

Machbarkeitsstudie zur autarken Energieversorgung von ländlichen Strukturen unter Einbeziehung regene- rativer Energien sowie die Speichermedien Wasserstoff und Methanol

PROJEKTARBEIT

eingereicht von: Daniel Emilio Rodriguez Larriva

Institution: Technische Universität Dresden, Fakultät Bauingenieurwesen
Institut für Bauklimatik

Hochschullehrer: Prof. Dr.-Ing. J. Grunewald

Betreuender: Dipl.-Ing. Dirk Weiss

Termin der Abgabe: 14.10.2024

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	IV
Abkürzungs- und Symbolverzeichnis	V
1 Einleitung.....	1
1.1 Problemstellung und Ziel	1
1.2 Methodik.....	2
1.2.1 Beschreibung der Software.....	3
1.3 Stand der Forschung.....	3
1.3.1 Systeme für Grüne Fluide.....	3
1.3.2 „Grüner“ Wasserstoff.....	3
1.3.3 „Grünes“ Methanol	9
1.3.4 „Grünes“ Ammoniak	14
1.4 Ausgewählte Anlagentechnik.....	15
2 Hauptteil.....	18
2.1 Simulation des Quartiers.....	18
2.1.1 Gebäudetypen im Quartier	18
2.1.2 Energieverbrauch MFH mit Wärmepumpe (WP):.....	21
2.1.3 Energieverbrauch MFH ohne Wärmepumpe (WP):.....	23
2.2 Energieträgerkonzepte	26
2.2.1 Variante 1 – grüner Wasserstoff als Energieträger	26
2.2.2 Variante 2 – grünes Methanol als Energieträger	32
2.2.3 Energetische Vergleich beide Varianten	37
3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	39
3.1 Untersuchungsvariante 1 – Wasserstoffproduktion.....	42
3.2 Untersuchungsvariante 2 – Methanolproduktion.....	42

4	Diskussion	43
5	Schlussbetrachtung.....	47
6	Literaturverzeichnis.....	48
7	Eidesstattliche Erklärung.....	51

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Funktionsprinzip einer einzelnen alkalischen Elektrolysezelle.....	5
Abbildung 2: Vereinfachter Aufbau und Funktionsweise einer PEM-Elektrolysezelle.	6
Abbildung 3: Schematische Darstellung der Holzvergasung im Joos-Vergaser (Reformer)	12
Abbildung 4: Jahresverlauf Wärmebedarfsprofile 4 MFH ohne WP	19
Abbildung 5: Jahresverlauf Wärmebedarfsprofile 8 MFH mit WP.....	19
Abbildung 6: Jahresverlauf Stromüberschuss und Netto-Strombedarf der 12 MFH	21
Abbildung 7: Jahresverlauf Stromproduktion und Eigennutzung 8 MFH mit WP.....	22
Abbildung 8: Jahresverlauf Leistung Netzbezug.....	23
Abbildung 9: Jahresverlauf Stromerzeugung- und Bedarf 4 MFH ohne WP	24
Abbildung 10: Jahresverlauf Wärmebedarf der 4 MFH ohne WP	25
Abbildung 11: Jahresverlauf Stromproduktion- und Überschuss für 12 MFH.....	27
Abbildung 12: Jahresverlauf Ladung/Entladung des Batteriespeichers.....	28
Abbildung 13: Jahresverlauf Ladezustand des Batteriespeichers	28
Abbildung 14: Jahresverlauf neue Netzbezug	29
Abbildung 15: Jahresverlauf neue Überschussenergie.....	30
Abbildung 16: Vergleich der Gesamtenergieverluste	37
Abbildung 17: Vergleich der Stromnetzbezüge	38

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

MFH	Mehrfamilienhaus
TGA	Technische Gebäudeausrüstung
PV	Photovoltaik
TWW	Trinkwarmwasser
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
BHKW	Blockheizkraftwerk
WP	Wärmepumpe
CCS	Carbon Capture Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
COP	Coefficient of Performance (Leistungszahl)
BESS	Batterie-Energiespeichersysteme
AEL	Alkalische Elektrolyseur
PEM	Polymerelektrolytmembran

1 Einleitung

1.1 Problemstellung und Ziel

Die Transformation hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung zählt zu den größten globalen Herausforderungen, insbesondere vor dem Hintergrund des fortschreitenden Klimawandels, der Erderwärmung und der zunehmend limitierten Verfügbarkeit natürlicher Ressourcen. Fossile Energieträger wie Kohle, Erdöl und Erdgas spielen nach wie vor eine dominierende Rolle in der globalen Energieversorgung. Allerdings tragen sie in erheblichem Maße zur Erhöhung der Treibhausgasemissionen bei, was langfristig zu gravierenden Umwelt- und Klimaschäden führen wird. Gemäß der Internationalen Energieagentur (IEA, International Energy Agency, 2022, S 3-4) ist im Jahr 2021 ein Anstieg der energiebedingten CO₂-Emissionen auf 36,3 Gigatonnen zu verzeichnen, was einen Rekordwert darstellt. Die verstärkte Nutzung von Kohle ist für etwa 40 % des beobachteten Anstiegs verantwortlich und verdeutlicht damit die drängende Notwendigkeit einer nachhaltigen Energieversorgung.

Ein wesentliches Problem bei der Eigenversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen wie der Einsatz einer PV-Anlage, besteht in der nicht konstanten Stromproduktion, welche maßgeblich durch die Sonneneinstrahlung beeinflusst wird. Dies impliziert, dass die Produktion von Strom lediglich bei Sonneneinstrahlung erfolgt. Die Volatilität der Stromerzeugung erfordert die Implementierung effizienter Speichermöglichkeiten, um eine Speicherung und einen Abruf von überschüssigem Strom zu ermöglichen. Ohne den Einsatz geeigneter Speichertechnologien besteht das Risiko, dass es zu Versorgungsengpässen kommt, insbesondere in den sonnenarmen Wintermonaten.

Die Zielsetzung dieser Projektarbeit besteht in der Untersuchung der Realisierbarkeit einer autarken Energieversorgung ländlicher Strukturen unter Einsatz erneuerbarer Energien. Im Rahmen dessen erfolgt eine detaillierte Betrachtung der Möglichkeiten und Herausforderungen der Nutzung von Wasserstoff und Methanol als saisonale Speichermedien. Die vorliegende Arbeit verfolgt einen ganzheitlichen Ansatz, der die gesamte Kette der Energieversorgung abdeckt, von der Erzeugung über die Speicherung bis hin zur Wiederverwertung der Energie. Der Vergleich von Wasserstoff und Methanol als

Speichermedien dient der Ableitung fundierter Empfehlungen für eine nachhaltige Energieversorgung in ländlichen Regionen. Der Fokus liegt dabei auf technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Aspekten, die zur Erreichung einer weitgehend autarken Energieversorgung beitragen.

Im Rahmen der Untersuchungen wird zudem analysiert, inwiefern die Technologien zur Reduzierung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern sowie zur Minimierung der CO₂-Emissionen beitragen können. Das Ziel dieser Untersuchungen besteht darin, aufzuzeigen, welche Lösungsansätze in Zukunft eine nachhaltige, verlässliche und skalierbare Energieversorgung für ländliche Gebiete ermöglichen können.

1.2 Methodik

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der Untersuchung der Nutzung regenerativer Energiesysteme zur autonomen Energieversorgung eines Quartiers, welches aus 12 Mehrfamilienhäusern im Stadtteil Dresden-Hosterwitz befindet. Im Folgenden wird die Einbringung einer Photovoltaikanlage (PV-Anlage) als zentrale Energiequelle betrachtet. Der erzeugte Strom wird zur Deckung des Eigenbedarfs sowie zur Produktion der beiden zu untersuchenden Varianten (Wasserstoff und Methanol) verwendet. Zur Modellierung der Energieströme und -bedarfe wird das Gebäudesimulationsprogramm SIM-VICUS eingesetzt, welche die spezifischen Lastprofile der Haushalte ermittelt und die saisonale Energiespeicherung simuliert. Im Rahmen der Untersuchung werden unterschiedliche Szenarien entwickelt, um die Energieautarkie sowie die Rolle von Speichern, wie beispielsweise einem Batteriespeicher, einem Kombispeicher sowie einem Blockheizkraftwerk, hinsichtlich der Nutzung von Wasserstoff und Methanol als Energieträger zu analysieren. Im Anschluss erfolgt eine Betrachtung der Varianten unter Einsatz eines Microsoft Excel-Tools. Anschließend erfolgt eine Evaluierung der Wirtschaftlichkeit des Ausgangszustandes sowie der implementierten Energiekonzepte.

1.2.1 Beschreibung der Software

Die gewählte Gebäudesimulationssoftware SIM-VICUS wurde durch das Institut für Bauklimatik an der Technischen Universität Dresden (IBK) entwickelt. Hierbei handelt es sich um eine kostenlos verfügbare, Open-Source-basierte Gebäude- und Netzsimulationssoftware für dynamische Simulationsverfahren, die sich insbesondere für die energiebezogene Betrachtung von Gebäuden und städtischen Quartieren eignet (vgl. IBK, 2024).

1.3 Stand der Forschung

1.3.1 Systeme für Grüne Fluide

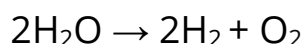
Unter grünen Fluiden versteht man flüssige Energieträger, die entweder aus erneuerbaren Ressourcen gewonnen werden oder deren Herstellung klimaneutral erfolgen kann. Beispiele hierfür sind grüner Wasserstoff, grünes Methanol, grünes Ammoniak sowie synthetische Kraftstoffe, auch bekannt als E-Fuels, wie synthetisches Benzin oder Diesel und Biokraftstoffe wie Biomethan. Diese grünen Fluide stellen einen wesentlichen Bestandteil bei der Umstellung auf eine kohlenstoffneutrale Energieversorgung dar, da sie nicht nur als Energieträger, sondern auch als chemische Rohstoffe genutzt werden können. Ihre flüssige Form erleichtert sowohl die Lagerung als auch den Transport, wodurch sie sich insbesondere für Anwendungen in abgelegenen oder ländlichen Regionen eignen.

1.3.2 „Grüner“ Wasserstoff

Aufgrund der hohen Energiedichte pro Masse (33,33 kWh/kg) sowie seiner Fähigkeit, bei der Verbrennung lediglich Wasser zu erzeugen, wird Wasserstoff als idealer Energieträger für eine CO₂-freie Zukunft erachtet. Wasserstoff ist ein Element, das in der Natur ausschließlich in gebundener Form vorkommt. Um es nutzen zu können, muss es daher zunächst gewonnen werden. Dem Begriff "grüner Wasserstoff" liegt die Definition zu Grunde, dass es sich hierbei um Wasserstoff handelt, welcher durch Elektrolyse von Wasser unter Einsatz von erneuerbaren Energiequellen wie Solar- oder Windkraft erzeugt wird. Im Gegensatz zu grauem Wasserstoff, der aus fossilen Brennstoffen gewonnen wird, und blauem Wasserstoff, bei dessen Herstellung CO₂ abgeschieden und gespeichert wird,

verursacht grüner Wasserstoff keine CO₂-Emissionen. Darüber hinaus stellt grüner Wasserstoff einen essenziellen Bestandteil zur Dekarbonisierung von Industrie, Verkehr und Energieversorgung dar (vgl. International Renewable Energy Agency [IRENA], S 9-10). Des Weiteren kann grüner Wasserstoff als Energieträger, Kraftstoff sowie als Ausgangsstoff in chemischen Prozessen verwendet werden.

Die Herstellung von grünem Wasserstoff erfolgt durch den Prozess der sogenannten "Elektrolyse". Dabei wird Wasser (H₂O) in Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂) aufgespalten. Dieser Prozess erfordert elektrische Energie, die vollständig aus erneuerbaren Quellen stammen muss. Die Gesamtreaktion lässt sich unter Berücksichtigung der vorliegenden Gleichungen wie folgt zusammenfassen:



In der Industrie wird vornehmlich der Prozess der Elektrolyse angewendet, wobei zwischen zwei Hauptarten von Elektrolyseuren zu differenzieren ist.

Alkalische Elektrolyseverfahren (AEL): Der alkalische Elektrolyseur stellt eine Weiterentwicklung des ursprünglich für die Wasserelektrolyse entwickelten galvanischen Elements dar. Er zeichnet sich insbesondere dadurch aus, dass er sich bereits seit längerer Zeit in der Praxis bewährt hat. Der Einsatz dieses Verfahrens erfolgt insbesondere in Fällen, in denen die Stromversorgung zu geringen Kosten gewährleistet ist oder nur eine geringe Menge an Wasserstoff benötigt wird (vgl. Center on Global Energy Policy at Columbia University SIPA | CGEP, 2023).

In Bezug auf die Eigenschaften als Elektrolytdämpfe zeigt das Wasserkaliumlaugen-Gemisch eine hohe Übereinstimmung mit der alkalischen Elektrolyse. Die Reaktionsbereiche der Kathode und der Anode werden durch ein sogenanntes Diaphragma räumlich voneinander getrennt. In diesem Zusammenhang ist zu erwähnen, dass es sich bei der genannten Membran um ein Material handelt, welches lediglich den Transport von Hydroxidionen zulässt. Hierbei handelt es sich um negativ geladene Ionen, die im Rahmen der Reaktion entstehen (vgl. Brinner, 2013, S. 1-2). Das ist so konzipiert, dass eine Vermischung der beiden Gase verhindert und eine saubere Trennung gewährleistet wird, wodurch der Wirkungsgrad beeinflusst wird. Um den elektrischen Widerstand zu minimieren, werden die

Elektroden möglichst nah aneinander gebracht, sodass lediglich das Diaphragma eine Trennung darstellt. Es ist anzustreben, die Stromstärke möglichst nahe an der sogenannten Zersetzungsspannung zu halten, welche die Mindestspannung darstellt, die erforderlich ist, um die Reaktionen in Gang zu setzen. Abbildung 1 stellt den Aufbau/Funktionsweise einer Elektrolysezelle schematisch dar.

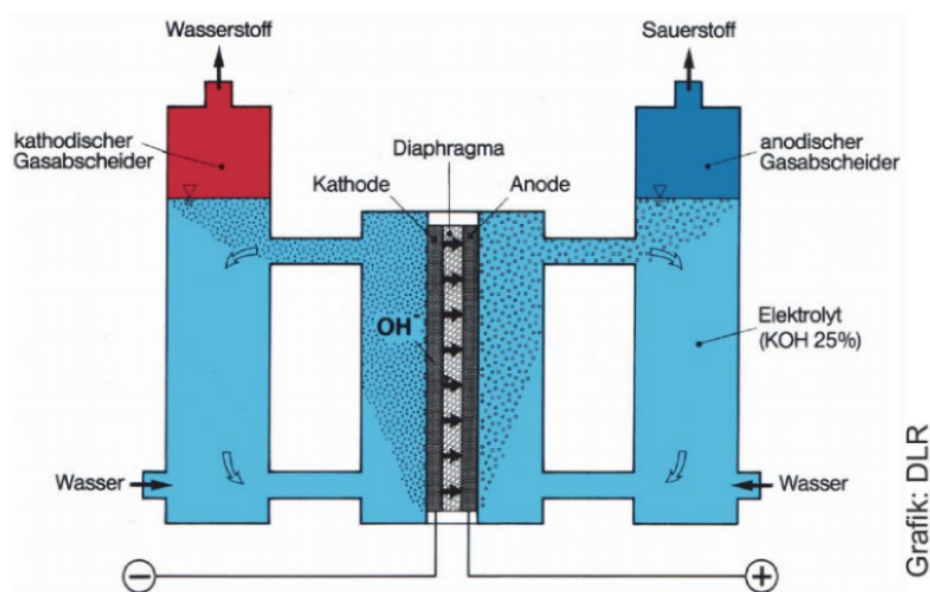


Abbildung 1: Funktionsprinzip einer einzelnen alkalischen Elektrolysezelle.

PEM-Elektrolyse (Proton-Exchange-Membran): Die PEM-Elektrolyse basiert auf dem Einsatz einer Polymer-Elektrolyt-Membran. Diese Form der Wasserstoffelektrolyse ist relativ jung. In den vergangenen Jahren hat sich diese Technologie zunehmend etabliert und wird künftig in neu errichteten Anlagen zum Einsatz kommen (vgl. Sachsen-Anhalt, 2021). Ein aktuelles Beispiel ist die weltweit größte PEM-Elektrolyseanlage, welche in Leuna in Sachsen-Anhalt für die Produktion von grünem Wasserstoff errichtet wurde. Seit Mitte 2022 erzeugt die Anlage im Durchschnitt 3200 Tonnen grünen Wasserstoff pro Jahr (vgl. Arnold, 2021). Im Gegensatz zu konventionellen Elektrolyten, welche in flüssiger Form vorliegen, wird bei der Protonenaustauschmembran (Proton Exchange Membrane) auf ein festes Material zurückgegriffen, welches aus Polytetrafluorethylen besteht. Das Material fungiert folglich als Trennelement für das Gas, während Protonen und Wasser für die Elektrolyse hindurchgelassen werden (vgl. Brinner, 2021, S. 4-5). Letzteres wird an der

Anodenseite zu Sauerstoff umgesetzt. Aufgrund der Durchlässigkeit der Membran für Protonen kann ein Transport der im Elektrolyten verbleibenden Wasserstoffionen durch die Membran erfolgen, sodass an der Kathodenseite eine Reaktion zu gasförmigem Wasserstoff stattfinden kann. Diese Technologie bietet insbesondere bei schwankender Stromzufuhr durch erneuerbare Energien eine hohe Effizienz und Flexibilität. Abbildung 2 stellt den Aufbau/Funktionsweise einer PEM-Elektrolysezelle schematisch dar.

