



Techno-ökonomische Analyse eines regenerativen Wasserstoffsystems in dezentralen Energiekonzepten

Fakultät III - Prozesswissenschaften
der Technischen Universität Berlin
Institut für Energietechnik
Fachgebiet: Energieverfahrenstechnik und
Umwandlungstechniken regenerativer Energien

von

Ela Brezina, B.Sc.

Masterthesis

Betreuer

Prof. Dr. rer. nat. Frank Behrendt
M.Sc. Fabian Schmid

Berlin, den 19. November 2021

Ich erkläre hiermit, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel verwendet habe.

Berlin, den 19. November 2021

Zusammenfassung

Die Verringerung der Treibhausgasemissionen stellt eine zentrale gesamtgesellschaftliche Aufgabe für die nächsten Jahrzehnte dar und der Gebäudesektor bietet dabei ein hohes Einsparpotential an den verursachten CO₂-Emissionen. Die Integration von regenerativen Energiequellen in Gebäudesysteme eröffnet einen aussichtsreichen Ansatz die Klimabilanz der Gebäude durch autonome und lokale Selbstversorgung zu verbessern. Die Volatilität von regenerativen Energiequellen erfordert Speicher-methoden, die Energie über Diskrepanzen zwischen Energieerzeugung und Energiebedarf hinweg, speichern können. Für die Kurzzeitspeicherung eignen sich Batterien und für die Langzeitspeicherung chemische Speichermedien wie Wasserstoff.

Ausgehend von einer Autarkiebestrebung auf Haushaltsebene wird die Dimensionierung von (teil-)autarken PV-Batterie-Wasserstoff-Systemen untersucht und die Frage nach der technischen Machbarkeit und wirtschaftlichen Sinnhaftigkeit beantwortet. Darüber hinaus wird geprüft bis zu welchem Autarkiegrad eine (teil-)autarke Stromversorgung in Haushalten praktikabel und ökonomisch umzusetzen ist. Demnach wird in dieser Arbeit die Systemdimensionierung eines PV-Batterie-Wasserstoff-Systems durch eine evolutionäre Optimierung zur Minimierung der Kosten und Maximierung des Autarkiegrades vorgenommen. Zwei pareto-optimale Systemauslegungen werden auf techno-ökonomische Parameter untersucht und Auswirkungen von Unsicherheitsfaktoren auf die Zielvariablen in einer Sensitivitätsanalyse geprüft. Die technische und ökonomische Eignung von Wasserstoff als saisonaler Speicher in Wohnhäusern wird mit den Anwendungsfällen eines Einfamilienhauses, eines Mehrfamilienhauses und eines Einfamilienhauses mit lediglich einer Batterie als Speichermedium erforscht. Die Arbeit beschränkt sich auf die Speicherung von elektrischer Energie. Thermisch erzeugte Energie kann lediglich direkt verwendet werden, nicht aber zu einem späteren Zeitpunkt.

Technisch sind PV-Batterie-Wasserstoff-Systeme in der Lage ein Einfamilienhaus in Berlin elektrisch autark zu versorgen. Jedoch sind PV-Batterie-Wasserstoff-Systeme mit 0,64 \$/kWh_{el} aus ökonomischer Perspektive in einer netzgekoppelten Region in Mitteleuropa unwirtschaftlich. Wesentlichen Einfluss auf die Gesamtkosten haben die spezifischen Investitionskosten des Wasserstoffspeichers sowie der Wirkungsgrad der Brennstoffzelle. PV-Batterie-Systeme ohne Wasserstoffspeicherung stellen technisch und ökonomisch mit 0,11 \$/kWh_{el} die bestmögliche Option dar, ist ein Autarkiegrad von etwa 94 % ausreichend. Die technische Implementierung eines vollständig autarken PV-Batterie-Wasserstoff-Systems in einem Mehrfamilienhaus wird auf Grund der begrenzten PV-Dachfläche im Vergleich zur höheren Last erschwert und ist nicht praktikabel.

Abstract

Lowering greenhouse gas emissions is a top priority for the coming decades and the residential sector offers a high potential for saving CO₂ emissions. Integrating renewable energy sources into building systems is a viable way to improve the climate balance of buildings through independent and local self-sufficiency. The volatility of renewable energy sources requires storage methods that can store energy over discrepancies between energy production and energy demand. Batteries are suitable for short-term storage and chemical storage media such as hydrogen is suitable for long-term storage.

Based on a self-sufficiency effort in households, the sizing of (partially) self-sufficient PV-battery-hydrogen systems is investigated and the question of technical feasibility and economic viability is answered. In addition, the degree of self-sufficiency at which a (partially) self-sufficient power supply in households may be implemented rationally is examined. Accordingly, in this study, evolutionary optimization is used to optimize a PV-battery-hydrogen system, and two Pareto-optimal system designs are studied for techno-economic parameters. Furthermore, a sensitivity analysis is used to test the impacts of uncertainty factors on the target variables. The technical and economic suitability of hydrogen as seasonal storage in residential buildings will be explored in the application cases of a single-family home, a multi-family home, and a single-family home with only a battery as storage medium. This thesis is limited to the storage of electrical energy. Thermally generated energy can only be used directly, but not at a later point in time.

Technically, the systems can supply a single-family house in Berlin with electricity on a stand-alone basis, but from an economic perspective, PV-battery-hydrogen-systems with 0,64 \$/kWh_{el} are uneconomical in a grid-connected region in Central Europe. The hydrogen storage's specific investment cost and the fuel cell efficiency have a considerable impact on the total expenses. PV-battery systems without a hydrogen storage offer the greatest potential alternative, both technically and economically with 0,11 \$/kWh_{el}, if a degree of self-sufficiency of around 94 % is sufficient. Due to the restricted PV roof area relative to greater loads, the technical execution of a self-sufficient PV-battery-hydrogen system in a multi-family home is rendered more complex and hence impractical.

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich allen Menschen, die mich bei der Anfertigung meiner Masterarbeit begleitet und unterstützt haben, ganz herzlich danken:

Meinem Professor Dr. rer. nat. Frank Behrendt für die Befürwortung und Ermöglichung dieser Arbeit.

Meinem Betreuer Fabian Schmid für seine ausgiebige Unterstützung. Durch stetig kritisches Hinterfragen und konstruktive Kritik verhalf er mir zu einer durchdachten These und Fragestellung.

Der Qantic GmbH, besonders Thomas Kalitzky für die Bereitstellung des Büros und die tatkräftige Unterstützung zum Gelingen der Studie im Rahmen dieser Arbeit.

