spannungshaltung an Netzpunkten im Niederspannungsnetz im erlaubten Bereich [62]

Schwächen:

- Teurer als herkömmliche ONT
- Einsatz von rONT stellt keine effiziente Maßnahme zur Erhöhung der Kurzschlussleistungen an Netzpunkten dar, um die minimalen Netzzrückwirkungen der zahlreichen PV-Anlagen und anderer Erzeugungsanlagen in diesen Netzen sicherzustellen [62]

Chancen:

- Hohes Potenzial zur vollständig automatisierten (autonomen) Regelung

Risiken:

- Die technischen Daten der regelbaren Ortsnetztransformatoren sind nicht genormt [62]

Energiespeicher

Energiespeicher dienen der Speicherung von derzeit verfügbarer, aber nicht benötigter Energie zur späteren Nutzung. Die Speicherform ist häufig mit einer Wandlung der Energieform verbunden, beispielsweise von elektrischer in chemische Energie oder von elektrischer in potenzielle Energie.

Stärken:*Allgemein:*

- Ausgleich des schwankenden EE-Angebots, was zu verringerter Ausfallarbeit führt
- Erhöhung des EE-Eigenverbrauches, z.B. durch WP + PV + Wärme-/Kältespeicher [63]
- Erhöht Autarkie und Stabilität des Systems/Verbrauchers, durch verringerte Abhängigkeit vom Verteilnetz
- Dienlich für Sektorenkopplung, z. B. durch Wärmepumpen mit Wärmespeicher [76]
- Teilweise geringer Platz-/Flächenbedarf bzw. Landschaftsverbrauch [57]
- Wärme-/Kältespeicher in Verbindung mit WP
- Ermöglicht regionalen/privaten Beitrag zur Netzstabilität/Kostensenkung

Batteriespeicher:

- Eine netzdienliche Systemführung der Batterien entlastet das Netz durch gezielte Reduktion der mittäglichen Einspeisespitze [68]
- Bereits kleine Batteriespeicher sind für EFH ausreichend und erhöhen den PV-Eigenverbrauch erheblich. Die Erhöhung der Speicherkapazität hat nur geringen Einfluss [63, 77]

Elektrolyseur:

- Insbesondere Wasserstoff ermöglicht die Langzeitspeicherung, was zu einer erhöhten saisonalen Stabilität führt
- Möglichkeit der Substitution fossiler Energieträger durch H₂ [57]
- Vor-Ort-Elektrolyse für H₂-Anwender (Tankstelle, Industrie) [78]
- Regionale Nutzung von Sauerstoff und Abwärme, bspw. in Kläranlagen
- Anreiz durch H₂-Versorgung, die zur Ansiedlung von GHD und Industrie führen kann und zudem regionale Wertschöpfung stärkt [78]

Schwächen:*Allgemein:*

- Mitunter können hohe Investitionskosten anfallen [79]
- Speicherung ist verlustbehaftet [79]
- Teilweise umweltrelevante/toxische Komponenten enthalten [57]
- Möglicher Trade-Off zwischen lokaler Netz- und Systemdienlichkeit [78]

Batteriespeicher:

- Die Abschätzung der optimalen Batteriekapazität für Photovoltaik-Speichersysteme ist besonders für Gebäude und deren Bewohner sehr komplex [77]

Elektrolyseur:

- Konkurriert in der Regel mit günstigeren Flexibilitäts-/Energiespeicheroptionen [78]

Chancen:*Allgemein:*

- Vielseitige Speichermöglichkeiten/-technologien:
 - großes Verbesserungspotential durch F&E
 - Vielseitige Anwendbarkeit über untersch. Kapazitäten/Leistungen/Energiearten
- Durch die ausstiegsbedingte Verknappung des Atomstroms und eine zu erwartende Verteuerung des Kohlestroms durch CO₂-Zertifikate oder -Steuern wird die EEX-Strompreise anheben. Diese Preisspreizung schafft die Grundlage für einen rentablen Speicherbetrieb. Wird die Spreizung über Tarifgestaltung an den Endabnehmer weitergereicht, werden Speicher auch für den Endkunden aus wirtschaftlicher Sicht attraktiver [68]
- Speicher ermöglichen erhöhten PV-Zubau [80]
- Mit dem Netz verbundene E-Fahrzeuge können über ihre Batterien auch im Stand einen wirtschaftlichen Nutzen entfalten [68]

Batteriespeicher:

- Großes bis sehr großes Kostensenkungspotenzial für alle Batterietypen, mit Ausnahme der Blei-Säure-Batterie sowie Wasserelektrolyseure (nur noch moderate Kostensenkungspotenziale) [57]
 - Kosten für elektr. Speicher sinken stetig (insbesondere Lithium-Ionen-Akkus) und Auswahl an leistungsfähigen Systemen steigt (ebenso Lithium-Ionen) [77]
 - Seit Mitte 2017 gibt es erste kleinere, kostengünstige Akku-Speicher für Gebäude [77]

Elektrolyseur:

- Bereits heute ist es technisch möglich, den Wasserstoffanteil im Gasnetz auf bis zu 20 Vol.-% zu erhöhen
- In deutschen Salzkavernen lassen sich 9,4 PWh Energie in Form von H₂ speichern, dies entspricht dem 2,6-fachen Primärenergieverbrauch Deutschlands [68, 81]
- Können im zukünftigen Energiesystem allein mit Energieüberschüssen wirtschaftlich betrieben werden. [78]
- Produzieren voraussichtlich nachweisbar und konsequent grünen Wasserstoff, was bei einem Handel von THG-Quoten zukünftig zudem zu einer besseren Wirtschaftlichkeit führen kann [78]

Risiken:*Allgemein:*

- Ressourcenverfügbarkeit [57]
- Mögliches EU-Verbot für Schwermetalle: Show-Stopper für einige Technologien [57]
- Sicherheitsrisiko bei Fehlfunktionen von durch große gespeicherte Energiemengen (z.B. Explosion von Batterien oder Wasserstoffspeichern)

Batteriespeicher:

- Geringes Akzeptanzrisiko [57]

Elektrolyseur:

- Es ist ein mittleres Akzeptanzrisiko hinsichtlich H₂ als Kraftstoff gegeben [57]
- Kein ausreichender Ausbau von EE [78]
- Es besteht eine Abhängigkeit zu lokalen Stakeholdern [78]
- Der Fokus liegt nicht auf kleinen und dezentralen Elektrolyseuren [78]
- Werden zukünftig mit günstigerem, grünem, leitungsgebundenem Wasserstoff konkurrieren müssen [78]

5.4 Ausblick auf weitere Forschungsarbeit

Weiterhin wurden im Rahmen des Projekts weitere mögliche Energiekomponenten betrachtet. Dies betrifft insbesondere die Weiterentwicklung der biologischen Wasserstofferzeugung, die im Rahmen eines Scale-up's für einen Industrieabwasserreinigungsprozess skaliert wurde (siehe Kap. 6.1). Des Weiteren konnte auf Basis der bisherigen Ergebnisse zusätzlicher Forschungsbedarf abgeleitet werden:

- **Klimatisierung als Verbrauchssteuerung:** Klimatisierung ist ein Thema, welches in Deutschland eine steigende Relevanz bekommt. Neben der grundlegenden Fragestellung, welchen Effekt die Klimatisierung auf das Stromnetz hat, sind Potenziale durch Verbrauchssteuerung sowie Gleichzeitigkeitseffekte mit Phasen der PV-Stromerzeugung, aber auch dem Laden von E-Autos zu untersuchen. Die Betrachtungsrahmen für die Klimatisierung von Wohngebäuden im ländlichen Raum kann bspw. mit der Integration von reversiblen WP untersucht werden.
- **Bidirektionale Laderegelung in der E-Mobilität:** Das bidirektionale Laden wird bereits in unterschiedlichen Forschungsvorhaben untersucht und kann weitere Flexibilitätspotenziale heben. Die unidirektionale Laderegelung hat bereits in diesem Projekt den Einfluss der E-Mobilität auf das Stromnetz gezeigt. Zur Untersuchung des bidirektionalen Ansatzes kann auf das bestehende Batteriemodell zurückgegriffen werden. Die Komplexität wird durch die Anwesenheits- und Fahrprofile des unidirektionalen Lademanagements ergänzt. Hinzu kommen untere und obere Grenzen für den Batteriefüllstand. Ob ein bidirektionales Lademanagement alleinstehend die Funktion als netzstabilisierende Maßnahme erfüllt, ist allerdings fraglich, da sichergestellt werden muss, dass genügend E-Autos (Batteriekapazität) an die im Stromnetz integrierten Ladesäule angeschlossen sind.
- **Optimiertes Lade- und Entlademanagement für Speichertechnologien:** Die grundsätzliche Eignung von Speichertechnologien als netzstabilisierender Baustein konnte dargestellt werden. Ein wesentlicher Aspekt ist neben der richtigen Auslegung der Speichertechnologie auch ein an die Anforderung angepasstes Lade- bzw. Entlademanagement. Inwieweit die Optimierung dieses Lademanagements zu einer weiteren Reduzierung der notwendigen Speichergröße führt und somit kosteneffizienter wird, ist dabei zu verifizieren.

6 Aufbau und Betrieb von Technikumsanlagen zur Dekarbonisierung

Neben der simulativen sowie synthetischen Untersuchung dekarbonisierter Energiekonzepte, war ein weiteres Projektziel der Aufbau einer Technikumsanlage, die zum einen die Option der Validierung der untersuchten Energiekonzepte durch praktische Erforschung der untersuchten Technologien der Wasserstoffsystemtechnik beiträgt und zum anderen den Wasserstoffpfad als Gesamtsystem abbildet. Ein besonderes Augenmerk wurde auf ausgewählte Potenziale in der ländlichen Projektregion gelegt. Daher wurde neben der Erzeugungsmöglichkeit des Wasserstoffs durch die Elektrolyse im Quartier, bzw. einem zentralen Elektrolyseur am Ortsnetztransformator untersucht, durch welche weiteren Verfahren der Wasserstoffbedarf zukünftig gedeckt werden kann. Ein weiterer Untersuchungsschwerpunkt bildeten insbesondere Technologien, die im Status quo Nischentechnologien sind, aber künftig Brückentechnologien der dekarbonisierten Energieversorgung darstellen, die das fossile Methan kurzfristig ersetzen können. Konkrete Anwendungsbeispiele sind die EnerRegio-Versuchsreihen an der Biologische Wasserstoff-erzeugung aus (Industrie-)Abwässern sowie die Erhöhung des Methanertrags der vorhandenen Biogasanlagen durch die biogene Methanisierung. Daher werden die an den Anlagen durchgeführten Versuchsreihen sowie deren Ergebnisse im Folgenden kurz skizziert.

6.1 Biologische Wasserstofferzeugung (Dunkle Fermentation)

Die Erzeugung von Biowasserstoff mittels anaerober Mikroorganismen kann durch die dunkle Fermentation erfolgen. Neben Wasserstoff werden hier zusätzlich organische Säuren erzeugt, die entweder stofflich und damit zur Erzeugung von Grundchemikalien genutzt oder in einem nachgeschalteten Biogasprozess zu Methan umgewandelt werden.

Zur biologischen Erzeugung von Wasserstoff eignen sich vier verschiedene Verfahren. Die sich hinsichtlich ihrer Stoffwechselwege sowie ihres Entwicklungsstandes unterscheiden. Diese können in lichtabhängige und lichtunabhängige Verfahren eingeteilt werden. Zu den lichtabhängigen Verfahren zählen die Photofermentation die mit Hilfe von phototrophen Bakterien und die Biophotolyse die mit Hilfe von zum Beispiel Grünalgen oder photosynthetischen Bakterien Wasserstoff produzieren. Neben der mikrobiellen Elektrolysezelle zählt die dunkle Fermentation zu den lichtunabhängigen Verfahren. Die dunkle Fermentation befindet sich in der anwendungsnahen Forschung und ist Gegenstand des hier vorgestellten Projektes. Der Prozess der dunklen Fermentation, wie in Abbildung 40 dargestellt, ist vergleichbar mit denen der anaeroben Vergärung im Biogasprozess.

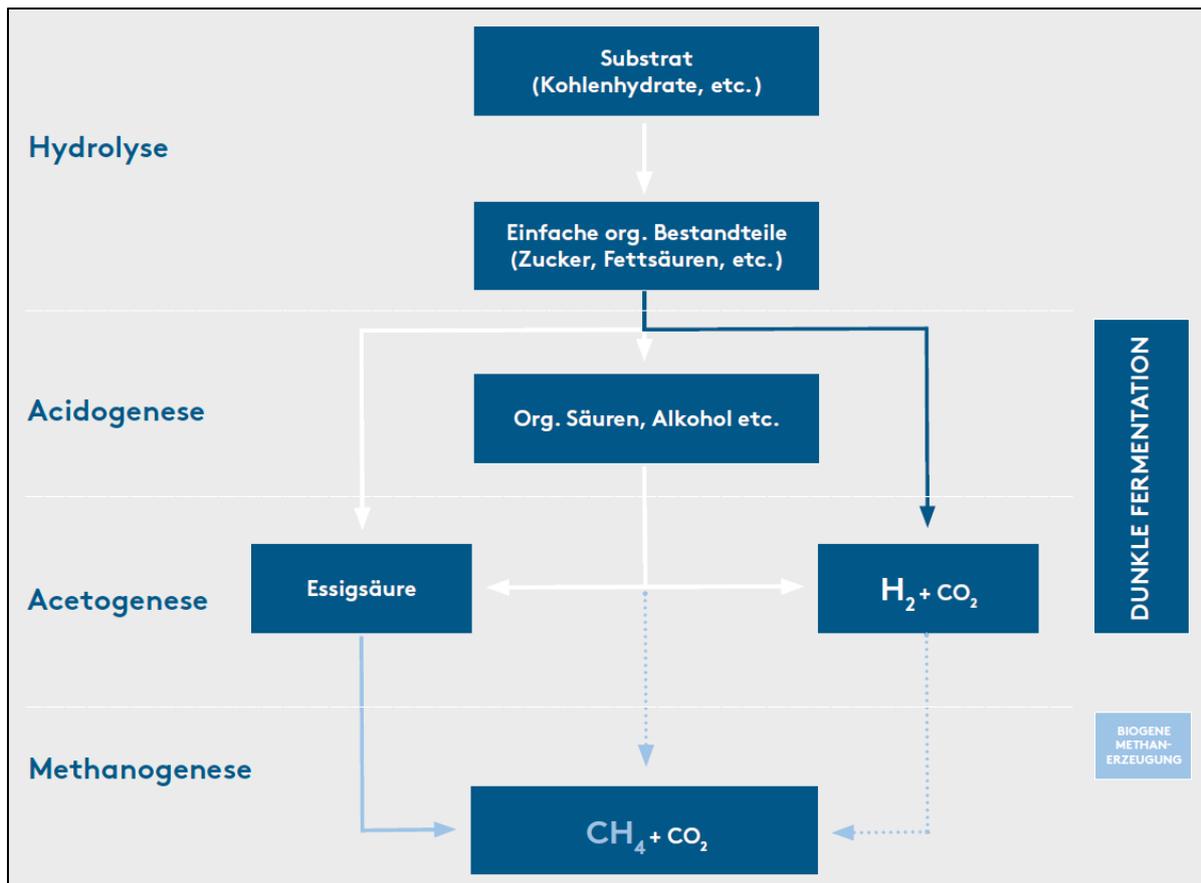


Abbildung 40: Stoffwechselwege der dunklen Fermentation

Insgesamt besteht der Prozess der Biogasproduktion aus 4 Reaktionsschritten: der Hydrolyse, der Acidogenese, der Acetogenese sowie der Methanogenese [82]. Während der Hydrolyse (Verflüssigungsphase) werden langkettige organische Verbindungen gespalten und in einfache organische Verbindungen, wie z.B. Aminosäuren, zerlegt. Anschließend werden in der Versäuerungsphase aus den Produkten der Hydrolysephase organische Säuren gebildet. Dabei entsteht Acetat, Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid, die Ausgangsstoffe für die Methanbildung sind. Während der Acetogenese werden Alkohole und organische Säuren ebenfalls zu Essigsäure, Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid reduziert. Schließlich erfolgt die Methanbildung (Methanogenese) durch die Umsetzung der vorherigen Produkte zu Methan und Kohlenstoffdioxid. Unterbindet man den Vorgang der Methanbildung so erhält man als Produktgas ein Gasgemisch aus Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid sowie organische Säuren in der flüssigen Phase. Im Unterschied zum Biogasprozess, der aus vier Prozessschritten besteht, wird für die Erzeugung von Biowasserstoff der Prozess nach dem dritten Prozessschritt gestoppt.

Das Verfahren befindet sich noch in einem Forschungs- und Entwicklungsstadium und kann einem TRL-Level von 5 zugeordnet werden. Erstmals wurde dieses Verfahren in einem halbertechnischen Maßstab (Scale-up) im Projekt *EnerRegio* aufgebaut und betrieben. Der Prozess

für den Scale-up ist grafisch in Abbildung 41 visualisiert. Das zweistufige Verfahren verfügt über einen Wasserstoff- und einen Methanreaktor. Beide werden als sog. EGSB-Reaktoren (Expanded Granular Sludge Bed) betrieben.

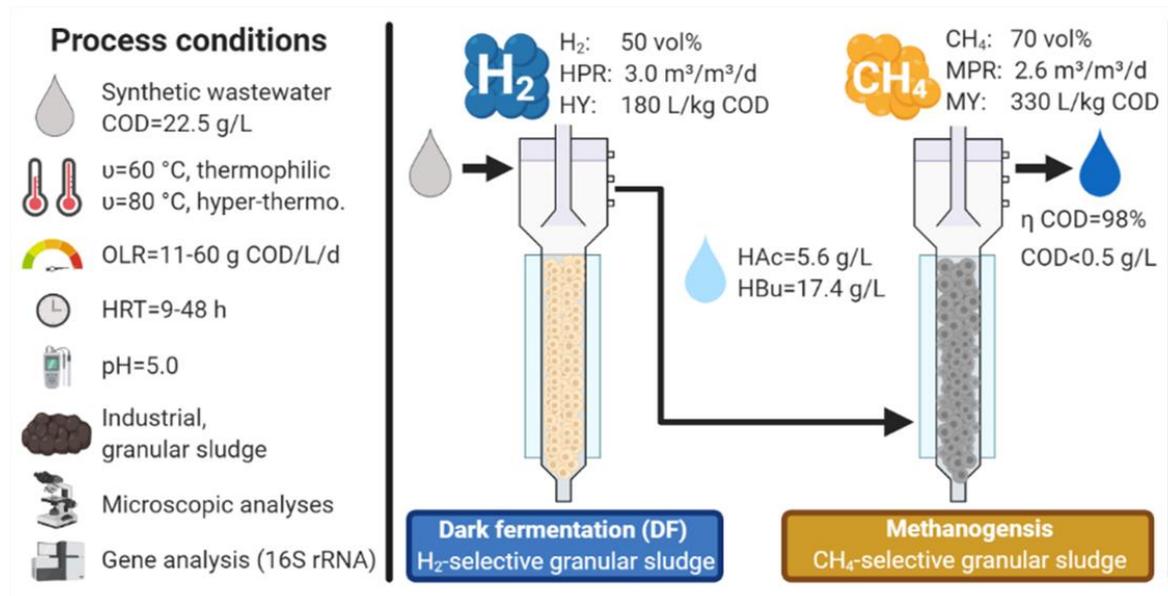


Abbildung 41: Biologische Wasserstoffherzeugung durch Dunkle Fermentation (dark fermentation) [81]

Abkürzungen.: CH₄ Methan, CSB Chemischer Sauerstoffbedarf, DF Dunkle Fermentation, EGSB Expanded Granular Sludge Bed-Reaktor, H₂ Wasserstoff, HAc Essigsäure, HBu Buttersäure, HPR Wasserstoffproduktionsrate, HY Wasserstoffausbeute, MPR Methanproduktionsrate, MY Methanausbeute, N Stickstoff, OLR Organische Belastungsrate

Im ersten Verfahrensschritt wird Biomasse in einem Reaktor mittels Wasserstoff-bildenden, anaeroben Mikroorganismen aus Rein- oder Mischkulturen ohne Licht- und Sauerstoffzufuhr bei thermophilen bis hyperthermophile Temperaturen zu Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid gespalten. Im zweiten Verfahrensschritt werden die restlichen nicht-zersetzten organischen Stoffe unter anaeroben Bedingungen zu Methan und Kohlenstoffdioxid umgewandelt [83, 84]. Die Stoffwechselmechanismen basieren auf der Umwandlung von Glukose in Wasserstoff, Kohlenstoffdioxid und flüchtigen Fettsäuren (FOS). Die Prozessbedingungen sind vergleichbar mit denen des anaeroben Biogasprozesses und eignen sich für die Behandlung von hochbelasteten Abwässern und organischen Reststoffen [83, 84]. Im Rahmen der Forschung an der FH Münster wurden die Abwässer aus der Brauereiindustrie untersucht.

Der Prozess wurde in Laboruntersuchungen der FH Münster erfolgreich stabilisiert [83–88] und betrieben. Die Volumina der Reaktoren betragen bis zu 50 Litern, wobei der Methanreaktor ca. achtfach größer gegenüber dem Wasserstoff EGSB ausgelegt ist, um die Verweilzeit des Substrats

im Reaktor entsprechend zu erhöhen. Im Projekt EnerRegio wurde ein Scale-up im Technikumsmaßstab (405 Liter im Methan-EGSB und 80 Liter im Wasserstoff EGSB) geplant, errichtet und untersucht. Ziel war es, die gleichen stabilen Prozessparameter und Wasserstoffbildungsraten wie im Laborbetrieb zu erreichen.

Als Impfmateriale (Inokulum) wurde ein granulierter Pelletschlamm aus einer Abwasserbehandlungsanlage von Stärkeverarbeitenden Betrieben, auf dem die Mikroorganismen angesiedelt sind, verwendet. In der Wasserstoffstufe (1. EGSB) werden die Pellets bei $\vartheta=80\text{ °C}$ und $t=120\text{ min}$ thermisch vorbehandelt, um eine Anreicherung mit wasserstoffbildenden Bakterien zu erreichen [85]. Der während des Prozesses angestrebte pH-Wert von ca. 5 wurde im Reaktor mit Natronlauge (NaOH (1 mol/l)) reguliert. Das Abwasser (Substrat) gelangte über einen freien Überlauf in die Methanstufe (2. EGSB). In der Methanstufe wurde der gleiche Pelletschlamm als Inokulum verwendet, allerdings ohne eine vorherige thermische Vorbehandlung [85]. Die Betriebstemperaturen liegen idealerweise bei $\vartheta=40\text{ °C}$ und einem pH-Wert von $\text{pH}=7,0-7,5$ [85]. Ab 2022 wurden zunächst vier Versuchsreihen mit hydraulischen Verweilzeiten zwischen 24 und 48 Stunden durchgeführt, da für diese Versuchszeiten Erkenntnisse aus dem kleinskaligen Laborbetrieb vorlagen und letztlich eine Aussage über die Funktionsfähigkeit des Scale-up Versuchsaufbaus ermöglichen.

Ergebnisse mit Brauereiabwasser

Die Ergebnisse mit dem Brauereiabwasser zeigten kurzfristig steigende zwischen 18 und 30 Vol.-% H_2 -Anteile. Nach ca. zwei bis drei Tagen nahm diese Rate jedoch deutlich ab. Ein Auszug der Messreihen ist in Abbildung 40 dargestellt. Die max. H_2 -Konzentration in diesem Zeitraum betrug 14,7 %. Die CH_4 -Konzentration in Reaktor 2 war hingegen sehr konstant über den gesamten Zeitraum. Aus dem Laborbetrieb mit einem synthetischen Abwasser wurden bis zu 50 Vol.-% Wasserstoff erreicht. Auch der HPR-Wert als Maß der Wasserstoffmenge lag in diesem Zeitraum mit $0,2-0,5\text{ m}^3\text{H}_2/(\text{m}^3\text{V}_r\cdot\text{d})$ deutlich unter den Erträgen aus dem Laborbetrieb. Deutlich wurde, dass die Abwasserstabilität mit Prozessdauer deutlich abnahm und hierdurch auch die Erträge sanken. Um eine Aussage bzgl. der Scale-up-Fähigkeit der Anlage und bzgl. einer möglichen Anlagenoptimierung in diesem Scale-up-Maßstab treffen zu können, wurde die Anlage daher mit einem synthetischen Abwasser betrieben. Die Zusammensetzung des synthetischen Abwassers ist dem Anhang (Tab. Anhang 3) zu entnehmen.