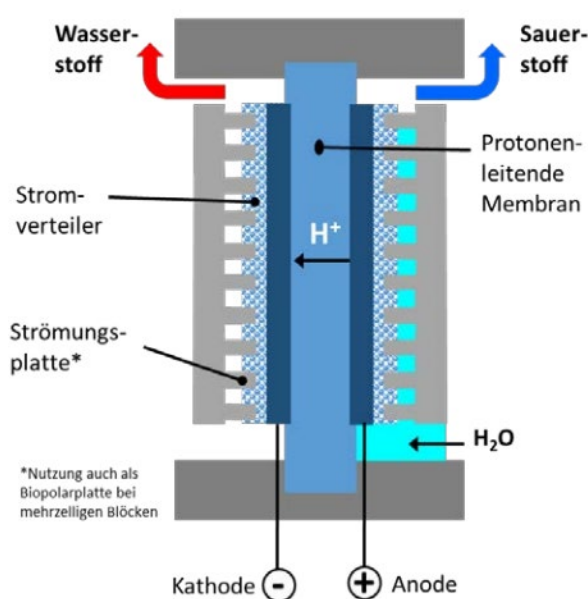


Abbildung 2: Vereinfachter Aufbau und Funktionsweise einer PEM-Elektrolysezelle.

Im Rahmen der spezifischen Annahme der grünen Wasserstoffproduktion für das Quartier der 12 Mehrfamilienhäuser MFH in Dresden-Hosterwitz, wurde der lokale Sunfire-Hy-Link Alkaline Elektrolyseur der Firma Sunfire in Sitz Dresden verwendet, um den grünen Wasserstoff zu erzeugen. Das spezifische System ist für seine hohe Effizienz, seinen hohen Wirkungsgrad und seine Zuverlässigkeit bekannt (vgl. Sunfire GmbH, 2024). Weiter über die spezifischen Eigenschaften des Elektrolyseurs wird im Kapitel 1.5 „Ausgewählte Anlagentechnik“ ausführlicher eingegangen. Besonders wichtig ist die flexible Anpassung des Systems an die Stromversorgung aus der PV-Anlage, da die Stromproduktion durch

Photovoltaikanlagen einem intermittierenden Charakter unterliegt – das heißt, sie erzeugen Strom nur, wenn die Sonne scheint, Diese Schwankungen in der Stromerzeugung machen es erforderlich, dass der Elektrolyseur flexibel auf die verfügbare Energie reagieren kann, um eine kontinuierliche Wasserstoffproduktion sicherzustellen.

Einlagerung und Transport von Wasserstoff:

Die Einlagerung und der Transport von Wasserstoff sind aufgrund der physikalischen Eigenschaften dieses Elements mit besonderen Herausforderungen verbunden. Diese führen zu einem erhöhten Energieaufwand und technischen Schwierigkeiten, was sich negativ auf die Energiebilanz auswirken kann. Dennoch ergeben sich im Rahmen dieser Untersuchung zwei Möglichkeiten zur Einlagerung und Transport von Wasserstoff, die sich durch unterschiedliche Wirkungsgrade und energetische Aufwände auszeichnen.

Druckgasspeicherung:

Die Speicherung und der Transport von Wasserstoff erfolgen in der Regel unter hohem Druck und in gasförmiger Form. Eine Reduktion des Volumens des Gases kann folglich nur durch eine entsprechende Kompression erfolgen. In der Regel erfolgt die Komprimierung auf einen Druck von 350 bis 700 bar (je höher der Druck, desto höher die Speicherdichte) (Gardiner & Satyapal, 2009). Im Rahmen der Komprimierung wird Wasserstoff durch den Einsatz spezifischer Kompressoren wie z.B. Kolbenkompressoren. Diese verwenden einen Motor mit Linearantrieb, um einen Kolben oder eine Membran hin und her zu bewegen. Diese Bewegung komprimiert den Wasserstoff, indem sie sein Volumen verringert. Der Komprimierungsprozess ist mit einem hohen Energieaufwand verbunden, da der Druck erheblich erhöht werden muss, um eine sinnvolle Menge Wasserstoff in Tanks oder Leitungen speichern zu können (vgl. Franco & Giovannini, 2024, S 296 ff). Die theoretische Energie zur isothermischen Komprimierung von Wasserstoff von 20 bar auf 350 bar (5.000 psi oder ~35 MPa) beträgt 1,05 kWh/kg H₂ was ungefähr 3,15% an Energieverluste darstellt und nur 1,36 kWh/kg H₂ bei 700 bar (10.000 psi oder ~70 MPa) was ungefähr 4,08% an Energieverluste darstellt (vgl. Gardiner & Satyapal, 2009, S. 1). Diese Komprimierungsvorgang führt i. d. R. meistens zu einem Energieverlust zwischen 3 bis 15% der ursprünglichen Energie des Wasserstoffs.

Im Anschluss erfolgt die Lagerung des komprimierten Wasserstoffs in speziellen Hochdrucktanks. Solche Tanks bestehen aus Materialien wie kohlenstofffaserverstärkten Kunststoffen oder Metallhydriden, welche eine hohe Druckbeständigkeit aufweisen und somit eine sichere dennoch kostenintensive Speicherung des Wasserstoffs erbringen (vgl. Franco & Giovannini, 2024, S 297). Ihre Konstruktion erlaubt den sicheren und langlebigen Einsatz selbst bei sehr hohem Drücken.

Verflüssigung von Wasserstoff:

Eine alternative Methode zur Lagerung von Wasserstoff ist die Verflüssigung. Um Wasserstoff in flüssiger Form zu speichern, muss er auf eine Temperatur von -253 °C heruntergekühlt werden (vgl. Klell et al., 2023, S 119). Bei dieser niedrigen Temperatur wird der Wasserstoff flüssig und hat eine viel höhere Energiedichte pro Volumen als in gasförmiger Form.

Die höhere Dichte von flüssigem Wasserstoff bedingt eine effizientere Speicherung von Energie pro Volumeneinheit. Dies eröffnet die Möglichkeit, Wasserstoff für den Transport über weite Strecken in speziellen Flüssigwasserstofftanks zu verflüssigen, was eine attraktive Option darstellt. Allerdings ist der Prozess der Verflüssigung von Wasserstoff mit einem hohen Energieaufwand verbunden. Der tatsächliche Energiebedarf für die Verflüssigung ist wesentlich höher, typischerweise liegt er zwischen 10-13 kWh/kg LH₂, abhängig von der Größe des Verflüssigungsvorgangs (vgl. Gardiner & Satyapal, 2009, S. 1), das entspricht etwa 30–40 % der Energie des Wasserstoffs für den Verflüssigungsprozess aufgewendet werden müssen. Des Weiteren ist zu berücksichtigen, dass der flüssige Wasserstoff während der Lagerung einer konstanten Temperatur benötigt, was einen zusätzlichen Energieaufwand erfordert.

Im Vergleich zur Verflüssigung ist die gasförmige Speicherung durch Komprimierung mit einem geringeren Energieaufwand verbunden. Für kürzere Distanzen und geringere Wasserstoffmengen erweist sich diese Methode in der Regel als die kostengünstigere und effizientere Variante. Die Infrastruktur für den Transport von komprimiertem Wasserstoff, beispielsweise in Drucktanks, ist bereits gut entwickelt und weist eine hohe Umsetzungsflexibilität auf. Aus diesem Grund erweist sich die Speicherung von Wasserstoff mittels

Druckgasspeicherung als die effektivere Variante, da insbesondere komprimierter Wasserstoff in Hochdrucktanks relativ flexibel transportiert werden kann.

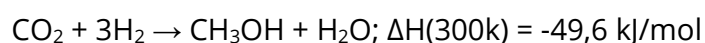
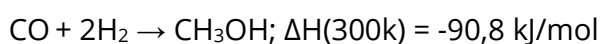
1.3.3 „Grünes“ Methanol

Eine weitere Möglichkeit zur Nutzung grüner Fluide stellt die Produktion von grünem Methanol dar, wie zuvor im Kapitel 1.4.1 angedeutet. Diesbezüglich ist festzuhalten, dass es sich bei grünem Methanol um ein aus erneuerbaren Quellen gewonnenes Methanol handelt, welches entweder aus Kohlenstoffmonoxid (CO) oder Kohlenstoffdioxid (CO₂) und Wasserstoff (H₂) hergestellt wird. Der Wasserstoff, der für die Methanolsynthese verwendet wird, stammt aus erneuerbarer Elektrolyse, und das CO₂ kann entweder aus industriellen Abgasen, der Luftabscheidung oder aus biologischen Prozessen stammen (vgl. Giesen et al., 2021, S 4-5). Im Rahmen dieser Studie wurde die CO₂-Gewinnung auf Basis der Vergasung von einem Hektarstück Fichtenholz einer detaillierten Untersuchung unterzogen.

Zur Herstellung von Methanol werden zunächst Wasserstoff und Kohlendioxid in einem sogenannten Synthesegas (Syngas) vereint. Das Syngas, ein Gemisch aus H₂ und CO₂, wird gereinigt, um Verunreinigungen zu entfernen, die den nachfolgenden Prozess beeinträchtigen könnten. Dieser Reinigungsschritt ist entscheidend, um eine hohe Effizienz und Reinheit des Endprodukts zu gewährleisten.

Das gereinigte Synthesegas wird anschließend in einem Reaktor einer katalytischen Reaktion unterzogen. Für diese Reaktion ist eine spezifische Aktivierungsenergie erforderlich, um die Umwandlung von Wasserstoff und Kohlendioxid in Methanol zu ermöglichen. Die Reaktion benötigt zunächst eine Temperatur von etwa 500 bis 550 K, um die notwendige Aktivierungsenergie von etwa 69 kJ/mol zu erreichen (vgl. Ren et al., 2022, S 15). Weitere wichtige Parameter sind die universelle Gaskonstante (R), die Reaktionsgeschwindigkeit (k) sowie der Frequenzfaktor (A), die maßgeblich die kinetischen Bedingungen der Reaktion beeinflussen (vgl. Cohen et al., 2007, S 8-9). Diese Faktoren bestimmen zusammen die Geschwindigkeit, mit der die Reaktion abläuft. Da es sich um eine stark exotherme Reaktion handelt, wird während des Prozesses Wärme freigesetzt. Die Reaktion erfolgt unter spezifischen Bedingungen: Der Druck wird auf 50 bis 100 bar erhöht, und die Temperatur liegt typischerweise zwischen 200 und 300 Grad Celsius (vgl. Ren et al., 2022).

Unter diesen Bedingungen, und in Anwesenheit eines geeigneten Katalysators – häufig Kupfer-basierte Katalysatoren – findet die Methanolsynthese statt. Dabei laufen hauptsächlich zwei Reaktionsschritte ab: Einerseits reagiert Kohlenstoffmonoxid mit Wasserstoff zu Methanol, andererseits reagiert Kohlendioxid mit Wasserstoff zu Methanol und Wasser. Die Reaktionsgleichungen lauten:



Beide Reaktionen sind stark exotherm. Im Rahmen der Methanol-Synthese entsteht zunächst eine Rohform des Methanols, welche neben dem gewünschten Produkt noch verschiedene Nebenprodukte sowie unverbrauchte Reaktanten enthält. Die Überführung des Methanols in seine reine, flüssige Form erfolgt durch Destillation in mehreren Schritten. Im Rahmen der Destillation werden unerwünschte Bestandteile wie Wasser und andere Nebenprodukte, die während der Reaktion entstehen, entfernt. Im Anschluss an die Destillation erfolgt eine finale Reinigung, um etwaige Restverunreinigungen zu eliminieren und ein hochreines, „grünes“ Methanol zu gewinnen. Die Erzeugung von „grünem“ Methanol kann als einer der nachhaltigsten Hauptenergieträger betrachtet werden, da die Stromerzeugung in Deutschland hauptsächlich auf Wind- und Sonnenenergie basiert (vgl. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2023). An Tagen mit hoher Windstärke und intensiver Sonneneinstrahlung kann die Produktion von „grünem“ Strom den tatsächlichen Bedarf übersteigen. In derartigen Konstellationen besteht bislang ein Mangel an effizienten Speichermöglichkeiten, sodass ein Überschuss an elektrischer Energie ungenutzt bleibt (vgl. Clean Energy Wire, 2024). Um eine Überlastung des Stromnetzes zu vermeiden, ist eine zeitweise Abschaltung von Windkraftanlagen erforderlich. Eine Möglichkeit zur Nutzung des Überschussstroms besteht in dessen Umwandlung in andere Energieträger, wie beispielsweise Wasserstoff oder Methanol.

CO₂-Quelle: Biomassevergasung

Im Rahmen der Betrachtung zur Herstellung von grünem Methanol wird das notwendige Kohlendioxid CO₂ unter anderem durch Holzvergasung gewonnen. Der hier beschriebene Prozess ist insbesondere deshalb von großem Interesse, da er auf der Verwendung von biogenen Materialien basiert und somit einen Beitrag zur Schließung des klimaneutralen Kohlenstoffkreislaufs leisten kann. Die Holzvergasung, auch Biomassevergasung genannt, ist ein thermochemischer Prozess, bei dem aus festen Biomassen wie Holz (in Form von Hackschnitzeln) brennbares Holzgas erzeugt wird. Der Prozess ist in mehrere Schritte unterteilt und läuft unter kontrollierten Bedingungen ab, um verschiedene Reaktionsprodukte zu erzeugen.

Im weiteren Verlauf wird die Funktionsweise eines Holzvergaser am Beispiel eines Joos-Vergasers erläutert, der zur Umwandlung von Hackschnitzeln in Holzgas eingesetzt wird.

Funktionsweise im Joos-Vergaser (Reformer):

Zu Beginn dieses Prozesses erfolgt eine Erhitzung der zugeführten Hackschnitzel auf Temperaturen von etwa 200 °C, um die enthaltene Feuchtigkeit zu verdampfen.

Im Anschluss an die Trocknung erfolgt eine Erhitzung der Biomasse auf etwa 500 °C, wodurch die Pyrolyse initiiert wird. In dieser Phase erfolgt die Zersetzung der organischen Verbindungen des Holzes in flüchtige Bestandteile, darunter Kohlenmonoxid (CO), Methan (CH₄), Teere und Kohle. Die Zersetzung erfolgt unter Sauerstoffmangel, wodurch die Voraussetzung für die Bildung brennbarer Gase geschaffen wird.

In der anschließenden Oxidationsphase erfolgt bei Temperaturen von bis zu 1.200 °C die Zugabe einer begrenzten Menge Luft (O₂) in den Reaktor. Die dadurch eingeleitete Verbrennung gewährleistet die Bereitstellung der erforderlichen Energie, um den nachfolgenden Prozess zu unterstützen. Im vorliegenden Schritt erfolgt in erster Linie die Oxidation von Kohlenstoffverbindungen zu Kohlenstoffmonoxid (CO) und Kohlenstoffdioxid (CO₂), wobei Letzteres einen wesentlichen Anteil der CO₂-Emissionen darstellt.

Im Anschluss an die Oxidation erfolgt die Reduktionszone, in der die erzeugten Gase einer weiteren Umwandlung unterzogen werden. Das durch die Reduktion erzeugte Holzgas

besteht im Wesentlichen aus Kohlenmonoxid (CO), Wasserstoff (H₂) und Methan (CH₄), also den brennbaren Bestandteilen des Holzgases.

Das Holzgas tritt am Ende des Prozesses bei einer Temperatur von etwa 850 °C aus. Die wesentlichen Komponenten sind Kohlenmonoxid, Methan und Wasserstoff, während Kohlendioxid als Hauptnebenprodukt entsteht. Obgleich CO₂ in der Vergasung eine zentrale Rolle spielt, werden durch die unvollständige Verbrennung sowie Reduktionsreaktionen ebenfalls signifikante Mengen an CO freigesetzt, welches als Gas ebenfalls eine bedeutsame Energiequelle darstellt (RegPower GmbH, 2022). Die Abbildung 3 stellt den Prozess der Biomassevergasung im Joos Vergaser schematisch dar.

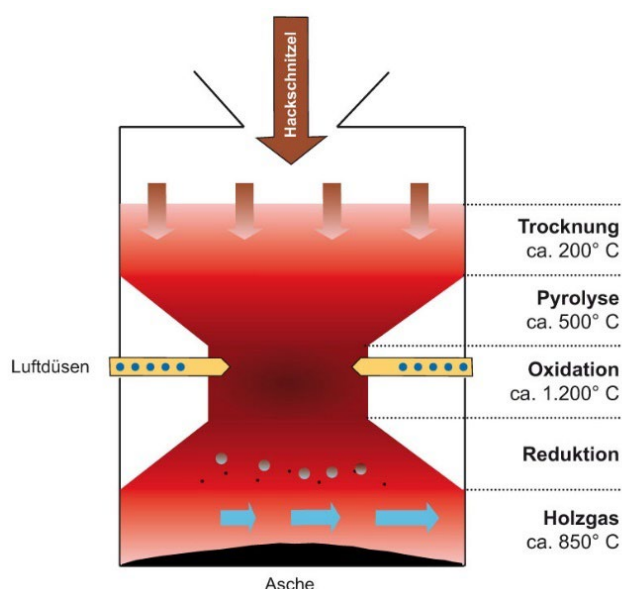


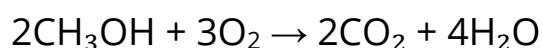
Abbildung 3: Schematische Darstellung der Holzvergasung im Joos-Vergaser (Reformer)

Methanol kann ausschließlich in stationären Verbrennungsmotoren wie Blockheizkraftwerken (BHKW) genutzt werden, um elektrische Energie und Wärme bereitzustellen, insbesondere in Zeiten, in denen die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien nicht ausreicht, um den Bedarf zu decken. Das BHKW ermöglicht es damit, den im Methanol gespeicherten Energieüberschuss wieder in Form von Strom und Wärme zu nutzen, um so die Eigenbedarfsdeckung im Quartier zu erhöhen und den Netzbezug zu minimieren.

Verbrennung von Methanol im BHKW

Der Prozess der Methanolverbrennung in einem BHKW ermöglicht die effiziente Nutzung von Methanol als Brennstoff ähnlich wie bei der Einspeisung von Wasserstoff, zur gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Wärme. Methanol, das zuvor aus CO₂ und H₂ synthetisiert wurde, wird in das BHKW eingespeist und dort verbrannt. Hierbei kommt es zu einer exothermen Reaktion, bei der die chemische Energie des Methanols in thermische Energie umgewandelt wird.