Meiner Freundin Carlotta Irrgang, für das offene Ohr, den wertvollen Austausch und für die Unterstützung bei Schwierigkeiten mit Python.

Meinem Bruder Vilim Brezina für anregende Gespräche und Ermutigungen, sowie für die umfangreichen Korrekturen.

Meinen Freunden Eva-Lotta Danwerth, Maria Bergmann, Fabian Sliwka, Nils Becker und meiner Schwester Ida Brezina, die viel Zeit in die Korrektur meiner Arbeit investiert haben.

Mein ganz besonderer Dank gilt abschließend meiner Familie für den seelischen Rückhalt während meines gesamten Studiums.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	VIII
Tabellenverzeichnis	XII
Abkürzungsverzeichnis	XIV
1 Einleitung	1
1.1 Motivation	1
1.2 Zielsetzung	2
1.3 Kooperation mit Qantic GmbH	3
2 Grundlagen	5
2.1 Definition Autarkie	5
2.2 Systemkonfiguration	6
2.3 Stromerzeugung	7
2.4 Kurzfristige Stromspeicherung	10
2.4.1 Batterie	11
2.5 Saisonale Stromspeicherung	14
2.5.1 Physikalische Eigenschaften von Wasserstoff	14
2.5.2 Wasserelektrolyse	15
2.5.3 Wasserstoffspeicher	23
2.5.4 Brennstoffzelle	24
2.5.5 Zusatzkomponenten	26
2.6 Energiekosten und Einspeisevergütung	28
2.7 Vergleich kommerzieller Systeme	29

3	Methodik	31
3.1	Modellierung	31
3.1.1	Mathematisches Modell	31
3.1.2	Betriebsstrategie	38
3.2	Simulation	39
3.2.1	Simulationsaufbau	40
3.2.2	Energetische Bewertung	43
3.2.3	Ökonomische Bewertung	45
3.2.4	Eingangsdaten	47
3.3	Evolutionäre Optimierung	50
3.4	Techno-ökonomische Analyse	51
3.5	Sensitivitätsanalyse	55
4	Ergebnisse und Diskussion	57
4.1	Systemdimensionierung durch evolutionäre Optimierung	57
4.2	Technische Analyse	63
4.3	Ökonomische Analyse	70
4.4	Sensitivitätsanalyse	73
4.5	Validierung	76
4.5.1	Technische Validierung nach Puranen et al.	76
4.5.2	Ökonomische Validierung nach Homer Power Solutions	78
4.5.3	Fehlerabschätzung	79
5	Fazit und Ausblick	81
5.1	Fazit	81
5.2	Ausblick	82
	Literaturverzeichnis	85
	Optimierungsergebnisse der Szenarien	93
	Ergebnisse des Szenarios EFH o.W.	97
	Ergebnisse des Szenarios MFH80	102
	Datenblätter von PV-Wasserstoff-Batterie Systemen	108
	Anhang	93

Abbildungsverzeichnis

2.1	Netzgekoppeltes Photovoltaiksystem mit Wasserstoffspeicher	7
2.2	Kennlinie eines Solarmoduls bei verschiedener Temperatur und konstanter Einstrahlung	8
2.3	Kennlinie eines Solarmoduls bei verschiedener Temperatur und konstanter Einstrahlung	9
2.4	Kennlinie eines Solarmoduls bei verschiedener Einstrahlung und konstanter Modultemperatur	9
2.5	Wechselrichterwirkungsgrad über der relativen DC-Anlagenleistung sowie typische Energieanteile der jeweiligen stündlichen Anlagenleistung am Gesamtertrag für Berlin	10
2.6	Schematischer Aufbau und Vorgänge beim Laden und Entladen einer Blei-Säure-Batterie	12
2.7	Entnehmbare Kapazität bezogen auf $C_{100} = 100$ Ah eines Bleiakkus in Abhängigkeit des Entladestroms und der Temperatur	13
2.8	Spezifischer Energieverbrauch der Wasserelektrolyse in Abhängigkeit von der Temperatur	16
2.9	Darstellung der reversiblen Spannung V_{rev} , der ohmschen Spannungsverluste iR und der Überspannungen an der Anode μ_A und Kathode μ_K einer PEM-Elektrolyse in einer Stromspannungskennlinie	18
2.10	Schematischer Aufbau der alkalischen Wasserelektrolyse	19
2.11	Schematischer Aufbau der PEM-Wasserelektrolyse	20
2.12	Betriebsbereiche der alkalischen und PEM-Elektrolyse	21
2.13	Schematischer Aufbau einer PEM Brennstoffzelle	26
2.14	Strom- Spannungskennlinie einer Brennstoffzelle	27
2.15	Einspeisevergütung für Photovoltaikstrom und Strompreise seit 2000	28
3.1	Elektrischer und thermischer Wirkungsgrad des Elektrolyseurs	34
3.2	Wirkungsgrad des Wechselrichters unter verschiedener Auslastung	37

3.3	Betriebsstrategie	39
3.4	Zusammenschaltung der Klassen und Komponenten	41
3.5	Überblick der Leistungsflüsse	45
3.6	Einstrahlungswerte im Jahr 2019 in Berlin	48
3.7	Stromlastprofil eines Einfamilienhauses mit einem Jahresverbrauch von etwa 4.700 kWh und einem Leistungspeak von 3.980 kW sowie eines Mehrfamilienhauses mit einem Jahresverbrauch von etwa 41.000 kWh und einem Leistungspeak von 24.300 kW	49
3.8	Wärmelastprofil und Trinkwarmwasserverbrauch eines Einfamilienhauses und Mehrfamilienhauses	50
3.9	Energiepreisprognosen von 2011 bis 2050	53
4.1	Optimierungsergebnisse der Photovoltaikleistungen (oben) und der Batteriekapazitäten (unten) für das Szenario EFH (links), EFH o.W. (mitte) und MFH80 (rechts)	60
4.2	Optimierungsergebnisse der Elektrolyseurleistung (links), der Wasserstoffspeicherkapazität (mitte), der Brennstoffzelleleistung (rechts) für das Szenario EFH (oben) und das Szenario MFH80 (unten)	61
4.3	Optimierungsergebnisse der Szenarien EFH, EFH o.W., MFH40, MFH80 und durchschnittlichem Strombezugspreis für Haushaltskunden	61
4.4	Optimierungsergebnisse der Szenarien EFH und EFH o.W. und durchschnittlichem Strombezugspreis für Haushaltskunden	62
4.5	Residuallast des Referenzszenarios in stündlicher Auflösung von 2018 - 2020	63
4.6	Netzbelastung des Referenzszenarios in stündlicher Auflösung von 2018 - 2020	64
4.7	Übersicht der Leistungsflüsse im Referenzszenario	64
4.8	Eigenverbrauch im Referenzszenario	66
4.9	Autarkiegrad im Referenzszenario	66
4.10	PV-Leistung über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde im Referenzszenario	66
4.11	WR-Leistung über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde im Referenzszenario	66
4.12	Leistung der Batterie über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde im Referenzszenario	67
4.13	SOC der Batterie über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde im Referenzszenario	67