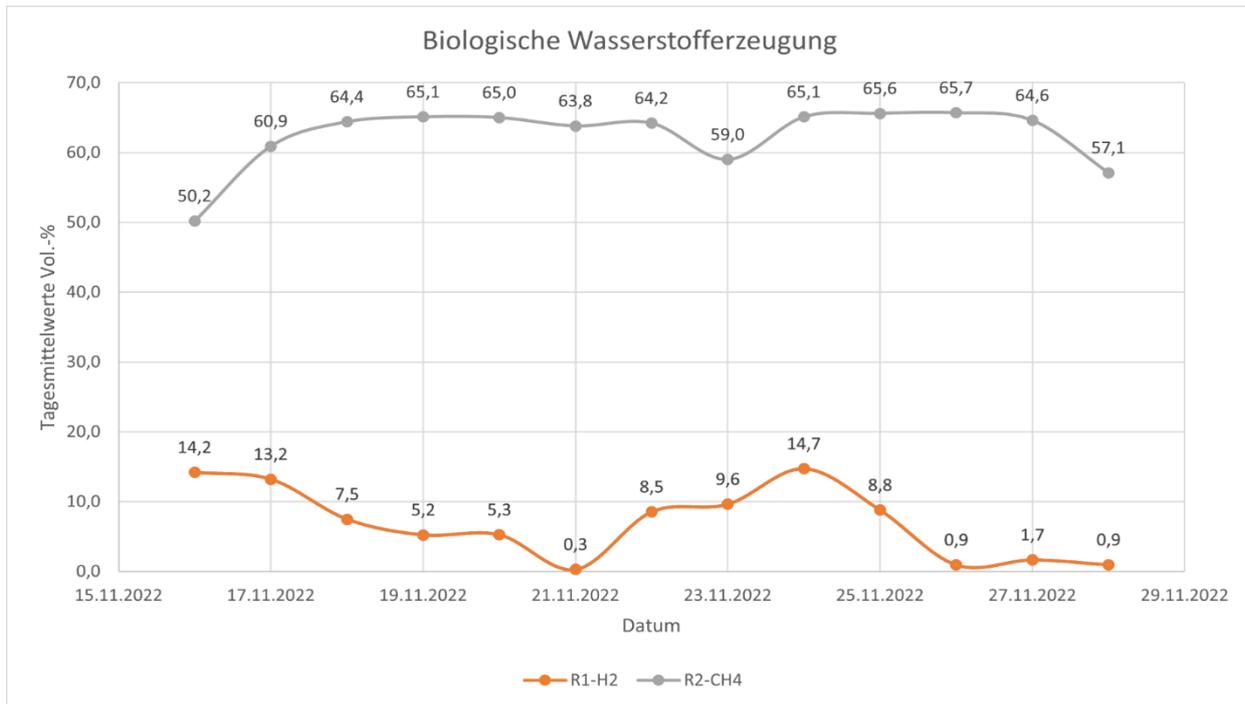


Abbildung 42: Beispielhafte Wasserstoff- und Methanproduktion bei der biologischen Wasserstoffherzeugung mit Brauereiabwasser (Zeitraum 15.11.23 – 24.11.23)

Biologische H₂-Produktion mit synthetischem Abwasser

Aufgrund einer defekten, automatisierten Gasanalyse wurden Handmessungen durchgeführt, um die Erträge und Volumenanteile der Produktgase zu erfassen. Die Ergebnisse dieser Analyse zeigen Folgendes. In dem Messzeitraum konnten die Laborwerte nicht erreicht werden. Der HPR-Wert betrug 0,61 m³H₂/(m³V_r*d) bei einem Normflow von 6 l/h und einem Wasserstoffanteil von 0,34 %. Der MPR-Wert betrug 0,67 m³H₂/(m³V_r*d) bei einem Normflow von 20 l/h und 0,63 % Methananteil. Während des Versuchsbetriebs konnten bereits mehrere Punkte identifiziert werden, die Einfluss auf die geminderten Erträge (HPR und MPR) haben. Ein Teil dieser Punkte konnte bereits im Laufe des Betriebs behoben oder eine manuelle Lösung gefunden werden. Der verfahrenstechnische Prozess konnte aber im Laufe des Versuchsbetriebs stabilisiert werden. Aus der Analyse der letzten Versuchsreihe ergaben sich die in Tabelle 10 angegebenen Konzentrationsverhältnisse.

Tabelle 10: Messung der Gaskonzentrationen mit synthetischem Abwasser

Gasart [-]	Reaktor 1 (H ₂) Konzentrationen [%]	Reaktor 2 (CH ₄) Konzentrationen [%]
CH ₄	-	66
H ₂	33	-
CO ₂	67	34

An dieser Stelle werden Optimierungsaspekte für den Scale-up beschrieben. Eine ausführliche Scale-up-Liste ist in der Tab. Anhang 7 aufgeführt.

Die Regulierung des pH-Werts wird bspw. automatisch durch NaOH in der ersten Stufe reguliert. Die Messung und Dosierung erfolgt dabei in der Rezirkulationsleitung. Dabei wurde festgestellt, dass der pH-Wert in der Leitung nicht richtig erfasst werden kann, da keine richtige Durchmischung im Reaktor gegeben war und dadurch eine zeitversetzte Messung sowie Regulierung stattfindet. Aus diesem Grund wurde der pH-Wert händisch erfasst und manuell dosiert. Dies hat zur Folge, dass eine Überdosierung stattfinden kann und die wasserstoffbildenden Mikroorganismen gehemmt werden. Eine weitere Auffälligkeit war das Säurenverhältnis (Milchsäure/Essigsäure). Überwiegt der Anteil der Milchsäure, war die volumetrische Konzentration von H_2 sehr gering. Die Säurenbestimmung muss somit in regelmäßigen Abständen erfasst werden, dass entsprechend gegengesteuert werden kann.

Zusammenfassung

Aus den Untersuchungen ergab sich, dass ein Scale-up aus dem Laborbereich möglich ist. Weitere Optimierungsschritte jedoch sind Anpassungen hinsichtlich der Geometrien (Reaktorgröße, Rezirkulation, geeignete Messstellen/Messverfahren), automatisierte Kontrolle des Säurehaushalts/pH-Werts sowie die Überwachung (Kühlung bzw. Luftabschluss) des Vorlagebehälters hinsichtlich der biologischen Abbaurate. Je nach Konzeption des Quartiers bietet dieses Verfahren ein großes Potential hinsichtlich der energetischen Aufwertung aus Industrieabwässern und damit die weitere Verwendung von Methan und Wasserstoff. Das produzierte Methan kann nach einem Aufreinigungsprozess zur Verdrängung fossilem Erdgas beitragen. Weitere Nutzungsmöglichkeiten ist zum einen die Direktnutzung am Firmenstandort z.B. zur elektrischen und thermischen Energieproduktion oder die Verstromung im BHKW. Durch den Scale-up konnten wichtige Erkenntnisse hinsichtlich der Verfahrenstechnik optimiert werden. In einem weiteren Forschungsprojekt dienen diese Ergebnisse zur Weiterentwicklung des Verfahrens der „Dunklen Fermentation“ [89].

6.2 Biogene Methanisierung

Nachhaltig Biomethan als Erdgassubstituent zu erzeugen, dass ist das Ziel der Methanisierung. Dabei sind es Mikroorganismen, die in der Lage sind Kohlenstoffdioxid zu Methan zu verstoffwechseln. Dies gelingt, indem die vierte Stufe des Biogasprozesses, die Methanogenese, separat in einem Bioreaktor betrieben wird. Auf diese Weise wird aus Biogas ein Erdgassubstitut zu erzeugen. Biogas und Wasserstoff wird zu Methan metabolisiert. Auf diese Weise kann ein Produktgas mit einem Methananteil über 90 Vol.-% erzeugt werden.

Auf Basis eines 15 Liter Rührkesselreaktors (CSTR) mit Luftblasendiffuser auf dem Reaktorboden wurde eine Biogasanlage mit dem für die Musterregion typischen Substratmix nachgestellt. Ziel war es, das Potenzial der biogenen Methanisierung nach dem in-situ Verfahren zu untersuchen [90–92]. Die biogene Methanisierung bietet aufgrund der in der Musterregion zahlreich vorhandenen Biogasanlagen ein Potential, bis zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft, das fossile Erdgas durch THG-neutrales Methan aus nachwachsenden Rohstoffen zu substituieren. Ebenso bietet eine Methanisierungsstufe eine interessante Anwendungsoption für Wasserstoffgase, die nicht die geforderte Reinheit für Brennstoffzellen- oder Industrieanwendungen besitzen. Ein Schema der Versuchsreihen zur biogenen Methanisierung ist in Abbildung 41 dargestellt.

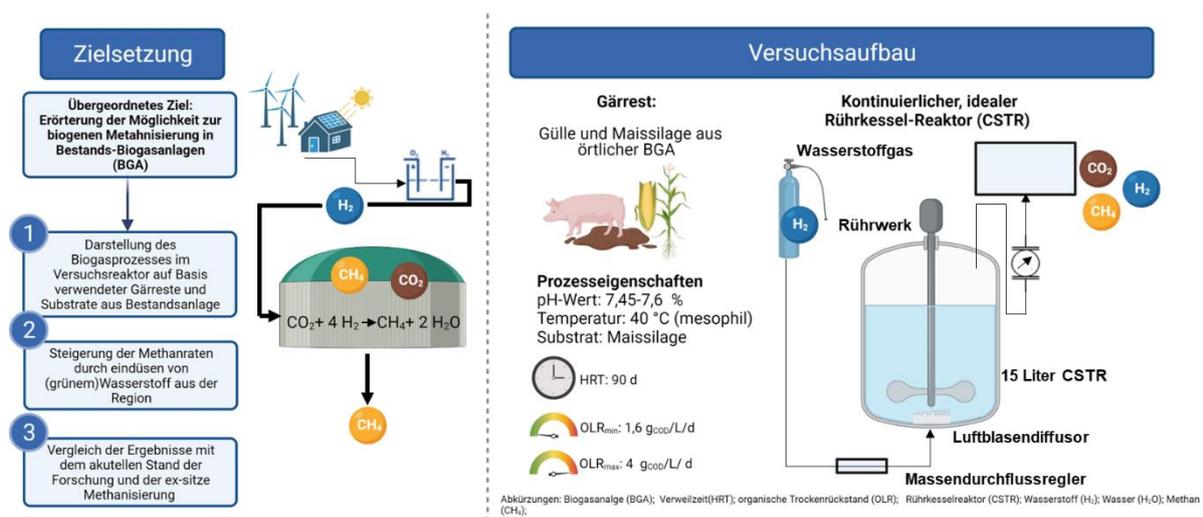


Abbildung 43: Biogene Methanisierung nach dem in-situ Verfahren

Die In-situ-Veredelung von Maissilage³ und Schweinegülle wurde unter mesophilen Bedingungen (θ=40 °C) und Umgebungsdruck durchgeführt. Vor den Methanisierungs-Versuchen wird der CSTR mit Inokulum aus einer mesophilen Biogasanlage befüllt. Dieser Gärrest bestand i. d. R. aus Maissilage und Schweinegülle. Die hydraulische Verweilzeit betrug 90 Tage. Nach dem Herstellen konstanter Biogaserträge wurden verschiedene Versuchsreihen zur Methanisierung durch das Einbringen von Wasserstoff durch den Luftblasendiffuser am Boden des Reaktors durchgeführt, um den Methanertrag des Produktgases durch die Reaktion des Wasserstoffs mit dem im Rohbiogas vorhandenen Kohlenstoffdioxid zu Methan zu erhöhen.

³ Maissilage stellt das typische Substrat in der Musterregion dar.

Ergebnisse aus den Versuchsreihen (siehe Abbildung 42), bei einer Wasserstoffzugabe im Verhältnis von vier Teilen Wasserstoff zu einem Teil Kohlenstoffdioxid des Biogasertrags zeigen, dass eine Ertragssteigerung des Methans- im Biogas erreicht wurde.

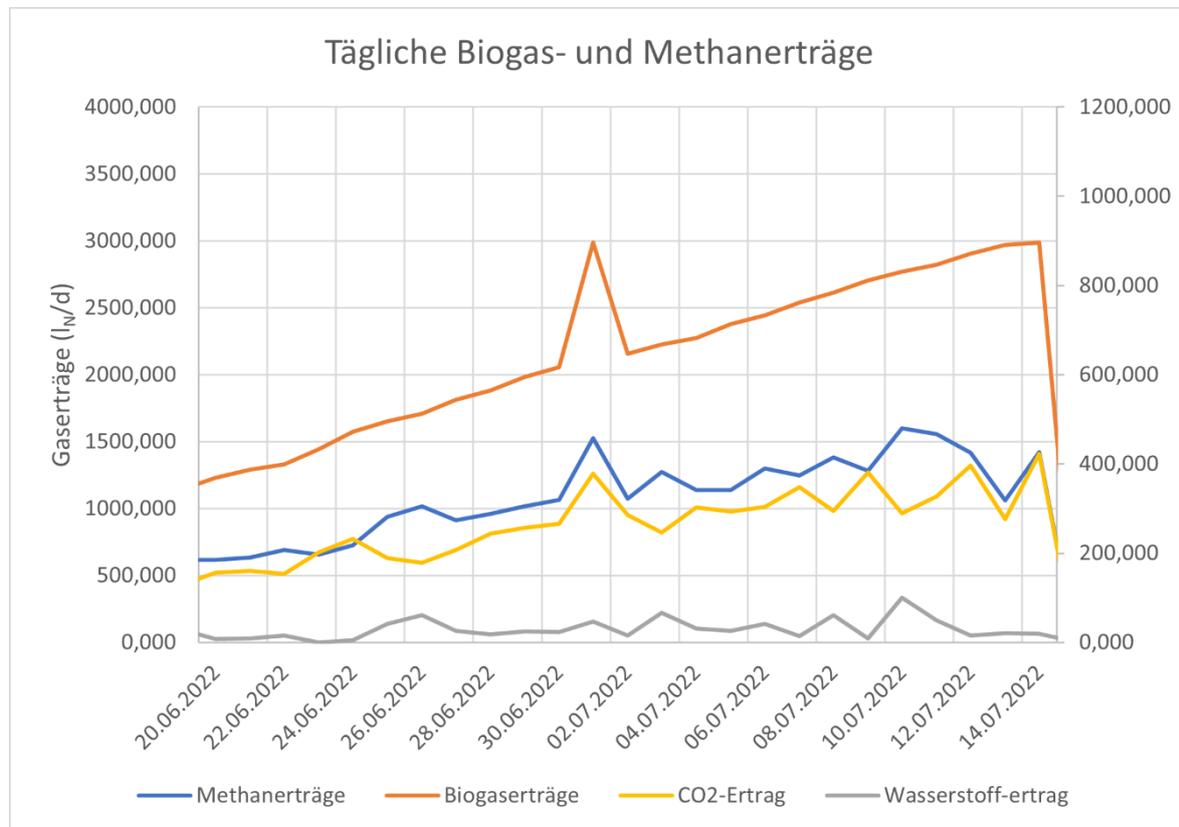


Abbildung 44: Gemessene Gaserträge während der Methanisierungsversuche (in-situ)

Allerdings wurden auch Wasserstoffgehalte im Produktgas nachgewiesen, was darauf schließen lässt, dass der Wasserstoff nicht vollständig methanisiert wurde. Daher wurde im weiteren Versuchsaufbau eine geringere Menge an Wasserstoff zugegeben, um die Auswirkungen auf das Produktgas zu untersuchen. Diese Ergebnisse zeigen, dass geringere Wasserstoffgehalte gemessen wurden und die Methanisierung im gewählten Versuchsaufbau optimiert werden konnte. Um eine Vergleichbarkeit hinsichtlich der Auswirkung einer geringeren Wasserstoffzufuhr nachzuweisen, wurde eine einfaktorielle Varianzanalyse (ANOVA) durchgeführt. Anhand der Analyse kann eine Aussage darüber getroffen werden, inwiefern bei einer geringeren Wasserstoffzufuhr eine signifikante Abhängigkeit zwischen den Messwerten besteht. In Abbildung 45 ist das Boxplotmodell über die verschiedenen Versuchsreihen dargestellt. Versuchsreihe 0 bildet den stöchiometrischen Betrieb ab. Dies entspricht ein Verhältnis von CO₂ zu H₂ = 4 (Optimum). Versuchsreihe 1 – 3 stellt die geminderte Zufuhr von Wasserstoff bei gleichen Rahmenbedingungen dar.

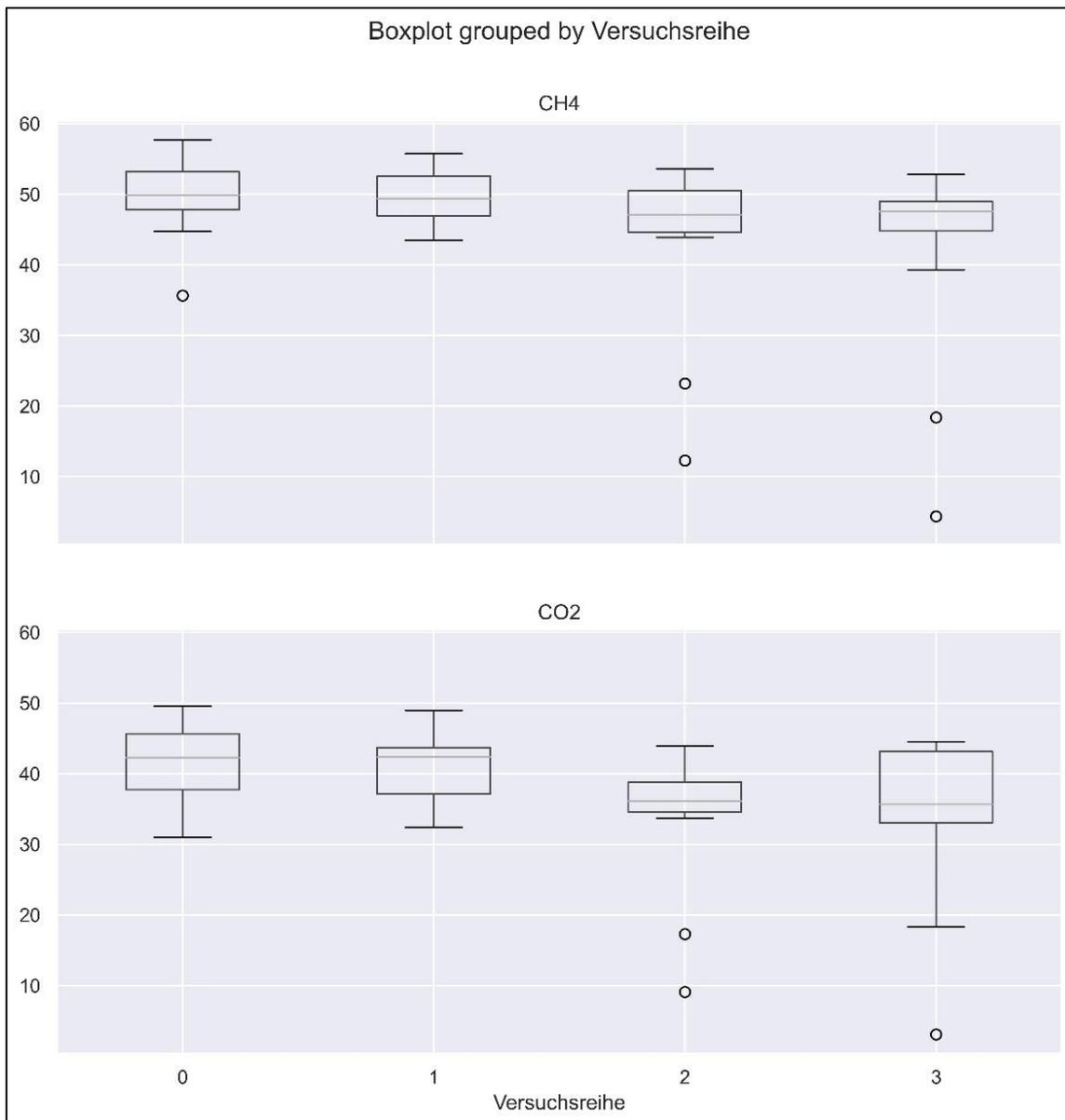


Abbildung 45: Boxplot biogene Methanisierung (Versuchsreihenbildung)

Ergebnis und Zusammenfassung

Anhand der Varianzanalyse konnte für die Versuchsreihen ein ‚p-Wert‘ $< 0,05$ für die CO_2 - und CH_4 -Konzentrationen ermittelt werden. Der ‚p-Wert‘ gibt an, wie unwahrscheinlich die Auswertungen der Versuchsprobe sind und ein Zusammenhang bei geminderter Wasserstoffzufuhr existiert. Somit kann die Nullhypothese, dass kein Unterschied in den Mittelwerten der Versuchsreihen besteht, verworfen werden. Es existiert somit ein signifikanter Unterschied zwischen den Versuchsreihen und die Zugabe einer nicht-stöchiometrischen H_2 -Eindüsung führt zu einer verbesserten Verstoffwechslung von CO_2 und damit höhere CH_4 -Erträge. Grundsätzlich gilt, dass sich diese Option anbietet, wenn eine hohe H_2 - und CO_2 -Verfügbarkeit bei Biogasanlagen vorliegt. Folglich stellt die biogene Methanisierung die Erzeugung eines höherkalorischen

Biogases zur Nutzung in einem Energiesystem (z.B. BHKW) und Versorgung eines Quartiers mit Strom und Wärme als Erdgassubstitut bereit. Die qualitative Aufwertung des Biogases hat neben einer höheren Energiedichte auch vielfache Vorteile, was die Nutzung des Produktgases in einem BHKW bietet (z.B. geringerer Verschleiß, längere Wartungsintervalle).

6.3 Versuchsreihendurchführung: Flexibilitäts-Optionen

Flexibilitätsoptionen haben zum Ziel, Stromerzeugung und Stromverbrauch zeitlich zu harmonisieren. Durch das Zusammenspiel verschiedener Maßnahmen soll das bislang statische und zentralistisch organisierte Stromversorgungssystem flexibel werden und Spannungsbandverletzungen vermeiden und Residuallastausgleich schaffen. Anhand der über ein Jahr ermittelten Residuallasten am ONT wurden Flexibilitätsoptionen in Form eines Elektrolyseurs und Batteriespeichers simuliert und die Behebung der auftretenden Spannungsbandverletzungen dargestellt. Zielsetzung dieser Versuchsreihe war es, das Modell in die Praxis zu überführen und die technische Machbarkeit dieser Konstellation anhand der Technikumsanlage darzustellen. Der Fokus lag auf der realen Darstellung der Fahrweise sowie Reaktionszeiten der Konversionstechnologien für einen repräsentativen Lastwechsel. Es soll eine Aussage getroffen inwiefern ein Residuallastausgleich (Lastwechsel) anhand der vor Ort bereitgestellten Technologien erfolgen konnte. Der Lastwechsel bezieht sich dabei auf den Begriff der Residuallast am ONT. Die Residuallast kann in positive und negative Last unterteilt werden. Bei positiven Lastflüssen ist der Bedarf größer als die aktuelle Erzeugung und bei negativen Lastflüssen ist der Bedarf wiederum kleiner und die Erzeugung überwiegt [93]. Wie in den vorherigen Kapiteln bereits beschrieben, führte dies zu Spannungsbandverletzungen und Flexibilitätsoptionen stellen ein geeignetes Mittel dar, um diese zu beheben.

In Abbildung 46 ist ein exemplarischer Ablauf zur Behandlung von Residuallasten abgebildet. Im Projekt wurden ein Batteriespeicher und Elektrolyseur als Flexibilität simuliert dargestellt. Mithilfe der Technikumsanlage konnte diese Einsatzreihenfolge nachgestellt werden. Innerhalb des Projekts wurde die Technikumsanlage um eine Brennstoffzelle, Speicherungssystem und Verdichtereinheit für Wasserstoff erweitert und in eine zentrale Steuerung überführt, um alle Anlagen automatisiert anzusteuern und entsprechende Signale während der Testbetriebe auszulesen oder zu schreiben. Die ausführlichen Spezifikationen und technischen Datenblätter zu den Anlagen sind im Anhang (vgl. Abb. Anhang 2 und Tab. Anhang 4) aufgeführt.

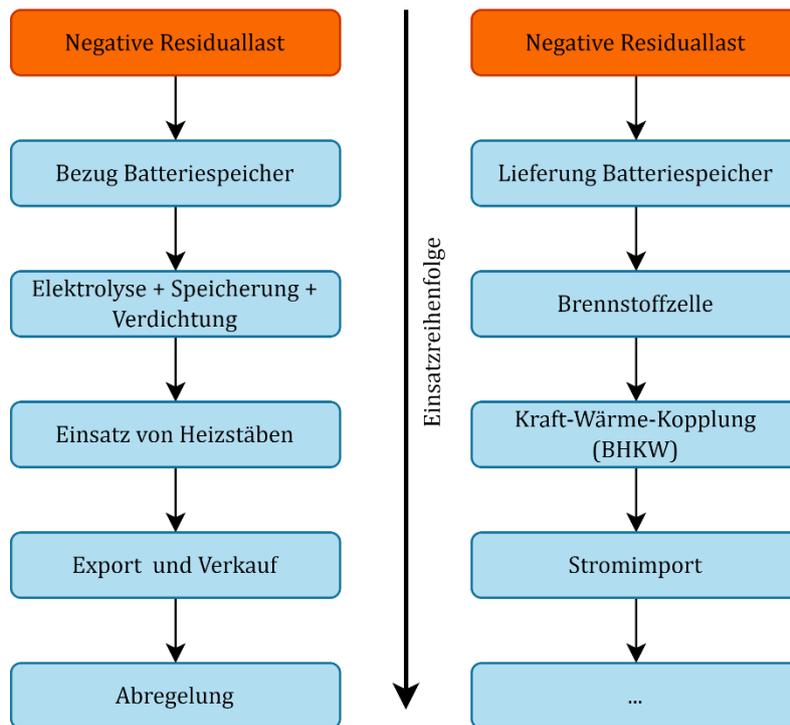


Abbildung 46: Beispielhafte Einsatzreihenfolge von Flexibilitätsoptionen (eigene Darstellung nach [93])

Beschreibung des Versuchsablaufs für den Residuallastausgleich am ONT

Wie anfänglich erwähnt, war es die Zielsetzung den Residuallastausgleich durch die Technikumsanlage und das Verhalten bei Lastflusswechsel darzustellen. Alle Schritte sind im weiteren Verlauf erörtert.