In der Nähe der Methanol Produktionsstätte wird das Methanol direkt in flüssiger Form dem Verbrennungsmotor des BHKWs zugeführt. Durch die einfache Lagerung und Handhabung des Methanols ergeben sich bei der Zufuhr keine nennenswerten Verluste, was den Brennstofffluss effizient hält. Im BHKW erfolgt die Verbrennung des Methanols gemäß folgender Reaktionsgleichung:



In diesem Reaktionsprozess wird Methanol (CH₃OH) mit Sauerstoff (O₂) verbrannt, wobei Kohlendioxid (CO₂) und Wasser (H₂O) freigesetzt werden. Die bei der Verbrennung freigesetzte Wärmeenergie wird genutzt, um eine Turbine bzw. den Motor anzutreiben, der wiederum elektrische Energie erzeugt. Die dabei entstehende Abwärme wird in einem thermischen Speicher (Kombispeicher) aufgefangen und zur Heizung oder zur Warmwasseraufbereitung genutzt.

1.3.4 „Grünes“ Ammoniak

Zusätzlich zu den beiden Hauptenergieträgern Wasserstoff und Methanol, die im Rahmen dieser Studie untersucht werden, gewinnt auch grünes Ammoniak zunehmend an Bedeutung als potenzieller Energieträger (vgl. Campfire, 2023). Ammoniak ist ein stechend riechendes, farbloses, wasserlösliches und giftiges Gas. Ammoniak besteht aus einem Stickstoff- und drei Wasserstoffatomen und stellt eines der bewährtesten Düngemittel in der Landwirtschaft dar. Analog zur Methanolproduktion muss zunächst Wasserstoff durch Elektrolyse von Wasser erzeugt werden. Im Anschluss erfolgt die Stickstoffsynthese. Stickstoff ist ein Element, welches einen Anteil von 78 % an der Luft ausmacht. Aufgrund dessen ist es möglich, die Luft bei einer Temperatur von -200 °C zu verflüssigen. Im Anschluss erfolgt eine Trennung der verflüssigten Luft mithilfe der spezifischen Siedepunkte. Aufgrund der Siedepunktdifferenz von 196 Grad Celsius kann eine einfache Trennung erfolgen, indem das Gemisch aufgesiedet wird.

Die Kombination der beiden Stoffe erfolgt unter Zuhilfenahme eines Katalysators. Dabei werden Stickstoff und Wasserstoff in einem Verhältnis von 1:3 gemischt und anschließend bei einem hohen Druck von etwa 150 bis 300 bar und hohen Temperaturen von über 400 Grad zusammengeführt (vgl. Riemer Matia & Jakob Wachsmuth, 2022). Dieses Verfahren ist unter dem Namen Haber-Bosch-Verfahren bekannt.

1.4 Ausgewählte Anlagentechnik

Photovoltaikanlage (PV):

Bei der PV-Anlagen wird die Solarstrahlung (Sonnenenergie) direkt in elektrischen Gleichstrom umgewandelt. In Deutschland ergeben sich je nach Standort Solareinträge je kW_p von PV-Anlagen zwischen 904 und 1200 kWh/m². Solarzellen aus monokristallinem Silicium erzielen mit ungefähr 20% die höchsten Wirkungsgrade (vgl. Bohne, 2022, S. 626). Für das Quartier wird eine Gesamtfläche von 2352 m² an monokristallinen Silicium-Solarzellen angenommen, die sich auf die Dachfläche den einzelnen MFH verteilt. Die Gesamtfläche ist insgesamt auf vier Bereiche mit unterschiedlichen Ausrichtungen aufgeteilt:

- F1: Südöstliche Ausrichtung mit einem Neigungswinkel von etwa 37°, Fläche von 1071 m².
- F2: Nordwestliche Ausrichtung mit einem Neigungswinkel von etwa 37°, Fläche von 1071 m².
- F3: Südwestliche Ausrichtung mit einem Neigungswinkel von etwa 37°, Fläche von 105 m².
- F4: Nordöstliche Ausrichtung mit einem Neigungswinkel von etwa 37°, Fläche von 105 m².

Die gesamte Photovoltaikanlage erzielt einen kombinierten Wirkungsgrad von etwa 14 % basierend auf den vier unterschiedlichen Ausrichtungen der einzelnen Bereiche.

Batteriespeicher (BESS):

Die Versorgung der 12 MFH erfolgt durch einen Batteriespeicher mit einer Kapazität von 150 kWh. Der Batteriespeicher wird zur kurzzeitigen Speicherung des überschüssigen Stroms diesen, der von der PV-Anlage vor allem während der Sommermonate produziert wird. Dadurch kann die Netzunabhängigkeit bzw. Autarkie des Quartiers erhöht und die Versorgungssicherheit verbessert werden.

Der BESS findet insbesondere Anwendung bei der Speicherung von Energieüberschüssen, um diese in Zeiten geringer Solarstromproduktion zu puffern, wie z.B. nachts oder in Winterzeiten.

Die Auswahl einer Speicherkapazität von 150 kWh erfolgte unter Berücksichtigung eines optimalen Gleichgewichts zwischen Investitionskosten, Platzbedarf und Nutzungsanforderungen. Des Weiteren ist der gewählte Batteriespeicher in der Lage, in Kombination mit anderen Speichermedien wie Wasserstoff oder Methanol flexibel eingesetzt zu werden. Zudem ermöglicht der BESS eine unmittelbare und effiziente Reaktion auf den momentanen Energiebedarf, während der Wasserstoffspeicher-/Methanolspeichersystemen eine langfristige Lösung für die Deckung des winterlichen Energiebedarfs darstellt.

Alkalische Elektrolyse (AEL):

Im Zuge der Wasserstoffproduktion findet der Sunfire HyLink Alkaline Elektrolyseur der Firma Sunfire Anwendung. Diese Technologie stellt eine kosteneffiziente und robuste Lösung dar, die spezifisch auf die Anforderungen des Quartiers zugeschnitten ist. Der Elektrolyseur weist eine modulare Leistung von 10 MW auf und besticht durch eine einfache Skalierbarkeit sowie eine lange Systemlaufzeit von über 30 Jahren. Des Weiteren wird der Wasserstoff mit einem Druck von bis zu 30 bar ohne zusätzliche Kompression bereitgestellt, wodurch eine direkte Nutzung für verschiedene Anwendungen gewährleistet ist. Der spezifische Energieverbrauch des alkalischen Elektrolyseurs liegt zwischen 4,18 und 4,67 kWh/Nm³, abhängig von der Betriebssituation (vgl. Sunfire GmbH, 2024). Die Nutzung einer 26%igen KOH-Lösung als Elektrolyt sorgt für eine hohe Effizienz der Elektrolyse.

Thermische Speicherung (Kombispeicher):

Im Zuge der Wärme-/Abwärmespeicherung der verschiedenen Prozesse ist die Integration eines wasserbasierten Kombispeichers als wesentlicher Bestandteil des thermischen Speicherkonzepts erforderlich. Von ihm geht sowohl die Heizwasser-, als auch die Trinkwasserverteilung aus. Beide laufen separat voneinander und halten permanent warmes Wasser als Wärmeträgermedium vor, jedoch in unterschiedlichen Temperaturen.

Für das betrachtete Quartier ist der Einsatz eines Kombispeichers besonders vorteilhaft, da er die Abwärme des Alkalischen Elektrolyseurs sowie die während des Betriebs des BHKW erzeugte Wärme effizient speichern und bedarfsgerecht zur Verfügung stellen kann. Der Kombispeicher spielt eine essenzielle Rolle bei der Optimierung der

Energieflüsse im Quartier. Zu bestimmten Zeitpunkten erzeugte Wärme wird gespeichert und steht zu späteren Bedarfszeiten zur Verfügung.

Um eine optimale Nutzung der Energie zu gewährleisten, wird ein Kombispeicher mit einer Kapazität von ca. 1.500 Litern verwendet. Die Auswahl der Kapazität erfolgte unter Berücksichtigung der Dimensionierung der gesamten thermischen Energieversorgung für die 12 MFH um eine konstante und ausreichende Bereitstellung von Wärmeenergie zur Deckung des Heizbedarfs und der Warmwasserbereitstellung sicherzustellen.

Der Speicher muss sowohl in den Sommermonaten die Abwärme des Elektrolyseurs als auch in den Wintermonaten die Wärme des Blockheizkraftwerks effizient speichern und bei Bedarf zur Verfügung stellen können.

Blockheizkraftwerk (BHKW):

Das Prozess der Kraft-Wärme-Kopplung im Blockheizkraftwerk (BHKW) spielt eine zentrale Rolle in der Versorgung des Quartiers mit Energie, insbesondere während der winterlichen Monate, wenn der Wärmebedarf am höchsten ist. Das BHKW wird den im Sommer produzierten und gespeicherten Wasserstoff bzw. Methanol als Brennstoff nutzen, um sowohl elektrische Energie als auch Wärme bereitzustellen.

Es wird unter der Annahme ausgegangen, dass das BHKW einen elektrischen Wirkungsgrad von etwa 25 % aufweist. Der erzeugte Strom wird primär für den Eigenbedarf des Quartiers verwendet. Ein wesentlicher Aspekt des BHKW ist die effiziente Nutzung der dabei entstehenden Wärme. Der größte Teil der erzeugten Energie wird in Form von Wärme genutzt, wobei ein thermischer Wirkungsgrad von 72 % erreicht wird. Dies dient der Gebäudeheizung sowie der Warmwasserbereitung vor allem für die 4 MFH in Winter, die ohne Wärmepumpe versorgt werden. Des Weiteren fällt bei der Umwandlung des Wasserstoffs bzw. Methanol in Energie ein kleiner Anteil von etwa 3% als Abwärme an. Diese Abwärme wird genutzt und kann je nach Bedarf und technischer Integration zusätzlich zur Heizunterstützung oder dem Pufferspeicher zwischengespeichert werden.

2 Hauptteil

2.1 Simulation des Quartiers

Zur Ermittlung und Analyse der Lasten für den Strom- und Wärmebedarf des Quartiers wurde das Programm SIM-VICUS verwendet. Dieses Simulationsprogramm ermittelte die Energieflüsse und Bedarfe der einzelnen MFH detailliert. Durch die Anwendung von SIM-VICUS konnten die Lastprofile sowohl für den Stromverbrauch (Haushaltsstrom, Heizstrom) als auch für den Wärmebedarf (Heizwärme, Trinkwarmwasser) präzise modelliert und über das gesamte Jahr hinweg abgebildet werden. Die Software ermöglichte zudem eine grafische Darstellung der Energieströme in Form von Lastkurven. Dabei wurden die Lastprofile auf eine Excel-Datei (Siehe „StromWärmeErgebnisse“) übertragen. Dadurch konnte gezielt auf Überschüsse im Sommer und Engpässe im Winter in der Energieversorgung reagiert werden.

2.1.1 Gebäudetypen im Quartier

Das untersuchte Quartier umfasst 3 verschiedene Gebäudetypen, die sich über ihrem Baujahr, Sanierstatus und energetischen Eigenschaften unterscheiden. Im Rahmen der Analyse der Lastprofile und des Vergleichs der beiden Energieträgerkonzepte wurde die Annahme getroffen, dass im Quartier mit insgesamt 12 MFH, 8 Häuser mit WP ausgestattet sind, während die übrigen 4 MFH ohne WP betrieben werden.

Für das Konzept der 4 MFH ohne WP wurden Gebäude des Typs "AktivDHKS" entlang der Pillnitzer Landstraße 303, 305 und 307 sowie der Van-Gogh-Straße 6 ausgewählt. Für die übrigen 8 MFH, die mit dem Konzept der Wärmepumpe versorgt sind, umfasst die Auswahl ein Gebäude des Typs "AktivDHKS" am Weberweg 4, drei Gebäude des Typs "Bestand" an der Van-Gogh-Straße 8, 8b und 8c sowie vier Neubauten. Diese Annahme wurde getroffen, um den differierenden Energiebedarf sowie die damit assoziierten Lastprofile beider Technologien modellieren zu können.

Für die beiden betrachteten Konzepte, bestehend aus den 4 MFH ohne WP und den 8 MFH mit WP, wurden unterschiedliche Heizwärmeprofile erfasst. Diese Profile sind entscheidend, um den variierenden Wärmebedarf beider Gruppen im Jahresverlauf zu analysieren und deren Energieanforderungen besser zu verstehen. Die Abbildungen 4 und 5

zeigen den Jahresverlauf des Heizwärmebedarfs sowie des Trinkwarmwasserbedarfs (TWW) der acht MFH mit Wärmepumpe sowie der 4 MFH ohne WP schematisch dar.

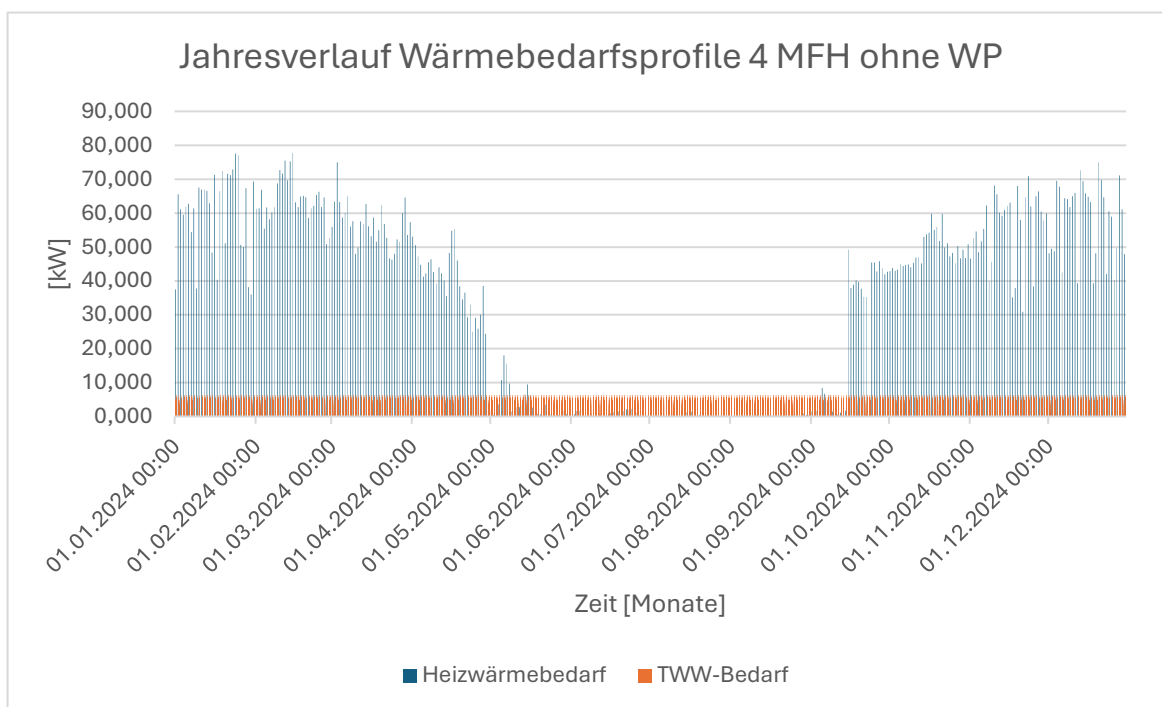


Abbildung 4: Jahresverlauf Wärmebedarfsprofile 4 MFH ohne WP

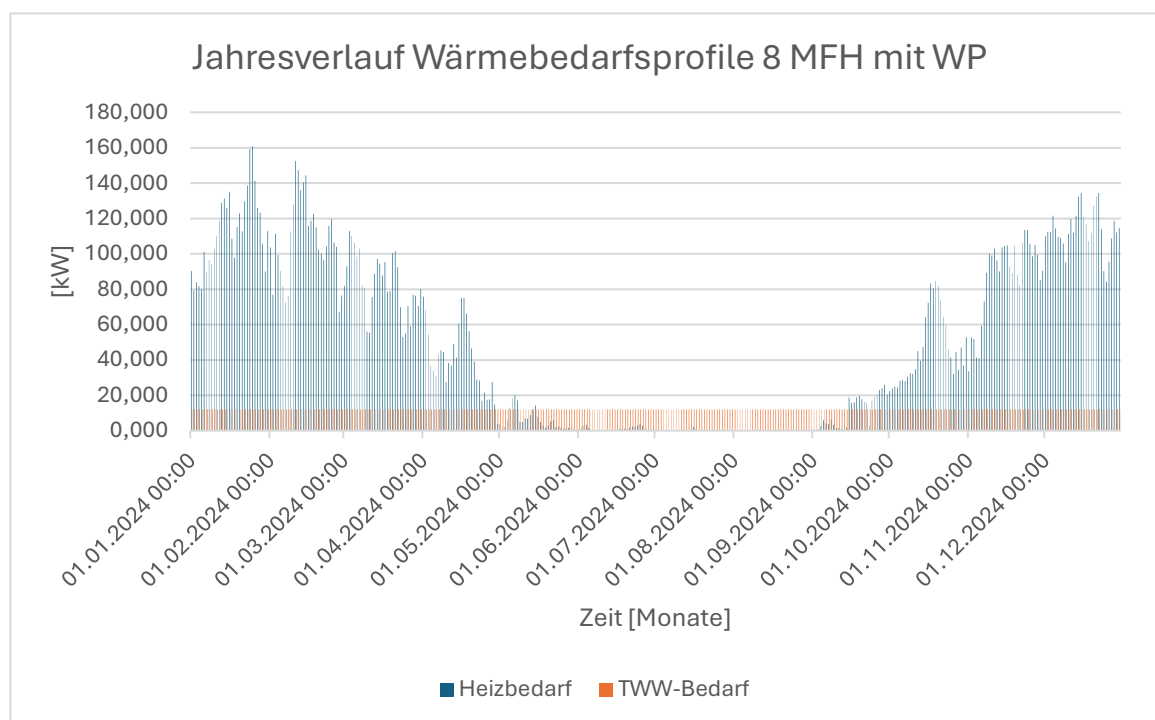


Abbildung 5: Jahresverlauf Wärmebedarfsprofile 8 MFH mit WP

Häuser, die mit WP ausgestattet sind, weisen einen höheren Strombedarf zur Deckung des Heizwärmebedarfs auf. Demgegenüber kommen bei Gebäuden ohne WP alternative Heizmethoden zum Einsatz. Ein wesentlicher Aspekt, der zu dieser Annahme führt, ist die Möglichkeit, den Wärmebedarf der 4 MFH ohne Wärmepumpe durch die Nutzung der Abwärme aus verschiedenen Prozessen, wie der Elektrolyse oder dem Blockheizkraftwerk, zu decken. Das Konzept verfolgt das Ziel, die Effizienz der Nutzung von Abwärme zu optimieren und den Energiebedarf der Häuser ohne Wärmepumpe zu minimieren. Dadurch lässt sich die Gesamtenergieeffizienz des Quartiers steigern.