4.14	Ladezustand der Batterie über den Simulationszeitraum im Referenzszenario	67
4.15	Elektrolyseur-Leistung über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde im Referenzszenario	68
4.16	Leistung der Brennstoffzelle über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde im Referenzszenario	68
4.17	Füllstand des Wasserstoffspeichers über den Simulationzeitraum im Referenzszenario	69
4.18	Schematische Wärmeabdeckung für das Jahr 2018 im Referenzszenario	70
4.19	Kostenverlauf des Referenzszenarios innerhalb von 30 Jahren unterteilt nach Komponenten	72
4.20	Kostenverlauf des Referenzszenarios innerhalb von 30 Jahren unterteilt nach Art der Kosten	73
4.21	Variation und Auswirkung der spez. Investitionskosten des Elektrolyseurs, der Brennstoffzelle und des Wasserstoffspeichers auf den LCoE	75
4.22	Variation und Auswirkung der Lebensdauer des Elektrolyseurs, der Brennstoffzelle und des Wasserstoffspeichers auf den LCoE	75
4.23	Variation der Brennstoffzellenauslastung zum Beladen der Batterie und die Auswirkung auf den LCoE und den Autarkiegrad	75
4.24	Variation der Beladungsgrenze der Batterie im Winter und die Auswirkung auf den LCoE und den Autarkiegrad	76
5.1	Residuallast des Szenarios EFH o.W.	97
5.2	Netzbelastung des Szenarios EFH o.W.	97
5.3	Eigenverbrauch des Szenarios EFH o.W.	98
5.4	Autarkiegrad des Szenarios EFH o.W.	98
5.5	PV-Leistung über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde des Szenarios EFH o.W.	98
5.6	WR-Leistung über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde des Szenarios EFH o.W.	98
5.7	Leistung der Batterie über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde des Szenarios EFH o.W.	98
5.8	SOC der Batterie über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde des Szenarios EFH o.W.	98
5.9	Ladezustand der Batterie über den Simulationszeitraum des Szenarios EFH o.W.	99

5.10	Kostenverlauf des Szenarios EFH o.W. innerhalb von 30 Jahren unterteilt nach Komponenten	100
5.11	Kostenverlauf des Szenarios EFH o.W. innerhalb von 30 Jahren unterteilt nach Art der Kosten	101
5.12	Residuallast des Szenarios MFH80	102
5.13	Netzbelastung des Szenarios MFH80	102
5.14	Eigenverbrauch im Szenario MFH80	103
5.15	Autarkiegrad im Szenario MFH80	103
5.16	PV-Leistung über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde im Szenario MFH80	103
5.17	WR-Leistung über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde im Szenario MFH80	103
5.18	Leistung der Batterie über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde im Szenario MFH80	103
5.19	SOC der Batterie über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde im Szenario MFH80	103
5.20	Ladezustand der Batterie über den Simulationszeitraum im Szenario MFH80	104
5.21	Elektrolyseur-Leistung über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde im Szenario MFH80	104
5.22	Leistung der Brennstoffzelle über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde im Szenario MFH80	104
5.23	Füllstand des Wasserstoffspeichers über den Simulationszeitraum im Szenario MFH80	105
5.24	Schematische Wärmeabdeckung für das Jahr 2018 des Szenarios MFH80	105
5.25	Kostenverlauf des Szenarios MFH80 innerhalb von 30 Jahren unterteilt nach Komponenten	106
5.26	Kostenverlauf des Szenarios MFH80 innerhalb von 30 Jahren unterteilt nach Art der Kosten	107

Tabellenverzeichnis

2.1	Charakteristiken der Bleibatterie nach May et al.	14
2.2	Physikalische Eigenschaften von Wasserstoff	15
2.3	Thermodynamische Daten für die Wasserelektrolyse für verschiedene Temperaturen	17
2.4	Wasserelektrolysetechnologievergleich - Stand der Technik . .	22
2.5	Vergleich gängiger Wasserstoffspeicher	23
2.6	Übersicht verschiedener Brennstoffzellentypen	25
2.7	Spezifischer Heizkostenverbrauch für unterschiedlicher Energieträger in einem Einfamilienhaus 2019	29
2.8	Vergleich kommerzieller Wasserstoffspeicher-Batteriesystemen	30
3.1	Optimierungsunabhängige Eingangsdaten im Modul Elektrolyseur und Kompressor	35
3.2	Beschränkungen der Optimierungsvariablen	51
3.3	Allgemeine ökonomische Eingangswerte	52
3.4	Ökonomische Eingangswerte der Komponenten	53
3.5	Strom- und Wärmepreisprognosen in \$-Cent/kWh bis 2050 . .	54
3.6	Variationen verschiedener Parameter für die Sensitivitätsanalyse mit Werten des Referenzszenarios in Klammern	55
4.1	Optimierungsergebnisse signifikanter Systemarchitekturen . . .	60
4.2	Technische Ergebnisse der Simulationen	65
4.3	Ökonomische Ergebnisse des Referenzszenarios	71
4.4	Systemkonfiguration zur technischen Validierung nach Puranen et al.	77
4.5	Ergebnisse der technischen Validierung	77
4.6	Systemkonfiguration zur Validierung mit HPS	78

5.1	Optimierungsergebnisse des Szenarios MFH40	93
5.2	Optimierungsergebnisse des Szenarios MFH80	94
5.3	Optimierungsergebnisse des Szenarios EFH	95
5.4	Opimierungsergebnisse des Szenarios EFH o.W.	96
5.5	Ökonomische Ergebnisse des Szenarios EFH o.W.	99
5.6	Ökonomische Ergebnisse des Szenarios MFH80	106