Die ermittelten Residuallasten aus der Modelica Simulation lagen für das maximale Ausbauszenario in sekundlicher Auflösung vor (vgl. Abbildung 47). Für die Versuchsreihe wurden die Jahreswerte auf 15 Minuten herunterskaliert und darüber der Mittelwert gebildet. Die max. Residuallasten (positiv/negativ) betragen: **160 kW** und **-150 kW** (max. Ausbauszenario).

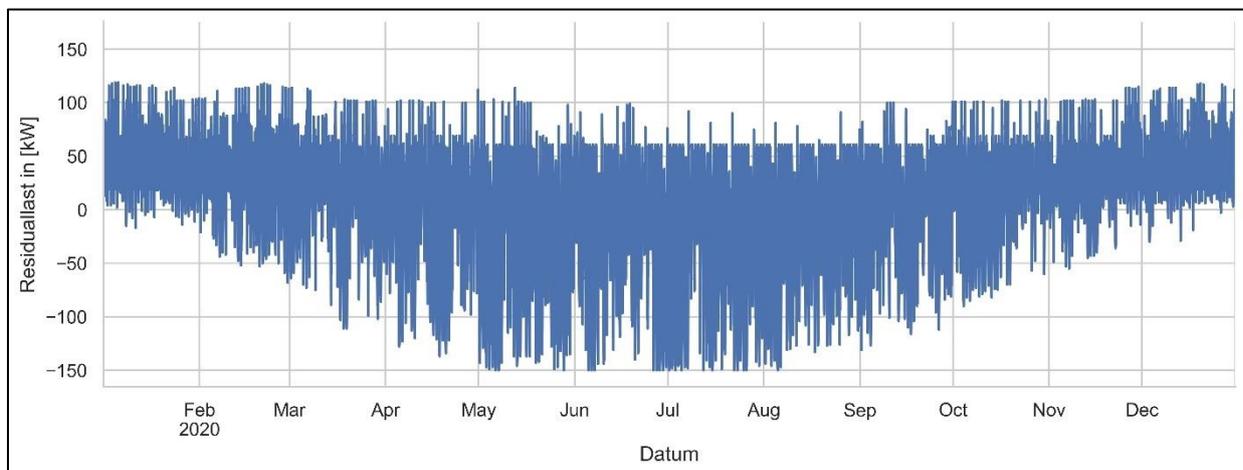


Abbildung 47: Residuallast am ONT max. Ausbauszenario

Aus den Jahreswerten in Abb. 47 wurde ein repräsentativer Zeitraum gefiltert, der einen Wechsel zwischen negativer und positiver Residuallast am ONT darstellt (siehe Abbildung 48).

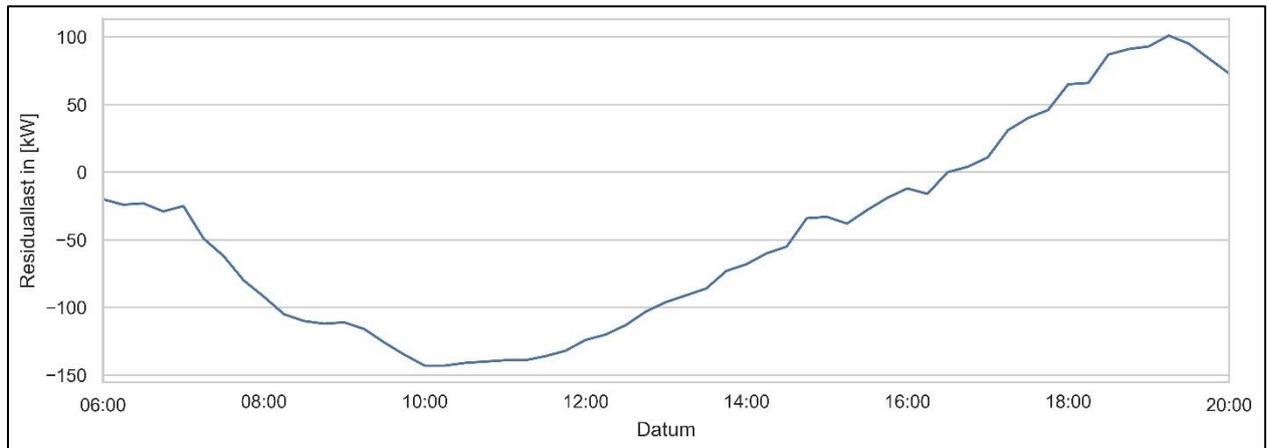


Abbildung 48: Zeitlicher Ausschnitt der Residuallast max. Ausbauszenario

Anhand dieses Ausschnitts wurden die maximalen Residuallasten sowie kumulierten Energieströme ermittelt (vgl. Tabelle 11). Hier ist bereits erkennbar, dass die max. negative Last sowie die kumulierte neg. Energie wesentlich höher sind als die positiven Lasten, was für eine höhere Erzeugung in diesem Zeitraum spricht.

Tabelle 11: Parameter der Versuchsreihe für Flexibilitätsoptionen

Max. pos. Last [kW]	Max. neg. Last [kW]	Kumuliert neg. [kWh]	Kumuliert pos. [kWh]
101	143	297	86,25

Im Rahmen der Versuchsreihe soll untersucht werden, inwiefern ein Ausgleich der Residuallasten mit der vorhandenen Technologiekonstellation möglich ist. Hierfür wurde anhand der Technologieparameter und Leistungsgrenzen ein algorithmusbasierter Ablauf für die auftretenden Residuallasten programmiert. Dadurch konnte für jeden beliebigen Zeitraum eine automatische Versuchsreihe generiert und abgefahren werden. Mithilfe der implementierten Software und Visualisierung konnte jede Technologie auch händisch angesteuert und überwacht werden. Die Schreibsignale wurden anhand der zuvor erstellten Input-Datei übermittelt. Ein Auszug der automatischen Generierung ist in Tabelle 12 dargestellt. Für jeden Versuch-Schritt wurden die jeweiligen Leistungswerte für die angegebene Dauer (900 Sekunden = 15 Minuten) an die Technologie übermittelt.

Tabelle 12: Auszug der automatischen Versuchsreihengenerierung

Plugin	Anlagenschema	Anlagenschema	Battery	Elektrolyseur	Verdichter
Signalnummer	7	21	1	6	8
Duration	VERSUCH_STEP	SOFT_Residuallast	BAT_POWER_SET	ELK_ACTIVE_PWR_SET	COMP_ACTIVE
Dauer	VERSUCH_STEP	Residuallast	Sollwert Leistung	Leistungsaufnahme	Sollwert
900	1	-4	3000	0	0
900	2	-11	4000	0	0
900	3	-23	5000	30	0
900	4	-29	6000	60	0
900	5	-49	7000	80	0
900	6	-80	8000	100	1
900	7	-112	8000	100	1
900	8	-135	8000	100	1
900	9	-143	8000	100	1
900	10	-136	8000	100	1
900	11	-113	8000	100	1
900	12	-91	8000	100	1
900	13	-73	8000	100	1
900	14	-55	8000	100	1
900	15	-34	8000	80	0
900	16	-38	7000	60	0
900	17	-28	6000	40	0
900	18	-19	5000	0	0
900	19	-16	1000	0	0
900	20	4	-2000	0	0
900	21	11	-4000	0	0
900	22	31	-6000	0	0
900	23	46	-7000	0	0
900	24	65	-8000	0	0
900	25	87	-8000	0	0
900	26	101	-8000	0	0

Alle erfassten Werte werden während einer Versuchsreihe separat in einer Datenbank gespeichert. Zusätzlich werden die Bezüge und Lieferungen jeder Technologie über Multifunktionsmessgeräte (Stromzähler von SENTRON) erfasst, um die kumulierten Energieströme zu erfassen. Vor Beginn der Versuchsreihe wurden die Bezüge und Lieferungen auf null gesetzt sowie aktuelle IST-Werte erfasst, um Rückschlüsse auf die ordnungsgemäße Signalverarbeitung zu erhalten (siehe Markierung der Parameter „Bezug“ und „Lieferung“ in Abbildung 49).

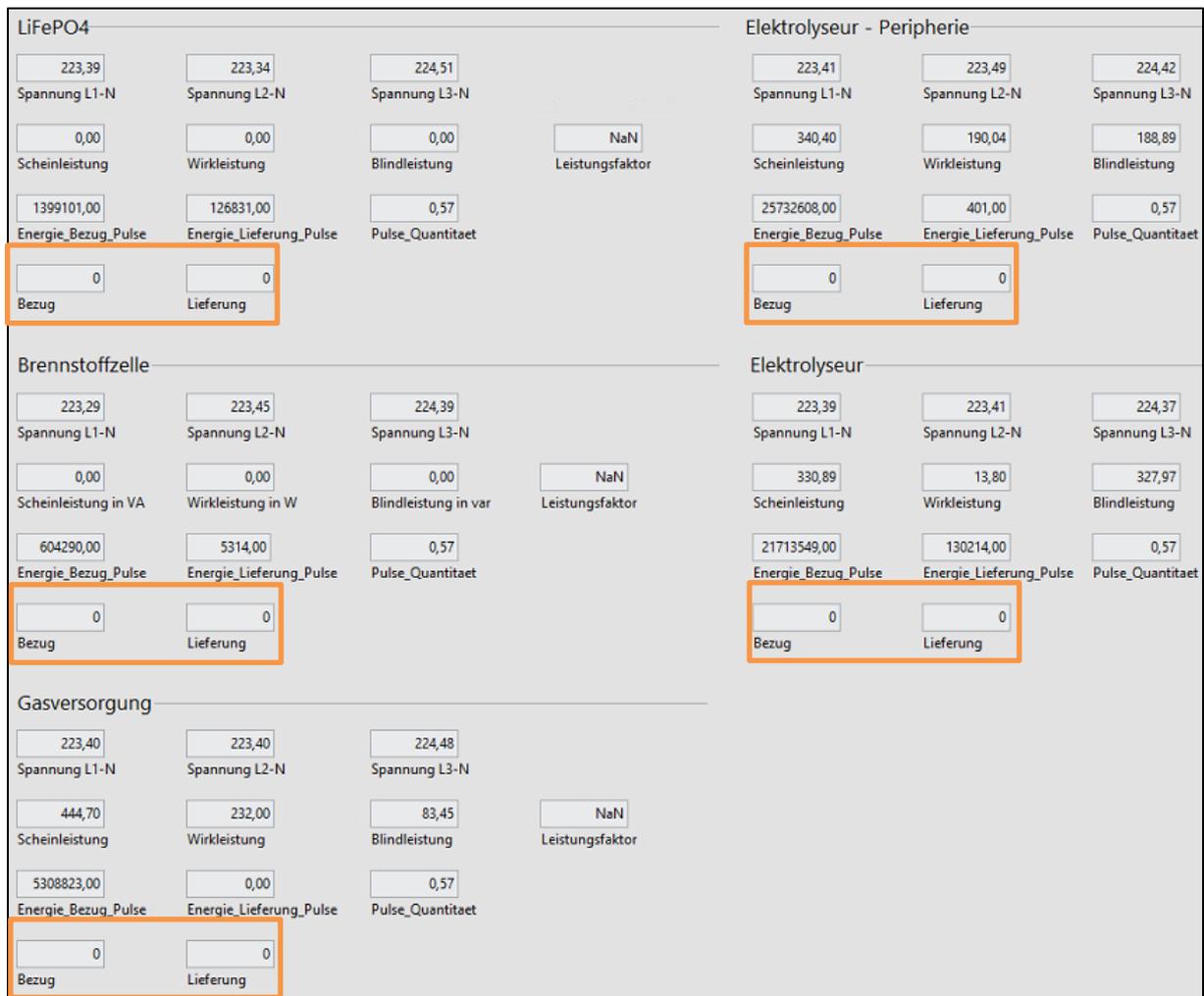


Abbildung 49: Übersicht der Technologien (Start der Versuchsreihe)

Weiterhin wurden die Startparameter der Technikumsanlage erfasst (vgl. Tabelle 13), um die Wirkungsgradkette abzubilden und technische Grenzen im Verlauf der Versuchsreihe zu erfassen. Hier ist bereits zu erkennen, dass die Batterie sich zum Start der Versuchsreihe im unteren Ladezustand (SoC = 10 %) befindet und die Wasserstoffspeicher über die Hälfte gefüllt sind.

Tabelle 13: Startparameter der Versuchsreihe

Technologie	Parameter
Batteriespeicher (LiFePO₄)	<ul style="list-style-type: none"> • Gesamtkapazität = 24 kWh • Start-SoC = 10 % • Start-Kapazität = 2,1 kWh • Start-Batteriespannung = 48 V
PEM-Elektrolyseur	<ul style="list-style-type: none"> • Leistung = 3,15 kW (H₂-Produktion) • Leistungsregelung zwischen 25 % - 100 %
Wasserstoffspeicher	<ul style="list-style-type: none"> • Pufferspeicher = 12,1 bar / 75,9 % • Hochdruckspeicher = 203,8 bar / 67,9 %

Ergebnisse und Auswertung nach Versuchsende für den Residuallastausgleich

Nach Beendigung der Versuchsreihe können die Bezüge und Lieferungen der Flexibilitäts-technologien mit den kumulierten Lastflüssen aus Tabelle 11 verglichen werden. Bei den kumulierten, negativen Lastflüssen im betrachteten Zeitraum konnten durch den Batteriespeicher (Bezug), Elektrolyseur (Erzeugung) sowie Gasversorgung (Verdichtung) insgesamt 64,70 kWh ausgeglichen werden, was einem Residuallastausgleich von 22 % entspricht. Die Peripherie vom Elektrolyseur wird dabei extra erfasst und geht mit 5,47 kWh in die Bilanz ein. Die Lieferung vom Elektrolyseur entspricht 7,78 kWh. Durch die Verdichtung des produzierten sowie gepufferten Wasserstoffs konnten 30 kWh eingespeichert werden, was dem größten Anteil entspricht. Der Batteriespeicher wurde in diesem Zeitraum vollständig geladen (24 kWh max. Kapazität). Die Ladeleistung wurde bereits in *Step 11* der Versuchsreihe stetig reduziert. Der eingespeicherte Wasserstoff kann wiederum für eine Rückverstromung in der Brennstoffzelle bei positiven Lastflüssen oder zum Verkauf oder Einspeisung in das Erdgasnetz genutzt werden kann. Bei den kumulierten, positiven Lastflüssen konnten 7,70 kWh (Ausspeicherung) durch den Batteriespeicher ausgeglichen werden. Die Lieferung vom Batteriespeicher hätte wesentlich größer sein müssen, da der Batteriespeicher vor dem Lastwechsel vollständig geladen war (siehe Markierung in Abbildung 50). Während der Versuchsreihe konnte festgestellt werden, dass das Signal der Sollwertsetzung zeitversetzt geschrieben wurde. Dies lässt sich auf einen Fehler in der Signalverarbeitung zurückführen.



Abbildung 50: Übersicht der Bezüge und Lieferung (Ende der Versuchsreihe)

Reaktion auf Lastflusswechsel

Ein weiteres Kriterium bei der Bewertung von Flexibilitätsoptionen, ist die Reaktion auf kurzfristige Laständerungen sowie der Reaktionsgeschwindigkeit auf eingehende SOLL-Signale. Um dies verdeutlichen, werden zwei repräsentative Versuchsreihen für Elektrolyseur und Batteriespeicher ausgewertet. In Abbildung 51 ist der Leistungsverlauf des Elektrolyseurs über die Zeit dargestellt. Ein Zeitschritt entspricht einer realen Frequenz von 0,25 s, um kleinste Abweichungen zu erkennen und Anomalien zu identifizieren. Die Versuchsreihe hat eine gesamte Dauer von ca. 90 Sekunden. Soll-(blau) und Ist-Wert (rot) werden als Sprungantwort für die Leistungsaufnahme (Amplitude: %) dargestellt. Es ist zu erkennen, dass sich der Ist-Wert innerhalb von 1 s an den Soll-Wert anpasst und die jeweilige Leistung bereitstellen kann. Damit ist der Elektrolyseur ein geeignetes Mittel bei kurzfristigen Laständerungen. Dies setzt jedoch voraus, dass sich der Elektrolyseur bereits im Grundlastbetrieb befindet. Befindet sich der Elektrolyseur im Stand-by, beträgt die Zeit bis zur Produktionsphase ca. 90 s.

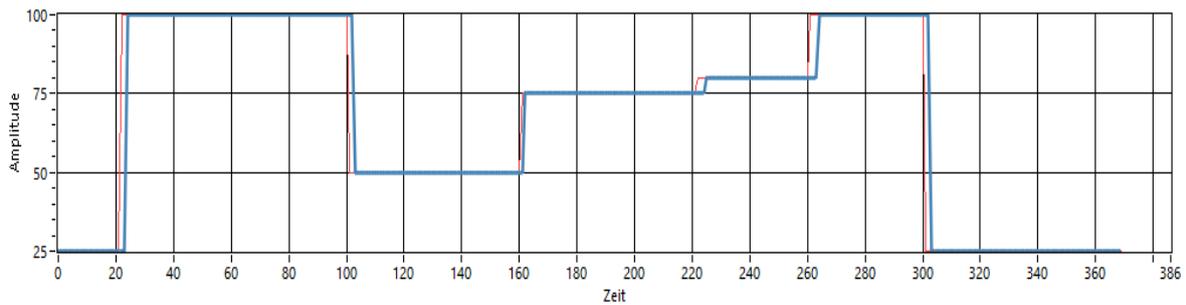


Abbildung 51: Signalverarbeitung für Soll und Ist-Wert vom Elektrolyseur

Für den Batteriespeicher (vgl. Abbildung 52) ist ebenfalls ein Lastwechsel dargestellt. Der Auswertebereich ist für diese Darstellung auf 2 kW (Bezug/Lieferung) begrenzt, um die Reaktionsgeschwindigkeit darzustellen. Das Leistungsprofil sowie die Anpassung des Ist-Werts an den Soll-Wert, unterscheidet sich vom Profil des Elektrolyseurs. Bei einer Soll-Wert Vorgabe von 2 kW erfolgt die erste Reaktion nach 6 s und erreicht eine Bezugsleistung von 0,2 kW. Darauf folgt ein linearer Anstieg des Ist-Werts bis zum gewünschten Soll-Wert. Der Soll-Wert wird nach 38 Sekunden erreicht. Daraus resultiert eine Leistungsanpassung von 0,05 kW/s für den installierten Batteriespeicher. Das gleiche Verhalten gilt gleichermaßen für die Lieferung, also die Einspeisung in das Netz. Für kurzfristige Laständerungen hinsichtlich des Residuallastausgleichs, ist dieses System nicht gänzlich geeignet und bietet noch Optimierungspotentiale hinsichtlich der Latenzzeit.

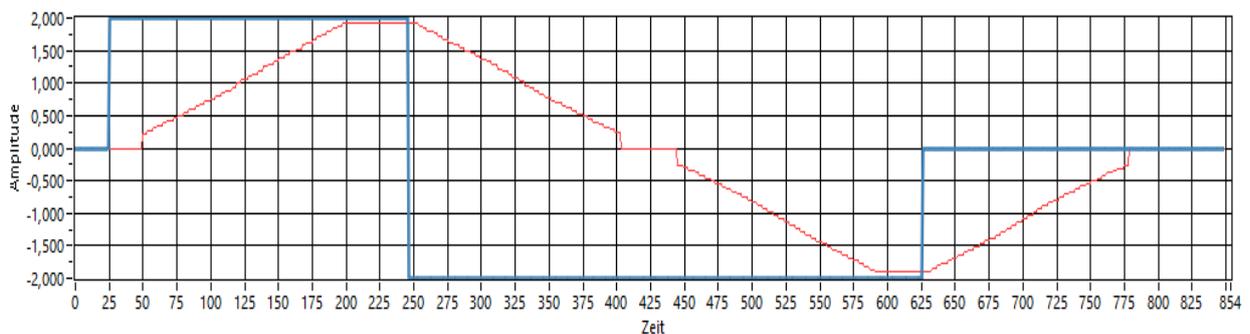


Abbildung 52: Signalverarbeitung für Soll und Ist-Wert vom Batteriespeicher

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass ein Batteriespeicher, Elektrolyseur und Verdichtereinheit aus technologischer Sicht Flexibilitätsoptionen darstellen. Der Elektrolyseur ist aufgrund der geringen Latenz für kurzfristige Lastwechsel sehr gut geeignet. Beim Batteriespeicher sind Anpassungen hinsichtlich Batterielademanagements von Nöten, um kurzfristige Laständerungen effizienter abzufahren. Die Ergebnisse decken sich auch mit den Untersuchungen aus den Simulationen.

7 Entwicklung eines Ablaufschemas

Ein weiteres Ziel des Projekts war es, die verwendete Methodik zu skizzieren und in einen idealtypischen Ablauf zur energetischen Quartierstransformation zu überführen. Für die Ausarbeitung von Lösungskonzepten innerhalb eines Quartiers existieren in der Literatur und teilweise auch in der Praxis verschiedene Ansätze. Die FfE München hat bspw. verschiedene Leitfäden für die kommunale Ebene zusammengetragen und die wichtigsten Charakteristika gegenüberstellt [94]. Die Kommunen, als Maschinenraum der Energiewende, stehen dabei vor der Herausforderung, die von der Bundesregierung gesetzten Klimaziele vor Ort umzusetzen. Für die Umsetzung existieren unterschiedliche Instrumente sowie Förderprogramme. Folgende Leitfäden gehen dabei in die folgenden Betrachtungen ein und können als Ansatz dienen: *Integriertes Klimaschutzkonzept*, *Energienutzungsplan*, *Kommunale Energieeffizienznetzwerke*, *Kommunale Wärmeleitplanung* und *European Energy Award*. Bei Betrachtung der unterschiedlichen Konzepte und der Vorgehensweise innerhalb des Projekts, ergeben sich Gemeinsamkeiten hinsichtlich der *Kommunalen Wärmeleitplanung*, des *Energienutzungsplans* und dem *Integrierten Klimaschutzkonzept*. Eine wichtige Gemeinsamkeit dieser konzeptionellen Vorgaben ist eine Vernetzung unterschiedlicher Akteure vor Ort sowie die Identifikation eines „Treibers“ bzw. Managers, der die Projektumsetzung beschleunigt. Weiterhin wurde anhand einer Szenarienentwicklung die Auswirkung der Transformation auf die örtlichen Gegebenheiten untersucht, um ein Zielszenario abzubilden, dass die erforderlichen Veränderungen hinsichtlich der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität aufgezeigt hat. Dieses Vorgehen findet sich ebenfalls in den Konzepten wieder.

7.1 Aspekte für die Quartierstransformation

Dieses Kapitel richtet sich an Kommunen und deren Planer:innen, die einen ganzheitlichen Blick auf die Quartiersebene erhalten wollen und an der lokalen Umsetzung der Klimaziele interessiert sind. Dabei wurde die Vorgehensweise innerhalb des Projekts bereits transparent dargestellt und auf Hemmnisse sowie Herausforderungen während des Projekts eingegangen, um Handlungsempfehlungen zu geben. Die Vorteile einer Quartiersbetrachtung sind unter anderem, dass ein Quartier „überschaubar“ ist und somit eine geeignete Größe besitzt, um die gegenseitige Bekanntheit und das Vertrauen zu nutzen, um mit den Personen/Organisationen im Quartier die Transformation umzusetzen. Dies birgt wiederum Potenzial für die Gründung von Energiegenossenschaften und zur Entwicklung von Geschäftsmodellen für den örtlichen Energieversorger. Durch den lokalen Bezug ist es einfacher, konkrete Energieprojekte ins Leben zu rufen. Somit können Projekte und Initiativen leichter und effektiv umgesetzt werden. Die energetische Transformation eines kleinräumigen Gebietes mittels geeigneter Instrumente ist somit der Prozess von

einem IST-Zustand zu einem energetisch verbesserten SOLL-Zustand, im besten Fall aus ökologischer und ökonomischer Sicht für alle Beteiligten.

7.2 Ablaufschema vom Bestandsquartier zur Defossilisierung

Im folgenden Unterkapitel ist ein idealtypischer Ablauf zur Quartierstransformation skizziert, der im Laufe des Projekts identifiziert und erarbeitet wurde. Alle nötigen Schritte, die in Abbildung 53 dargestellt sind, sind im weiteren Verlauf beschrieben.