Die Strahlungsstromprofile aus der Gebäudesimulation wurden ebenfalls in der Excel-Datei „StromWärmeErgebnisse“ unter dem Reiter (Strom) übertragen. Dies ermöglichte es, die Leistung aller PV-Module für jede Stunde des Jahres zu berechnen. Für die PV-Module aus allen Modulflächen (F1, F2, F3, F4) wurde dabei ein Wirkungsgrad von 14 % angenommen. Es wurde ein jährlicher Stromertrag von ca. 306 MWh/a ermittelt. Es wurden sowohl die Wärmepprofile für Heizung und Trinkwarmwasser (TWW) für die 8 MFH mit WP als auch für die 4 MFH ohne WP ermittelt. Dabei konnten unterschiedliche Wärmepprofile für die verschiedene Konzepte ermittelt werden.

In der nachfolgenden Abbildung wird ersichtlich, dass trotz der Installation einer PV-Anlage ein bedeutender Anteil des Strombedarfs als Netto-Strombedarf (124,44 MWh) aus dem Netz bezogen werden muss. Dennoch kann ein erheblicher Anteil des Energiebedarfs (103,91 MWh) durch die PV-Anlage gedeckt werden, hauptsächlich zwischen April und September, was zur Entlastung des Netzbezugs beiträgt. Darüber hinaus steht eine signifikante Menge an überschüssiger Energie (202,07 MWh) zur Verfügung, die ansonsten ins Netz eingespeist werden würde. Im Rahmen dieser Arbeit wird jedoch der Überschuss an Strom zur Produktion von Wasserstoff bzw. Methanol verwendet, um die Autarkie des Quartiers zu erhöhen und eine weitgehende Selbstversorgung zu erreichen. Die Abbildung 6 veranschaulicht den Jahresverlauf der Stromüberschuss der PV-Anlage sowie den Netto-Strombedarf (Netzbezug) der 8 MFH mit WP und den 4 MFH ohne WP zusammen über das gesamte Jahr hinweg.

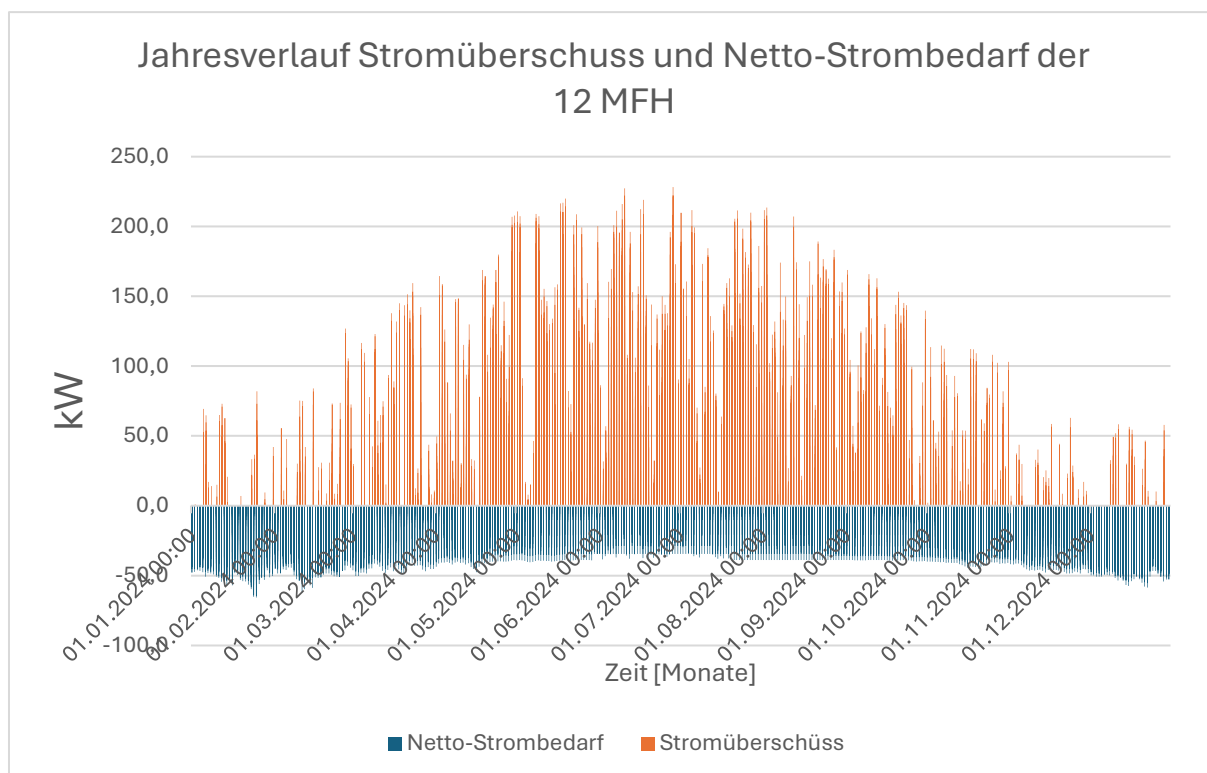


Abbildung 6: Jahresverlauf Stromüberschuss und Netto-Strombedarf der 12 MFH

Die Abbildung 6 demonstriert die saisonalen Schwankungen sowohl in der Stromproduktion als auch im Netto-Stromverbrauch (Gesamtstrombedarf – PV-Strom Eigennutzung) der 12 MFH. In den Winterzeit Januar bis März bzw. Oktober bis Dezember ergibt sich ein deutlich höherer Bedarf am Strom, während in den Sommermonaten (April bis September) die Stromproduktion der PV-Anlage dem Strombedarf beider Haushaltsgruppen deutlich übersteigen wird, was zu einem erheblichen Überschuss in der Zeitspanne führt.

2.1.2 Energieverbrauch MFH mit Wärmepumpe (WP):

Die durchgeführte Simulation zeigte, dass der Wärmebedarf der 8 MFH mit Wärmepumpe insgesamt 221,44 MWh/a beträgt. Dieser Wert umfasst sowohl die Raumheizung als auch die Warmwasserbereitung (TWW). Der Einsatz und Vergleich einer Luft-Wasser- mit einer Sole-Wasser-Wärmepumpe für alle 8 MFH resultierte in einem jährlichen Strombedarf von etwa 228,35 MWh/a. Der angeführte Wert umfasst neben dem Strombedarf der Wärmepumpen ebenfalls den Haushaltsstrom, welcher ebenfalls in die Betrachtung mit einbezogen wurde. Aus der Gebäudesimulation wurde der gesamte

Jahreshaushaltsstrombedarf für die 12 MFH ermittelt, der sich auf 140 MWh/a beläuft. Der Strombedarf der 4 MFH ohne Wärmepumpe beschränkt sich auf den Haushaltsstrom, während deren Wärmebedarf durch die Abwärme aus den Prozessen der Wasserstoff- oder Methanolproduktion sowie der Wärme- und Abwärmenutzung des BHKWs gedeckt wird. Die nachfolgenden Abbildungen veranschaulichen die Korrelation zwischen der Stromüberproduktion der Photovoltaikanlage und dem Eigenverbrauch sowie dem Netztostrombedarf (Netzbezug) der acht Mehrfamilienhäuser mit Wärmepumpe.

Die Abbildung 7 und 8 veranschaulichen die Korrelation zwischen der Stromüberproduktion der Photovoltaikanlage und dem Eigenverbrauch sowie dem Netto-Strombedarf (Netzbezug) der 8 MFH mit Wärmepumpe. Die Diagramme demonstrieren die zeitliche Verteilung der erzeugten Energie sowie die Optimierung des Eigenverbrauchs über das gesamte Jahr. Des Weiteren wird der Strombezug aus dem öffentlichen Netz veranschaulicht, welcher insbesondere in den Wintermonaten, bei geringerer PV-Erzeugung, erforderlich ist.

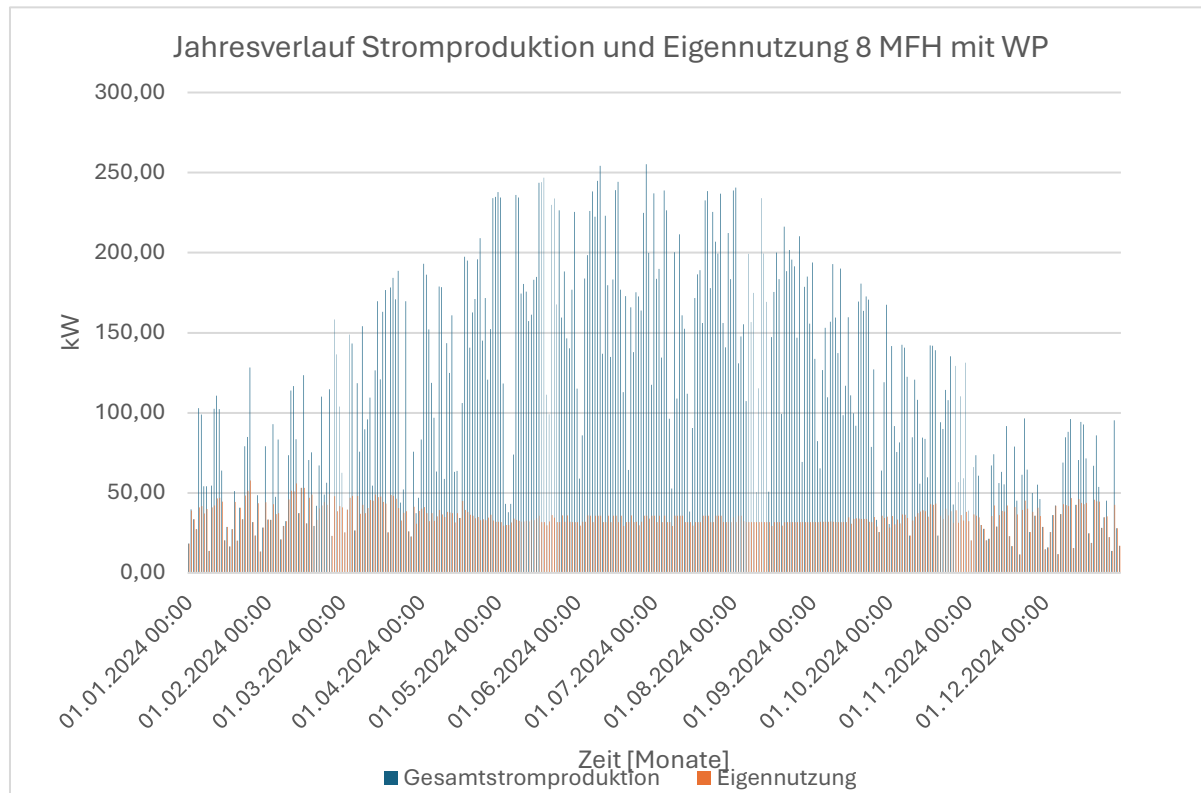


Abbildung 7: Jahresverlauf Stromproduktion und Eigennutzung 8 MFH mit WP

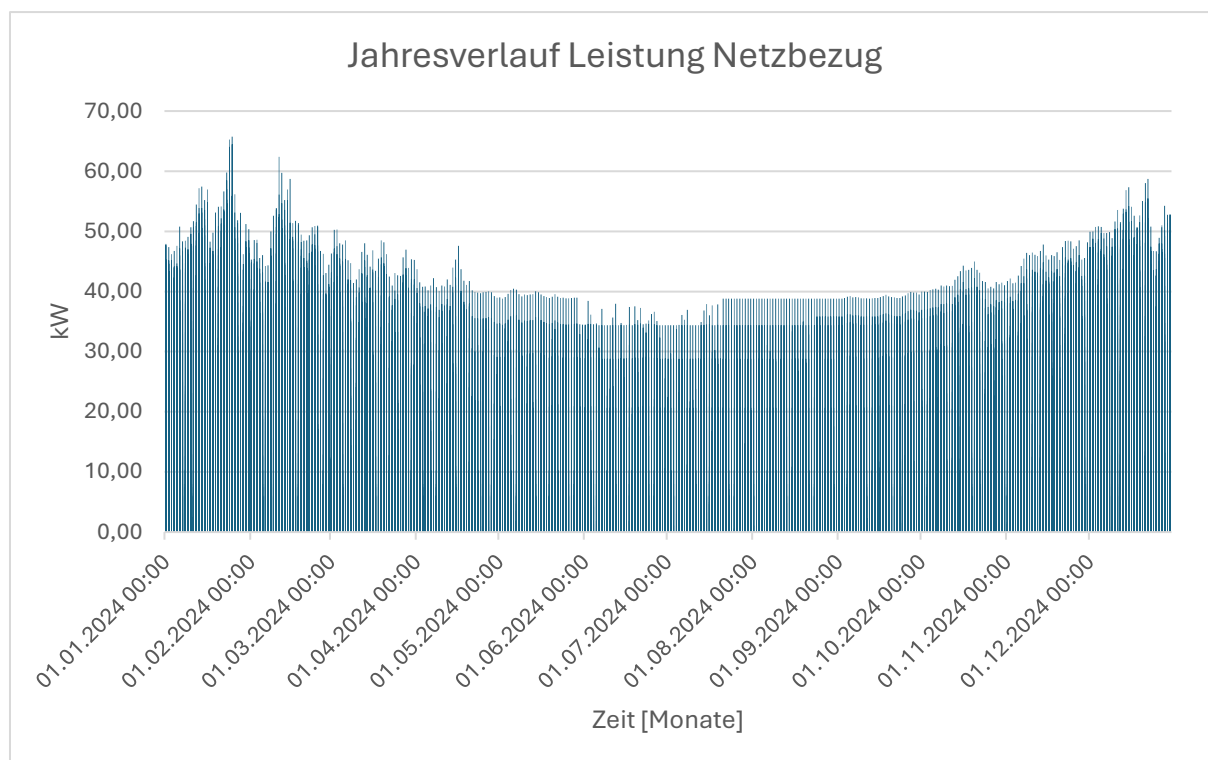


Abbildung 8: Jahresverlauf Leistung Netzbezug

2.1.3 Energieverbrauch MFH ohne Wärmepumpe (WP):

Der Energieverbrauch der MFH ohne Wärmepumpe unterscheidet sich grundlegend von dem der Gebäude mit Wärmepumpensystemen, da der Wärmebedarf nicht durch elektrischen Antrieb gedeckt wird. In diesen Gebäuden wird der Energieverbrauch im Wesentlichen durch den Haushaltsstrom sowie den Bedarf an Heizung und Warmwasser (TWW) bestimmt. Die Deckung des Wärmebedarfs erfolgt jedoch durch die Nutzung der Abwärme aus den verschiedenen Prozessen, wie etwa der Elektrolyse oder dem Blockheizkraftwerk (BHKW)

Im Folgenden wird die Analyse kurz beschrieben, die in der Excel-Datei „MFH ohne WP“ erfasst ist. Zunächst wird der Haushaltsstrombedarf analysiert, der für alle 4 MFH ohne WP konstant bleibt (41,6 MWh/a). Die Berechnung wurde in der Excel-Datei detailliert beschrieben. Im Rahmen dieser Untersuchung werden die 4 MFH ohne Wärmepumpe

ausschließlich über alternative Wärmequellen, insbesondere durch die Nutzung von Abwärme aus dem Blockheizkraftwerk (BHKW) und, wenn verfügbar, durch Abwärme aus anderen Prozessen, wie zum Beispiel der Elektrolyse. Somit wird eine effiziente Nutzung der verfügbaren Ressourcen gewährleistet und eine Reduktion des Netzstrombezugs erzielt.

Dies führt dennoch zu Unterschieden in der Energieverbrauchsstruktur und der Verteilung der Energiequellen im Vergleich zu den Mehrfamilienhäusern mit WP. Die folgenden Abbildungen 9 und 10 stellen den Jahresverlauf der Stromerzeugung- und Bedarf sowie der Wärmebedarf der 4 MFH ohne WP schematisch dar.