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Einheit	Bedeutung
a	%	Autarkiegrad
ass		Angenommen
ava		Verfügbar
A	m ²	Fläche
AC		Alternating Current
AEM		Anionenaustauschmembran
AFC		Alkalische Brennstoffzelle
ANN		Annualisiert
API		Application Programming Interface
B		Batterie
BDEW		Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BEG		Bundesförderung für effiziente Gebäude
BE		Batterieentladung
BL		Batterieladung
BMWi		Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNI	Wh/m ²	Normale Direkteinstrahlung
BOS	\$	Systemkosten
BZ		Brennstoffzelle
BZ(D)		Direkte Lastdeckung der Brennstoffzelle
CAMS		Copernicus Atmosphere Monitoring Service
CGH ₂		Compressed Hydrogen Gas
CO ₂		Kohlenstoffdioxid
CRF		Kapitalrückzahlungsfaktor
DC		Direct Current
DHI	Wh/m ²	Diffuse horizontale Einstrahlung
DV		Direktverbrauch
e	%	Eigenverbrauchsanteil
e ⁻		Elektron
el		Elektrisch
E	J	Energie

Abkürzung	Einheit	Bedeutung
EEG		Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFH		Einfamilienhaus
EFH o.W.		Einfamilienhaus ohne Wasserstoffspeicherung
Ely		Elektrolyseur
EMS		Energiemanagementsystem
ENV		Environment
ES	W/m ²	Einstrahlungsstärke
F	C/mol	Faraday Konstante
FF		Füllfaktor
G	kJ/mol	Freie Enthalpie
GHI	Wh/m ²	Globale horizontale Einstrahlung
H	kJ/mol	Enthalpie
H ₂		Wasserstoff
H ₂ SO ₄		Schwefelsäure
HHV	MJ/kg o. MJ/Nm ³	Oberer Heizwert
HPS		Home Power Solutions
HT		Hochtemperatur
i	%	Effektiver Jahreszins
iR	V	Ohmscher Spannungsabfall
I	A	Strom
IN		Input
IK	\$	Investitionskosten
k	\$/W o. \$/Wp o. \$/Wh o. \$/kg	Spezifische Kosten
K	\$	Kosten
Kap		Kapazität
KOH		Kalilauge
KR		Kompressor
KS	A	Kurzschlussstrom
L		Last
LCoE	\$/kWh	Stromgestehungskosten
LH ₂		Liquid hydrogen
LHV	MJ/kg o. MJ/Nm ³	Unterer Heizwert
LS	V	Leerlaufspannung
max		Maximal
min		Minimal
MCFC		Schmelzkarbonatbrennstoffzelle
MERRA-2		Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Application, Version-2
MFH		Mehrfamilienhaus
MFH40		Mehrfamilienhaus mit 40 kWp Photo- voltaikleistung als Optimierungsgrenze
MFH80		Mehrfamilienhaus mit 80 kWp Photo- voltaikleistung als Optimierungsgrenze

Abkürzung	Einheit	Bedeutung
MPP		Maximum Power Point
MPPT		Maximum Power Point Tracking
n	a	Lebenszeit
NB		Netzbezug
NE		Netzeinspeisung
nom		Nominal
NPV		Kapitalwert
NSGAI		Non-Sorting Genetic Algorithm
NT		Niedertemperatur
OpEnCells		Open Energy Cell Simulation
p	Pa	Druck
P	W	Leistung
PAFC		Phosphorsäurebrennstoffzelle
Pb		Blei
PbO ₂		Bleioxid
PbSO ₄		Bleisulfat
PEM		Protonenaustauschmembran
PEMFC		Polymerelektrolytmembran- brennstoffzelle
PV		Photovoltaik
PWM		Pulse Width Modulation
R	\$	Erneuerungsinvestitionen
rev		Reversibel
RL		Residuallast
RW	\$	Restwert
smooth		Simulation Model for Optimized Operation and Topology of Hybrid Energy Systems
S	kJ/mol	Entropie
SLR		Solarladeregler
SOC		Ladezustand
SSH ₂		Solid Storage of Hydrogen
SOFC		Festoxidbrennstoffzelle
t	s	Zeit
th		Thermisch
theo		Theoretisch
T	K	Temperatur
used		Verbraucht
U	V	Spannung
v	m ³ /kg	Spezifisches Volumen
V	m ³	Volumen
\dot{V}	m ³ /s	Volumenstrom
W	J	Arbeit
WR		Wechselrichter
z		Diskontinuierungszinssatz
γ		Adiabatischer Koeffizient

Abkürzung	Einheit	Bedeutung
Δ		Differenz
η	%	Wirkungsgrad
μ	V	Überspannung
ν	%	Minimale Teilauslastung
ω	Wh/kg	Spezifische Kompressionsarbeit

Einleitung

Die Energieversorgung in Deutschland befindet sich in einem Transformationsprozess. Der Übergang aus der atomaren und fossilen Energiebereitstellung hin zu einem erneuerbaren Energiesystem ist fundamental und bringt große Herausforderungen und Chancen mit sich. Mit dem Klimaschutzgesetz soll eine klimaneutrale Energieversorgung bis 2045 erreicht werden und die Treibhausgasemissionen in Zwischenschritten um zunächst 65 Prozent bis 2030 und 88 Prozent bis 2040 im Vergleich zum Niveau von 1990 gesenkt werden. Die Verringerung der Treibhausgasemissionen stellt somit eine zentrale gesamtgesellschaftliche Aufgabe für die nächsten Jahrzehnte dar. Folgerichtig gibt der Gesetzgeber Zielzahlen für den Ausbau erneuerbarer Energien vor. Bereits 2030 soll ihr Anteil auf 65 Prozent des Bruttostromverbrauchs ansteigen. [1] Erneuerbare Energien spielen bei der Dekarbonisierung eine zentrale Rolle und die damit einhergehende Volatilität bedarf angesichts des knapp bemessenen Zeitraums neuer innovativer Lösungen.