Abbildung 53: Idealtypischer Ablauf einer Quartierstransformation

1. Initiierung

In erster Linie sind die Gemeindeverwaltung und /oder Nutzer die Initiator:innen der auszugestaltenden Konzepte. Jedoch kann die Initiierungsphase in zwei Szenarien unterteilt werden, die im Folgenden skizziert werden:

Szenario 1: Die Gemeinde übernimmt die Rolle der Initiator:innen und entscheidet sich für ein Vorhaben zur Dekarbonisierung eines bestehenden Quartiers. Die Motivation liegt in der Stärkung der städtebaulichen Entwicklung und Erhöhung der Attraktivität des Standortes

Szenario 2: Die Initiative wird durch einen Verbund von Nutzer:innen (Bürger:innen, Gewerbe, etc.) ergriffen, die eigenständig ein Quartier mit hoher Umsetzungswahrscheinlichkeit auswählen. Bei den Nutzer:innen liegt die Motivation in einer nachhaltigen und kostengünstigen Versorgung mit entsprechender Sicherheit und Stabilität.

Die Interessensbekundung zum Vorhaben wird je nach Szenario von der Nutzergruppe oder der Gemeindeverwaltung in einem ersten Schritt durch eine Skizze dargestellt. In der ersten Skizze sollten bereits grundlegende Ziele definiert und gezielte Clustergrößen der Quartiere bestimmt werden. Dabei sollte auf die verschiedenen Interessensbekundungen der Anwohner:innen Rücksicht genommen werden und eine transparente Kommunikation erfolgen.

2. Akteursakquise und Verknüpfung:

Grundlage der energetischen Quartierstransformation in Städten und Gemeinden ist ein kommunales Energiekonzept. Es gibt den Rahmen vor, der auf die nationalen und regionalen Ziele der Klimapolitik abgestimmt ist. Üblicherweise enthält es Ziele, Grundlagen und Analysen sowie wesentliche Maßnahmen zur Umsetzung der Klimapolitik auf kommunaler Ebene. Bei der Akteursakquise ist es erforderlich, dass bereits in der Initiierungsphase ein Grobkonzept vorliegt, da hier bereits die Relevanz der Datenerhebung zum Tragen kommt, die als Grundlage verwendet wird. In Abbildung 54 ist beispielhaft eine mögliche Vernetzung der einzelnen Akteure dargestellt. Wurden dabei bereits zentrale Akteur:innen wie Gemeinde, Investor:innen, Energieversorgungsunternehmen, Vereine und die Wohnungswirtschaft eingebunden, so ist bereits ein umfangreiches Akteur:innennetzwerk für die Quartiersebene vorhanden. Ist kein kommunales Energiekonzept vorhanden, sollte die Gemeinde in einem ersten Schritt ein solches erstellen.

Sobald die Vorhabensbeschreibung erfolgt ist, werden im nächsten Schritt entweder die Nutzergruppen oder die Gemeinde (je nach Initiator) eingebunden. In diesem Schritt ist bereits eine breite Beteiligung aller zukünftigen Nutzer:innen von großer Bedeutung und es kann über erste Informationsveranstaltungen die Zustimmung und Interessensbekundung erfolgen. Des Weiteren können bereits frühzeitig Arbeitskreise gebildet werden. Die Gemeinde übernimmt im weiteren

Verlauf als Bindeglied zwischen den späteren Nutzer:innen und den Versorgern bzw. weiteren Akteur:innen eine organisierende und leitende Funktion.

Je nach Vorhaben und Umfang der Projektziele ist es möglich und sinnvoll, eine wissenschaftliche Begleitung anzustreben. Hier dienen (Fach-)Hochschulen und weitere Forschungseinrichtungen mit entsprechenden Studienbereichen und Fachpersonal in der Versorgungstechnik als Anlaufstation. Durch die Einbindung einer wissenschaftlichen Begleitung können im weiteren Verlauf systemrelevante Modellierungen und Auslegungskonzepte erarbeitet werden. Zudem besteht bei diesen Akteur:innen ein hohes Maß an Objektivität, da neben der Motivation zu Wissenssteigerung und Know-how-Transfer keine wirtschaftlichen Interessen vorliegen. Die angestrebten Ziele sollten idealerweise bereits in diesem Stadium mit konkreten Zeitachsen, zugehörigen Kosten und entsprechenden Zwischenzielen beteiligter Partner versehen werden.

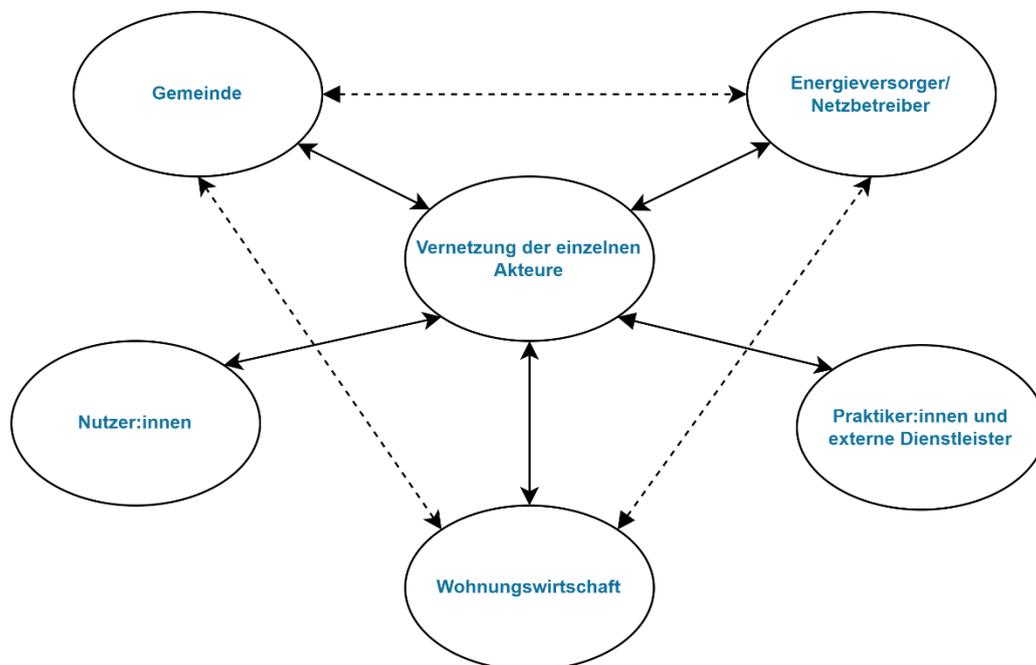


Abbildung 54: Verknüpfung der einzelnen Akteure

Ebenfalls sollten frühzeitig weitere Akteure eingebunden werden. Allen voran stehen hier die Netzbetreiber oder Versorgungsunternehmen, wie z.B. die örtlichen Stadtwerke. Diese dienen als Informationsgeber zu den bestehenden Netz- und Infrastrukturen und können (müssen) im späteren Betrieb die Versorgung übernehmen. Zudem besteht die Motivation der Versorger darin, ihre eigenen Bilanzkreisläufe zu stärken, zukunftsichere Versorgungsstrategien zu erarbeiten und weitere Geschäftsfelder zu entwickeln.

Zudem können externe Dienstleister eingebunden werden, um die Planung und Auslegung der entsprechenden Technologien auszuarbeiten und bei der Umsetzung der Konzepte als ausführendes Organ agieren. Weiterhin können Strukturen für die spätere Betriebsweise, z.B. der

Wärmeconzepte, über externe Dienstleister abgebildet werden, sofern die Stadtwerke aufgrund fehlender Netzstrukturen nicht involviert sind. Externe Dienstleister können z.B. Planer:innen oder Architekt:innen sein, sowie ausführende Firmen (Handwerker etc.), Interessensverbände, Energieberater:innen. Verbände, Vereine und Interessensvertretungen können maßgeblich dazu beitragen, die Ideen der energetischen Quartierstransformation zu verbreiten und stellen damit wichtige Multiplikatoren dar.

3. Datenakquise

Sowohl für die Modellierung als auch die Systemauslegung ist die Datengrundlage der Verbrauchs- und Erzeugungswerte innerhalb eines Quartiers eine entscheidende Kenngröße. Je detaillierter die Erfassung der Daten durchgeführt werden kann, desto genauer kann bereits in der Modellierung ein notwendiger netzseitiger Aus- oder Umbau fokussiert und beziffert werden. Für die Datengrundlage können verschiedene Arbeitsweisen herangezogen werden.

- Datengrundlage basierend auf statistischen Werten. Hier gibt es verschiedene Quellen, die zur Auslegung herangezogen werden können.
- Der zukünftige Nutzerkreis wird über einen individuellen Abfragebogen zur Datenbereitstellung eingebunden. Der Umfang und Detailgrad kann sich dabei sehr stark unterscheiden. Eine mögliche Abfragestruktur unter Einhaltung des Datenschutzes wurde bereits im Projekt durchgeführt (siehe Abb. Anhang 1)
- Eine weitere Möglichkeit können *Get-together* sein, um eine (energetische) Bestandsaufnahme des Quartiers und seiner Energieinfrastruktur zu schaffen. Hierzu zählen Energiequellen, Energieverbrauch, Infrastruktur, technische Systeme und Zustand (Sanierungszustand) der Gebäude.
- Eine Mischung aus abzufragenden Daten der Nutzerkreise und Einbindung von statistischen Werten zum Auffüllen möglicher Datenlücken.

Die Arbeitsweise sollte auch entsprechend dem Nutzerkreis ausgewählt werden. So sind bei sehr inhomogenen Nutzerkreisen (Mischgebiete, unterschiedliche Baualterklassen) die statistischen Werte gegebenenfalls nicht ausreichend, um den Realzustand zu beschreiben. Andernfalls kann es bei sehr homogenen Nutzerkreisen hinreichend genau sein, auf bestehende Datengrundlagen zurückzugreifen, was den Arbeitsaufwand zur Datenerhebung und Auswertung stark reduzieren kann. Es wird erwartet, dass das Bundesgesetz zur kommunalen Wärmeplanung verschiedene Akteure zur gebäudescharfen Weitergabe der verfügbaren Informationen zu Heizungsart und -alter, Energieträger, Leistung, und Verbräuchen verpflichtet wird [95]. Weiterhin sollte eine Gesamtenergiebilanz über die energetische Ausgangssituation des Quartiers und die quantitativen Wirkungen umgesetzter Maßnahmen erstellt werden. Die Bilanz enthält in der Regel die Darstellung des aktuellen Standes und eine zeitliche Perspektive bis zu den Stützjahren 2030 und

2045 für alle relevanten Sektoren. Zur Abschätzung des Energiebedarfs (und der daraus resultierenden CO₂-Emissionen) werden Annahmen zur thermischen Sanierung bestimmter Gebäude (-gruppen) getroffen. In einer Zusammenschau möglicher Maßnahmen lässt sich deren Bedeutung einordnen. Sie liefert damit auch eine wichtige Begründung für die Auswahl von Maßnahmen und ermöglicht es, die Werte mit den Klimaschutzzielen und energetischen Zielen auf kommunaler Ebene in Beziehung zu setzen. Dazu empfiehlt es sich zwecks Vergleichbarkeit, die gängigen Emissionsfaktoren (CO₂-Äquivalente etc.) zu verwenden. Ein Auszug möglicher Daten für eine Bestandsanalyse und Identifizierung von Potentialen finden sich in Tabelle 14 wieder.

Tabelle 14: Daten für eine Bestandsanalyse und Potentialermittlung

Datenquelle	Dateninhaber	Inhalt
Strombereitstellung im Bestand [96]	Energieatlas NRW bereitgestellt durch LANUV	Ausbaustand der stromerzeugenden Energien in NRW
Solarpotentiale [32]	Energieatlas NRW bereitgestellt durch LANUV	Ausweisung von Solarpotentialen für Dach- und Freiflächen. Daten als Download verfügbar (Link)
Wärmebedarfe (Raum- und Prozesswärme) [97]	Energieatlas NRW bereitgestellt durch LANUV	Staus quo von Wärmebedarf, Ausbau der EE im Wärmesektor. Angabe auf Gebäudeebene und als Wärmelinien für ganz NRW (Link)
Geothermiewentiale in NRW	Geologischer Dienst NRW	Untergrundverhältnisse für oberflächen- nahe, mitteltiefe und tiefe Geothermie in NRW (Link)
Bestand Heizungsanlagen	Schornsteinfegerdaten	Kommunen können Daten zu bestehenden Heizungsanlagen bei den lokalen Schornsteinfegern anfragen.
Lokale Wärme- und Strombedarfe sowie Verbräuche	Energieversorger	Gebäudescharfe Angabe möglich, wenn eine leitungsgebundene Quelle vorhanden ist.
Marktstammdatenregister	Bundesnetzagentur	Existierende Einheiten des deutschen Strom- und Gasmarkts, u.a. Solar-, Wind- und Biomassenanlagen (Link)
GEMIS/ProBas [98, 99]	IINAS/Umweltbundesamt Verfügbarkeit von GEMIS durch ProBas bereitgestellt	Angabe und Berechnung von Emissionsfaktoren (Nützlich für Parameter zur Energiesystemmodellierung und Lebenszyklusanalysen)

4. Konzepterstellung

Bei der Konzepterstellung werden die ausgesuchten Technologien mithilfe von Modellierungssystemen (wie z.B. Energiesystemmodellierung und Modelica/Dymola) in das bestehende Quartier integriert und verschiedene Durchdringungsstufen untersucht. Vorteil bei der Energiesystemmodellierung in *oemof* ist die Verfügbarkeit als Open-Source-Software. Ein weiterer Vorteil ist die stetige Weiterentwicklung und Implementierung neuer Technologien. Die aktuellste Entwicklung ist die Betrachtung und Optimierung von Wärmenetzen (*DHNx*) [56]. Ein alternatives Tool stellt die Web-Applikation *nPro* dar, da hier eine benutzerfreundliche Oberfläche vorhanden ist und Quartierslösungen mit kalter Nahwärme betrachtet werden können [100]. Über das Verfahren der Energiesystemmodellierung werden bereits die ersten monetären Bewertungen zur Transformation erstellt sowie Einsparmöglichkeiten im Bereich der Energieträger und Treibhausgasminderung. Im Rahmen der Energiesystemmodellierung kann vorab eine multikriterielle Betrachtung der möglichen Technologiekombination durchgeführt werden. Dieses Modell kann in den erarbeiteten Ausbaustufen durch eine physikalische Modellierung der vorhandenen Netztopologie validiert werden. Zudem werden über die Modellierung die Netzstrukturen bewertet und Netzschlechtpunkte aufgezeigt. Dadurch können weitere Maßnahmen zum gezielten Netzausbau erarbeitet werden und in die Umsetzung mit aufgenommen werden. Mit physikalisch-technischen Simulationssoftwarelösungen wie Dymola [46] können u.a. frühzeitig potenzielle Netzengpassstellen identifiziert werden. Diese sogenannten NSP stellen den neuralgischen Punkt in einem definierten Netzgebiet dar. Zur Identifizierung des NSP gehören neben der Verortung auch der Zeitpunkt bzw. das Stützjahr, wann erste netzkritische Situationen zu erwarten sind. In den typischen ländlichen Strahlennetzen befinden sich NSP häufig am weit entferntesten Gebäudeanschluss zum ONT, können sich aber auch situativ je nach Konstellation der Erzeuger- und Verbraucherstruktur ändern. So kann es bspw. mehrere NSP geben, einen für Zeitpunkte, in denen sehr viel EE-Strom erzeugt wird und der Verbrauch gering ist und einen für Zeitpunkte, in denen wenig, bis kein EE-Strom erzeugt wird und der Verbrauch hoch ist.

Die Entwicklung von konkreten Maßnahmen ist essenziell, um die definierten Ziele zu erreichen. Hierbei sollte auf die Expertise der beteiligten Akteure zurückgegriffen werden. Mögliche Maßnahmen sind die Optimierung von Gebäuden und Anlagen, die Nutzung erneuerbarer Energien, die Umstellung auf energieeffiziente Technologien und die Förderung eines nachhaltigen Verhaltens der Nutzer. An der Stelle ist zu erwähnen, dass ein Großteil der Maßnahmen bereits ohne Einschränkungen umsetzbar ist, ohne infrastrukturelle Änderungen am Netz vorzunehmen. Eine Übertragbarkeit auf andere Gebiete ist dabei sicherzustellen.

5. Umsetzungsfahrplan

Der Fahrplan zur Umsetzung ist eng an die Konzepterstellung gebunden und wird bereits bei Erarbeitung des Energiekonzepts mit eingebunden bzw. erarbeitet. Für die Umsetzung ist es erforderlich, dass die Hersteller, ausführenden Firmen, aber auch späteren Betreiber stetig im Austausch stehen, um Lieferketten und Arbeitsabläufe untereinander zu koordinieren.

In Abbildung 55 ist der Ablauf hinsichtlich der Umsetzung skizziert. An der Stelle ist es gegebenenfalls hilfreich einen externen Dienstleister mit der Funktion als Generalunternehmer einzubinden, der die Kommunikationsschnittstelle zwischen den einzelnen Akteuren bildet.

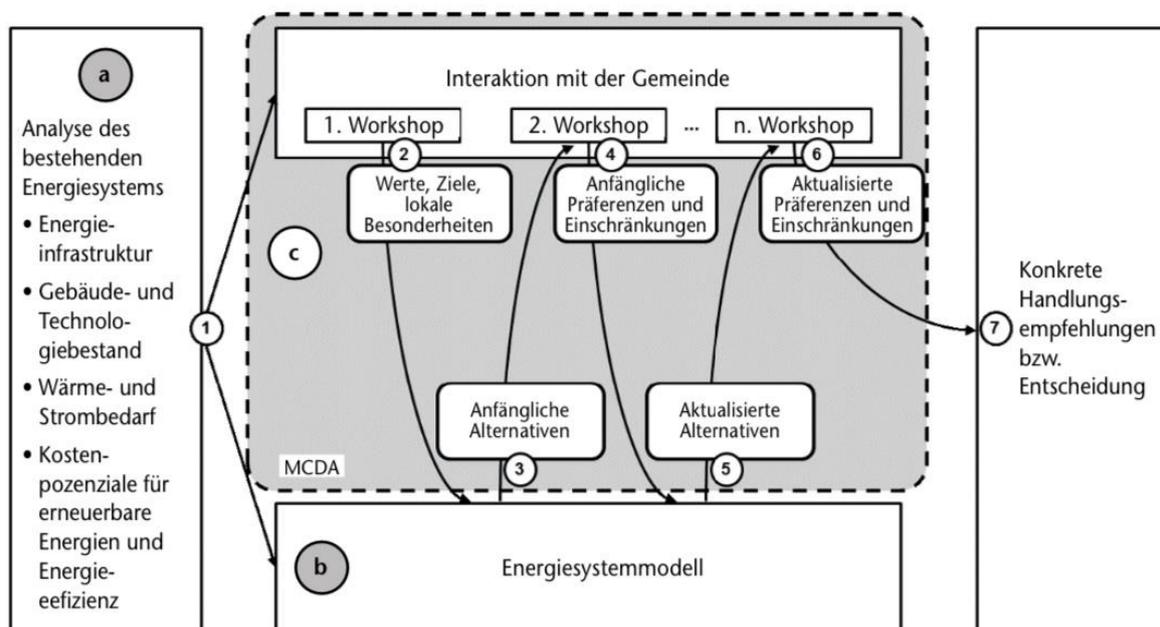


Abbildung 55: Beispielhafter Umsetzungsfahrplan

6. Monitoring

Das Monitoring umfasst eine qualitative und quantitative Erfolgskontrolle, anhand derer Ziele und Umsetzung überprüft und gegebenenfalls angepasst werden. Ein Konzept für das Monitoring ist bereits bei der Erstellung des Quartierskonzepts zu erarbeiten. Bei Umsetzung der Maßnahmen sollten die Auswirkungen fortlaufend gemessen werden. Eine Änderung der Erfolgskontrolle sollte konstant bleiben und Änderungen möglichst vermieden werden. Insbesondere die Datenherkunft, Vorgehensweise, Rechenwege, Daten und Parameter müssen nachvollziehbar dokumentiert werden.

8 Anlagen/Dokumente

9 Verzeichnisse

9.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Karte von Nordrhein-Westfalen.....	4
Abbildung 2: Versorgungsgebiet der Stadtwerke Tecklenburger Land GmbH & Co. KG.....	5
Abbildung 3: Aufbau des Strom- und Gasnetzes im Musterquartier.....	6
Abbildung 4: PV-Dachflächenpotenziale des Quartiers im Solarkataster NRW	11
Abbildung 5: Entwicklung der Wärme- und Strombedarfsstruktur im Quartier	14
Abbildung 6: Filterung der Fahrtenbücher zur Erstellung von Fahrprofilen.....	17
Abbildung 7: Anteil fahrender Fahrzeuge in einer Beispielwoche	18
Abbildung 8: Programmablaufplan für die Regelung der Ladesäule	20
Abbildung 9: Logik für unidirektionale Laderegelung einer Fahrzeugbatterie.....	21
Abbildung 10: Konzeptvergleiche der Ausbaustufen für die Jahre 2030/2050.....	23
Abbildung 11: Entwicklung des Heizwärmebedarfs.....	25
Abbildung 12: Entwicklung des Brennstoff- bzw. Strombedarfs für die Wärmebereitstellung.	25
Abbildung 13: Entwicklung der THG-Emissionen (THG) der Wärmeerzeugung.....	27
Abbildung 14: Residuallast ONT (Status Quo).....	29
Abbildung 15: Spannungsband NSP (Status Quo).....	29
Abbildung 16: Residuallast ONT (Stützjahr 2030)	30
Abbildung 17: Spannungsband NSP (Stützjahr 2030)	30
Abbildung 18: Residuallast ONT (Stützjahr 2045)	31
Abbildung 19: Spannungsband NSP (Stützjahr 2045)	31
Abbildung 20: Residuallast ONT (max. Ausbauszenario)	32
Abbildung 21: Spannungsband NSP (max. Ausbauszenario).....	32
Abbildung 22: Modell mit Batteriespeicher (a) oder Elektrolyseur (b) am NSP	38
Abbildung 23: Modell mit Batteriespeicher (a) oder Elektrolyseur (b) am ONT.....	39

Abbildung 24: Batterie: Spannungsband am NSP [2045]	40
Abbildung 25: Batterie: Ladeleistung am NSP [2045]	40
Abbildung 26: Elektrolyseur: Spannungsband am NSP [2045]	41
Abbildung 27: Leistung: Leistung am NSP [2045]	41
Abbildung 28: Batterie: Ladeleistung am ONT [2045]	43
Abbildung 29: Batterie: Ein-/Ausgespeicherte Energie am ONT [2045]	43
Abbildung 30: Batterie: SoC am NSP [2045]	44
Abbildung 31: Elektrolyseur: Leistung am ONT [2045]	44
Abbildung 32: Elektrolyseur: H ₂ -Produktion am ONT [2045]	45
Abbildung 33: Batterie: Spannungsband am NSP [max. Ausbauszenario]	46
Abbildung 34: Batterie [1500 kWh]: Ladeleistung am NSP [max. Ausbauszenario]	47
Abbildung 35: Elektrolyseur: Spannungsband am NSP [max. Ausbauszenario]	47
Abbildung 36: Elektrolyseur: Leistung am NSP [max. Ausbauszenario]	48
Abbildung 37: Batterie: Ladeleistung am ONT [max. Ausbauszenario]	49
Abbildung 38: Batterie: SoC am ONT [max. Ausbauszenario]	49
Abbildung 39: Elektrolyseur: Leistung am ONT [max. Ausbauszenario]	50
Abbildung 40: Stoffwechselwege der dunklen Fermentation	61
Abbildung 41: Biologische Wasserstofferzeugung durch Dunkle Fermentation	62
Abbildung 42: Beispielhafte Wasserstoff- und Methanproduktion	64
Abbildung 43: Biogene Methanisierung nach dem in-situ Verfahren	66
Abbildung 44: Gemessene Gaserträge während der Methanisierungsversuche (in-situ)	67
Abbildung 45: Boxplot biogene Methanisierung (Versuchsreihenbildung)	68
Abbildung 46: Beispielhafte Einsatzreihenfolge von Flexibilitätsoptionen	70
Abbildung 47: Residuallast am ONT max. Ausbauszenario	70
Abbildung 48: Zeitlicher Ausschnitt der Residuallast max. Ausbauszenario	71
Abbildung 49: Übersicht der Technologien (Start der Versuchsreihe)	73
Abbildung 50: Übersicht der Bezüge und Lieferung (Ende der Versuchsreihe)	75
Abbildung 51: Signalverarbeitung für Soll und Ist-Wert vom Elektrolyseur	76

Abbildung 52: Signalverarbeitung für Soll und Ist-Wert vom Batteriespeicher	76
Abbildung 53: Idealtypischer Ablauf einer Quartierstransformation	78
Abbildung 54: Verknüpfung der einzelnen Akteure	80
Abbildung 55: Beispielhafter Umsetzungsfahrplan	84