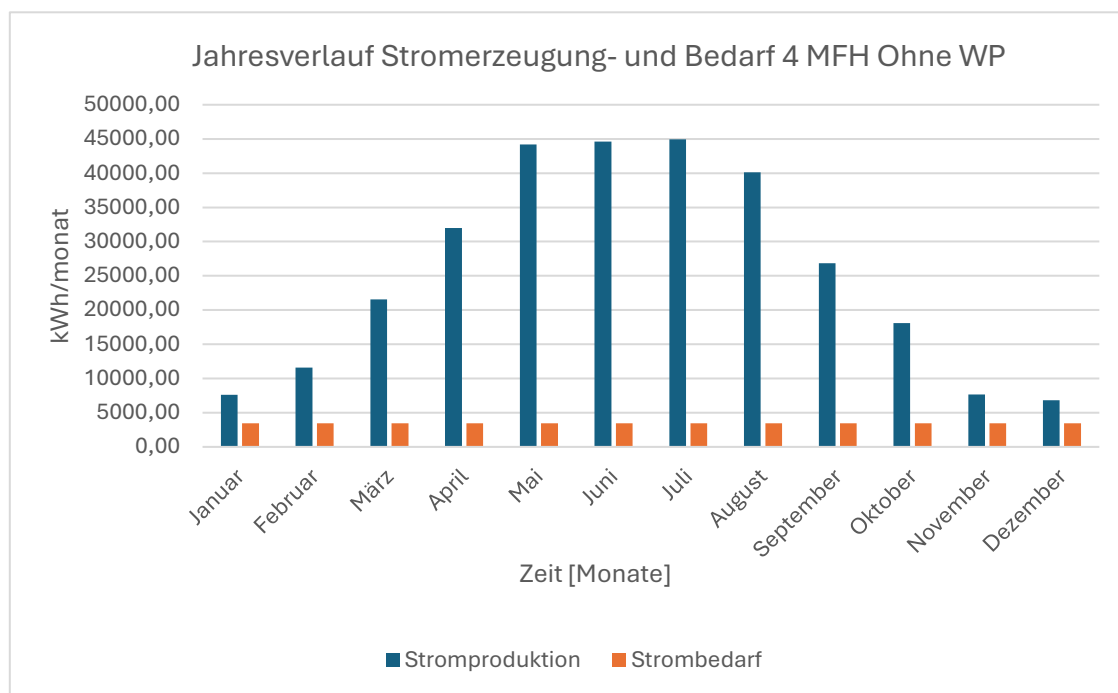


Abbildung 9: Jahresverlauf Stromerzeugung- und Bedarf 4 MFH ohne WP

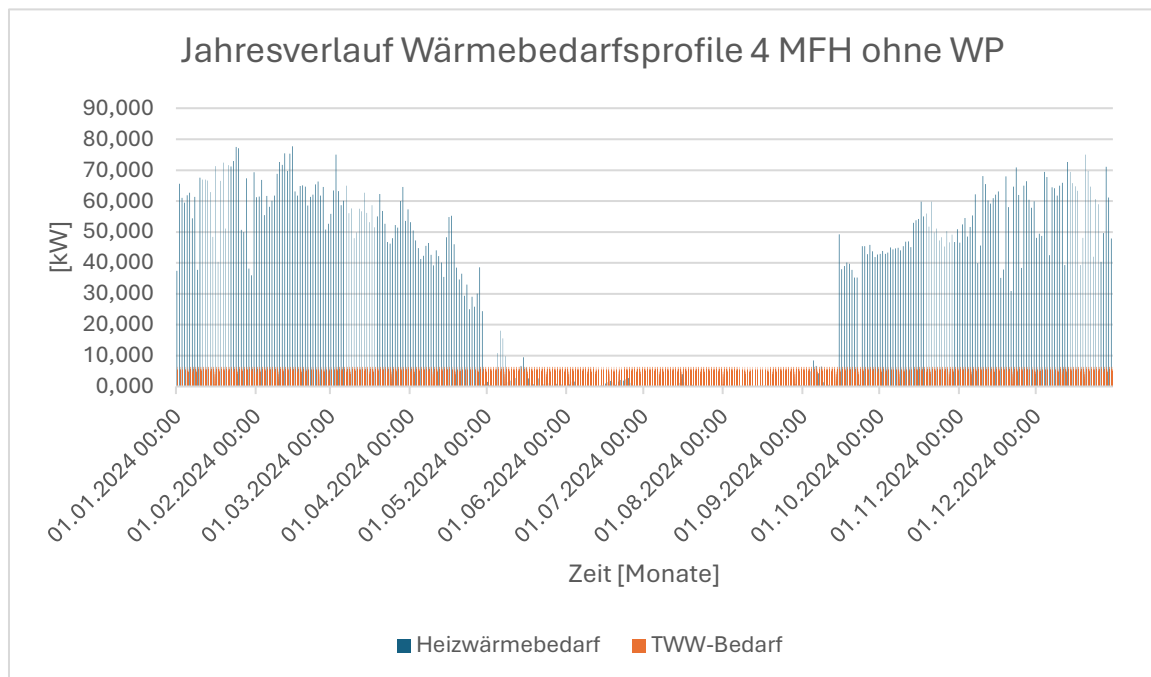


Abbildung 10: Jahresverlauf Wärmebedarf der 4 MFH ohne WP

Die Abbildung 10 zeigt den jährlichen Verlauf des Heizwärmebedarfs sowie des Trinkwarmwasserbedarfs der 4 MFH ohne Wärmepumpe. Ersichtlich wird, dass insbesondere in den Wintermonaten (Oktober bis März) der Heizwärmebedarf stark ansteigt, während in den Sommermonaten ein deutlich geringerer Heizbedarf besteht. In den Sommer-/Herbstmonaten Mai bis September liegt der Heizbedarf praktisch bei null, während der Trinkwarmwasserbedarf in diesen Monaten weiterhin konstant bleibt, da die Warmwasserbereitung unabhängig von der Außentemperatur eine Grundlast darstellt.

Bei der Planung ist zudem die Dimensionierung eines thermischen Speichers (Kombispeicher) von entscheidender Bedeutung. Die Abwärme des Elektrolyseurs, die mit 46,22 MWh/a berechnet wurde, kann dabei den Trinkwarmwasserbedarf der 4 MFH ohne Wärmepumpe, der bei 29 MWh/a liegt, vor allem in den Sommermonaten bei Bedarf vollständig decken. Überschüssige Abwärme, die nicht unmittelbar genutzt wird, wird in den Kombispeicher eingespeist und steht bei Bedarf zur Verfügung. Darüber hinaus wird der restliche Teil der Abwärme, der nicht für die Trinkwarmwasserbereitung benötigt wird, für die Wintermonate gespeichert, um den erhöhten Heizbedarf in dieser Zeit zu unterstützen

2.2 Energieträgerkonzepte

2.2.1 Variante 1 – grüner Wasserstoff als Energieträger

Energiequelle: PV-Anlage

Grüner Wasserstoff wird durch den Prozess der Elektrolyse hergestellt, bei dem Wasser (H_2O) mithilfe von elektrischem Strom in seine Bestandteile Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) gespalten wird. Für die Gewinnung des elektrischen Stroms wird auf der Dachfläche des jeweiligen MFH des Quartiers eine Photovoltaikanlage in verschiedenen Ausrichtungen (s. Abschnitt Ausgewählte Anlagentechnik) mit insgesamt 2352 m² monokristallinen Siliziumzellen installiert, um den erforderlichen überschüssigen Strom für die Wasserstoffproduktion und den Betrieb des Quartiers zu erzeugen. Unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades, sowie der Ausrichtung der Modulare Flächen lässt sich ein PV-Ertrag von etwa 306 MWh/a prognostizieren.

Trotz der weitreichenden Deckung des Strombedarfs ergibt sich eine erhebliche Überproduktion, die sich auf etwa (202 kWh/a) beläuft. Diese überschüssige Energie, die anderenfalls ins Netz eingespeist werden müsste, wird im Rahmen dieses Konzepts effizient genutzt, um mithilfe der im Kapitel 1.5 Ausgewählte Anlagentechnik beschriebenen AEL-Wasserelektrolyse, Wasserstoff zu produzieren

Die Abbildung 11 veranschaulicht den Jahresverlauf der Stromproduktion sowie den entstehenden Überschuss. Die Abbildung verdeutlicht die Zeiten, in denen die Photovoltaikanlage mehr Strom produziert, als für den Eigenbedarf benötigt wird, sowie die Verteilung dieses Überschusses über das Jahr.

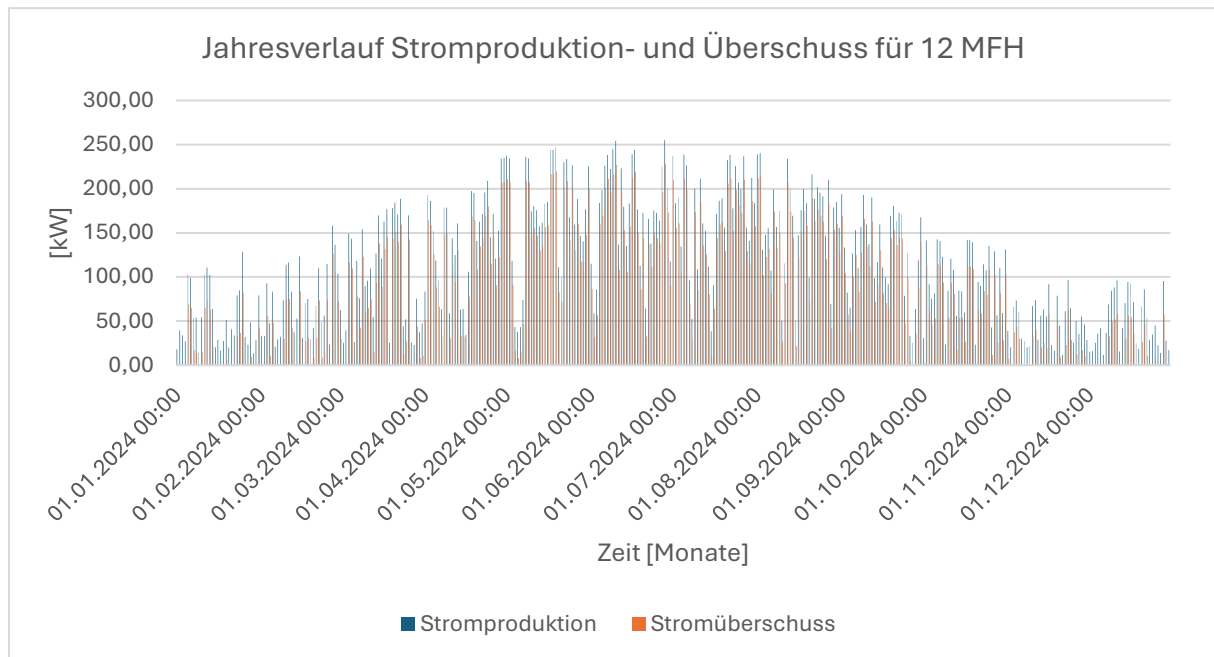


Abbildung 11: Jahresverlauf Stromproduktion- und Überschuss für 12 MFH

Batteriespeicher (BESS):

Der Einsatz eines Batteriespeichers im Energiekonzept des Quartiers zielt darauf ab, den Eigenverbrauch des erzeugten PV-Stroms zu maximieren und somit die Eigennutzungsgrad effizienter zu gestalten. Der Batteriespeicher wird daher genutzt, um die zeitlichen Diskrepanzen zwischen der PV-Erzeugung und dem Strombedarf auszugleichen. In den Sommermonaten, in denen die PV-Anlage einen hohen Stromüberschuss produziert, wird die Wasserstoffproduktion priorisiert. Dabei entsteht eine neue überschüssige Energie für die H_2 -Produktion. Das ist die Energie, die von dem Batteriespeicher nicht mehr aufgenommen werden kann, also wenn die Ladekapazität sein maximum erreicht hat. Diese restliche überschüssige Energie wird in dem alkalischen Elektrolyseur geleitet, um Wasserstoff zu produzieren, der im späteren Verlauf (in der Winterzeit) im BHKW für die Erzeugung Strom und Wärme zum Einsatz kommt.

Die Abbildung 12 und 13 stellen den Jahresverlauf der Ladung/Entladung sowie der Ladezustand des Batteriespeichers schematisch dar.

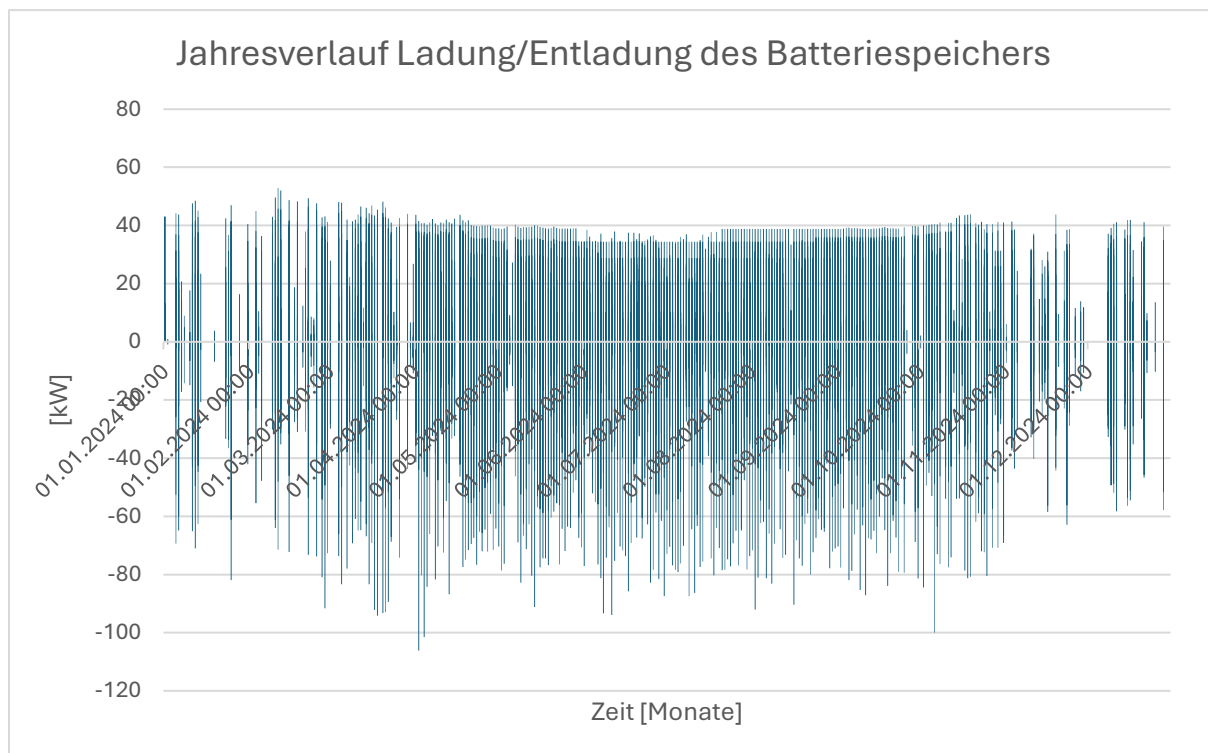


Abbildung 12: Jahresverlauf Ladung/Entladung des Batteriespeichers

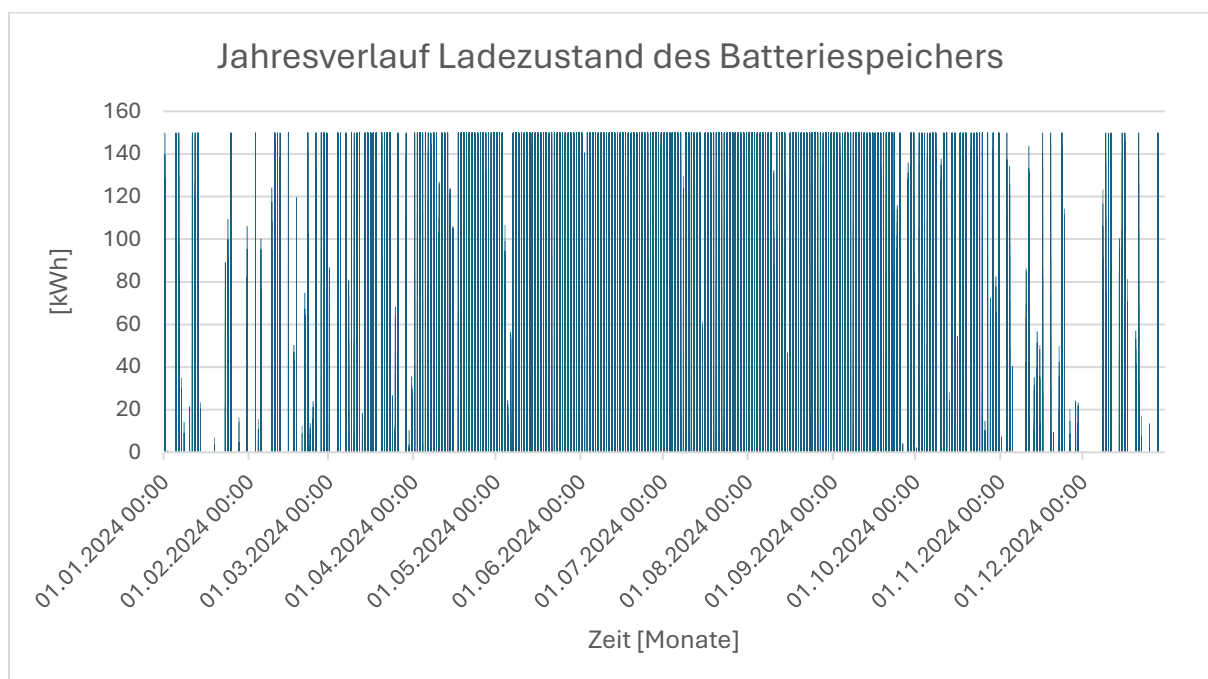


Abbildung 13: Jahresverlauf Ladezustand des Batteriespeichers

Die Abb. 13 verdeutlicht den Jahresverlauf des Ladezustandes des Batteriespeichers mit einer maximalen Kapazität von 150 kWh. Die detaillierten Daten zur Leistung des Batteriespeichers wurden in der Excel-Datei 'MFH mit WP' erfasst. Die Dimensionierung der Batteriespeichergröße auf 150 kWh basiert auf der Analyse des stündlichen Energieverbrauchs- und Produktionsverhaltens. Ein größerer Batteriespeicher wäre zwar in der Lage, mehr Energie zu speichern, bzw. die Autarkie des Quartiers zu erhöhen, jedoch wäre das sehr kostenintensiv und würde die Wirtschaftlichkeit des Gesamtkonzepts beeinträchtigen. Daher wurde die Speichergröße so gewählt, dass sie ein optimales Gleichgewicht zwischen den Speicherkapazitäten und den wirtschaftlichen Anforderungen bietet. Dabei wird sichergestellt, dass ein ausreichendes Pufferpotenzial vorhanden ist, um die täglichen Schwankungen zu glätten, ohne dass zu große Verluste durch nicht genutzte Überschüsse entstehen. Der Einsatz des BESS führte zu einer signifikanten Reduktion des Netzbezugs. Ohne Batteriespeicher betrug der Netzbezug 124.441 kWh/a, während er mit dem Batteriespeicher auf 84.991 kWh/a gesenkt werden konnte. Dies resultiert in einer Reduktion des Netzbezugs um 39.450 kWh/a, was wiederum einer noch höheren Autarkie des Quartiers führt. Abbildung 14 zeigt den Jahresverlauf des neuen Netzbezugs für alle 12 MFH. Dabei handelt es sich um den Netzbezug, der durch den Einsatz des Batteriespeichersystems signifikant reduziert wurde.