1.1 Motivation

Wesentliches Energie- und Kosteneinsparpotential bietet der Gebäudesektor mit einem Anteil von 35 Prozent am Endenergieverbrauch und etwa 30 Prozent Anteil an den verursachten CO₂-Emissionen. Neben der energieeffizienten Sanierung von Gebäuden [2] [3, Seite 12], stellt die autonome und lokale Selbstversorgung durch die dezentrale Verfügbarkeit und Nutzung regenerativer Energiequellen und Speicher Methoden einen weiteren und möglicherweise aussichtsreichen Ansatz die Klimabilanz von Gebäuden zu verbessern. Dabei sind Photovoltaik- (PV) basierte Systeme derzeit die kostengünstigste, dezentrale Option zur Erzeugung und Bereitstellung von Energie [4]. Die volatile Stromerzeugung von Photovoltaikanlagen jedoch verursacht

Diskrepanzen zwischen Energieerzeugung und Energiebedarf, welche entweder durch einen Netzanschluss oder Energiespeichermethoden überwunden werden können. Bei einem vorhandenen Netzanschluss kann überschüssiger Strom verkauft und bei Bedarf aus dem Netz erworben werden. [5] Daneben ist aber auch die Speicherung überschüssiger Energie aus den Sommermonaten für den Bedarf in den Wintermonaten denkbar, sodass das Gebäude teilweise oder voll netzunabhängig versorgt wird. Diese Option ist besonders interessant, wenn Gebäude abseits einer Netzinfrastruktur versorgt werden müssen und ein Netzausbau unwirtschaftlich ist. Dabei eignen sich Batteriesysteme zur kurzfristigen Speicherung und chemische Speichermedien wie Wasserstoff auf Grund der hohen Energiedichte ($\text{HHV} = 39,42 \text{ kWh/kg}$) als saisonale Speicher. [4] Besonders für Privathaushalte stellen die steigenden Strombezugspreise und die gleichzeitig sinkenden Investitionskosten für Solarstrom sowie die Befreiung von der EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch bis 30 kW_p einen Anreiz dar, den Eigenverbrauch zu erhöhen und den Strombezug zu verringern. [6] [7] [8] Sogenannte PV-Batterie-Wasserstoff-Systeme ermöglichen eine integrierte Energieerzeugung durch natürliche und regenerative Energiequellen und tragen damit zur Vermeidung erheblicher Mengen an Schadstoffemissionen bei. [9]

1.2 Zielsetzung

Ausgehend von einer Autarkiebestrebung auf der Haushaltsebene wird die Dimensionierung von (teil-)autarken PV-Batterie-Wasserstoff-Systemen untersucht und die Frage nach der technischen Machbarkeit und der wirtschaftlichen Sinnhaftigkeit untersucht. Darüber hinaus wird geprüft bis zu welchem Autarkiegrad eine Stromversorgung in Haushalten sinnvoll umzusetzen ist.

Gegenstand dieser Studie ist die Simulation eines Batterie- und Wasserstoffspeichersystems mit photovoltaischer Stromerzeugung für ein Wohnhaus in Berlin basierend auf stündlichen Einstrahlungs- und Stromverbrauchsdaten. Die Untersuchung beschränkt sich auf die Speicherung von elektrischer Energie. Thermisch erzeugte Energie kann lediglich direkt verwendet werden, nicht aber zu einem späteren Zeitpunkt. Im Zuge dessen werden in Kooperation mit der Qantic GmbH die notwendigen Komponenten für eine Wasserstoffspeicherung, bestehend aus Elektrolyseur, Kompressor, Wasserstoffspeicher und Brennstoffzelle, für die Simulation modelliert und in ein bestehendes Simulationsframework mit einer PV-Anlage, Batterie und Leistungskomponenten integriert. Darüber hinaus wird eine Betriebsstrategie entwickelt und implementiert. Durch eine evolutionäre Optimierung wird das System hinsichtlich ei-

ner Minimierung der Stromgestehungskosten und Maximierung des Autarkiegrades dimensioniert und zwei pareto-optimale Systemauslegungen bezüglich technischer und ökonomischer Parameter analysiert. Die Auswirkungen von Unsicherheitsfaktoren auf die Zielvariablen werden anschließend in einer Sensitivitätsanalyse geprüft. Das System wird anhand der Anwendungsfälle eines Einfamilienhauses und Mehrfamilienhauses mit PV-Batterie-Wasserstoff-System und einem Einfamilienhaus mit lediglich einer Batterie als Speichermedium untersucht. Die Studie trägt zur Erforschung von Wasserstoff als saisonaler Speicher in Wohnhäusern bei und analysiert die wesentlichen Einflussfaktoren auf den Autarkiegrad und die Stromgestehungskosten. Dazu werden in Kapitel 2 die technischen Grundlagen der Komponenten und des Gesamtsystems aufgearbeitet und dargelegt. Im methodischen Teil (Kapitel 3) wird die Modellierung und Simulation sowie die relevanten technischen und ökonomischen Bewertungsparameter im Detail erläutert, das Vorgehen der Optimierung und der Sensitivitätsanalyse dargelegt und das System validiert. Die Ergebnisse der Systemsimulationen werden in Kapitel 4 dargestellt und diskutiert. Schlussfolgerungen und weitere Forschungsansätze werden in Kapitel 5.2 zusammengefasst.

1.3 Kooperation mit Qantic GmbH

Die Masterarbeit wird in Kooperation mit der Qantic GmbH angefertigt. Qantic GmbH spezialisiert sich in der energietechnischen und wirtschaftlichen Modellierung von Infrastrukturen im Energiebereich mit besonderem Fokus auf den Off-Grid Bereich. Dabei werden Verfahren des Maschinellen Lernens angewandt, um zu einer kostengünstigen und klimaschonenden Energieerzeugung beizutragen. Qantic GmbH entwickelt kundenspezifische Software-as-a-Service und On-Premises-Lösungen. Im Rahmen dieser Masterthesis werden die Komponenten Elektrolyseur, Brennstoffzelle und Wasserstoffspeicher mit und für das Unternehmen entwickelt und in der Simulation für die Thesis weiterverwendet.

Grundlagen

Das Grundlagenkapitel gibt einen vertiefenden und ausführlichen Überblick über das PV-Batterie-Wasserstoff-System und die Komponenten. Zunächst wird der Begriff Autarkie definiert und die Systemkonfiguration dargelegt, weiterführend die Stromerzeugung durch Photovoltaikgeneratoren erläutert und Möglichkeiten der Stromspeicherung aufgezeigt. Der Fokus liegt auf der langfristigen Speicherung mit Wasserstoff und den notwendigen Komponenten. Schließlich werden kommerziell verfügbare PV-Batterie-Wasserstoff Systeme vorgestellt und miteinander verglichen.