9.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Ist-Zustand im Sektor Strom im Musterquartier Recke [23]	8
Tabelle 2: Ist-Zustand des Wärmebedarfs im Musterquartier Recke [23, 24, 27]	10
Tabelle 3: Einteilung der Dachflächen in Eignungsklassen auf Basis jährlicher Sonneneinstrahlung	12
Tabelle 4: Gegenüberstellung der Energiesystemkonzepte in oemof	24
Tabelle 5: THG-Emissionsfaktoren in Abhängigkeit des Energieträgers	27
Tabelle 6: Übersicht Residuallast am ONT für untersuchte Stützjahre.....	33
Tabelle 7: Übersicht Spannungsbandverletzungen am NSP für untersuchte Stützjahre.....	34
Tabelle 8: Auslegungsparameter des Batteriespeichers für das Stützjahr 2045 und max. Ausbauszenario.....	52
Tabelle 9: Auslegungsparameter des Elektrolyseurs für das Stützjahr 2045 und max. Ausbauszenario.....	52
Tabelle 10: Messung der Gaskonzentrationen mit synthetischem Abwasser.....	64
Tabelle 11: Parameter der Versuchsreihe für Flexibilitätsoptionen.....	71
Tabelle 12: Auszug der automatischen Versuchsreihengenerierung	72
Tabelle 13: Startparameter der Versuchsreihe.....	74
Tabelle 14: Daten für eine Bestandsanalyse und Potentialermittlung.....	82

9.3 Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
EE	<i>Erneuerbaren Energien</i>
EFH	<i>Einfamilienhaus</i>
EFRE.NRW	<i>Europäischer Fonds für regionale Entwicklung in Nordrhein-Westfalen</i>
EVU	<i>Energieversorgungsunternehmen</i>
GHD	<i>Gewerbe, Handel Dienstleistung</i>
HPR	<i>Hydrogen production rate</i>
LANUV	<i>Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz</i>
MFH	<i>Mehrfamilienhaus</i>
MPR	<i>Methan production rate</i>
NRW	<i>Nordrhein-Westfalen</i>
NSP	<i>Netzschlechtepunkt</i>
oemof	<i>Open Energy Modelling Framework</i>
ONT	<i>Ortsnetztransformator</i>
Pkw	<i>Personenkraftwagen</i>
PtP	<i>Power-to-Power</i>
PtX	<i>Power-to-X</i>
PV	<i>Photovoltaik</i>
SoC	<i>State of charge</i>
SWTE Netz	<i>SWTE Netz GmbH & Co. KG</i>
TRL	<i>Technology Readiness Level</i>
WE	<i>Wohneinheiten</i>
WP	<i>Wärmepumpe</i>
ZFH	<i>Zweifamilienhaus</i>

Anhang

10 Literatur

- [1] United Nations Framework Convention on Climate Change 2015. *Paris Agreement*. [Online]. Verfügbar unter: https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf (Zugriff am: 20. August 2021).
- [2] A. Dammer *et al.*, „Wasserstoff-Ökosysteme: Herausforderungen, Lösungen und Chancen für Unternehmen durch den Einstieg in den Gasmarkt der Zukunft“, *DVGW energie/ wasser-praxis*, Jg. 72, Nr. 09, S. 28–33, 2021.
- [3] M. Wietschel *et al.* 2021. *Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien: Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/Metastudie_Wasserstoff-Abschlussbericht.pdf (Zugriff am: 8. November 2021).
- [4] Deutsche Energie-Agentur GmbH 2018. *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050*. Teil A: Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen (dena), Teil B: Gutachterbericht (ewi Energy Research & Scenarios gGmbH). [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf (Zugriff am: 8. November 2021).
- [5] H. Nymoen, K. Graf, E. Niemann und M. Kröber 2021. *Klimaneutral Wohnen: Klimaschutz im Wärmemarkt: Wie können wir Klimaneutralität im Bereich der Wohngebäude erreichen?* [Online]. Verfügbar unter: https://www.nymoen-strategieberatung.de/user/pages/03.downloads/klimaschutz-im-waermemarkt-wie-koennen-wir-klimaneutralitaet-im-bereich-der-wohngebaeude-erreichen/NSB_Waermemarktstudie_2021.pdf (Zugriff am: 8. November 2021).
- [6] J. Brandes *et al.* 2020. *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem 2050: Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen – Update unter einer Zielvorgabe von 65% CO₂-Reduktion in 2030 und 100% in 2050*. Update dieser Studie. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem-Update-Zielverschaerfung.pdf>.
- [7] M. Robinius *et al.*, „Wege für die Energiewende: Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050 / Martin Robinius [und 17 andere]“, *Energie & Umwelt /Energy & Environment*, Jg. 499, 2020.
- [8] Jan Michalski, Matthias Altmann, Ulrich Bünger, Werner Weindorf 2019. *Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen: EINE EXPERTISE FÜR DAS MINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, INNOVATION, DIGITALISIERUNG UND ENERGIE DES LANDES NORDRHEIN-WESTFALEN*. [Online].

- Verfügbar unter: https://lbst.de/wp-content/uploads/2021/03/LBST_Wasserstoffstudie_NRW.pdf.
- [9] L. Kirnats, J.-N. Joost, S. Berg, J. Frisch und C. van Treeck, „Status Quo bei digitalen Werkzeugen und softwarebasierten Lösungsansätzen“, *Bauphysik*, Jg. 40, Nr. 6, S. 441–448, 2018, doi: 10.1002/bapi.201800031.
- [10] Bundesministerium für Bildung und Forschung 2020. *Ressourceneffiziente Stadtquartiere: Zukunftsstadt*. RES:Z-Eine Initiative des Bundesministeriums für Bildung und Forschung. [Online]. Verfügbar unter: <https://ressourceneffiziente-stadtquartiere.de/?lang=de> (Zugriff am: 10. Dezember 2020).
- [11] P. Küpper, „Abgrenzung und Typisierung ländlicher Räume: Thünen Working Paper 68“, Thünen-Institut für Ländliche Räume, Braunschweig, 2016. [Online]. Verfügbar unter: https://literatur.thuenen.de/digbib_extern/dn057783.pdf. Zugriff am: 13. März 2021.
- [12] C. Möller, M. Faulstich und S. Rosenberger, „Urban-rural relations in renewable electric energy supply – the case of a German energy region“ (en), 2019, doi: 10.5278/IJSEPM.2019.21.7.
- [13] C. Möller 2020. *Speicherbedarf und Systemkosten in der Stromversorgung für energieautarke Regionen und Quartiere*. [Online]. Verfügbar unter: <https://reiner-lemoine-institut.de/optimierung-von-speichergroessen-stromversorgungssystemen-beispiel-einer-energieregion-und-unter-beruecksichtigung-verschiedener-autarkiegrade/>.
- [14] B. Müller, „Rebuild the City! Towards Resource-efficient Urban Structures through the Use of Energy Concepts, Adaptation to Climate Change, and Land Use Management“, *German Annual of Spatial Research and Policy*, 2010.
- [15] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2018. *7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung: Innovationen für die Energiewende*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/Energieforschung/energieforschung-7-energieforschungsprogramm.html>.
- [16] Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitatisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen 2014. *Europäischer Fonds für regionale Entwicklung in Nordrhein-Westfalen (EFRE.NRW)*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.efre.nrw.de/>.
- [17] FH Münster, gwi, b&r energie, „Interne Daten des EnerRegio Projektkonsortiums“, 2020.
- [18] Consentec GmbH und Fraunhofer ISI. *BMWi-Vorhaben ‚qNetzentgelte‘: Auswertung von Referenzstudien und Szenarioanlaysen zur zukünftigen Entwicklung der Netzentgelte für Elektrizität*. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/netzentgelte-auswertung-von-referenzstudien.html>.

- [19] Stadtwerke Tecklenburger Land, „Jahresabschluss 2018 Kennzahlen: Füreinander.Miteinander.“, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.stadtwerke-tecklenburger-land.de/fileadmin/SWTL/Downloads/Jahresabschluesse/2018/Jahresabschluss-2018-SWTE.pdf>
- [20] Landesbetrieb Information und Technik Nordrhein-Westfalen 2020. *Bevölkerung nach Gemeinden.: Bevölkerungszahlen Kreis Steinfurt*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.it.nrw/statistik/gesellschaft-und-staat/gebiet-und-bevoelkerung/bevoelkerungsstand> (Zugriff am: 12. November 2020).
- [21] Statistische Bundesamt 2021. *Bundestagswahlkreise 2021 mit ihren zugeordneten Gemeinden mit PLZ, Fläche und Bevölkerung am 30.06.2021 (2. Quartal)*.
- [22] WohnBau Unternehmensgruppe, Sparkasse Westmünsterland und Kreissparkasse Steinfurt 2017. *Gut Wohnen im Münsterland: eine Macher-Region mit enormem Potential*. Kommunalprofil Gemeinde Recke. [Online]. Verfügbar unter: https://www.wohnbau-wml.de/2.0/media/1557732400_recke.pdf (Zugriff am: 31. März 2020).
- [23] Stadtwerke Tecklenburger Land Netz GmbH & Co KG. *Zählerwerte im Musterquartier Recke*.
- [24] L. Püttmann, „Entwicklung einer exemplarischen Vorgehensweise für die Realisierung der Sektorenkopplung in ländlichen Bestandsquartieren“. Master-Thesis, Fachbereich EGU, FH Münster - University of Applied Sciences, Fachbereich EGU, Münster, Steinfurt, 2020.
- [25] Verein Deutscher Ingenieure, „VDI 4655: Referenzlastprofile von Wohngebäuden für Strom, Heizung und Trinkwarmwasser sowie Referenzerzeugungsprofile für Fotovoltaikanlagen“, 2019. Zugriff am: 20. Juli 2020.
- [26] *Energieberater 18599 3D PLUS*. Hottgenroth Software AG, 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hottgenroth.de/M/SOFTWARE/EnergieNachweise/Energieberater-18599-3D/Seite.html,73274,80422>
- [27] T. Harder, „Modellierung eines repräsentativen, ländlichen, smarten Quartiers mit Hilfe des Long Range Wide Area Networks LoRaWAN“. Bachelor-Thesis, Fachbereich EGU, FH Münster - University of Applied Sciences, Fachbereich EGU, 2020.
- [28] Statistisches Bundesamt 2020. *Ausstattung mit Gebrauchsgütern - Daten aus den Laufenden Wirtschaftsrechnungen (LWR) zur Ausstattung privater Haushalte mit Fahrzeugen (Stand Dezember 2020)*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Einkommen-Konsum-Lebensbedingungen/Ausstattung-Gebrauchsguetter/Tabellen/a-fahrzeuge-d-lwr.html?view=main>[Print] (Zugriff am: 10. Dezember 2020).
- [29] Institut für Sozialwissenschaft und Bundesministerium für Digitales und Verkehr 2019. *Mobilität in Deutschland MiD: Ergebnisbericht*. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/> (Zugriff am: 13. Juli 2022).

- [30] L. Liu, „Einfluss der privaten Elektrofahrzeuge auf Mittel- und Niederspannungsnetze“. Dissertation, Technische Universität Darmstadt, Darmstadt, 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/7171/1/Liu_Diss_2018e.pdf
- [31] K. Maas, „Analyse der Einflüsse von Photovoltaikanlagen und elektrischen Ladesäulen auf Niederspannungsnetze im ländlichen Quartier“. Masterarbeit, Lehrstuhl Energiesysteme & Energiewirtschaft (EE), Ruhr Universität Bochum (RUB), 2021.
- [32] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz 2023. *Solarkataster NRW*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.energieatlas.nrw.de/site/karte_solarkataster (Zugriff am: 6. Juni 2023).
- [33] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz. *Planungshinweise Photovoltaik*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.energieatlas.nrw.de/site/Planungshinweise_Photovoltaik_solar (Zugriff am: 24. Mai 2023).
- [34] E. Martens, „Untersuchung zentraler und dezentraler Wärmeversorgungskonzepte in ländlichen Regionen“, Ruhr Universität Bochum (RUB), Fakultät für Maschinenbau, Institut für Energietechnik, Lehrstuhl für Energiesysteme & Energiewirtschaft, Bochum, 2021.
- [35] H. Dörr, N. Lucke und E. Schumann. *Smart District: Sektorenkopplung zur effizienten Transformation der Energieversorgung. Abschlussbericht*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dvgw-regelwerk.de/plus/#technische-regel/dvgw-abschlussbericht-g-201613/353f65>.
- [36] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2020. *Langfristige Renovierungsstrategie der Bundesregierung*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/J-L/langfristige-renovierungsstrategie.pdf?__blob=publication-File&v=4#:~:text=Mit%20der%20LTRS%20soll%20jeder,Sanierung%20des%20nationalen%20Geb%C3%A4udebestandes%20aufzeigen. (Zugriff am: 14. Juli 2022).
- [37] *Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden (Gebäudeenergiegesetz - GEG): GEG*, 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/geg/>
- [38] Sebastian Metzger, Katy Jahnke, Nadine Walikewitz, Markus Otto, Andreas Grondey, Sara Fritz, „Wohnen und Sanieren - Empirische Wohngebäudedaten seit 2002“, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-05-23_cc_22-2019_wohnenundsaniieren_hintergrundbericht.pdf
- [39] C. Klemm und P. Vennemann, „Modeling and optimization of multi-energy systems in mixed-use districts: A review of existing methods and approaches“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 135, S. 110206, 2021, doi: 10.1016/j.rser.2020.110206.

- [40] C. Klemm, „Spreadsheet Energy System Model Generator (GIT)“, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://git.fh-muenster.de/ck546038/spreadsheet-energy-system-model-generator>. Zugriff am: 11. Februar 2021.
- [41] FH Münster und Ressourceneffiziente Stadtquartiere 2020. *RessourcenPlan im Quartier (R2Q)*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.fh-muenster.de/forschungskooperationen/r2q/index.php> (Zugriff am: 30. März 2021).
- [42] P. Sivabalasingam, „Fortschreibung des Energiekonzeptes für ein Quartier mit Hilfe des Open Energy Modelling Frameworks“. Master-Thesis, FH Münster - University of Applied Sciences, Fachbereich EGU, Münster, Steinfurt, 2021.
- [43] C. Klemm und P. Vennemann, „Modeling and optimization of multi-energy systems in mixed-use districts: A review of existing methods and approaches“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 135, S. 110206, 2021, doi: 10.1016/j.rser.2020.110206.
- [44] C. Klemm, „Modelling and Optimization of Multi-Energy Systems in Mixed-Use Districts: An Exemplary Application“. Master Thesis, FB Energie Gebäude Umwelt, FH Münster, Steinfurt, 2020.
- [45] *The Modelica Association — Modelica Association*. [Online]. Verfügbar unter: <https://modelica.org/> (Zugriff am: 12. November 2021).
- [46] *Dymola – Dassault Systèmes®*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.3ds.com/de/produkte-und-services/catia/produkte/dymola/> (Zugriff am: 12. November 2021).
- [47] J. Benthin *et al.*, „Integrierte Betrachtung von Strom-, Gas- und Wärmesystemen zur modellbasierten Optimierung des Energieausgleichs- und Transportbedarfs innerhalb der deutschen Energienetze“. Gemeinsamer Abschlussbericht des Forschungsvorhabens INTEGRANET, Oberhausen/Essen,, 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://integranet.energy/wp-content/uploads/2020/04/IntegraNet-Abschlussbericht_V1.1.pdf.
- [48] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger und V. Quaschnig 2015. *Repräsentative elektrische Lastprofile für Einfamilienhäuser in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis: Datensatz*. [Online]. Verfügbar unter: <https://pvspeicher.htw-berlin.de/veroeffentlichungen/daten/lastprofile/> (Zugriff am: 6. Mai 2020).
- [49] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur 2018. *Mobilität in Deutschland 2017: Ergebnisbericht*.
- [50] Nationale Plattform Elektromobilität 2018. *Fortschrittsbericht 2018 - Markthochlaufphase*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/2download/fortschrittsbericht-2018-markthochlaufphase/>.
- [51] Verband der Automobilindustrie 2017. *WLTP - weltweit am Start für realitätsnähere Ergebnisse beim Kraftstoffverbrauch*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.vdik.de/wp-content/uploads/2019/09/WLTP_Fragen-und-Antworten-zum-neuen-Testverfahren.pdf.

- [52] T. Kemmler und B. Thomas, „Simulation von Wärmepumpensystemen auf der Grundlage von Korrelationsfunktionen für die Leistungsdaten der Wärmepumpe“, 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.researchgate.net/publication/341089666_Simulation_von_Warmepumpensystemen_auf_der_Grundlage_von_Korrelationsfunktionen_fur_die_Leistungsdaten_der_Warmepumpe
- [53] C. Klemm und F. Wiese, „Indicators for the optimization of sustainable urban energy systems based on energy system modeling“ (en), 2022, doi: 10.25974/FHMS-14513.
- [54] European Commission 2019. *European Green Deal: Der europäische Grüne Deal*.
- [55] Presse- und Informationsamt der Bundesregierung 2019. *Ziele der Bundesregierung: Bis 2030 die Treibhausgase halbieren*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaziele-und-sektoren-1669268>.
- [56] open energy modelling framework 2020. *DHNx (v0.0.1)*. [Online]. Verfügbar unter: <https://oemof.org/2020/10/29/dhnx-v0-0-1-gorgeous-grids/>.
- [57] M. Wietschel, S. Ullrich, P. Markewitz, F. Schulte und F. Genoese, Hg. *Energietechnologien der Zukunft: Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze*, 1. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2015. [Online]. Verfügbar unter: http://ebooks.ciando.com/book/index.cfm/bok_id/1932726
- [58] J. Liebl, Hg. *Netzintegration der Elektromobilität 2018: Wege zusammenführen 3. Internationale ATZ-Fachtagung*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2018.
- [59] M. Doppelbauer. *Grundlagen der Elektromobilität: Technik, Praxis, Energie und Umwelt*, 1. Aufl. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden; Imprint Springer Vieweg, 2020.
- [60] M. Linnemann, A. Sommer und R. Leufkes. *Einsatzpotentiale von LoRaWAN in der Energiewirtschaft*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2019.
- [61] W.-P. Schill, M. Niemeyer, A. Zerrahn und J. Diekmann, „Bereitstellung von Regelleistung durch Elektrofahrzeuge: Modellrechnungen für Deutschland im Jahr 2035“, *Z Energiewirtschaft*, Jg. 40, Nr. 2, S. 73–87, 2016, doi: 10.1007/s12398-016-0174-7.
- [62] B. Valov. *Handbuch Netzintegration Erneuerbarer Energien: Netzanschluss, Stromerzeugungsanlagen und Regelung*, 2. Aufl. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden; Imprint Springer Vieweg, 2022.
- [63] E. Bee, A. Prada, P. Baggio und E. Psimopoulos, „Air-source heat pump and photovoltaic systems for residential heating and cooling: Potential of self-consumption in different European climates“, *Build. Simul.*, Jg. 12, Nr. 3, S. 453–463, 2019, doi: 10.1007/s12273-018-0501-5.
- [64] F. Häfner, R.-M. Wagner und L. Meusel. *Bau und Berechnung von Erdwärmeanlagen: Einführung mit praktischen Beispielen*, 1. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg,

2015. [Online]. Verfügbar unter: <http://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:bsz:31-epflicht-1590526>
- [65] M. Hart, S. Nießen, C. Heinrich, E. Brüggling und C. Wetter, „EnerPrax - Energiespeicher in der Praxis: Abschlussbericht“, FH Münster; Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.; Gelsenwasser; Gemeinde Saerbeck; SaerVE, 2020.
- [66] A. J. Schwab. *Elektroenergiesysteme*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2022.
- [67] V. Crastan und D. Westermann. *Elektrische Energieversorgung 3*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2018.
- [68] Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE und Harry Wirth 2022. *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland - Fraunhofer ISE*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.html> (Zugriff am: 5. Juni 2023).
- [69] Agentur für Erneuerbare Energien 2018. *Die Digitalisierung der Energiewende: Metaanalyse*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/publikationen/metaanalyse-die-digitalisierung-der-energiewende>.
- [70] A. Abdulaal und S. Asfour, „A linear optimization based controller method for real-time load shifting in industrial and commercial buildings“, *Energy and Buildings*, Jg. 110, S. 269–283, 2016, doi: 10.1016/j.enbuild.2015.10.046.
- [71] A. Shomali und J. Pinkse, „The consequences of smart grids for the business model of electricity firms“, *Journal of Cleaner Production*, Jg. 112, S. 3830–3841, 2016, doi: 10.1016/j.jclepro.2015.07.078.
- [72] Next Kraftwerke. *Was ist Einspeisemanagement?* [Online]. Verfügbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/einspeisemanagement>.
- [73] Bundesnetzagentur, „Monitoringbericht 2021“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?_blob=publicationFile&v=9
- [74] Bundesnetzagentur 2018. *Leitfaden Einspeisemanagement*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/start.html>.
- [75] Elektrotechnik & Automation 2013. *Mehr Netzanschlusskapazität durch regelbare Ortsnetztransformatoren*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.smart-production.de/etz/news-detailansicht/nsctrl/detail/News/mehr-netzanschlusskapazitaet-durch-regelbare-ortsnetztransformatoren>.
- [76] Forschungsverbund Erneuerbare Energien. *FVEE-Positionspapier: Erneuerbare Energien im Wärmesektor – Aufgaben, Empfehlungen und Perspektiven | Forschungsverbund Erneuerbare*

- Energien*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.fvee.de/publikationen/fvee-positions-papier-erneuerbare-energien-im-waermesektor-aufgaben-empfehlungen-und-perspektiven/> (Zugriff am: 5. Juni 2023).
- [77] H. Frey. *Energieautarke Gebäude*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2019.
- [78] Reiner Lemoine Institut, „Netzdienliche Wasserstofferzeugung - Studie zum Nutzen kleiner, dezentraler Elektrolyseure“, 22. Feb. 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://reiner-lemoine-institut.de/dezentrale-elektrolyseure-gpe/>. Zugriff am: 5. Juni 2023.
- [79] H. Watter. *Regenerative Energiesysteme*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2019.
- [80] FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE. *Speicherstudie 2013 - Fraunhofer ISE*. Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei Förderung von objektgebunden elektrochemischen Speichern. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/speicherstudie-2013.html> (Zugriff am: 26. Mai 2023).
- [81] D. G. Caglayan *et al.*, „Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe“, *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 45, Nr. 11, S. 6793–6805, 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.12.161.
- [82] T. Gehring *et al.*, „Determination of methanogenic pathways through carbon isotope ($\delta^{13}C$) analysis for the two-stage anaerobic digestion of high-solids substrates“ (eng), *Environmental science & technology*, Jg. 49, Nr. 7, S. 4705–4714, 2015, doi: 10.1021/es505665z.
- [83] T. Weide, E. Brüggling und C. Wetter, „Anaerobic and aerobic degradation of wastewater from hydrothermal carbonization (HTC) in a continuous, three-stage and semi-industrial system“, *Journal of Environmental Chemical Engineering*, Jg. 7, Nr. 1, S. 102912, 2019, doi: 10.1016/j.jece.2019.102912.
- [84] T. Weide, E. Brüggling, C. Wetter, A. Ierardi und M. Wichern, „Use of organic waste for biohydrogen production and volatile fatty acids via dark fermentation and further processing to methane“, *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 44, Nr. 44, S. 24110–24125, 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.07.140.
- [85] T. Weide, J. Peitzmeier, C. Wetter, M. Wichern und E. Brüggling, „Comparison of thermophilic and hyperthermophilic dark fermentation with subsequent mesophilic methanogenesis in expanded granular sludge bed reactors“, *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.11.156.
- [86] T. Weide, C. D. Baquero, M. Schomaker, E. Brüggling und C. Wetter, „Effects of enzyme addition on biogas and methane yields in the batch anaerobic digestion of agricultural waste (silage, straw, and animal manure)“, *Biomass and Bioenergy*, Jg. 132, S. 105442, 2020, doi: 10.1016/j.biombioe.2019.105442.