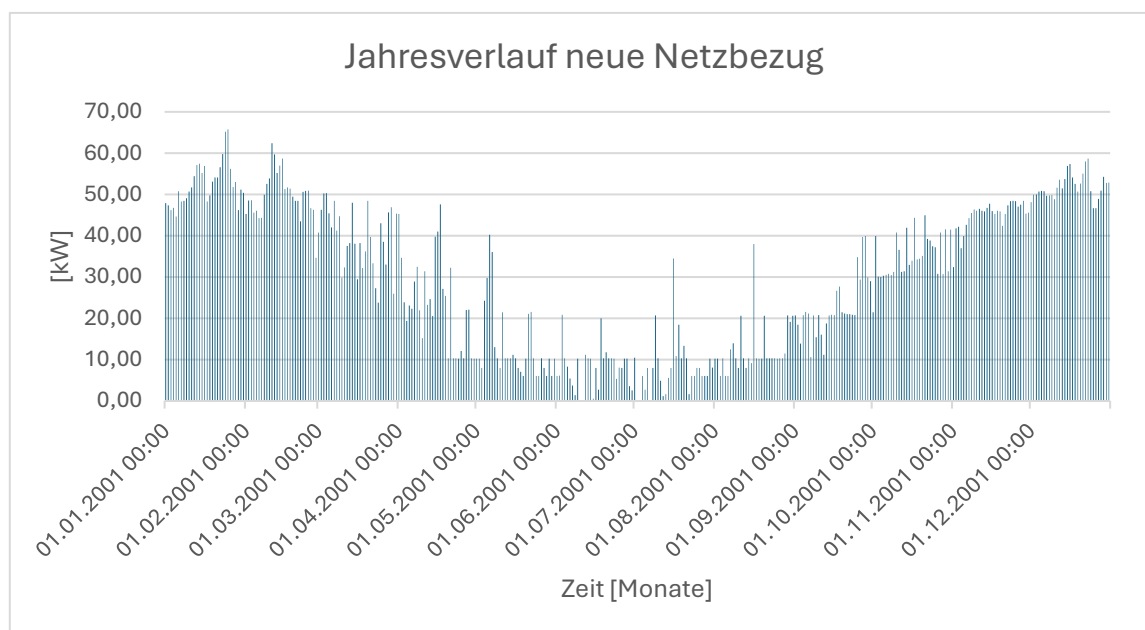


Abbildung 14: Jahresverlauf neue Netzbezug

Grüne Wasserstoffproduktion durch den Einsatz der „AEL“ Wasserelektrolyse:

Die neue überschüssige Energie von der PV-Anlage unter Berücksichtigung des Einsatzes eines Batteriespeichers, wird nun die Erzeugung von Wasserstoff (H_2) besonders in den Sommermonaten mithilfe des lokalen alkalischen Elektrolyseurs (AEL) ermöglichen. Dabei wird der überschüssige Strom (173 MWh/a) in einem effizienten Prozess direkt für die Produktion von Wasserstoff benutzt, um mithilfe der Elektrolyse, Wasser in seine Bestandteile H_2 und O_2 zu zerlegen. Die Abbildung 15 stellt den Jahresverlauf der neuen Überschussenergie schematisch dar.

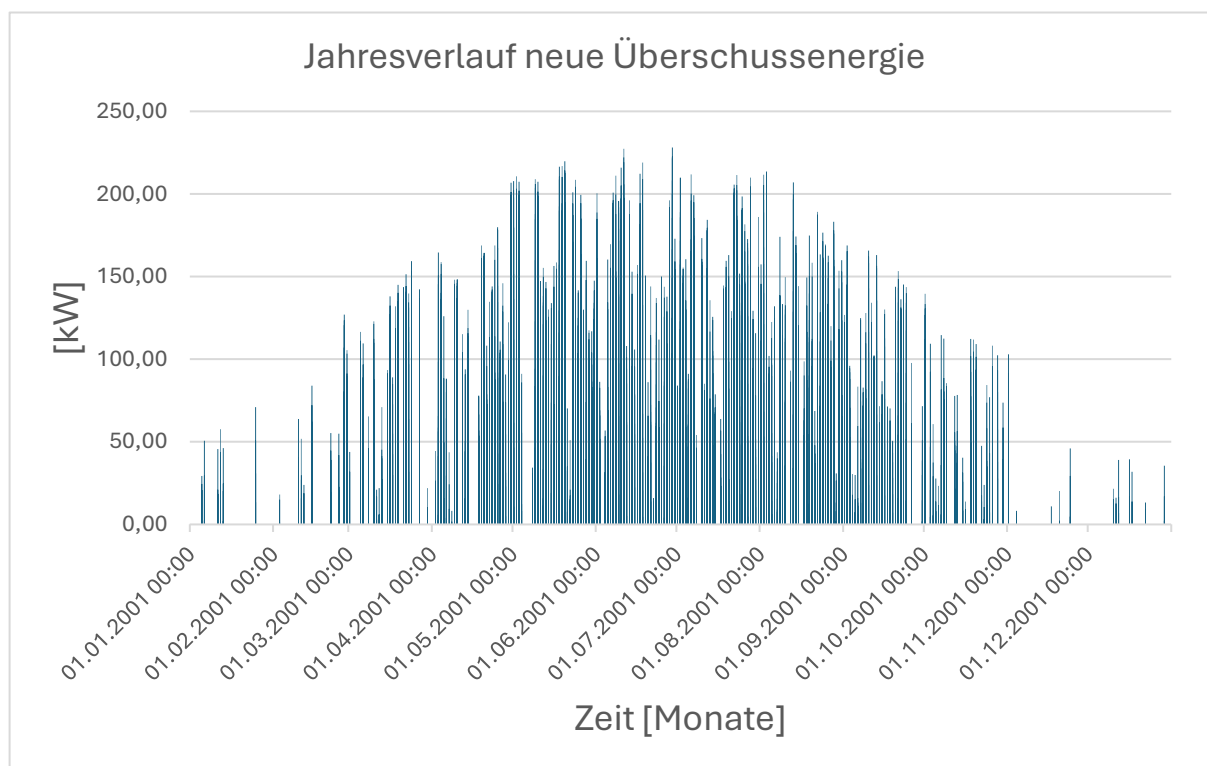


Abbildung 15: Jahresverlauf neue Überschussenergie

Im Rahmen dieser Studie findet der Sunfire HyLink Alkaline Elektrolyseur Anwendung, der eine fortschrittliche Technologie zur Produktion von grünem Wasserstoff darstellt. Der Elektrolyseur weist eine Leistung von 10 MW auf und ist somit in der Lage, pro Stunde 195 kg Wasserstoff zu produzieren. Der Elektrolyseur weist einen Wirkungsgrad von etwa 72%

auf, sodass die überschüssige Energie aus der PV-Anlage effizient zur Erzeugung von Wasserstoff umgewandelt werden kann.

Im Folgenden werden die durchgeführten Schritte dargelegt, die auch in der Excel-Datei "MFH mit WP" unter dem Reiter "Strom" zu finden sind. Aufgrund des relativ hohen Wirkungsgrades sowie des spezifischen Energieverbrauchs des Elektrolyseurs, welcher sich auf etwa $4,18 \text{ kWh/Nm}^3$ beläuft wird die optimierte Überschussenergie von (163 MWh/a) in eine jährliche nutzbare Wasserstoffenergie von etwa (117 MWh/a) umgewandelt, während in etwa (46 MWh/a) als Verluste infolge Abwärme ergeben, die wiederum entweder in einem thermischen Speicher (Kombispeicher) für die spätere Nutzung oder für die direkte Nutzung der Wärmeversorgung (in der Sommerproduktion überwiegend für den TWW-bedarf) der MFH ohne Wärmepumpe effizient genutzt werden kann.

Einlagerung und Transport von Wasserstoff:

Unter Berücksichtigung der jährlichen Wasserstoffproduktion von etwa (117 MWh/a) und eines Wirkungsgrads von 96 % bei der isothermischen Komprimierung bei der Druckgaskomprimierung ergibt eine nutzbare Ausgangsenergie von etwa 112 MWh. Diese Energie steht zur direkten Nutzung für den Einsatz in das BHKW zur Verfügung, um sowohl Wärme als auch elektrische Energie bei Bedarf effizient zu erzeugen.

Winterliche Strom- und Wärmeerzeugung durch Einsatz eines BHKW:

Nach der primären Erzeugung und Speicherung des Wasserstoffs, die überwiegend in den Sommermonaten erfolgt, steht im Winter das Blockheizkraftwerk (BHKW) zur Nutzung bereit. Dies erfolgt durch die Bereitstellung sowohl elektrischer Energie als auch nutzbarer Wärme. Durch die gleichzeitige Nutzung von Kraft und Abwärme können Gesamtwirkungsgrade von 80 bis über 90 % erzielt werden (vgl. Bohne, 2022, S. 272-273). Der erzeugte Wasserstoff, der aus der isothermischen Komprimierung mit einer Eingangsenergie von 112 MWh zur Verfügung steht, wird bedarfsgerecht in das BHKW eingespeist. Das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) findet hierbei Anwendung, sodass die simultane Erzeugung von Strom und nutzbarer Wärme ermöglicht wird. Zur Optimierung der Wärmenutzung erfolgt die Integration eines wasserbasierter Kombispeicher, welcher die im Blockheizkraftwerk erzeugte Wärme speichert und sowohl für Heizzwecke als auch für die

Bereitstellung von TWW zur Verfügung stellt und bedarfsorientiert zur Deckung des Wärmebedarfs bereitstellt. Die Berechnungen erfolgen ebenfalls in der Excel-Datei „MFH mit WP“ im Reiter „Strom“. Unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades eines BHKW's von etwa 25 % für die Stromerzeugung und 72 % für die Wärmeerzeugung lässt sich die Aufteilung der Energie wie folgt darstellen: Dabei werden etwa 27,95 MWh in elektrische Energie umgewandelt, während 80,5 MWh als nutzbare Wärme bereitgestellt werden. Die verbleibenden 3,35 MWh, welche als Verluste kategorisiert werden, können jedoch als niedrigwertige Abwärme sinnvoll in das Heizsystem integriert werden, wodurch sie ebenfalls zur Deckung des Wärmebedarfs beitragen.

2.2.2 Variante 2 – grünes Methanol als Energieträger

Energiequelle und Erzeugung von Wasserstoff H₂

Die Basis für die Erzeugung von grünem Methanol bildet erneuerbarer Wasserstoff, welcher durch Elektrolyse gewonnen wird. Die Elektrolyse erfolgt unter Nutzung von Überschussmengen an erneuerbarer Energie, welche in diesem Kontext ebenfalls durch die Photovoltaikanlage bereitgestellt wird. Die Erzeugung von Wasserstoff wurde bereits im Abschnitt 2.2.1 (Wasserstoff als Energieträger) im Detail erläutert.

CO₂-Emissionen:

Im Verlauf des Vergasungsprozesses kommt es infolge der Oxidation von Kohlenstoffverbindungen zur Freisetzung von Kohlenstoffdioxid (CO₂), welches als CO₂-Emission bezeichnet wird, gespeichert und weiter genutzt werden kann. Ein signifikanter Anteil des in der Biomasse enthaltenen Kohlenstoffs wird in Form von CO₂ freigesetzt, insbesondere in der Oxidationsphase. Für den Prozess der Biomassevergasung und den Anteil an (kg) an verschiedenen Gasen, wurde eine Excel-Datei ermittelt (Siehe „Methanol Berechnungen“). Die Schätzung der CO₂-Emissionen bei der Vergasung von 39.100 kg trockener Biomasse aus einem sechzehntel Hektar Holz (überwiegend Fichtenholz) beläuft sich auf etwa 58.494 kg CO₂. Die Vergasungseffizienz des Joos-Vergasers liegt bei etwa 85 %. Dabei wird etwa 48 % der Holzmasse als CO₂ freigesetzt. Der restliche Kohlenstoff wird

hauptsächlich in Kohlenstoffmonoxid (26.367 kg CO) und Methan (5.761 kg CH₄) sowie in weitere gasförmige Verbindungen umgewandelt.

Diese Emissionen stellen eine wesentliche Quelle für CO₂ dar. Da bei der Holzvergasung jedoch nur das CO₂ freigesetzt wird, das zuvor durch die Bäume während des Wachstums aufgenommen wurde, kann der Kohlenstoffkreislauf durch eine nachhaltige Wiederaufforstung geschlossen werden. Die hierdurch entstehende CO₂-Neutralität wird zusätzlich durch die Möglichkeit einer weiterführenden Nutzung des freigesetzten CO₂ im Rahmen von Carbon Capture and Storage (CCS) oder Carbon Capture and Utilization (CCU) verstärkt.

Methanolsynthese:

Das Prozess der Methanolherstellung wurde ebenfalls in der Excel-Datei „Methanol Berechnung“ unter dem Reiter (Methanol Produktion) erfasst. Aus der Gleichung der Methanolsynthese mit Kohlendioxid CO₂ als Hauptreaktant ist bekannt, dass für 1 Mol CO₂ exakt 3 Mol H₂ benötigt werden, um Methanol zu synthetisieren. Um die benötigte Menge an CO₂ zu berechnen, geht man von der vorhandenen Menge an Wasserstoff aus.

Im vorliegenden Fall stehen in etwa 3.497 kg H₂ aus der Elektrolyse zur Verfügung, die über einem Jahr produziert wird. Basierend auf der molaren Masse von 2 g/mol H₂ ergibt dies eine molare Anzahl von 1.748.438 mol H₂. Daraus folgt, dass entsprechend der Reaktionsgleichung eine Menge von etwa 582.813 mol CO₂ erforderlich ist. Die benötigte CO₂-Masse lässt sich durch Multiplikation der Molanzahl mit der molaren Masse von CO₂ (44 g/mol) ermitteln, was zu einer Menge von etwa 25.644 kgCO₂ führt.

Die resultierende Methanolmenge lässt sich anhand der molaren Masse von Methanol (32 g/mol) berechnen. Die Berechnung ergibt, dass bei Verwendung der oben genannten Mengen von Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff und einen Wirkungsgrad von 72 % etwa 13.428 kgCH₃OH als Ausgangsmenge produziert werden. Das entspricht einem Verlust von 5.222 kgCH₃OH, der im Prozess auftritt.

Einlagerung und Transport von Methanol

Methanol ist eine klare, leichtflüchtige Flüssigkeit mit einem relativ niedrigen Siedepunkt von 65 °C (vgl. Chemie.de. (n.d.), 2024). Aufgrund seiner physikalischen Eigenschaften lässt sich Methanol ohne größere Schwierigkeiten handhaben und kann unter atmosphärischem Druck gelagert werden. Dennoch ist besondere Vorsicht geboten, da Methanol brennbar ist und eine gesundheitsschädliche Wirkung entfalten kann. Da sich unter dieser Annahme die Methanolproduktion in unmittelbarer Nähe des Quartiers befindet, bietet dies logistische Vorteile in Bezug auf die Lagerung und den Transport des Methanols. In der Nähe des vorgesehenen Quartiers besteht die Möglichkeit, Methanol in speziell dafür vorgesehenen Lagertanks zu verwahren. Diese Tanks sind in der Regel aus korrosionsbeständigen Materialien wie Edelstahl oder speziellen Kunststoffen gefertigt, welche für den Umgang mit brennbaren Flüssigkeiten geeignet sind. Die örtliche Nähe der Produktionsanlage erlaubt eine effiziente Gestaltung des gesamten Prozesses, da aufwändige Transport- und Lagerkosten entfallen. Des Weiteren besteht die Möglichkeit, Sicherheitsmaßnahmen wie eine konstante Belüftung und Überdrucksicherungen zu implementieren, um das Risiko von Leckagen oder Verdampfungen zu minimieren.

Es wird von kürzeren Transportwege davon ausgegangen, da Aufgrund der örtlichen Nähe des Produktionsstandorts die Transportwege für Methanol deutlich reduziert werden könnten. In diesem Sinne wird das produzierte Methanol entweder direkt durch kurze Rohrleitungssysteme oder mithilfe von spezialisierten Tankfahrzeugen zum Endlager oder zu den Verbrauchern transportiert. Im Vergleich zu Wasserstoff führt die Lagerung von Methanol unter normalen Bedingungen zu nahezu keinen Verlusten, während bei Wasserstoff hohe Anforderungen an Druck, Temperatur und Sicherheit bestehen, die oft mit Effizienzverlusten verbunden sind. Die Lagerung von Methanol ist daher viel einfacher und außerdem kostengünstiger.

Verbrennung von Methanol im BHKW:

Die dabei aufgeführten Berechnungen erfolgten ebenfalls in der Excel-Datei „Methanol Berechnung“. Als Eingangsmenge für die Verbrennung von Methanol werden bis zu 13.428 kg CH₃OH aus der Jahresproduktion herangezogen. Methanol weist einen relativ

niedrigen Heizwert von etwa 5,5 kWh/kg auf, was einer Gesamtenergie von 73,85 MWh entspricht. Bei einem Wirkungsgrad des BHKW von 25 % für die Stromerzeugung und 72 % für die Wärmeerzeugung resultiert eine nutzbare Ausgangsenergie von etwa 18,46 MWh in Form von Strom und 53,17 MWh in Form von Wärme. Die dabei auftretenden Verluste betragen etwa 3 %, was 2,22 MWh entspricht. Die dabei auftretende Abwärme kann wiederum mithilfe des Kombispeichers zurückgewonnen und in das Heizsystem der 4 MFH ohne WP eingespeist bzw. bei Bedarf direkt genutzt werden.

CO₂-Rückgewinnung und Recycling:

Im Rahmen dieser Untersuchung liegt der Fokus auf der Rückgewinnung des bei der Verbrennung von Methanol freigesetzten CO₂, um einen geschlossenen Kohlenstoffkreislauf zu erreichen. Ein besonderer Schwerpunkt wurde daraufgelegt, zu analysieren, wie viel CO₂ in einem Waldstück von ungefähr 625 m² – das entspricht 1/16 Hektar – pro Jahr gebunden werden kann und welche Menge an Sonnenenergie dafür erforderlich ist. Es wurde festgestellt, dass ein Hektar Wald etwa 10,3 Tonnen CO₂ pro Jahr bindet, was ungefähr dem jährlichen CO₂-Ausstoß pro Kopf in Deutschland entspricht (vgl. Bundesumweltministeriums, 2024).

Für die Ermittlung dieser Werte musste insbesondere die Grundlage der Photosynthese berücksichtigt werden, um die benötigte Sonnenenergie zur Bindung des CO₂ durch den Wald genau bestimmen zu können. Die Reaktionsgleichung der Photosynthese lautet:



In dieser Reaktion wird Kohlendioxid (CO₂) mit Wasser (H₂O) zu Glukose (C₆H₁₂O₆) umgewandelt, wobei Sauerstoff (O₂) freigesetzt wird. Hierbei wurde ermittelt, dass unter Berücksichtigung der molaren Menge an CO₂ pro Tonne und der benötigten Energie zur Fixierung von 1 Tonne CO₂ durch die Photosynthese ca. 478 kJ/mol erforderlich sind (vgl. Thieme, 2013, S 24). Um 10,6 t CO₂ zu binden sind dementsprechend etwa 110,15 GJ an Sonnenenergie erforderlich.