2.1 Definition Autarkie

Der Begriff Autarkie kann in lastgerechte oder bilanzielle Autarkie eingeteilt werden. Dabei bezieht sich die bilanzielle Autarkie auf einen Bilanzierungszeitraum (in der Regel 12 Monate), in dem die erzeugte Energie mindestens der verbrauchten Energie entspricht, unabhängig der Erzeugungs- und Verbrauchszeitpunkte. Die lastgerechte Autarkie hingegen beschreibt die Fähigkeit eines Systems sich zu jedem Zeitpunkt selbst versorgen zu können. Der Begriff Teilautarkie beinhaltet, dass ein Teil des Bedarfes weiterhin mit Ressourcen oder Energie außerhalb des Systems versorgt werden kann. [10, Seite 155] In dieser Thesis wird mit dem Begriff Autarkie die lastgerechte Autarkie auf die Stromerzeugung und den Stromverbrauch bezogen, beschrieben. In der zunehmenden Installation von Photovoltaik-Speicher-Systemen spiegelt sich das Interesse einzelner Haushalte wieder, sich unabhängiger von externer Energiezufuhr zu machen. Motivationen werden in dem Wunsch nach Unabhängigkeit von fossilen Ressourcen als auch gegenüber Energieversorgenden vermutet. [11, Seite 16]

2.2 Systemkonfiguration

Die Systemkonfiguration eines PV-Wasserstoff Systems ist schematisch in der Abbildung 2.1 dargestellt. Mit der richtigen Dimensionierung ist mit einem derartigen System eine lastgerechte Autarkie möglich. Mit der Überschussleistung der PV-Anlage kann der Wasserstoffspeicher im Sommer befüllt werden und somit die Versorgung im Winter sicherstellen. Das Be- und Entladen eines PV-Wasserstoff Systems umfasst deutlich höhere Verluste als bei Batteriesystemen, weshalb ein PV-Wasserstoff System in der Regel mit einer Batterie als Kurzzeitspeicher betrieben wird. Auf Grund der hohen Preise für die Wasserstoffspeicherung sind PV-Wasserstoff Systeme heutzutage wenig etabliert. [12, Seite 269]

Prinzipiell wird die Sonneneinstrahlung durch eine Photovoltaikanlage in Strom umgewandelt. Dieser Vorgang wird durch einen Maximum Power Point Tracking (MPPT) Solarladeregler (vgl. Abschnitt 2.3) geregelt. Wenn eine gleichzeitige elektrische Last vorhanden ist wird der Strom direkt zur Lastdeckung genutzt. Mit dem Überschussstrom wird die Batterie bis zu ihrem Soll geladen. Der weitere Überschussstrom wird genutzt, um den Elektrolyseur zu betreiben und Wasserstoff zu produzieren. Zusätzlicher Überschussstrom wird in das Stromnetz eingespeist. Der produzierte Wasserstoff wird gegebenenfalls komprimiert und im Wasserstoffspeicher gelagert. Wenn keine PV-Leistung zur Verfügung steht, wird die elektrische Last durch die Batterie oder die Brennstoffzelle bedient. Reicht die Leistung aus der Brennstoffzelle und der Batterie nicht aus, wird Strom aus dem Netz bezogen. Die Lade- und Entladelogik der einzelnen Komponenten wird durch ein Energiemanagementsystem geregelt. Bei der Energieumwandlung des Elektrolyseurs und der Brennstoffzelle wird Wärme erzeugt, welche verwendet und gespeichert werden kann, um die thermische Last zu decken.

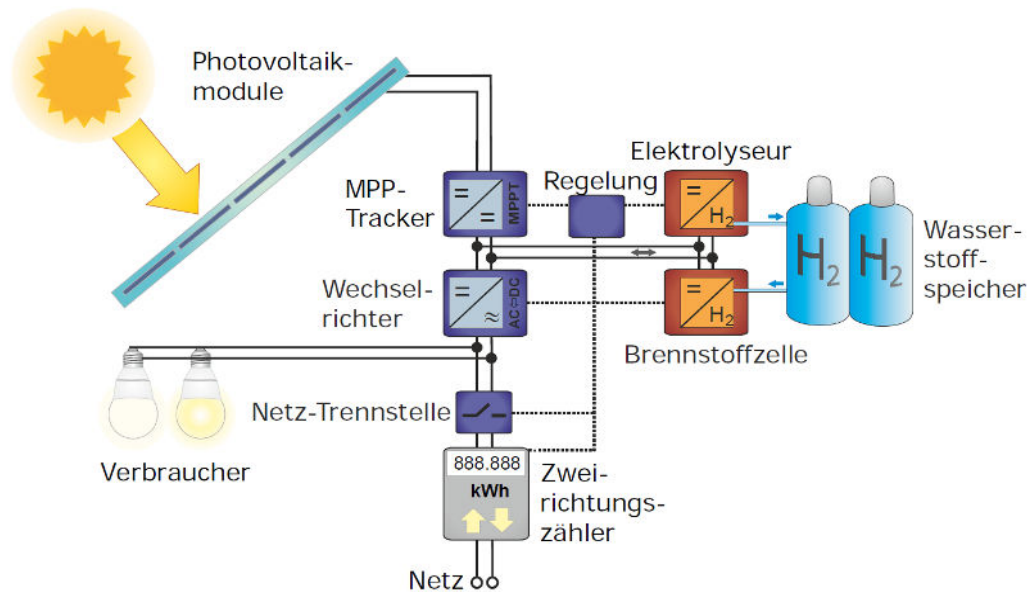


Abbildung 2.1: Systemkonfiguration eines PV-Wasserstoff Systems [12, Seite 269]

2.3 Stromerzeugung

Für die regenerative Energieerzeugung eignet sich in Großstädten besonders die Photovoltaik. Photovoltaik nutzt Sonnenstrahlung, welche direkt in elektrische Energie umgewandelt wird. Prinzipiell bestehen Solarzellen aus Halbleitermaterialien. Durch die Einstrahlung von Sonnenlicht werden die Elektroden angeregt und erzeugen Strom. Mono- und polykristalline Solarzellen sind neben Dünnschicht solarzellen auf Basis von Silizium oder anderen Halbleitermaterialien heutzutage Marktführer. In Deutschland sind über 52 GWp Photovoltaikleistung installiert [13]. Davon wurden etwa 75 % auf Dächern installiert und 25 % als Freiflächenanlagen [14]. Pro Quadratmeter Fläche können heutzutage durchschnittlich 0,188 kWp Photovoltaikleistung installiert werden [15]. Weiterhin werden charakteristische Eigenschaften von Solarzellen besprochen. Für weiterführende Grundlagen zur Halbleiterphysik, Zellentechnologien und Degradationsmechanismen wird auf folgende Literatur [16] verwiesen. Die charakteristische Strom-Spannungskennlinie einer Solarzelle ist in Abbildung 2.2 dargestellt. Die zweite Achse beschreibt die resultierende Zelleistung.