- [87] T. Weide, R. E. Hernández Regalado, E. Brüggling, M. Wichern und C. Wetter, „Biohydrogen Production via Dark Fermentation with Pig Manure and Glucose Using pH-Dependent Feeding“, *Chem. Eng. Technol.*, Jg. 43, Nr. 8, S. 1578–1587, 2020, doi: 10.1002/ceat.201900678.
- [88] T. Weide, „Biohydrogen production from organic waste and wastewater via dark fermentation“. Dissertation, Fakultät für Bau- und Umweltingenieurwissenschaften, Ruhr-Universität Bochum, Bochum, 2021.
- [89] *BioTech2: Das Projekt*. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.biohydrogen.eu/das-projekt/> (Zugriff am: 6. Oktober 2021).
- [90] M. A. Voelklein, D. Rusmanis und J. D. Murphy, „Biological methanation: Strategies for in-situ and ex-situ upgrading in anaerobic digestion“, *Applied Energy*, Jg. 235, S. 1061–1071, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.11.006.
- [91] I. Bassani, P. G. Kougiyas, L. Treu und I. Angelidaki, „Biogas Upgrading via Hydrogenotrophic Methanogenesis in Two-Stage Continuous Stirred Tank Reactors at Mesophilic and Thermophilic Conditions“ (eng), *Environmental science & technology*, Jg. 49, Nr. 20, S. 12585–12593, 2015, doi: 10.1021/acs.est.5b03451.
- [92] L. M. Agneessens *et al.*, „Parameters affecting acetate concentrations during in-situ biological hydrogen methanation“ (eng), *Bioresource technology*, Jg. 258, S. 33–40, 2018, doi: 10.1016/j.biortech.2018.02.102.
- [93] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, „Studie: Energiesystem Deutschland 2050“, 2013. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-energiesystem-deutschland-2050.html>
- [94] Forschungsstelle für Energiewirtschaft München 2022. *Welche Leitfäden und Unterstützungen gibt es für Kommunen im Bereich der kommunalen Energieplanung?* [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/info-welche-leitfaeden-und-unterstuetzungen-gibt-es-fuer-kommunen-im-bereich-der-kommunalen-energieplanung/> (Zugriff am: 18. Mai 2023).
- [95] NRW.Energy4Climate. *Kommunale Wärmeplanung: FAQ - Grundlagen zur Kommunalen Wärmeplanung*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energy4climate.nrw/waerme-gebaeude/kompetenzzentrum-waermewende-nrw/kommunale-waermeplanung> (Zugriff am: 6. Juni 2023).
- [96] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz. *Strom Bestand Karte*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energieatlas.nrw.de/site/bestandskarte> (Zugriff am: 6. Juni 2023).
- [97] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz. *Wärmekatastar NRW*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.energieatlas.nrw.de/site/planungskarte_waerme (Zugriff am: 6. Juni 2023).

- [98] Umweltbundesamt. *ProBas: Prozessorientierte Basisdaten für Umweltmanagementsysteme*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.probas.umweltbundesamt.de/php/index.php> (Zugriff am: 6. Juni 2023).
- [99] Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien 2023. *GEMIS: Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme*. [Online]. Verfügbar unter: <https://iinas.org/downloads/gemis-downloads/> (Zugriff am: 6. Juni 2023).
- [100] nPro. *District Energy Planning Tool*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.npro.energy> (Zugriff am: 28. Mai 2023).

Anhang 1: Fragebogen zu den Sektoren Mobilität und Wärme (Ausschnitt)

Haushaltsfragebogen zum Wärmebedarf im Musterquartier



Fragebogenreferenznummer:

1 Wie viele Personen leben in Ihrem Haushalt? Personen

2 Wie groß ist die (beheizte) Wohnfläche? m²

3 In welchem Jahr wurde Ihr Haus gebaut? Baujahr

4 Sind an Ihrem Haus seit dem Bau Energieeffizienzmaßnahmen durchgeführt worden?
Wenn ja, welcher Art und in welchem Jahr?

<input type="checkbox"/> Austausch der Heizung	<input type="checkbox"/> Austausch der Fenster
<input type="checkbox"/> Errichtung einer solarthermischen Anlage	<input type="checkbox"/> Dämmung der Kellerdecke
<input type="checkbox"/> Dämmung der Außenwände	<input type="checkbox"/> Dämmung der Dachflächen
<input type="checkbox"/> Sonnenschutz / sommerlicher Wärmeschutz	<input type="checkbox"/> Sonstige Gründe:

5 Welche der folgenden Heizungen ist in Ihrem Haus verbaut?

<input type="checkbox"/> Wärmepumpe	<input type="checkbox"/> Holzheizung
<input type="checkbox"/> Pelletheizung	<input type="checkbox"/> Ölheizung
<input type="checkbox"/> Gasheizung	<input type="checkbox"/> Blockheizkraftwerk
<input type="checkbox"/> Elektroheizung	<input type="checkbox"/> Solaranlage
<input type="checkbox"/> Sonstige

6 Wie alt ist Ihre Heizung? Baujahr

7 Bitte geben Sie Ihren durchschnittlichen Wärmebedarf pro Jahr an. kWh pro Jahr

8 Wie hoch sind Ihre Heizkosten im Durchschnitt?

monatlich jährlich €

9 Falls Sie fossile Brennstoffe wie Öl oder Gas zum Heizen nutzen, was hielt Sie bislang davon ab, zu einer alternativen Heizmethode zu wechseln?

<input type="checkbox"/> zu hohe Investitionskosten	<input type="checkbox"/> kein finanzieller Vorteil
<input type="checkbox"/> bislang noch nicht die richtige Alternative gefunden	<input type="checkbox"/> zu wenig Informationen bzw. zu viele offene Fragen
<input type="checkbox"/> kein Interesse	<input type="checkbox"/> Sonstige Gründe:

10 Falls Sie eine alternative/regenerative Heizmethode (Wärmepumpe, Solaranlage) nutzen, was hat Sie dazu bewogen?

<input type="checkbox"/> Umweltbewusstsein	<input type="checkbox"/> Begeisterung für die Technologie
<input type="checkbox"/> Kostenvorteile	<input type="checkbox"/> Neubau
<input type="checkbox"/> Notwendige Sanierungsmaßnahmen	<input type="checkbox"/> Energieberatung
<input type="checkbox"/> Sonstige Gründe:



Haushaltsfragebogen zur Mobilität im Musterquartier

1. Angaben zum Fahrzeug

Fahrzeug: 1

1.1 Um welche Fahrzeugart handelt es sich?

- | | |
|---|---------------------------------------|
| <input type="checkbox"/> Mini/Kleinwagen | <input type="checkbox"/> Kompaktwagen |
| <input type="checkbox"/> Kombi | <input type="checkbox"/> Cabrio |
| <input type="checkbox"/> SUV/Geländewagen | <input type="checkbox"/> Van/Minivan |
| <input type="checkbox"/> Nutzfahrzeug | |

1.2 Bitte geben Sie das Baujahr an.

Baujahr:

1.3 Wie viele Personen nutzen das Fahrzeug?

..... Personen

1.4 Um welche Fahrzeugart handelt es sich?

- | | |
|---------------------------------|---|
| <input type="checkbox"/> Diesel | <input type="checkbox"/> Plug-In-Hybrid |
| <input type="checkbox"/> Benzin | <input type="checkbox"/> LPG |
| <input type="checkbox"/> Erdgas | <input type="checkbox"/> Wasserstoff |
| <input type="checkbox"/> Hybrid | <input type="checkbox"/> Elektro |

1.5 Falls Sie einen Diesel- oder Benziner fahren, was hielt Sie bislang davon ab, zu einer alternativen Antriebsart (Gas, Hybrid, Elektro) zu wechseln?

- | | |
|--|---|
| <input type="checkbox"/> zu hohe Investitionskosten | <input type="checkbox"/> bislang noch nicht das richtige Fahrzeug gefunden |
| <input type="checkbox"/> nicht mit der Nutzungsweise vereinbar | <input type="checkbox"/> zu wenig Informationen bzw. zu viele offene Fragen |
| <input type="checkbox"/> kein finanzieller Vorteil | <input type="checkbox"/> kein Interesse |
| <input type="checkbox"/> schlechte Infrastruktur (Ladesäulen, Tankmöglichkeiten) | <input type="checkbox"/> sonstige Gründe: |

1.6 a. Falls Sie ein Fahrzeug mit alternativer Antriebsart (Gas, Hybrid, Elektro) fahren, was konnte Sie zu dem Wechsel bewegen?

- | | |
|---|---|
| <input type="checkbox"/> Umweltbewusstsein | <input type="checkbox"/> Kostenvorteile |
| <input type="checkbox"/> Begeisterung für die Technologie | <input type="checkbox"/> Sonstige Gründe: |

1.6 b. Wie lange nutzen Sie bereits die alternative Antriebsart? Seit Jahr(en)/Monat(en)



Haushaltsfragebogen zur Mobilität im Musterquartier

2. Nutzungsweise

2.1 Bitte geben Sie zunächst die durchschnittliche jährliche Kilometerleistung an.

Insgesamt zurückgelegte Kilometer: km pro Jahr

2.2 Bitte machen Sie im Folgenden Angaben zur regelmäßigen Nutzung des Fahrzeugs. Gegeben ist eine Wochenübersicht. Diese soll dazu dienen, Ihre Nutzungsweise möglichst repräsentativ abzubilden. Bitte vermerken Sie die regelmäßige Fahrzeugnutzung durch das Ankreuzen der entsprechenden Wochenstunden. (Ausfüllhilfe auf der Seite 5)

Uhrzeit	Mo.	Di.	Mi.	Do.	Fr.	Sa.	So.
00:00 - 02:00							
02:00 - 04:00							
04:00 - 06:00							
06:00 - 08:00							
08:00 - 10:00							
10:00 - 12:00							
12:00 - 14:00							
14:00 - 16:00							
16:00 - 18:00							
18:00 - 20:00							
20:00 - 22:00							
22:00 - 00:00							
Tageskilometer*							

* Bitte vermerken Sie jeweils die Summe der zurückgelegten Kilometer pro Tag unterhalb der Wochentage

2.3 Wie häufig greifen Sie anstelle Ihres Fahrzeugs auf öffentliche Verkehrsmittel wie Bus und Bahn zurück?

häufig gelegentlich selten nie

2.4 Wie häufig betreiben Sie Carsharing?

häufig gelegentlich selten nie



Haushaltsfragebogen zur Mobilität im Musterquartier

1. Angaben zum Fahrzeug

Fahrzeug: 2

1.1 Um welche Fahrzeugart handelt es sich?

- | | |
|---|---------------------------------------|
| <input type="checkbox"/> Mini/Kleinwagen | <input type="checkbox"/> Kompaktwagen |
| <input type="checkbox"/> Kombi | <input type="checkbox"/> Cabrio |
| <input type="checkbox"/> SUV/Geländewagen | <input type="checkbox"/> Van/Minivan |
| <input type="checkbox"/> Nutzfahrzeug | |

1.2 Bitte geben Sie das Baujahr an.

Baujahr:

1.3 Wie viele Personen nutzen das Fahrzeug?

..... Personen

1.4 Um welche Fahrzeugart handelt es sich?

- | | |
|---------------------------------|---|
| <input type="checkbox"/> Diesel | <input type="checkbox"/> Plug-In-Hybrid |
| <input type="checkbox"/> Benzin | <input type="checkbox"/> LPG |
| <input type="checkbox"/> Erdgas | <input type="checkbox"/> Wasserstoff |
| <input type="checkbox"/> Hybrid | <input type="checkbox"/> Elektro |

1.5 Falls Sie einen Diesel- oder Benziner fahren, was hielt Sie bislang davon ab, zu einer alternativen Antriebsart (Gas, Hybrid, Elektro) zu wechseln?

- | | |
|--|---|
| <input type="checkbox"/> zu hohe Investitionskosten | <input type="checkbox"/> bislang noch nicht das richtige Fahrzeug gefunden |
| <input type="checkbox"/> nicht mit der Nutzungsweise vereinbar | <input type="checkbox"/> zu wenig Informationen bzw. zu viele offene Fragen |
| <input type="checkbox"/> kein finanzieller Vorteil | <input type="checkbox"/> kein Interesse |
| <input type="checkbox"/> schlechte Infrastruktur (Ladesäulen, Tankmöglichkeiten) | <input type="checkbox"/> sonstige Gründe: |

1.6 a. Falls Sie ein Fahrzeug mit alternativer Antriebsart (Gas, Hybrid, Elektro) fahren, was konnte Sie zu dem Wechsel bewegen?

- | | |
|---|---|
| <input type="checkbox"/> Umweltbewusstsein | <input type="checkbox"/> Kostenvorteile |
| <input type="checkbox"/> Begeisterung für die Technologie | <input type="checkbox"/> Sonstige Gründe: |

1.6 b. Wie lange nutzen Sie bereits die alternative Antriebsart? Seit Jahr(en)/Monat(en)



Haushaltsfragebogen zur Mobilität im Musterquartier

2. Nutzungsweise

2.1 Bitte geben Sie zunächst die durchschnittliche jährliche Kilometerleistung an.

Insgesamt zurückgelegte Kilometer: km pro Jahr

2.2 Bitte machen Sie im Folgenden Angaben zur regelmäßigen Nutzung des Fahrzeugs. Gegeben ist eine Wochenübersicht. Diese soll dazu dienen, Ihre Nutzungsweise möglichst repräsentativ abzubilden. Bitte vermerken Sie die regelmäßige Fahrzeugnutzung durch das Ankreuzen der entsprechenden Wochenstunden. (Ausfüllhilfe auf der Seite 5)

Uhrzeit	Mo.	Di.	Mi.	Do.	Fr.	Sa.	So.
00:00 - 02:00							
02:00 - 04:00							
04:00 - 06:00							
06:00 - 08:00							
08:00 - 10:00							
10:00 - 12:00							
12:00 - 14:00							
14:00 - 16:00							
16:00 - 18:00							
18:00 - 20:00							
20:00 - 22:00							
22:00 - 00:00							
Tageskilometer*							

* Bitte vermerken Sie jeweils die Summe der zurückgelegten Kilometer pro Tag unterhalb der Wochentage

2.3 Wie häufig greifen Sie anstelle Ihres Fahrzeugs auf öffentliche Verkehrsmittel wie Bus und Bahn zurück?

häufig gelegentlich selten nie

2.4 Wie häufig betreiben Sie Carsharing?

häufig gelegentlich selten nie



Haushaltsfragebogen zur Mobilität im Musterquartier

1. Angaben zum Fahrzeug

Fahrzeug: 3

1.1 Um welche Fahrzeugart handelt es sich?

- | | |
|---|---------------------------------------|
| <input type="checkbox"/> Mini/Kleinwagen | <input type="checkbox"/> Kompaktwagen |
| <input type="checkbox"/> Kombi | <input type="checkbox"/> Cabrio |
| <input type="checkbox"/> SUV/Geländewagen | <input type="checkbox"/> Van/Minivan |
| <input type="checkbox"/> Nutzfahrzeug | |

1.2 Bitte geben Sie das Baujahr an.

Baujahr:

1.3 Wie viele Personen nutzen das Fahrzeug?

..... Personen

1.4 Um welche Fahrzeugart handelt es sich?

- | | |
|---------------------------------|---|
| <input type="checkbox"/> Diesel | <input type="checkbox"/> Plug-In-Hybrid |
| <input type="checkbox"/> Benzin | <input type="checkbox"/> LPG |
| <input type="checkbox"/> Erdgas | <input type="checkbox"/> Wasserstoff |
| <input type="checkbox"/> Hybrid | <input type="checkbox"/> Elektro |

1.5 Falls Sie einen Diesel- oder Benziner fahren, was hielt Sie bislang davon ab, zu einer alternativen Antriebsart (Gas, Hybrid, Elektro) zu wechseln?

- | | |
|--|---|
| <input type="checkbox"/> zu hohe Investitionskosten | <input type="checkbox"/> bislang noch nicht das richtige Fahrzeug gefunden |
| <input type="checkbox"/> nicht mit der Nutzungsweise vereinbar | <input type="checkbox"/> zu wenig Informationen bzw. zu viele offene Fragen |
| <input type="checkbox"/> kein finanzieller Vorteil | <input type="checkbox"/> kein Interesse |
| <input type="checkbox"/> schlechte Infrastruktur (Ladesäulen, Tankmöglichkeiten) | <input type="checkbox"/> sonstige Gründe: |

1.6 a. Falls Sie ein Fahrzeug mit alternativer Antriebsart (Gas, Hybrid, Elektro) fahren, was konnte Sie zu dem Wechsel bewegen?

- | | |
|---|---|
| <input type="checkbox"/> Umweltbewusstsein | <input type="checkbox"/> Kostenvorteile |
| <input type="checkbox"/> Begeisterung für die Technologie | <input type="checkbox"/> Sonstige Gründe: |

1.6 b. Wie lange nutzen Sie bereits die alternative Antriebsart? Seit Jahr(en)/Monat(en)



Haushaltsfragebogen zur Mobilität im Musterquartier

2. Nutzungsweise

2.1 Bitte geben Sie zunächst die durchschnittliche jährliche Kilometerleistung an.
 Insgesamt zurückgelegte Kilometer: km pro Jahr

2.2 Bitte machen Sie im Folgenden Angaben zur regelmäßigen Nutzung des Fahrzeugs. Gegeben ist eine Wochenübersicht. Diese soll dazu dienen, Ihre Nutzungsweise möglichst repräsentativ abzubilden. Bitte vermerken Sie die regelmäßige Fahrzeugnutzung durch das Ankreuzen der entsprechenden Wochenstunden. (Ausfüllhilfe auf der Seite 5)

Uhrzeit	Mo.	Di.	Mi.	Do.	Fr.	Sa.	So.
00:00 - 02:00							
02:00 - 04:00							
04:00 - 06:00							
06:00 - 08:00							
08:00 - 10:00							
10:00 - 12:00							
12:00 - 14:00							
14:00 - 16:00							
16:00 - 18:00							
18:00 - 20:00							
20:00 - 22:00							
22:00 - 00:00							
Tageskilometer*							

* Bitte vermerken Sie jeweils die Summe der zurückgelegten Kilometer pro Tag unterhalb der Wochentage

2.3 Wie häufig greifen Sie anstelle Ihres Fahrzeugs auf öffentliche Verkehrsmittel wie Bus und Bahn zurück?
 häufig gelegentlich selten nie

2.4 Wie häufig betreiben Sie Carsharing?
 häufig gelegentlich selten nie

Ausfüllhilfe zur regelmäßigen Nutzung

Als regelmäßige Nutzung sind solche Anlässe zu verstehen, die von Woche zu Woche wiederkehrend auftreten (z.B. Fahrten zur Arbeit, zum Einkaufen, zu Sportveranstaltungen, etc.). Die Dauer der Nutzung entspricht nicht der tatsächlichen Fahrzeit, sondern der Zeit, die Ihr Fahrzeug nicht bei Ihnen zuhause aufzufinden ist. Auch wenn Ihre Angaben zur regelmäßigen Nutzung so realitätsnah wie möglich sein sollten, lassen sich selbstverständlich von Woche zu Woche Abweichungen in Ihrer Nutzungsweise feststellen. Ziel dieser Befragung ist es, den wahrscheinlichsten Fall abzubilden.

Beispiel:

In dem folgenden Beispiel ist die regelmäßige Nutzung eines Fahrzeugs durch die fiktiven Personen A und B abgebildet. Person A nutzt das Fahrzeug, um werktags zur Arbeit zu fahren (jeweils der Zeitraum von 06:00 bis 16:00 Uhr). Häufig begibt sich Person B Montag- und Mittwochabends sowie Samstagnachmittags mit dem Fahrzeug zum örtlichen Fitnessstudio. Beide Personen fahren freitags gemeinsam zum Einkaufen in die Stadt und besuchen sonntags die Familie im Nachbarsdorf.

Uhrzeit	Mo.	Di.	Mi.	Do.	Fr.	Sa.	So.
00:00 – 02:00							
02:00 – 04:00							
04:00 – 06:00							
06:00 – 08:00	x	x	x	x	x		
08:00 – 10:00	x	x	x	x	x	x	
10:00 – 12:00	x	x	x	x	x		
12:00 – 14:00	x	x	x	x	x		x
14:00 – 16:00	x	x	x	x	x	x	
16:00 – 18:00					x		
18:00 – 20:00	x		x				
20:00 – 22:00							
22:00 – 24:00							
Tageskilometer*	45	40	45	40	43	8	20

Abb. Anhang 1: Haushaltsfragebogen im Quartier

Anhang 2: Ermittlung des Trinkwasserwärmebedarfs und der Bewohneranzahl gemäß VDI-Richtlinie 4655

Tab. Anhang 1: Ermittlung TWW-Bedarfe gem. VDI 4655

Bewohneranzahl	Strombedarf [kWh]	Energiebedarf für TWW [kWh]
1 Person	Bis 2.350	500
2 Personen	2.350 – 4.040	1000
3 Personen	4.040 – 4.950	1500
4 Personen	4.950 – 6.000	2000
5 Personen	6.000 – 7.000	2500
6 Personen	7.000 – 8.100	3000

Anhang 3: Struktur der Input-Datei

The screenshot shows the Microsoft Excel interface with the following data table:

	A	B	E	H	I	M	N
2	Zeit	Last	Erzeugung gesamt	Residuallast gesamt	Strompreis		
3	[DD.MM.YYYY HH:MM]	[kW]	[kW]	[kW]	[€/MWh]		
4	01.01.2018 00:15	2.986,75	478,25	2.508,50	9,98		
5	01.01.2018 00:30	2.899,30	423,7	2.475,60	6,55		
6	01.01.2018 00:45	2.969,15	413,95	2.555,20	-10,67		
7	01.01.2018 01:00	2.948,35	438,4	2.509,95	-28,40		
8	01.01.2018 01:15	2.946,25	338,9	2.607,35	6,64		
9	01.01.2018 01:30	2.862,05	418,9	2.443,15	-13,46		
10	01.01.2018 01:45	2.775,75	514,55	2.261,20	-30,16		
11	01.01.2018 02:00	2.839,10	474,25	2.364,85	-72,73		
12	01.01.2018 02:15	2.837,95	476,9	2.361,05	-17,37		
13	01.01.2018 02:30	2.804,35	530	2.274,35	-35,88		
14	01.01.2018 02:45	2.700,75	644,8	2.055,95	-62,63		
15	01.01.2018 03:00	2.568,40	688,85	1.879,55	-76,26		
16	01.01.2018 03:15	2.496,00	666,85	1.829,15	-46,82		
17	01.01.2018 03:30	2.605,90	766,3	1.839,60	-60,54		
18	01.01.2018 03:45	2.668,82	583,25	2.085,57	-72,57		
19	01.01.2018 04:00	2.614,00	669,25	1.944,75	-76,67		
20	01.01.2018 04:15	2.601,28	723,6	1.877,68	-54,01		
21	01.01.2018 04:30	2.428,90	719,7	1.709,20	-56,40		
22	01.01.2018 04:45	2.569,78	682,75	1.887,03	-67,45		
23	01.01.2018 05:00	2.576,00	762,4	1.813,60	-70,38		
24	01.01.2018 05:15	2.627,00	775	1.852,00	-51,07		

Abb. Anhang-5: Struktur der Input-Datei.

Anhang 4: Datenblatt des Protone-Exchange-Membran-Elektrolyseurs



Technical Specifications

S Series

Hydrogen Generation Systems



MODEL	S20	S40
	On-site hydrogen generator in an integrated, automated, site-ready enclosure. Load Following operation automatically adjusts output to match demand.	
ELECTROLYTE	Proton Exchange Membrane (PEM) - caustic-free	
HYDROGEN PRODUCTION		
Net Production Rate		
Nm ³ /hr @ 0°C, 1 bar	0.53 Nm ³ /hr	1.05 Nm ³ /hr
SCF/hr @ 70°F, 1 atm	20 SCF/hr	40 SCF/hr
SLPM @ 70°F, 1 atm	9.4 SLPM	18.8 SLPM
kg per 24 hours	1.14 kg/24hr	2.27 kg/24hr
Delivery Pressure - Nominal	13.8 barg / 200 psig	
Power Consumed per Volume of H ₂ Gas Produced	6.7 kWh/Nm ³ 17.6 kWh/100 ft ³	
Purity (Concentration of Impurities)	99.9995% (Water Vapor < 5 ppm, -65°C(-85°F) Dewpoint, N ₂ < 2 ppm, O ₂ < 1 ppm, All Other Undetectable)	
Turndown Range	0 to 100% net product delivery	
Upgradeability	N/A	
DI WATER REQUIREMENT		
Rate at Max Consumption Rate	0.47 L/hr 0.13 gal/hr	0.94 L/hr 0.25 gal/hr
Temperature	5°C to 35°C / 41°F to 95°F	
Pressure	1.5 to 4 barg / 21.8 to 58.0 psig	
Input Water Quality	ASTM Type II Deionized Water required, < 1 micro Siemen/cm (> 1 megOhm-cm) ASTM Type I Deionized Water preferred, < 0.1 micro Siemen/cm (> 10 megOhm-cm)	
HEAT LOAD AND COOLANT REQUIREMENT		
Cooling	Air-Cooled; Ambient Air, 5°C to 40°C (41°F to 104°F)	
Max. Heat Load from System	2.2 kW 7,507 BTU/hr	4.3 kW 14,673 BTU/hr
ELECTRICAL SPECIFICATIONS		
Recommended Breaker Rating	8 kVA	12 kVA
Electrical Specification	205 to 240 VAC, single phase, 50 or 60 Hz	

ProtonOnSite.com | 01.203.949.8697 | Info@ProtonOnSite.com

Abb. Anhang-12:

Datenblatt des ausgewählten Protone Exchange Membran Elektrolyseurs der Diamond Lite S. A. (Diamond Lite, 2020).