Bei der Methanolsynthese wurde festgestellt, dass etwa 25.643 kg CO₂ als Eingangsstoff erforderlich sind, um die Reaktion in Kombination mit der entsprechenden Menge

Wasserstoff zu ermöglichen. Auf der anderen Seite entsteht bei der Verbrennung des produzierten Methanols etwa 18,46 Tonnen CO₂ als Ausgangsmenge an Emissionen. Mit einem Gesamtverlust von etwa 7085,54 kg CO₂. Um diesen Verlust zu minimieren, wird das emittierte CO₂ durch Carbon Capture and Storage (CCS) oder Carbon Capture and Utilization (CCU) wieder zurückgewonnen und erneut in den Produktionskreislauf eingespeist. Das Ziel ist, einen geschlossenen Kohlenstoffkreislauf zu realisieren, bei dem das rückgewonnene CO₂ beispielsweise für die Photosynthese im Rahmen des Baumwachstums erneut genutzt wird. Auf diese Weise kann sich der Kreislauf schließen, und das CO₂ wird langfristig gebunden und weiterverwertet.

2.2.3 Energetische Vergleich beide Varianten

Im Rahmen des energetischen Vergleichs der beiden untersuchten Varianten, zeigen sich deutliche Unterschiede in den resultierenden Gesamtenergieverlusten. Die Verluste entstehen sowohl während der Umwandlungsprozesse als auch bei der Speicherung der erzeugten Energieträger.

In der Abbildung 16 verdeutlicht die Gesamtenergieverluste für beide Varianten. Es wird ersichtlich, dass die Methanolproduktion höhere Energieverluste verursacht als die Wasserstoffproduktion. Dies liegt vor allem an den zusätzlichen Prozessschritten bei der Methanolsynthese sowie den damit verbundenen Umwandlungsverlusten.

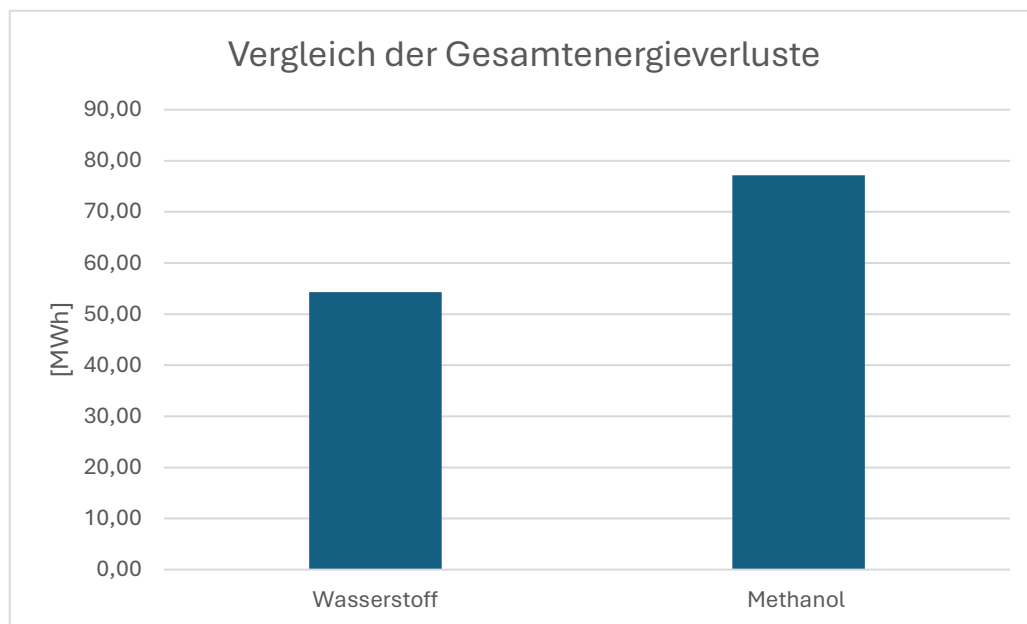


Abbildung 16: Vergleich der Gesamtenergieverluste

Der Verlust bei der Wasserstoffproduktion beträgt 54,33 MWh, während die Verluste bei der Methanolproduktion mit 77,16 MWh deutlich höher ausfallen. Der Grund für die geringeren Verluste bei der Wasserstoffproduktion liegt in der einfachen Prozesskette. Der Prozess der Berechnung ist in der Excel-Datei „Gesamten Energieflüsse“ ausführlich erfasst.

Die Abbildung 17 zeigt deutlich den Unterschied im Stromnetzbezug zwischen den beiden Varianten. Es wird ersichtlich, dass der Netzbezug für die Wasserstoffvariante am Ende etwas niedriger ist als für die Methanolvariante. Dieser Unterschied lässt sich darauf zurückführen, dass die Wasserstoffproduktion, trotz ihres Energiebedarfs, im Vergleich zur Methanolproduktion insgesamt effizienter arbeitet, was zu einer geringeren Abhängigkeit vom Stromnetz führt.

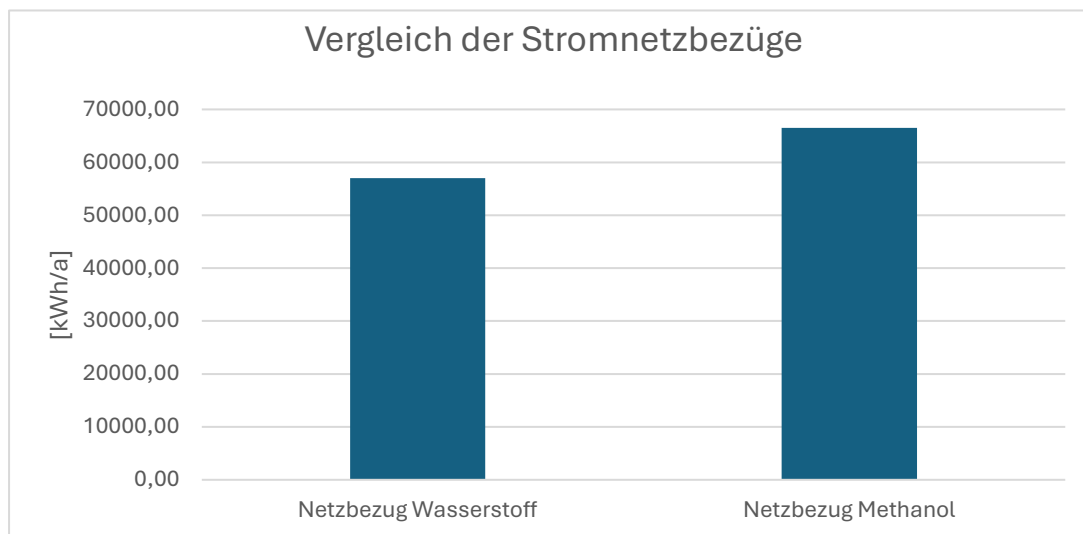


Abbildung 17: Vergleich der Stromnetzbezüge

Des Weiteren zeigt die Untersuchung der beiden Varianten Wasserstoff und Methanol hinsichtlich ihres Autarkiegrades signifikante Unterschiede in Bezug auf die Deckung des Energiebedarfs durch Eigenproduktion. Der Autarkiegrad wird durch Division des Netzbezugs durch den gesamten Energiebedarf berechnet. Die exakten Berechnungsschritte für die Autarkiegrade sind in der Excel-Datei "Gesamte Energieflüsse" dokumentiert. Die Ergebnisse der Berechnung zeigen, dass die Wasserstoffvariante einen leicht höheren Autarkiegrad von 87,74 % erreicht. Dies impliziert, dass nahezu 88 % des Energiebedarfs durch die eigene Erzeugung abgedeckt werden, wodurch die Abhängigkeit vom Stromnetz auf ein Minimum reduziert wird. In einem Vergleich dazu zeigt sich, dass der Autarkiegrad der Methanolvariante bei 85,70 % liegt, was ebenfalls eine hohe Eigenversorgung darstellt, jedoch leicht hinter der Wasserstoffvariante zurückbleibt.

3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Variante 1: Wasserstoffproduktion

Vereinfachte Berechnung

Annahme: Lebensdauer aller Anlage:

20 Jahre

Annahme: 100 % Eigenkapitalanteil

Preissteigerung

3,00%

Zeit [Jahre]	Investitionskosten [EUR]	Bedienungskosten [EUR]	Betriebskosten [EUR]	Strombezugskosten [EUR]
			Wartungskosten [EUR]	
0	1.015.593,60 € 384.000,00 € 103.500,00 € 12.500.000,00 € 125.000,00 € 9.375,00 € 5.906.250,00 € 300.000,00 € 1.735.497,49 € 135.000,00 €			
1		22.550,00 €	122.824,06 €	23.587,14 €
2		23.226,50 €	126.508,78 €	24.294,75 €
3		23.923,30 €	130.304,05 €	25.023,60 €
4		24.640,99 €	134.213,17 €	25.774,30 €
5		25.380,22 €	138.239,56 €	26.547,53 €
6		26.141,63 €	142.386,75 €	27.343,96 €
7		26.925,88 €	146.658,35 €	28.164,28 €
8		27.733,66 €	151.058,10 €	29.009,21 €
9		28.565,67 €	155.589,85 €	29.879,48 €
10		29.422,64 €	160.257,54 €	30.775,87 €
11		30.305,31 €	165.065,27 €	31.699,14 €
12		31.214,47 €	170.017,23 €	32.650,12 €
13		32.150,91 €	175.117,74 €	33.629,62 €
14		33.115,44 €	180.371,27 €	34.638,51 €
15		34.108,90 €	185.782,41 €	35.677,66 €
16		35.132,17 €	191.355,89 €	36.747,99 €
17		36.186,13 €	197.096,56 €	37.850,43 €
18		37.271,71 €	203.009,46 €	38.985,95 €
19		38.389,87 €	209.099,74 €	40.155,53 €
20		39.541,56 €	215.372,73 €	41.360,19 €
Summe	22.214.216,09 €	605.926,94 €	3.300.328,51 €	633.795,27 €
Gesamtsumme	26.754.266,82 €			

Variante 2: Methanolproduktion

Vereinfachte Berechnung

Annahme: Lebensdauer aller Anlage:

20 Jahre

Annahme: 100 % Eigenkapitalanteil

Preissteigerung

3,00%

Zeit [Jahre]	Investitionskosten [EUR]	Bedienungskosten [EUR]	Betriebskosten [EUR]	
			Wartungskosten [EUR]	Strombezugskosten [EUR]
0	1.015.593,60 € 384.000,00 € 103.500,00 € 12.500.000,00 € 93.750,00 € 9.375,00 € 7.466,81 € 450.000,00 € 300.000,00 € 1.735.497,49 € 135.000,00 €			
1		31.900,00 €	97.645,27 €	27.509,35 €
2		32.857,00 €	100.574,63 €	28.334,63 €
3		33.842,71 €	103.591,87 €	29.184,67 €
4		34.857,99 €	106.699,63 €	30.060,21 €
5		35.903,73 €	109.900,61 €	30.962,02 €
6		36.980,84 €	113.197,63 €	31.890,88 €
7		38.090,27 €	116.593,56 €	32.847,60 €
8		39.232,98 €	120.091,37 €	33.833,03 €
9		40.409,97 €	123.694,11 €	34.848,02 €
10		41.622,26 €	127.404,93 €	35.893,46 €
11		42.870,93 €	131.227,08 €	36.970,27 €
12		44.157,06 €	135.163,89 €	38.079,37 €
13		45.481,77 €	139.218,81 €	39.221,76 €
14		46.846,23 €	143.395,37 €	40.398,41 €
15		48.251,61 €	147.697,24 €	41.610,36 €
16		49.699,16 €	152.128,15 €	42.858,67 €
17		51.190,14 €	156.692,00 €	44.144,43 €
18		52.725,84 €	161.392,76 €	45.468,76 €
19		54.307,61 €	166.234,54 €	46.832,83 €
20		55.936,84 €	171.221,58 €	48.237,81 €
Summe	16.734.182,9€	857.164,94€	2.623.765,03€	739.186,54 €
Gesamtsumme	20.954.299,42€			

Im Folgenden wird das Vorgehen bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der einzelnen Energiekonzepte in Kürze dargelegt. Die Berechnungen inkl. detaillierte Anmerkungen sind in der Excel-Datei „Wirtschaftlichkeitsbetrachtung“ in den jeweiligen Reitern „Investitionskosten“, „Betriebskosten“ und „Wirtschaftlichkeitsbetrachtung“ explizit ausgeführt.

Die vorliegende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung weist einige Besonderheiten auf. So werden die Kosten, die aus dem Betrieb einer notwendigen Gebäudetechnik resultieren, miteinander verglichen. Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung erfolgt ein Vergleich derjenigen Energiekonzepte, welche sich durch eine hohe Kosteneffizienz auszeichnen. Es handelt sich hierbei im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung jedoch um eine vereinfachte Betrachtung bei der, gewisse Faktoren, wie mögliche staatliche Förderungen, eventuelle Steuervergünstigungen nicht berücksichtigt wurden. Auch externe Faktoren, wie Schwankungen bei den Rohstoffpreisen für die Herstellung der Technologien, Änderungen in den gesetzlichen Rahmenbedingungen oder die langfristige Entwicklung der Marktpreise für Wasserstoff und Methanol, wurden nicht in die Berechnung einbezogen. Darüber hinaus wird kein Vergleich einer Anlage am Kapitalmarkt durchgeführt.

Besonders wurde bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ein Augenmerk auf die Berücksichtigung der wesentlichen Investitionskosten für die Photovoltaikanlage, den Batteriespeicher, die AEL (Alkalische Elektrolyse), die Methanolsynthese-Anlage sowie die Wasserstoff- und Methanolspeichertanks gelegt. Des Weiteren wurden die entsprechenden Betriebskosten für Wartung, Instandhaltung und Energieverluste in die Berechnung miteinbezogen, ohne jedoch Abschreibungen in die Analyse einzubeziehen. Die Berechnung der Wartungs- und Instandhaltungskosten erfolgte unter Berücksichtigung der individuellen Charakteristika der jeweiligen Anlagentypen. Darüber hinaus wurde eine jährliche Preissteigerung von 3,00 % auf die Betriebskosten angewendet, um die steigenden Kosten für Wartung, Energie und potenzielle technologische Anpassungen während des 20-jährigen Betrachtungszeitraums realistisch abzubilden. Die Preissteigerung wurde auf alle relevanten Betriebskosten über den gesamten Betrachtungszeitraum angewendet, um die potenzielle Entwicklung der Energie- und Wartungskosten im Verlauf der Jahre abzubilden.

3.1 Untersuchungsvariante 1 – Wasserstoffproduktion

Die Untersuchungsvariante 1 verursacht über den betrachteten Zeitraum Gesamtkosten von ca. 26,75 Mio. €. Damit ist sie gemäß der vorliegenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung die kostenintensivste Option.

Für die erste Variante der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, welche den Fokus auf die Wasserstoffproduktion legt, wurden detaillierte Erhebungen zu den Investitions- und Betriebskosten durchgeführt. Die Gesamtkosten für diese Variante belaufen sich auf Ca. 26,75 Mio.€ über einen Zeitraum von 20 Jahren. Die höchsten Kosten sind in den Bereichen Wartung und Instandhaltung zu verorten, welche mit einem Betrag von knapp 3,3 Mio.€ zu Buche schlagen. Außerdem fallen Bedienungskosten von ca. 605.927 € an, die für den Betrieb der verschiedenen Anlagen wie Photovoltaik, Elektrolyseur, und Speichersysteme kalkuliert wurden. Besonders hervorzuheben ist, dass sich die Strombezugskosten im Laufe der Jahre auf insgesamt 633.795 € summieren, was durch die Einbindung eines Batteriespeichers und die Nutzung des erzeugten Wasserstoffs zur Deckung der eigenen Energienachfrage reduziert wird. Die Berechnung der Stromkosten basiert auf einem durchschnittlichen Strompreis von 41,35 ct/kWh (vgl. Bantle, 2024). Die Strombezugskosten fallen jedoch in dieser Variante aufgrund des niedrigeren Netzbezuges kostengünstiger aus

3.2 Untersuchungsvariante 2 – Methanolproduktion

Die zweite Untersuchungsvariante ist mit Gesamtkosten von ca. 20,95 Mio. € über den betrachteten Zeitraum von 20 Jahren verbunden. Die Investitionskosten für die Methanolproduktion belaufen sich auf ca. 16.73 Mio. €, was im Vergleich zur Wasserstoffproduktion (ca. 22,21 Mio. €) einen merklich geringeren Kapitalaufwand darstellt. Dies ist größtenteils darauf zurückzuführen, dass die Methanolspeichertanks und die Syntheseinfrastruktur kostengünstiger sind als die entsprechenden Systeme zur reinen Wasserstoffspeicherung. Die Betriebskosten, welche sich aus den Bedienungskosten, den Wartungskosten sowie den Strombezugskosten zusammensetzen, betragen insgesamt ca. 4,22 Mio. €. Im Vergleich zur Wasserstoffproduktion fallen die Wartungskosten mit 319.934, 21 € über den Zeitraum niedriger aus, da die Infrastruktur für Methanol weniger komplexe Wartungsanforderungen aufweist. Folglich stellt die Variante 2 die kostengünstigere Option dar.

4 Diskussion

Die in dieser Arbeit untersuchten Energiekonzepte basierten auf regenerativen Technologien, die das Potenzial haben, eine weitgehend autarke Energieversorgung für das Quartier der 12 MFH im Stadtteil Dresden-Hosterwitz zu gewährleisten. Wesentliche Kriterien waren dabei, die effiziente Nutzung der zur Verfügung stehenden Fläche, die Maximierung der Energieerträge der Photovoltaikanlage sowie die technische und wirtschaftliche Machbarkeit der Wasserstoff- und Methanolproduktion. Ein zentraler Aspekt war die Maximierung des Eigenverbrauchs der erzeugten Energie und die Minimierung der Netzeinspeisung, um die Unabhängigkeit des Quartiers vom öffentlichen Stromnetz zu erhöhen.