Die Leistung der Solarzelle ergibt sich aus der Multiplikation von Strom und Spannung (vgl. Gleichung 2.1). Der Punkt mit der maximalen Leistung wird als MPP (Maximum Power Point) bezeichnet. U_{LS} beschreibt die Leerlaufspannung, wenn der Strom gleich Null ist und I_{KS} , den Kurzschlussstrom, wenn die Spannung gleich Null ist. [12, Seite 218]

$$P_{MPP} = I_{MPP} \cdot U_{MPP} \quad (2.1)$$

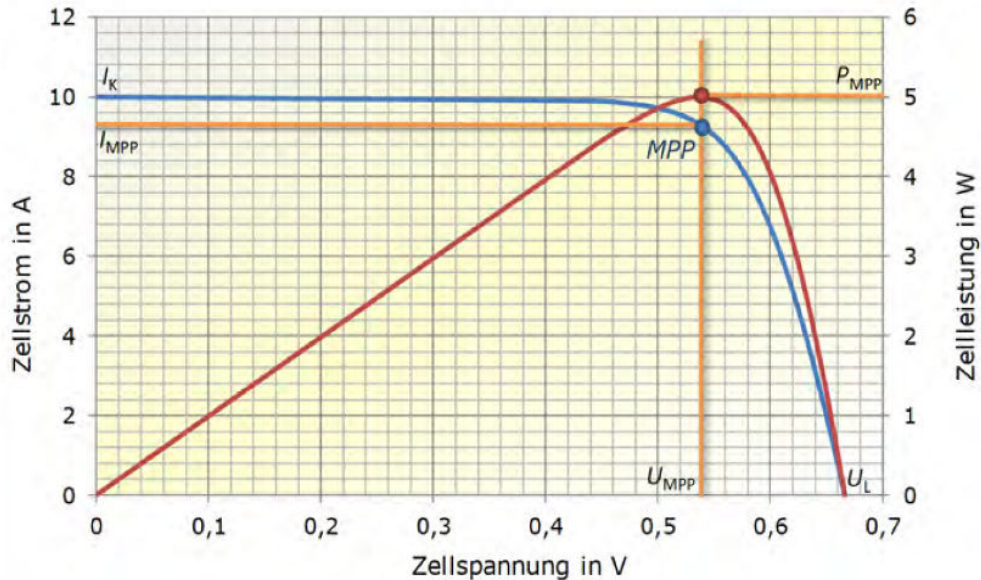


Abbildung 2.2: I-U und P-U-Kennlinien einer Solarzelle mit MPP [12, S.218]

Der Füllfaktor einer Solarzelle wie in Gleichung 2.2 berechnet.

$$FF = \frac{P_{MPP}}{U_{LS} \cdot I_{KS}} \quad (2.2)$$

Der Wirkungsgrad einer Solarzelle berechnet sich durch die Gleichung 2.3. ES beschreibt dabei die Einstrahlungsstärke und A die Fläche der Solarzelle.

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{ES \cdot A} \quad (2.3)$$

Zur Vergleichbarkeit von Solarzellen werden die Module unter Standardtestbedingungen (STC) getestet. Die Einstrahlungsstärke beträgt dabei 1000 W/m^2 , die Temperatur 25°C und das Spektrum AM1,5g. Die ermittelte Spitzenleistung wird in Wp angegeben. [12, Seite 218]

Der MPP ist weiterhin abhängig von der Einstrahlungsstärke als auch von der Temperatureinwirkung. Die Abbildung 2.3 zeigt die Kennlinie eines Solarmoduls unter verschiedenen Temperatureinflüssen bei konstanter Einstrahlung. Mit steigender Temperatur sinkt die Leerlaufspannung und dementsprechend auch die MPP-Leistung. Die Abbildung 2.4 zeigt ein Solarmodul unter verschiedenen Einstrahlungswerten bei einer konstanten Temperatur von $T=298,15 \text{ K}$ (25°C). Mit steigender Einstrahlung steigt auch der MPP. Der Kurzschlussstrom nimmt linear mit der Einstrahlung zu, bei einer gleichzeitig geringen Variation der Leerlaufspannung. [16, Seite 157 - 158]

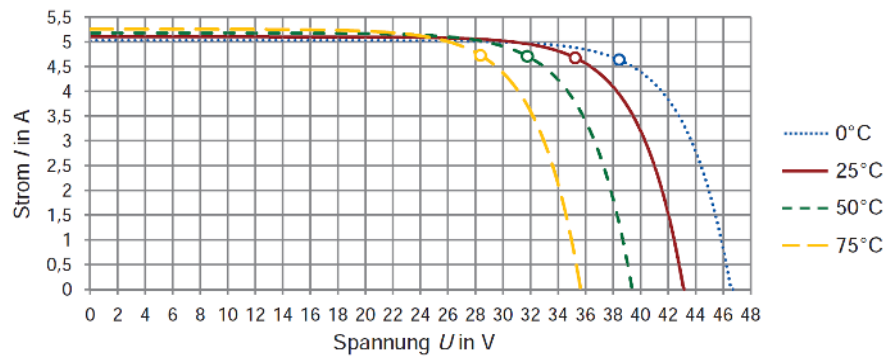


Abbildung 2.3: Kennlinie eines Solarmoduls bei verschiedener Temperatur und konstanter Einstrahlung [16, S.157]

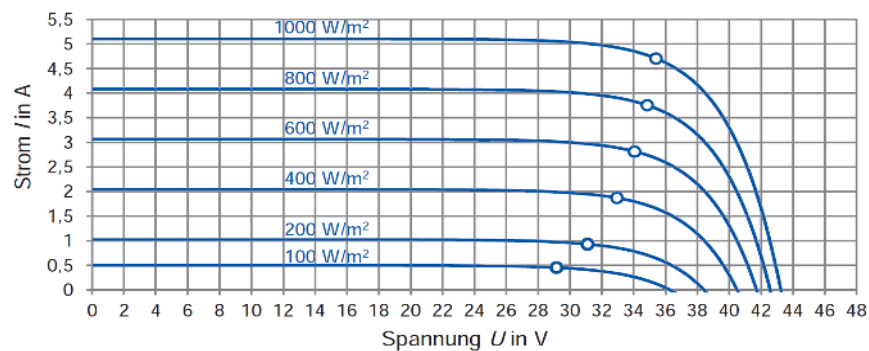


Abbildung 2.4: Kennlinie eines Solarmoduls bei verschiedener Einstrahlung und konstanter Modultemperatur [16, S.156]