Anhang 5: Verwendete Kennzahlen für Komponenten der Energiesystemmodellierung

Legende:

Tab. Anhang 2: Technologische Parameter für die Energiesystemmodellierung in oemof

Technologie	
Investitionskosten [€/kW]	Betriebsdauer [a]
Kapitalkosten [€/kW]	Zinssatz [%]
Betriebskosten [€/kW]	Betriebskosten [%]
Gesamte periodische Kosten [€/kW]	CO ₂ -Äquivalent
CO ₂ -Kosten (2021)	CO ₂ -Kosten (2026)

Gasheizung [42]			
Investitionskosten	454,22 [€/kW]	Betriebsdauer	15 [a]
Kapitalkosten	32,81 [€/kW]	Zinssatz	1 [%]
Betriebskosten	13,63 [€/kW]	Betriebskosten	3 [%]
Ges. periodische Kosten	46,44 [€/kW]	CO ₂ -Äquivalent	201 [g CO ₂ eq/kWh]
CO ₂ -Kosten (2021)	6,37 [ct/kWh]	CO ₂ -Kosten (2026)	7,68 [ct/kWh]

Ölheizung [42]			
Investitionskosten	557,93 [€/kW]	Betriebsdauer	15 [a]
Kapitalkosten	32,81 [€/kW]	Zinssatz	1 [%]
Betriebskosten	16,74 [€/kW]	Betriebskosten	3 [%]
Ges. periodische Kosten	57,04 [€/kW]	CO ₂ -Äquivalent	266 [g CO ₂ eq/kWh]
CO ₂ -Kosten (2021)	6,05 [ct/kWh]	CO ₂ -Kosten (2026)	7,78 [ct/kWh]

Pelletheizung [42]			
Investitionskosten	872,38 [€/kW]	Betriebsdauer	15 [a]
Kapitalkosten	63,02 [€/kW]	Zinssatz	1 [%]
Betriebskosten	16,74 [€/kW]	Betriebskosten	3 [%]
Ges. periodische Kosten	57,04 [€/kW]	CO ₂ -Äquivalent	23 [g CO ₂ eq/kWh]
CO ₂ -Kosten (2021)	[€]	CO ₂ -Kosten (2026)	[€]

Holzheizung [42]			
Investitionskosten	872 [€/kW]	Betriebsdauer	15 [a]
Kapitalkosten	40,73 [€/kW]	Zinssatz	1 [%]
Betriebskosten	16,92 [€/kW]	Betriebskosten	3 [%]
Ges. periodische Kosten	57,65 [€/kW]	CO ₂ -Äquivalent	23 [g CO ₂ eq/kWh]
CO ₂ -Kosten (2021)	4,76 [ct/kWh]	CO ₂ -Kosten (2026)	4,91 [ct/kWh]

Kohleheizung [42]			
Investitionskosten	563,90 [€/kW]	Betriebsdauer	15 [a]
Kapitalkosten	40,73 [€/kW]	Zinssatz	1 [%]
Betriebskosten	16,92 [€/kW]	Betriebskosten	3 [%]
Ges. periodische Kosten	57,65 [€/kW]	CO ₂ -Äquivalent	381 [g CO ₂ eq/kWh]
CO ₂ -Kosten (2021)	5,09 [ct/kWh]	CO ₂ -Kosten (2026)	4,91 [ct/kWh]

Brennstoffzelle [42]			
Investitionskosten	11.000 [€/kW]	Betriebsdauer	[a]
Kapitalkosten	[€/kW]	Zinssatz	[%]
Betriebskosten	[€/kW]	Betriebskosten	[%]
Ges. periodische Kosten	[€/kW]	CO ₂ -Äquivalent	[g CO ₂ eq/kWh]
CO ₂ -Kosten (2021)	[€]	CO ₂ -Kosten (2026)	[€]

Solarthermie [93]			
Investitionskosten	190 [€/kW]	Betriebsdauer	20 [a]
Kapitalkosten	[€/kW]	Zinssatz	[%]
Betriebskosten	[€/kW]	Betriebskosten	1,3 [%]
Ges. periodische Kosten	[€/kW]	CO ₂ -Äquivalent	[g CO ₂ eq/kWh]
CO ₂ -Kosten (2021)	[€]	CO ₂ -Kosten (2026)	[€]

PEM			
Investitionskosten	900 [€/kW]	Betriebsdauer	[a]
Kapitalkosten	[€/kW]	Zinssatz	[%]
Betriebskosten	[€/kW]	Betriebskosten	[%]
Ges. periodische Kosten	[€/kW]	CO ₂ -Äquivalent	43,7[g CO ₂ eq/kWh]
CO ₂ -Kosten (2021)	[€]	CO ₂ -Kosten (2026)	[€]

PV [93]			
Investitionskosten	950 [€/kW]	Betriebsdauer	25 [a]
Kapitalkosten	[€/kW]	Zinssatz	[%]
Betriebskosten	[€/kW]	Betriebskosten	1 [%]
Ges. periodische Kosten	84,90 [€/kW]	CO ₂ -Äquivalent	63 [g CO ₂ eq/kWh]
CO ₂ -Kosten (2021)	[€]	CO ₂ -Kosten (2026)	[€]

Wärmepumpe (Luft-Wasser) [42]			
Investitionskosten	[€/kW]	Betriebsdauer	[a]
Kapitalkosten	[€/kW]	Zinssatz	[%]
Betriebskosten	[€/kW]	Betriebskosten	[%]
Ges. periodische Kosten	112,78 [€/kW]	CO ₂ -Äquivalent	468 [g CO ₂ eq/kWh]

CO ₂ -Kosten (2021)	[€]	CO ₂ -Kosten (2026)	[€]
--------------------------------	-----	--------------------------------	-----

Wärmespeicher [42]			
Investitionskosten	[€/kW]	Betriebsdauer	[a]
Kapitalkosten	[€/kW]	Zinssatz	[%]
Betriebskosten	[€/kW]	Betriebskosten	[%]
Ges. periodische Kosten	13,91 [€/kW]	CO ₂ -Äquivalent	36,14 [gCO ₂ eq/kWh]
CO ₂ -Kosten (2021)	[€]	CO ₂ -Kosten (2026)	[€]

Batteriespeicher [42]			
Investitionskosten	750 [€/kWh]	Betriebsdauer	20 [a]
Kapitalkosten	42,23 [€/kWh]	Zinssatz	1,16 [%]
Betriebskosten	22,50 [€/kWh]	Betriebskosten	3 [%]
Ges. periodische Kosten	64,73 [€/kWh]	CO ₂ -Äquivalent	400 [gCO ₂ eq/kWh]
CO ₂ -Kosten (2021)	[€]	CO ₂ -Kosten (2026)	[€]

***CO₂-Preise:**

2021	2026	2030	2050
25 [€/Tonne CO ₂]	65 [€/Tonne CO ₂]	80 [€/Tonne CO ₂]	180 [€/Tonne CO ₂]

Anhang 6: Zusammensetzung des synthetischen Abwassers für die biologische Wasserstofferzeugung

Feed Zusammensetzung für **1000,00 l** Abwasservolumen:

Tab. Anhang 3: Zusammensetzung des synthetischen Abwassers für die biologische Wasserstofferzeugung

Bezeichnung	Menge	Einheit
$C_6H_{12}O_6 \times H_2O$	21.999,33	l
CH_4N_2O	281,33	g
K_2HPO_4 (wasserfrei)	142,01	g
Selen-Mix	6.000,00	μ l
Cobalt-Mix	12.500,00	μ l
Nickel-Mix	20.000,00	μ l

Anhang 7: Datenblätter zur Brennstoffzelle

EFOY Hydrogen Fuel Cell 2.5 48V
EFOY Hydrogen Controller
Datenblatt



Die EFOY Hydrogen Fuel Cell 2.5 48V

Die EFOY Hydrogen Fuel Cell 2.5 ist die Brennstoffzelle und damit das Kernstück Ihrer Energielösung. Hier findet die chemische Reaktion statt und es wird elektrische Energie erzeugt. Je nach Bedarf können Sie Ihre Energielösung mit einer oder bis zu vier EFOY Hydrogen Fuel Cells ausstatten.

EFOY Hydrogen Fuel Cell 2.5 48V	Technische Daten
Ausgangsleistung ¹	2,5 kW
Maximale Leistung nach 5.000 Betriebsstunden	2,0 kW
Nominale Spannung	48 V DC
Versorgungsspannung	41 – 57 V DC
Gewicht	28,5 kg
H ₂ Verbindung	1/4" NPT female Verbindung
Treibstoff	Wasserstoff H ₂
H ₂ Verbrauch	0,06 kg H ₂ / kWh
H ₂ Reinheit	3.0 oder besser
Eingangsdruck an der Brennstoffzelle	0,5 bar
Leckage Rate im Betrieb ²	Ca. 0,35 l H ₂ / min
Sauerstoff Verbrauch	Ca. 335 l / kWh
Verbrauch im Standby Modus	< 50 W
Betriebstemperatur ³	+ 3 °C bis + 50°C
Lagertemperatur	- 40°C bis 70°C Ideal: 10°C bis 25°C
Einsatzhöhe ⁴	Bis ca. 3.000 m
Abmessungen L x B x H	535 x 483 x 310 [mm]
IP Schutzart	IP 20
Datenschnittstelle	Intern zwischen Brennstoffzelle und Controller: CAN BUS

¹ Nur erreichbar bei Zuluft-Temperaturen < 30 °C

² Die Leckage Rate steigt proportional mit der Laufzeit der Brennstoffzelle

³ Bei Einbau in einem geeigneten Schrank mit integrierter Heizung. Bei Einsatz in der minimalen Umgebungstemperatur ist eine Grundlast von 1.000 W erforderlich

⁴ Bei steigender Höhe kommt es zu einer Leistungsreduktion

EFOY Hydrogen Fuel Cell 2.5 48V
 EFOY Hydrogen Controller
 Datenblatt



Der EFOY Hydrogen Controller

Der EFOY Hydrogen Controller ist die Steuereinheit Ihrer Energielösung. Er steuert bis zu vier EFOY Hydrogen Fuel Cells und bietet Schnittstellen zur externen Signalübertragung.

EFOY Hydrogen Controller	Technische Daten
Versorgungsspannung	36 – 57 V DC
Stromverbrauch	Max. 2 A @ 48 V
Gewicht	7,6 kg
Betriebstemperatur	+ 3°C bis 45°C
Abmessungen L x B x H	446 x 483 x 133 mm
Interne Daten-Schnittstelle	Zwischen Brennstoffzelle und Controller: CAN Bus 2 x RJ 45 Steckverbinder auf der Rückseite
Externe Daten-Schnittstellen: Steckverbinder / Kommunikation	RJ 45 Steckverbinder auf der Vorderseite mit folgender Schnittstelle: <ul style="list-style-type: none"> • Ethernet für Web Interface (Ethernet: Firefox 44.0 und Java SE 8) 6 Stück Sub D Steckverbinder mit folgenden Schnittstellen <ul style="list-style-type: none"> • MODBUS RTU Protokoll über RS 485 • Alarm Kontakte • Stopp Signal • Gleichrichter Spannungsabsenkung • Heizung / Lüftung • 24 V Versorgung von externen Komponenten

EFOY H₂Cabinet N-Serie Indoor Energielösungen Datenblatt



Die EFOY H₂Cabinet N-Serie

Die EFOY Hydrogen Energie Lösung für Indoor wird als voll integrierte Schranklösung geliefert. Je nach Anforderung kann sie auf bis zu 10 kW Ausgangsleistung konfiguriert werden. Der Schrank verfügt über Anschlüsse für geführte Zu- und Abluft sowie einen Rohranschluss für Ihre Wasserstoffversorgung.

Konzipiert für Ihre Indoor Anwendung: die N-Serie

Konfigurationsmöglichkeiten	EFOY H ₂ Cabinet N2.5	EFOY H ₂ Cabinet N5.0	EFOY H ₂ Cabinet N7.5	EFOY H ₂ Cabinet N10.0
Brennstoffzellen Nennleistung	2.5 kW	5.0 kW	7.5 kW	10.0 kW
Brennstoffzelle(n)	EFOY Hydrogen Fuel Cell 2.5 [1 Einheit]	EFOY Hydrogen Fuel Cell 2.5 [2 Einheiten]	EFOY Hydrogen Fuel Cell 2.5 [3 Einheiten]	EFOY Hydrogen Fuel Cell 2.5 [4 Einheiten]
Steuereinheit	EFOY Hydrogen Controller Überwachung und Steuerung der EFOY Hydrogen Fuel Cell(s)			
Leistungsverteilung	Leistungsverteilung und Schutz aller Komponenten im Schrank			
Systemspannung	48 V DC			
Ausgangsspannung	41 - 57 V DC			
Kompatible H ₂ Versorgung	Externer Wasserstoffanschluss, 10 – 18 bar, Wasserstoff 3.0 oder höher			
Batterie Installation	48 V / 30 Ah 4 Batterien mit 12 V und 30 Ah in Serie	48 V / 62 Ah 4 Batterien mit 12 V und 62 Ah in Serie	48 V / 90 Ah 4 Batterien mit 12 V und 90 Ah in Serie	48 V / 125 Ah 4 Batterien mit 12 V und 125 Ah in Serie
Gehäuse	H ₂ Cabinet P14-50U oder H ₂ Cabinet P14-40U			
Optionale Konfiguration	<ul style="list-style-type: none"> - Fernüberwachung - Gleichrichter und/oder Wechselrichter für AC-Leistungsausgang - DC/DC-Modul für konstanten DC-Leistungsausgang - Laderegler für die Integration von PV-Modulen - Unterbrechungsfreie Stromversorgung - Flexible Wasserstoffanbindung an verschiedene Wasserstoffspeichertlösungen 			

Abb. Anhang 2: Spezifikationen SFC Brennstoffzelle

Anhang 8: Verdichter- und Gascontainereinheit

Spezifikationen	
Druckluftbetriebene Gaskompressoren	Bis zu 100 l/min Fördervolumen
Drei Gasbündel	<p>12 x 50 l = 600 l</p> <p>Wasserstoffbündel 1 (Pufferspeicher) für die PEM-Elektrolyse bei ca. 14 bar zur Laufzeitauslastung</p> <p>Wasserstoffbündel 2 (Speicher): Verdichtung von Wasserstoff aus dem Pufferspeicher auf 300 bar</p>
Speicherinhalt	12 x 50 x 300 bar = 180.000 Normliter

Tab. Anhang 4: Spezifikationen der Verdichter und Gascontainereinheit

Anhang 9: Verbrauchsgebundene THG-Emissionen der Gebäude im Quartier

Σ Spezifische THG-Emissionen je Brennstoff-/ Stromaufwand für Heizen und TWW [kg CO ₂ -Äq/(m ² ·a)]								
Nr.	Status Quo		Szenario 2030		Szenario 2045		Max. Ausbau-szenario	
1	Erdgas	18,53	Erdgas	18,53	Erdgas	15,59	WP	0,72
2	Kohle	47,35	Holzpellets	1,43	Holzpellets	1,43	WP	0,67
3	Erdgas	17,99	Erdgas	17,99	Erdgas	13,52	WP	0,68
4	Erdgas	19,10	Erdgas	19,10	Erdgas	13,47	WP	0,77
5	Erdgas	30,85	Erdgas	17,71	Erdgas	17,71	WP	0,83
6	Erdgas	31,32	Erdgas	15,94	Erdgas	15,94	WP	0,92
7	Erdgas	38,09	Erdgas	23,99	Erdgas	18,57	WP	0,91
8	Erdgas	34,27	Erdgas	34,27	WP	0,72	WP	0,72
9	Erdgas	39,53	Erdgas	39,53	WP	1,32	WP	1,32
10	Erdgas	33,29	Erdgas	17,14	Erdgas	17,14	WP	0,83
11	Erdgas	32,38	Erdgas	32,38	WP	0,98	WP	0,98
12	Erdgas	15,32	Erdgas	15,32	Erdgas	13,18	WP	0,67
13	WP	10,64	WP	10,12	WP	10,12	WP	0,68
14	Erdgas	21,76	Erdgas	21,76	Erdgas	18,04	WP	0,81
15	Erdgas	31,63	Erdgas	31,63	Erdgas	21,09	WP	0,96
16	Holzpellets	1,86	Holzpellets	1,86	Holzpellets	1,86	WP	0,87
17	WP	14,40	WP	13,69	WP	0,92	WP	0,92
18	Erdgas	34,26	WP	6,42	WP	0,77	WP	0,77
19	Erdgas	35,16	Erdgas	35,16	Erdgas	22,72	WP	1,43
20	Holzpellets	2,06	Pellet	2,06	Holzpellets	2,06	WP	0,97
21	Öl	44,43	WP	6,96	WP	0,83	WP	0,83
22	Öl	59,24	WP	10,87	WP	1,30	WP	1,30
Σ	-	612,21	-	393,83	-	209,25	-	19,54

Abb. Anhang 3: Verbrauchsgebundene THG-Emissionen der Gebäude im Quartier

Anhang 10: Weitere Ergebnisse Modelica-Simulation

Tab. Anhang 5: Auslegung des Batteriespeichers in Modelica

Auslegung Batteriespeicher	
Kapazität	1,5 MWh
Minimale Kapazität	0,3 MWh
Lade-/Entladeleistung	0,5 MW
Wirkungsgrad	95 %