Die Integration der Verschiedene Prozesse zur Wasserstoff- und Methanolherstellung im Quartier zeigte, dass diese Technologien effektiv zur Deckung des Energiebedarfs in einem weitgehend autarken System eingesetzt werden können. Dabei spielten in erster Linie sowohl die Größe als auch die technischen Eigenschaften der PV-Anlage eine wichtige Rolle. Trotz eines moderaten Wirkungsgrades konnte die PV-Anlage einen bedeutenden Beitrag zur Energieerzeugung leisten und damit einen hohen Anteil an Energieüberschuss erzeugen. Der Einsatz eines Batteriespeichersystems war jedenfalls von großer Bedeutung, da er den Netzbezug signifikant verringerte und gleichzeitig den Eigenverbrauch der erzeugten Energie maximierte, was die Autarkie des Systems weiter steigerte. Ebenfalls war der Einsatz eines thermischen Speichers von großer Bedeutung, da er die überschüssige Abwärme, insbesondere aus der Wasserstoffproduktion, effektiv speichern konnte und somit die Deckung des Trinkwarmwasserbedarfs in den Sommermonaten sowie die Bereitstellung zusätzlicher Wärme in den Wintermonaten unter den Einsatz eines BHKW bei Bedarf sicherstellte.

Es sollte dabei angestrebt werden, dass die optimierte überschüssige Energie insbesondere in den Sommermonaten, direkt aus der PV-Anlage für die Wasserstoffproduktion genutzt wird, während gleichzeitig sowohl der Wasserstoff als auch das Methanol effizient in den jeweiligen Speichersystemen gesichert werden, um eine bedarfsgerechte Nutzung in den Wintermonaten zu gewährleisten. In der praktischen Umsetzung sind jedoch spezifische Herausforderungen zu erwarten. Die in dieser Arbeit simulierte Kombination aus Photovoltaik, Batteriespeicher, Wasserstoff- und Methanolspeicher ist für das betrachtete Quartier

gerade noch technisch realisierbar, eine Ausweitung des Systems auf größere Strukturen oder unterschiedliche Standorte könnte jedoch durch den begrenzten Flächenbedarf und die Anforderungen an die Speicherinfrastruktur erschwert werden. Insbesondere die technologischen Grenzen der derzeitigen Drückgasspeicherungssysteme für Wasserstoff könnten zu hohen Energie- und Effizienzverlusten führen.

Ein weiteres zentrales Thema ist die Frage nach der Effizienz des Systems im realen Betrieb. Die Speicherung und Nutzung von überschüssiger Energie, insbesondere durch die Wasserstoffproduktion, ist zwar eine sinnvolle Methode, um die Autarkie zu erhöhen, aber die Verluste bei der Erzeugung, Speicherung und Rückverstromung können dazu führen, dass der Gesamtwirkungsgrad des Systems sinkt. Technologische Fortschritte im Bereich der Elektrolyseverfahren insbesondere die Art der Elektrolyse und der Methanolsynthese zur weiteren Steigerung der Systemeffizienz und zur vollständigen Deckung des Energiebedarfs in den Wintermonaten könnten in Zukunft erforderlich sein. Die geografische Lage ist ein weiterer Aspekt, der die Effizienz des Systems beeinflusst und gleichzeitig eine Limitierung für die Forschung darstellt. In Deutschland, das sich durch eine moderate Sonneneinstrahlung auszeichnet die zwischen 900 und 1200 kW/m² liegt (vgl. Böhne, 2022, S 626) , wird es trotz der Größe und der technischen Eigenschaften der PV-Anlage eine Herausforderung sein, den gesamten Strombedarf des Quartiers, insbesondere in den Wintermonaten, abzudecken. In Regionen mit hoher Jahreseinstrahlung, wie Spanien oder anderen südlichen Ländern, könnte der Anteil der solar erzeugten Energie deutlich größer sein. Dies hätte nicht nur eine Erhöhung des Wirkungsgrades der PV-Anlage zur Folge, sondern auch eine Verringerung des Bedarfs an Speicherung und Rückverstromung von Wasserstoff und Methanol, was letztendlich zu einer höheren Gesamteffizienz des Systems führen könnte.

Im Hinblick auf die Produktion beider Energieträger ist die Wasserstoffproduktion, also die Untersuchungsvariante 1, die ungünstigste Option. Einerseits verursacht sie laut der in dieser Arbeit durchgeführten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung die höchsten Kosten. Andererseits ist sie aufgrund der technischen Komplexität der Speicherung besonders anspruchsvoll, da die Speicherung von Wasserstoff mit höheren energetischen Verlusten und infrastrukturellen Anforderungen verbunden ist als die von Methanol. Darüber hinaus ist die Speicherung von Wasserstoff deutlich kostenintensiver, da sie entweder unter extrem hohem Druck oder

bei sehr niedrigen Temperaturen erfolgen muss, was erhebliche Investitionen in spezielle Druckgastanks und Sicherheitssysteme erfordert. Die Variante 2 (Methanolherstellung) ist dagegen die kostengünstigere Variante, da Methanol bei Umgebungstemperatur und -druck flüssig bleibt und daher keine speziellen Tanks oder aufwendige Kühlsysteme benötigt werden. Die Lagerung und der Transport von Methanol sind deutlich einfacher und kostengünstiger, so dass diese Variante nicht nur ökonomisch vorteilhafter, sondern auch weniger komplex in der Handhabung ist. Aus der durchgeführten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung geht hervor, dass die geringeren Investitions- und Betriebskosten der Methanolproduktion einen entscheidenden Vorteil bieten. Methanol erweist sich insbesondere bei längeren Speicherzeiten und saisonalem Energieeinsatz, wie er in diesem Quartier vorgesehen ist, als die wirtschaftlichere Lösung. Verglichen mit den aufwendigen Wasserstoffspeichersystemen tragen auch die vergleichsweise geringen Wartungs- und Instandhaltungskosten der Methanol-speicherung zu einer wirtschaftlicheren Gesamtlösung bei. Diese Faktoren machen insbesondere im Hinblick auf die langfristige Nutzung und den nachhaltigen Betrieb des Quartiers die Methanolproduktion zu einer attraktiveren Option. Es ist jedoch anzumerken, dass Wasserstoff aufgrund seiner höheren Energiedichte mehr Energie in Form von Strom und Wärme erzeugen kann als Methanol, was ihn in bestimmten Szenarien, in denen eine maximale Energieausbeute erforderlich ist, vorteilhafter macht.

Erwähnenswert ist auch, dass durch den Einsatz erneuerbarer Energien zur Herstellung von grünem Wasserstoff und Methanol die CO₂-Emissionen deutlich reduziert werden, wodurch diese Technologien deutliche Umweltvorteile gegenüber fossilen Brennstoffen aufweisen. Darüber hinaus ermöglicht die Rückgewinnung und Wiederverwendung von CO₂, z.B. durch Carbon Capture and Utilization (CCU) vor allem bei der Holzvergasung und bei der Methanolverbrennung (im BHKW), eine weitere Reduzierung der CO₂-Emissionen und trägt somit zu einer nachhaltigeren und klimafreundlicheren Energieversorgung bei.

Die Zukunftsperspektiven und die Flexibilität des Systems sind ein weiterer wichtiger Aspekt der Energiekonzepte. Das hier entwickelte Konzept bietet aufgrund der stetigen Weiterentwicklung der Technologien für erneuerbare Energien, insbesondere im Bereich der Elektrolyse und Speicherung, erhebliches Potenzial für zukünftige Optimierungen und Effizienzsteigerungen. Vielversprechende Entwicklungen wie die Hochtemperaturelektrolyse oder die in

jüngster Zeit erforschte 'Kapillarelektrolyse' bieten jedoch eine deutliche Verbesserung. Die Kapillarelektrolyse, entwickelt von einem australischen Forschungsteam (vgl. Hodges et al., 2022), erreicht einen Wirkungsgrad von bis zu 98 % und stellt damit eine signifikante Effizienzsteigerung gegenüber herkömmlichen Verfahren dar. Diese innovative Technologie hat nicht nur das Potenzial, den Energieverbrauch zu senken, sondern könnte auch die Produktionskosten für Wasserstoff drastisch reduzieren. Der hohe Stromverbrauch, der derzeit die größte Herausforderung für die Wirtschaftlichkeit der Elektrolyse darstellt, könnte durch solche neuen Verfahren deutlich gesenkt werden. Die Internationale Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA) hat das Ziel ausgegeben, bis 2050 den Stromverbrauch für die Produktion von einem Kilogramm Wasserstoff auf unter 42 kWh zu reduzieren (vgl. IRENA, S 8). Die Kapillarelektrolyse erreicht diesen Wert bereits heute. Besonders bemerkenswert an diesem Verfahren ist, dass die Elektroden nicht direkt ins Wasser eintauchen. Stattdessen verwenden die Forscher Kapillaren, durch die das Wasser gegen die Schwerkraft von unten nach oben transportiert wird. Dabei spielen die Adhäsions- und Kohäsionskräfte eine entscheidende Rolle. Zusätzlich wird bei diesem Verfahren ein Polyethersulfon-Filter eingesetzt, der den Wasserfluss zu den Elektroden ermöglicht (vgl. Hodges et al., 2022, S 3). Bei einer Temperatur von 85°C und einer Spannung von 1,5 V benötigt die Kapillarelektrolyse etwa 40 kWh Strom pro Kilogramm Wasserstoff. Diese Werte liegen bereits heute unter dem Zielwert der IRENA für das Jahr 2050. Solche technologischen Fortschritte könnten daher einen signifikanten Beitrag zur Verbesserung der Effizienz und Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffproduktion leisten und die Rolle von Wasserstoff als Energieträger in zukünftigen Energiesystemen weiter stärken.

Die vorliegende Arbeit unterliegt jedoch gewissen Einschränkungen. Es handelt sich um eine Studienarbeit, die in der zur Verfügung stehenden Zeit nicht die Fülle an Parametern berücksichtigen kann, die für die Erstellung eines Energiekonzeptes notwendig sind. Bereits bei der Grundlagenermittlung konnten nur wenige reale Daten erhoben werden. Die vorliegenden Ergebnisse sind daher vor allem hinsichtlich des Energiebedarfs, der Leistungsfähigkeit der Anlagentechnik und der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nur als vorsichtige Tendenzen zu verstehen, des Weiteren mussten zahlreiche Vereinfachungen und Annahmen getroffen werden.

5 Schlussbetrachtung

Die Entwicklung eines Energiekonzepts auf Basis erneuerbarer Energien erfordert eine umfassende Analyse. Eine Gebäudesimulation stellt dabei ein unverzichtbares Werkzeug dar, um die notwendigen Daten und deren zeitliche Zusammenhänge zu erfassen. Nur so können die komplexen Wechselwirkungen in der Energieversorgung eines Quartiers adäquat berücksichtigt werden.

Die vorliegende Untersuchung belegt, dass regenerative Energiequellen wie Photovoltaikanlagen für Wasserstoff- und Methanolspeichersysteme eine vielversprechende Option für die Deckung der sogenannte Winterlücke und eine weitgehend autarke Energieversorgung eines Quartiers darstellen. Allerdings erwies sich die Methanolproduktion in Rahmen dieser Untersuchung im Vergleich zur Wasserstoffproduktion als wirtschaftlich vorteilhafter, da sie weniger energieintensive Speichertechnologien erfordert und im Endeffekt kostengünstiger in der Lagerung ist.

Abschließend lässt sich sagen, dass die untersuchten Technologien das Potenzial aufweisen, eine nachhaltige und ökonomische Lösung für die Energieversorgung ländlicher Strukturen bereitzustellen. Dennoch sind weitere Forschungsarbeiten erforderlich, um die Kosten zu optimieren und insbesondere die Effizienz bei der Wasserstoffproduktion zu steigern. Die Flexibilität des Systems erlaubt jedoch eine Anpassung an unterschiedliche Standorte und Anforderungen, sodass es sich als zukunftsfähige Option für den Übergang zu einer CO₂-neutralen Energieversorgung eignet.

6 Literaturverzeichnis

- Arnold, H. (2021). *Linde baut größte PEM-Elektrolyse-Anlage der Welt*. <https://www.elektroniknet.de/power/linde-baut-groesste-pem-elektrolyse-anlage-der-welt.182608.html>
- Bantle, C. (2024). BDEW-Strompreisanalyse Juni 2021.
- Bohne, D. (2022). *Gebäudetechnik und Technischer Ausbau von Gebäuden*. Springer Fachmedien Wiesbaden. <https://doi.org/10.1007/978-3-658-37488-4>
- Brinner, A. (2013). Elektrolyse Basics III. https://www.zsw-bw.de/uploads/media/Elektrolyse_Basics_III.pdf
- Brinner, A. (2021). Elektrolyse Basics III. https://www.zsw-bw.de/uploads/media/20210331_ZSW_Elektrolyse_Basics_III_Funktionsprinzip.pdf
- Bundesumweltministeriums. (2024). *Kohlenstoffdioxid-Fußabdruck pro Kopf in Deutschland-BMUV - Infografik*. <https://www.bmuv.de/media/kohlenstoffdioxid-fussabdruck-pro-kopf-in-deutschland>
- Campfire. (2023). *NH₃ (teil zwei)*. <https://wir-campfire.de/nh3-mehr/>
- Center on Global Energy Policy at Columbia University SIPA | CGEP. (2023, July 18). *Demystifying Electrolyzer Production Costs - Center on Global Energy Policy at Columbia University SIPA | CGEP* %. <https://www.energypolicy.columbia.edu/demystifying-electrolyzer-production-costs/>
- Chemie.de. (n.d.). (2024, October 12). *Methanol*. <https://www.chemie.de/lexikon/Methanol.html>
- Clean Energy Wire. (2024). *Curtailing of renewable power increases in Germany in 2023 as re-dispatch costs recede*. <https://www.cleanenergywire.org/news/curtailing-renewable-power-increases-germany-2023-re-dispatch-costs-recede>
- Cohen, J. L., Volpe, D. J., & Abruña, H. D. (2007). Electrochemical determination of activation energies for methanol oxidation on polycrystalline platinum in acidic and alkaline electrolytes. *Physical Chemistry Chemical Physics : PCCP*, 9(1), 49–77. <https://doi.org/10.1039/b612040g>
- Franco, A., & Giovannini, C. (2024). Hydrogen Gas Compression for Efficient Storage: Balancing Energy and Increasing Density. *Hydrogen*, 5(2), 293–311. <https://doi.org/10.3390/hydrogen5020017>

- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. (2023). *Öffentliche Stromerzeugung 2023: Erneuerbarer Energien decken erstmals Großteil des Stromverbrauchs - Fraunhofer ISE*. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2024/o-effentliche-stromerzeugung-2023-erneuerbare-energien-decken-erstmalig-grossteil-des-stromverbrauchs.html>
- Gardiner, M., & Satyapal, S. (2009). Energy requirements for hydrogen gas compression and liquefaction as related to vehicle storage needs related to vehicle storage needs.
- Gielen, D., Dolan, G., Kang, S., Boshell, F., Goepfert, A., Prakash, S. G., Landälv, I., & Saygin, D. (2021). *Innovation outlook: Renewable methanol*. International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jan/IRENA_Innovation_Renewable_Methanol_2021.pdf
- Hodges, A., Hoang, A. L., Tsekouras, G., Wagner, K., Lee, C.-Y., Swiegers, G. F., & Wallace, G. G. (2022). A high-performance capillary-fed electrolysis cell promises more cost-competitive renewable hydrogen. *Nature Communications*, 13(1). <https://doi.org/10.1038/s41467-022-28953-x>
- IBK (2024, June 20). Nachhaltige Planung. Einfach. Schnell. | VICUS Software. *VICUS Software GmbH | Nachhaltige Planung Mit Simulation*. <https://vicus-software.com/>
- IEA, International Energy Agency (2022). Global Energy Review: CO2 Emissions in 2021.
- International Renewable Energy Agency. Making the breakthrough: Green hydrogen policies and technology costs.
- Klell, M., Eichlseder, H., & Trattner, A. (2023). Storage and Transport. In M. Klell, H. Eichlseder, & A. Trattner (Eds.), *Hydrogen in Automotive Engineering* (pp. 107–135). Springer Fachmedien Wiesbaden. https://doi.org/10.1007/978-3-658-35061-1_5
- RegPower GmbH. (2022, November 6). *Holzvergasung | Technologie, Machbarkeitsstudien & Betrieb*. <https://www.regpower-gmbh.de/service/holzvergasung/>
- Ren, M., Zhang, Y., Wang, X., & Qiu, H. (2022). Catalytic Hydrogenation of CO2 to Methanol: A Review. *Catalysts*, 12(4), 403. <https://doi.org/10.3390/catal12040403>
- Riemer Matia, & Jakob Wachsmuth (2022). Factsheet - Kurzeinschätzung von Ammoniak als Energieträger und Transportmedium für Wasserstoff.

Sachsen-Anhalt. (2021). *In Leuna entsteht die größte PEM-Elektrolyse-Anlage der Welt.*

<https://www.investieren-in-sachsen-anhalt.de/report-invest/in-leuna-entsteht-die-groesste-pem-elektrolyse-anlage-der-welt>

Sunfire GmbH (2024). Sunfire-Factsheet-HyLink-Alkaline_2023Nov.indd.

Thieme, G. (2013). *Physiologie 2: Die Inhalte dieses Werks basieren überwiegend auf dem Kurzlehrbuch Physiologie von Jens Huppelsberg und Kerstin Walter, erschienen im Georg Thieme Verlag ; [das Physiologie-Skript 2 umfasst die Themen Ernährung und Verdauung, Energie- und Wärmehaushalt, Wasser- und Elektrolythaushalt, Nierenfunktion, Hormone, Sexualentwicklung und Reproduktionsphysiologie] ; 14 Tabellen (2., vollst. überarb. Aufl.). Endspurt Vorklinik.* Thieme.

Normen, Regelwerke und Richtlinien

DIN 68364 (2003)

Kennwerte von Holzarten

7 Eidesstattliche Erklärung

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Arbeit ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe; die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Gedanken sind als solche kenntlich gemacht.

Die Arbeit wurde bisher weder im Inland noch im Ausland in gleicher oder ähnlicher Form einer anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und ist auch noch nicht veröffentlicht worden

Dresden, den 14. Oktober 2024