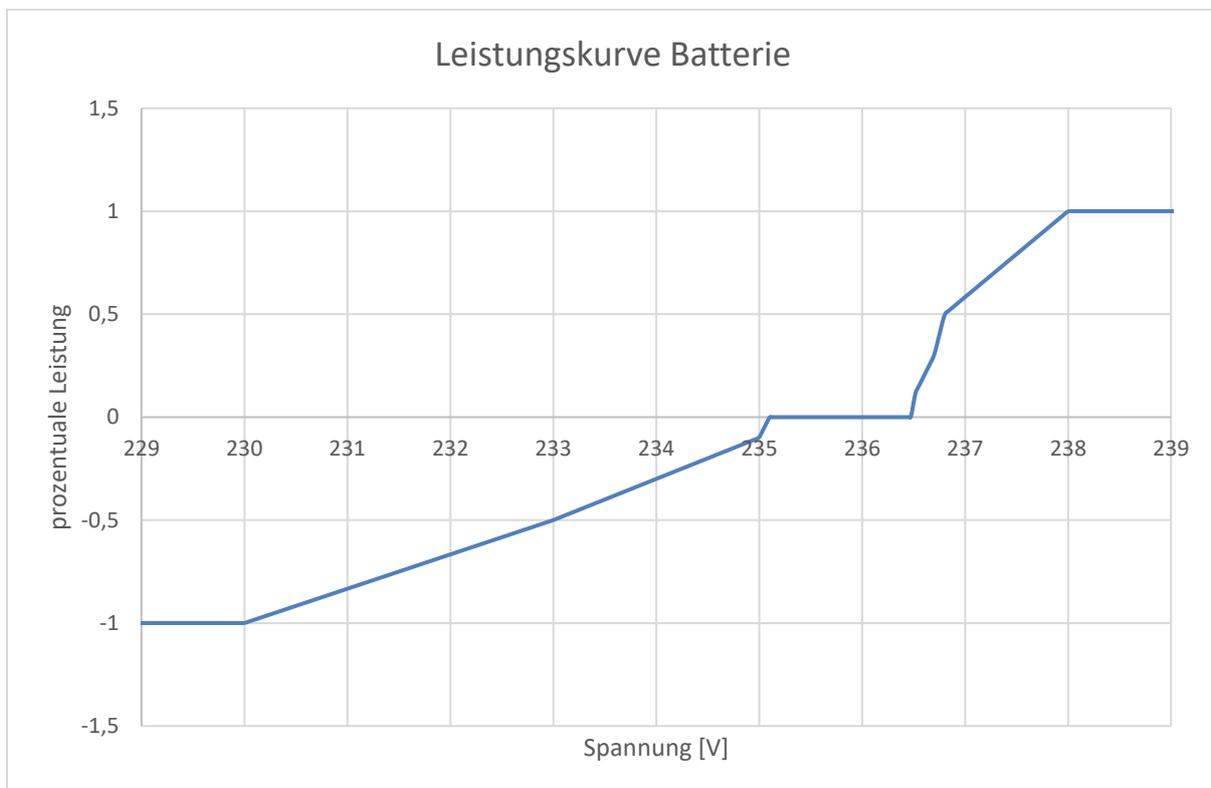


Abb. Anhang 4: Leistungskurve Batteriespeicher in Modelica

Tab. Anhang 6: Auslegung PEM-Elektrolyseur in Modelica

Auslegung PEM-Elektrolyseur	
Nennleistung	100 kW
Wirkungsgrad	65 %

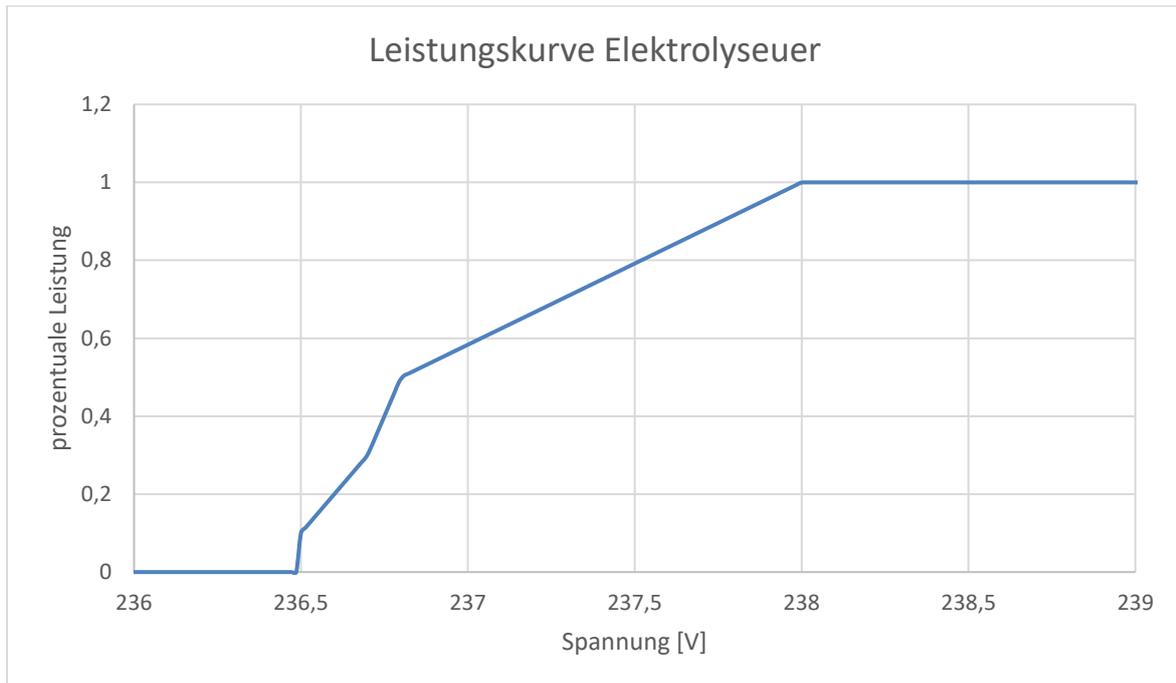


Abb. Anhang 5: Leistungskurve PEM-Elektrolyseur in Modelica

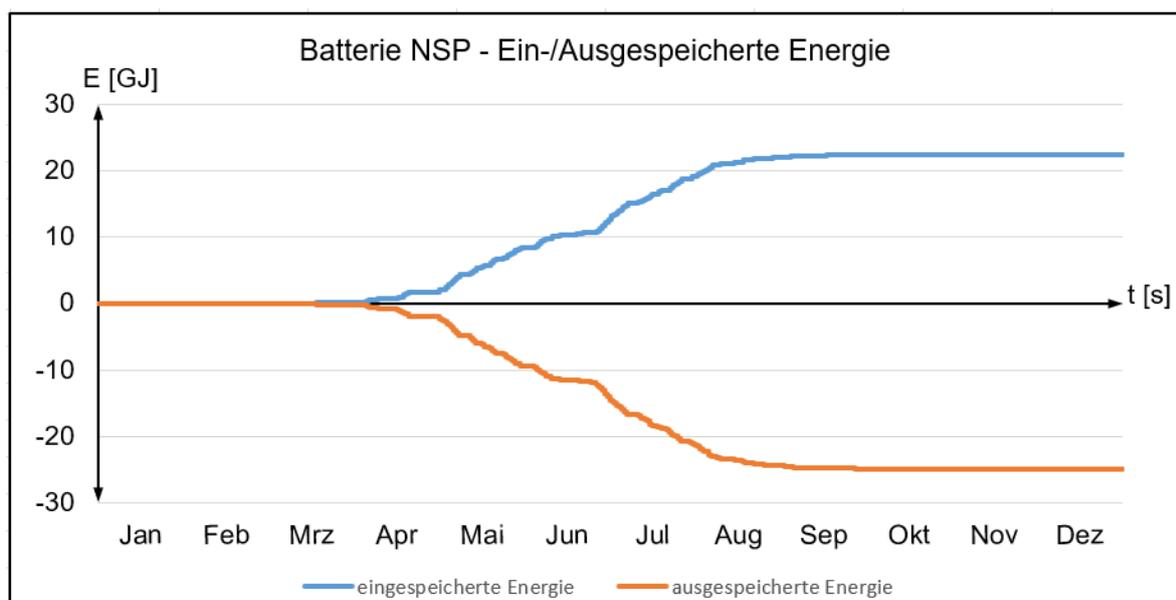


Abb. Anhang 6: Ein-/Ausgespeicherte Energie der Batterie am NSP in Modelica

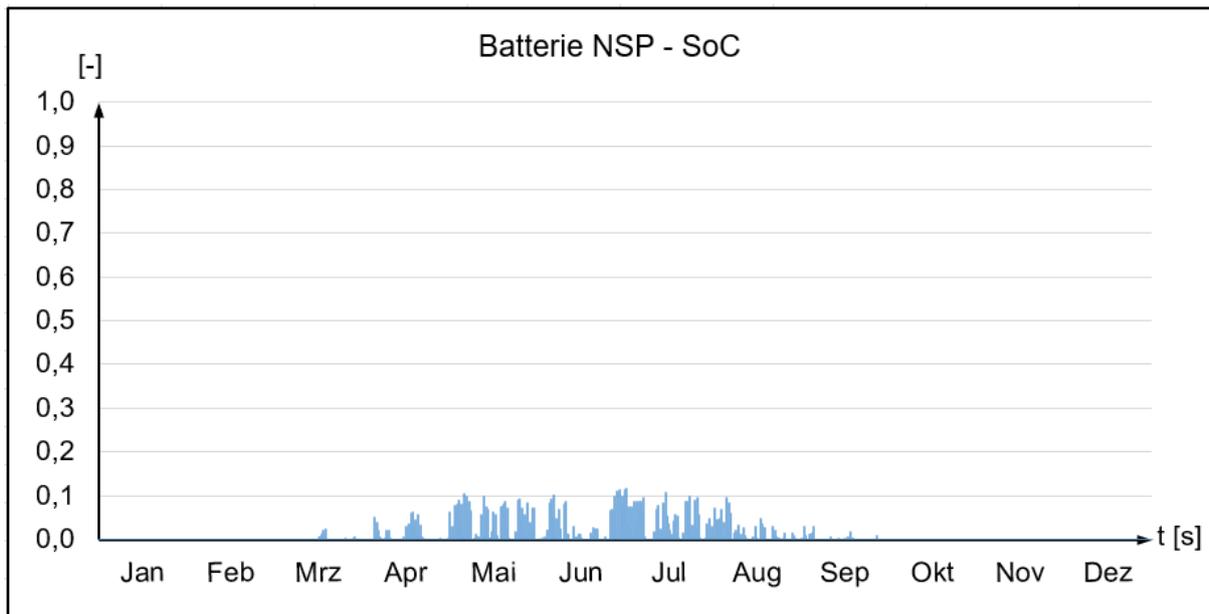


Abb. Anhang 7: SoC Verlauf der Batterie am NSP in Modelica

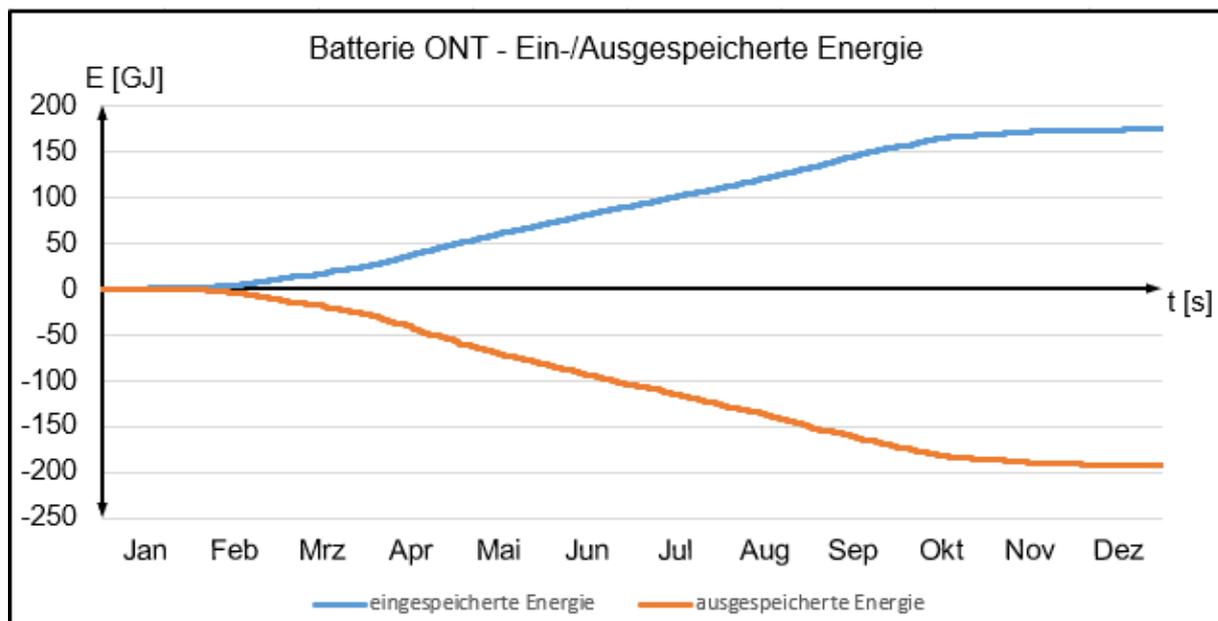


Abb. Anhang 8: Ein-/Ausgespeicherte Energie der Batterie am ONT in Modelica

Zeitvektor	Anwesenheit	Verbrauch	Anwesenheit	Verbrauch 2	Anwesenheit	Verbrauch
[s]	Profil 1	1 [W]	Profil 2	[W]	Profil 3	3 [W]
0	1	0	1	0	1	0
900	1	0	1	0	1	0
1.800	0	3.420	0	4.225	1	0
2.700	0	3.420	0	4.225	1	0
3.600	0	3.420	0	4.225	1	0
4.500	0	3.420	0	4.225	1	0
5.400	1	0	0	4.225	1	0
6.300	1	0	0	4.225	1	0
7.200	1	0	0	4.225	1	0
8.100	1	0	0	4.225	1	0
9.000	1	0	1	0	1	0
9.900	1	0	1	0	1	0
10.800	1	0	1	0	1	0
11.700	1	0	1	0	1	0

Abb. Anhang 9: Fahrprofil darstellung in Abhängigkeit von Verbrauch und Anwesenheit

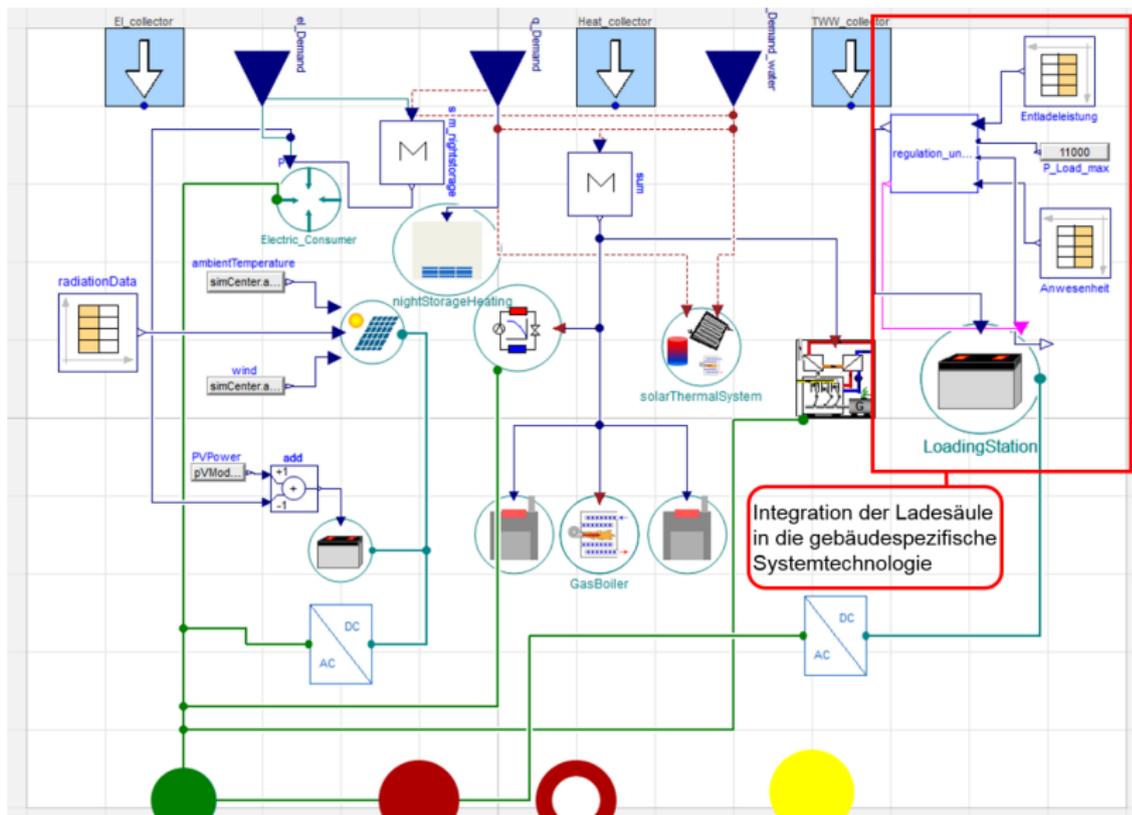


Abb. Anhang 10: Integration der Ladesäule in die gebäudespez. Systemtechnologie in Modelica

Anhang 11: Scale-up-Liste der biologischen Wasserstoffherzeugung

Tab. Anhang 7: Scale-up-Liste der biologischen Wasserstoffherzeugung

Bauteil	Problembeschreibung / Symptome	Erklärung	Lösungsversuche
Rezi-Pumpe P04	Störung an der Pumpe, dadurch Ausfall der Rezirkulation Keine Rezirkulation -> Keine Heizung	Turbulenzen im Reaktor durch saugen in Rezi-Leitung, dadurch wird Mindestfüllstand zwischenzeitlich nicht erreicht, es folgt eine Störung und Ausschalten	- Einbau von Lochblenden in die Rezi-Leitung, um die Turbulenzen zu verhindern durch B. Eichmann von UIT - Fehler tritt nicht mehr auf
Rezi-Pumpe P04	Störung an der Pumpe, dadurch Ausfall der Rezirkulation Keine Rezirkulation -> Keine Heizung	Ausschalten der Pumpe 04 führt zu Überlauf zu Reaktor 2 aus der Rezi-Leitung, es wird danach der Mindestfüllstand nicht erreicht und die Pumpe geht weiter in Störung	- Im Manuellen Modus Reaktor 1 wieder auffüllen bis Füllstände erreicht (Haken) sind, danach wieder in Automatischen Rezi-Modus gehen
pH-Messung	pH-Wert in der Rezi-Leitung ist nicht gleich hoch wie im Reaktor, dadurch funktioniert pH-Regelung im Reaktor nicht richtig	- Lochblenden verhindern eine ausreichende Rezirkulation und Durchmischung im Reaktor - also ist auch der pH-Wert nicht richtig - pH-Regelung durch Zugabe von NaOH findet in der Rezirkulationsleitung statt und ist damit stark zeitversetzt zur Messung in der Rezirkulationsleitung	- Messung des pH-Wertes im Reaktor durch Probennahme von Hand jeden Tag - Ein- und Ausschalten der pH-Regelung an der Anlage ebenfalls von Hand je nach Bedarf - automatisierte Erfassung erforderlich
Gasmessung	Hohe Methanwerte in Reaktor 1	- Austausch der Analysepumpe erforderlich	- Austausch durch eine stärkere Ansaugpumpe, um alle Gasmengen zu verarbeiten
Heizmatte Reaktor 1	Abkoch-Temperatur von 80°C wird nicht erreicht	Heizmatte nicht stark genug, Versuchshalle zu kalt	- Dämmung an Rezirkulationsleitung verbaut - Statt 80°C für 12h wurden ca. 75°C für 24h zum Abkochen genutzt
Vorlagebehälter	CSB des Abwassers im Vorlagebehälter sinkt mit der Zeit	Mirkoorganismen im Abwasser vergären bereits im Vorlagebehälter die organischen Verbindungen.	- Kühlen oder Abkochen? - synthetisches Abwasser verwenden und Behälter vorab reinigen oder austauschen
Rückschlagklappe Reaktor 2	Kein Gasfluss durch Rückschlagklappe in Biogas-Leitung von Reaktor 2	Leckage an anderer Stelle, die Druckverlust von <100mbar hat	- Austausch der Rückschlagklappe
CSB-Messung Ablauf/Überlauf	Keine Möglichkeit zur Probennahme im Überlauf zwischen R1 und R2 oder im Ablauf von R2		- Umbau im Ablauf zur CSB-Messung - Aktuell CSB-Messungen innerhalb von Reaktor 1 und Reaktor 2
Biogasventil H2-Anlage	Im Manuellen Modus schalten Ventile dauerhaft auf und zu.	- Neuprogrammierung erforderlich	- Programmierung umgestellt

Anhang 12: Quartierserfassung und Sanierungsfahrplan für die Stützjahre

Nr.	Wohnfläche [m²]	Baujahr	EW-Zahl	Strombedarf¹ [kWh]	PV-Anlage [kW _p]	TWW-Bedarf [kWh]	Heizwärmebedarf [kWh]	Heizmedium/ Heiztechnologie	Sanierungsstand	Kesselnutzungsgrad [-]	WP-Leistung [kW]	Ladesäulenanzahl
1	197	2009	2	3.343	-	1.000	13.918	Erdgas	-	0,98	-	-
2	161	2009	1	2.286	-	500	11.895	Kohle	-	0,7	-	-
3	129	2009	2	2.776	-	1.000	7.130	Erdgas	-	0,84	-	-
4	129	2009	3	4.458	-	1.500	7.130	Erdgas	-	0,84	-	-
5	128	1985	2	3.710	-	1.000	15.087	Erdgas	-	0,98	-	-
6	139	1985	4	5.017	-	2.000	13.227	Erdgas	-	0,84	-	-
7	110	1985	2	3.366	-	1.000	13.703	Erdgas	-	0,84	-	-
8	166	1985	3	4.541	-	1.500	18.363	Erdgas	-	0,84	-	-
9	129	1985	6	7.492	-	3.000	17.837	Erdgas	-	0,98	-	-
10	153	1987	2	2.367	-	1.000	19.799	Erdgas	-	0,98	-	-
11	101	1987	2	3.710	3	1.000	12.366	Erdgas	-	0,98	-	-
12	246	2005	4	4.650	-	2.000	13.408	Erdgas	-	0,98	-	-
13	211	2005	2	3.163	-	1.000	12.274	WP	-	-	7,0	-
14	162	2002	2	2.431	-	1.000	13.364	Erdgas	-	0,98	-	-
15	133	1983	2	5.203	-	1.000	16.192	Erdgas	-	0,98	-	-
16	127	2010	1	2.010	-	500	9.810	Holzpellets	-	0,87	-	-
17	185	1993	2	4.040	-	1.000	14.894	WP	-	-	8,0	-
18	124	1991	1	2.078	-	500	16.789	Erdgas	-	0,98	-	-
19	119	1990	6	8.749	-	3.000	14.026	Erdgas	-	0,98	-	-
20	188	1990	2	3.404	11	1.000	15.797	Holzpellets	-	0,87	-	-
21	140	1990	2	4.042	-	1.000	18.721	Öl	-	0,98	-	-
22	116	1992	5	6.388	9,9	2.500	15.963	Öl	-	0,83	-	-
Σ	3.293	-	58	89.224	23,9	29.000	311.693	-	-	-	15,0	0

¹ Der Strombedarf für die Heizwärme- und TWW-Bereitstellung (WP und Durchlauferhitzer) ist nicht inbegriffen

Abb. Anhang 11: Quartierserfassung im Status Quo

Verzeichnisse

Nr.	Wohnfläche [m ²]	Baujahr	EW-Zahl	Strombedarf ¹ [kWh]	PV-Anlage [kW _p]	TWW-Bedarf [kWh]	Heizwärmebedarf [kWh]	Heizmedium/ Heiztechnologie	Sanierungsstand	Kesselnutzungsgrad [-]	WP-Leistung [kW]	Ladesäulenanzahl
1	197	2009	2	3.343	-	1.000	13.918	Erdgas	-	0,98	-	-
2	161	2009	1	2.286	9,3	500	9.721	Holzpellets	Teilsaniert	0,7	-	-
3	129	2009	2	2.776	-	1.000	7.130	Erdgas	-	0,84	-	-
4	129	2009	3	4.458	-	1.500	7.130	Erdgas	-	0,84	-	1
5	128	1985	2	3.710	7,8	1.000	8.233	Erdgas	Teilsaniert	0,98	-	-
6	139	1985	4	5.017	11,6	2.000	7.038	Erdgas	Teilsaniert	0,84	-	1
7	110	1985	2	3.366	10,3	1.000	7.364	Erdgas	Teilsaniert	0,84	-	-
8	166	1985	3	4.541	-	1.500	18.363	Erdgas	-	0,84	-	-
9	129	1985	6	7.492	-	3.000	17.837	Erdgas	-	0,98	-	-
10	153	1987	2	2.367	20,1	1.000	9.709	Erdgas	Teilsaniert	0,98	-	1
11	101	1987	2	3.710	3,0	1.000	12.366	Erdgas	-	0,98	-	-
12	246	2005	4	4.650	-	2.000	13.408	Erdgas	-	0,98	-	-
13	211	2005	2	3.163	-	1.000	12.274	Wärmepumpe	-	-	7,0	1
14	162	2002	2	2.431	-	1.000	13.364	Erdgas	-	0,98	-	1
15	133	1983	2	5.203	-	1.000	16.192	Erdgas	-	0,98	-	-
16	127	2010	1	2.010	-	500	9.810	Holzpellets	-	0,87	-	-
17	185	1993	2	4.040	-	1.000	14.894	Wärmepumpe	-	-	8,0	1
18	124	1991	1	2.078	14,6	500	8.699	Wärmepumpe	Vollsanziert	0,98	5,0	-
19	119	1990	6	8.749	-	3.000	14.026	Erdgas	-	0,98	-	-
20	188	1990	2	3.404	11,0	1.000	15.797	Holzpellets	-	0,87	-	1
21	140	1990	2	4.042	15,0	1.000	9.197	Wärmepumpe	Vollsanziert	0,98	5,0	-
22	116	1992	5	6.388	9,9	2.500	7.806	Wärmepumpe	Vollsanziert	0,83	5,0	-
Σ	3.293	-	58	89.224	112,6	29.000	254.276	-	-	-	30,0	7

¹ Der Strombedarf für die Heizwärme- und TWW-Bereitstellung (WP und Durchlauferhitzer) ist nicht inbegriffen

Abb. Anhang 12: Sanierungsfahrplan im Quartier für Szenario 2030

Verzeichnisse

Nr.	Wohnfläche [m ²]	Baujahr	EW-Zahl	Strombedarf ¹ [kWh]	PV-Anlage [kW _p]	TWW-Bedarf [kWh]	Heizwärmebedarf [kWh]	Heizmedium/Heiztechnologie	Sanierungsstand	Kesselnutzungsgrad [-]	WP-Leistung [kW]	Ladesäulenanzahl
1	197	2009	2	3.343	-	1.000	11.553	Erdgas	Teilsaniert	0,98	-	1
2	161	2009	1	2.286	9,3	500	9.721	Holzpellets	Teilsaniert	0,89	-	1
3	129	2009	2	2.776	11,8	1.000	6.127	Erdgas	Teilsaniert	0,98	-	-
4	129	2009	3	4.458	10,0	1.500	5.604	Erdgas	Teilsaniert	0,98	-	1
5	128	1985	2	3.710	7,8	1.000	8.233	Erdgas	Teilsaniert	0,98	-	1
6	139	1985	4	5.017	11,6	2.000	7.038	Erdgas	Teilsaniert	0,98	-	1
7	110	1985	2	3.366	10,3	1.000	7.364	Erdgas	Teilsaniert	0,98	-	-
8	166	1985	3	4.541	12,9	1.500	7.935	Wärmepumpe	Vollsaniiert	-	5,0	1
9	129	1985	6	7.492	12,0	3.000	8.263	Wärmepumpe	Vollsaniiert	-	6,0	-
10	153	1987	2	2.367	20,1	1.000	9.709	Erdgas	Teilsaniert	0,98	-	1
11	101	1987	2	3.710	3,0	1.000	7.290	Wärmepumpe	Vollsaniiert	-	4,0	-
12	246	2005	4	4.650	5,3	2.000	11.251	Erdgas	Teilsaniert	0,98	-	-
13	211	2005	2	3.163	-	1.000	12.274	Wärmepumpe	-	-	7,0	1
14	162	2002	2	2.431	11,8	1.000	10.908	Erdgas	Teilsaniert	0,98	-	1
15	133	1983	2	5.203	11,4	1.000	10.460	Erdgas	Teilsaniert	0,98	-	-
16	127	2010	1	2.010	-	500	9.810	Holzpellets	-	0,87	-	-
17	185	1993	2	4.040	-	1.000	14.894	Wärmepumpe	-	-	8,0	1
18	124	1991	1	2.078	14,6	500	8.699	Wärmepumpe	Vollsaniiert	-	5,0	-
19	119	1990	6	8.749	6,9	3.000	8.003	Erdgas	Teilsaniert	0,98	-	-
20	188	1990	2	3.404	11,0	1.000	15.797	Holzpellets	-	0,87	-	1
21	140	1990	2	4.042	15,0	1.000	9.197	Wärmepumpe	Vollsaniiert	-	5,0	-
22	116	1992	5	6.388	9,9	2.500	7.806	Wärmepumpe	Vollsaniiert	-	5,0	-
Σ	3.293	-	58	89.224	194,7	29.000	207.936	-	-	-	45,0	11

¹ Der Strombedarf für die Heizwärme- und TWW-Bereitstellung (WP und Durchlauferhitzer) ist nicht inbegriffen

Abb. Anhang 13: Sanierungsplan im Quartier für Szenario 2045

Verzeichnisse

Nr.	Wohnfläche [m ²]	Baujahr	EW-Zahl	Strombedarf ¹ [kWh]	PV-Anlage [kW _p]	TWW-Bedarf [kWh]	Heizwärmebedarf [kWh]	Heizmedium/Heiztechnologie	Sanierungsstand	Kesselnutzungsgrad [-]	WP-Leistung [kW]	Ladesäulenanzahl
1	197	2009	2	3.343	-	1.000	11.553	Wärmepumpe	Teilsaniert	-	6,0	1
2	161	2009	1	2.286	9,3	500	9.721	Wärmepumpe	Teilsaniert	-	5,0	1
3	129	2009	2	2.776	11,8	1.000	6.127	Wärmepumpe	Teilsaniert	-	4,0	1
4	129	2009	3	4.458	10,0	1.500	5.604	Wärmepumpe	Teilsaniert	-	4,0	1
5	128	1985	2	3.710	7,8	1.000	8.233	Wärmepumpe	Teilsaniert	-	5,0	1
6	139	1985	4	5.017	11,6	2.000	7.038	Wärmepumpe	Teilsaniert	-	5,0	1
7	110	1985	2	3.366	10,3	1.000	7.364	Wärmepumpe	Teilsaniert	-	4,0	1
8	166	1985	3	4.541	12,9	1.500	7.935	Wärmepumpe	Voll saniert	-	5,0	1
9	129	1985	6	7.492	12,0	3.000	8.263	Wärmepumpe	Voll saniert	-	6,0	1
10	153	1987	2	2.367	20,1	1.000	9.709	Wärmepumpe	Teilsaniert	-	5,0	1
11	101	1987	2	3.710	6,5	1.000	7.290	Wärmepumpe	Voll saniert	-	4,0	1
12	246	2005	4	4.650	5,3	2.000	11.251	Wärmepumpe	Teilsaniert	-	7,0	1
13	211	2005	2	3.163	3,5	1.000	12.274	Wärmepumpe	-	-	7,0	1
14	162	2002	2	2.431	11,8	1.000	10.908	Wärmepumpe	Teilsaniert	-	6,0	1
15	133	1983	2	5.203	11,4	1.000	10.460	Wärmepumpe	Teilsaniert	-	6,0	1
16	127	2010	1	2.010	9,0	500	9.810	Wärmepumpe	-	-	5,0	1
17	185	1993	2	4.040	17,0	1.000	14.894	Wärmepumpe	-	-	8,0	1
18	124	1991	1	2.078	14,6	500	8.699	Wärmepumpe	Voll saniert	-	5,0	1
19	119	1990	6	8.749	6,9	3.000	8.003	Wärmepumpe	Teilsaniert	-	6,0	1
20	188	1990	2	3.404	11,0	1.000	15.797	Wärmepumpe	-	-	8,0	1
21	140	1990	2	4.042	15,0	1.000	9.197	Wärmepumpe	Voll saniert	-	5,0	1
22	116	1992	5	6.388	9,9	2.500	7.806	Wärmepumpe	Voll saniert	-	5,0	1
Σ	3.293	-	58	89.224	227,7	29.000	207.936	-	-	-	121,0	22

¹ Der Strombedarf für die Heizwärme- und TWW-Bereitstellung (WP und Durchlauferhitzer) ist nicht inbegriffen

Abb. Anhang 14: Sanierungsfahrplan im Quartier für das maximale Ausbauszenario