MPP-Tracking Ein MPPT-Solarladeregler ist darauf programmiert stets den maximalen Leistungspunkt zu erfassen. Für die MPP-Regelung gibt es zahlreiche Verfahren. Darunter zählen die sensorgesteuerte Regelung, die Regelung mit Hilfe einer Referenzstelle und mit Hilfe der differentiellen Änderung, die Regelung über ein Suchschwingverfahren oder die Regelung nach dem Kennlinienverfahren. Bei allen Verfahren, bis auf die sensorgesteuerte Regelung, werden Strom und Spannung gemessen. Bei der sensorgesteuerten Regelung wird anhand von Temperatur- und Strahlungssensoren die MPP-Spannung berechnet. [12, Seite 240]

Wechselrichter Photovoltaikanlagen erzeugen Gleichstrom, wohingegen die meisten Stromabnahmegерäte mit Wechselstrom betrieben werden. Wechselrichter wandeln Gleichstrom in Wechselstrom. Dabei wird bei modernen Wechselrichtern das Verfahren der Pulsweitenmodulation (PWM) eingesetzt [12, Seite 258]. Der typische Verlauf eines Wechselrichterwirkungsgrades wird in Abbildung 2.5 dargestellt. Der durchschnittliche Wert beträgt in etwa 98 % und erst bei extremen Teillastbereichen

von weniger als 5 % Auslastung bricht der Wirkungsgrad ab. Wechselrichter sollten nicht zu groß dimensioniert werden, um auf Grund der wechselnden Bestrahlungsstärke nicht in einem ständigen Teillastbereich betrieben zu werden, da unter den Umständen größere Verluste zu erwarten sind. [12, Seite 261-262]

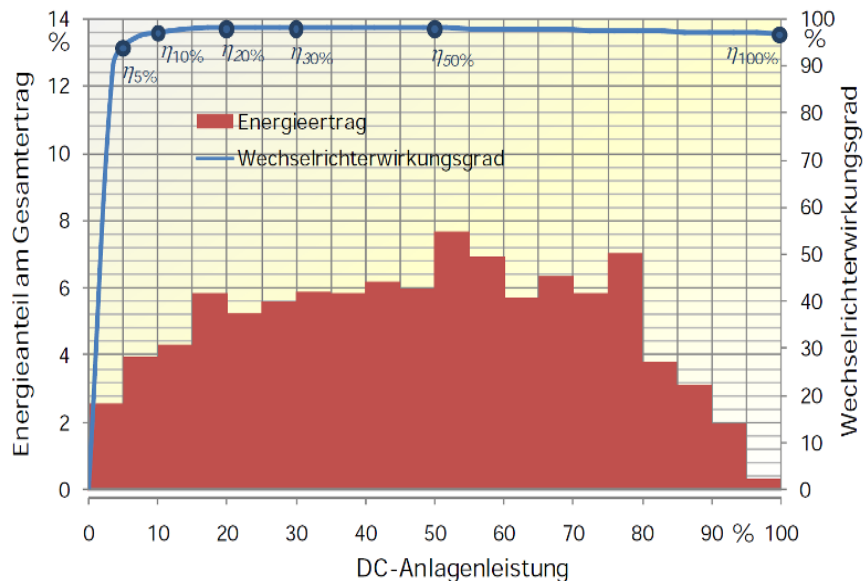


Abbildung 2.5: Wechselrichterwirkungsgrad über der relativen DC-Anlagenleistung sowie typische Energieanteile der jeweiligen stündlichen Anlagenleistung am Gesamtertrag für Berlin [12, S.262]

2.4 Kurzfristige Stromspeicherung

Kurzzeitspeicher werden in Leistungsspeicher und Verschiebespeicher unterteilt. [17] Leistungsspeicher zeichnen sich durch ein hohes Verhältnis von Leistung zur Speicherkapazität aus und dienen zur Überbrückung von kurzfristigen Fluktuationen im Sekunden- bis Minutenbereich. Anwendung finden diese in Netzdienst- oder Regelleistungen. Dabei werden vor allem Batterien, Kondensatoren oder Schwungradspeicher genutzt. Verschiebespeicher finden Anwendung für den Energieausgleich innerhalb eines Tages, also im Minuten- bis Stundenbereich. Beispiel hierfür ist der PV-Eigenverbrauch. Typische Technologien sind dabei Batterien, Druckluftspeicher oder Pumpspeicherkraftwerke. [17] Diese Arbeit geht auf Grund der Anwendungsbereiche und Investitionskosten von Druckluftspeichern und Pumpspeicherkraftwerken auf Batterietechnologien ein.

2.4.1 Batterie

Batterien zählen zu den elektrochemischen Speichern und lassen sich über einen Wandler laden und entladen. Sie können in Blei-, Lithium-Ionen, Nickelbasierte-, Hochtemperatur-, Zink-Luft- und Vanadium-Redox-Flow-Batterien unterteilt werden. Hochtemperatur Batterien eignen sich im Vergleich zu anderen Batteriesystemen weniger für den untersuchten Anwendungsfall, da sie eine ständige externe Wärmezufuhr benötigen und vergleichsweise teuer sind. Nickel-Cadmium Batterien werden auf Grund ihrer Robustheit im Bezug auf die mechanische und elektrische Nutzung vor allem in industriellen Anwendungen eingesetzt. Angesichts der Nebenreaktionen besitzen die Batterien einen relativ geringen Wirkungsgrad und eine vergleichsweise geringe Energiedichte und sind zudem relativ teuer. [18] Nickel-Metallhydrid-Batterien haben eine sehr hohe Selbstentladung und der Einsatz im stationären Bereich ist bislang nicht bekannt. Zink-Luft Batterien oder Metall-Luft Batterien versprechen zwar eine sehr hohe Energiedichte und relativ geringe Kosten, die Realisierung von wiederaufladbaren Metall-Luft Batterien im größeren Maßstab befindet sich aber noch im Entwicklungsstadium. Redox-Flow Batterien enthalten im Gegensatz zu den anderen Batterietypen einen externen Speicher, wodurch die Leistung und Energiemenge sehr flexibel und anwendungsbezogen dimensionierbar ist. Ein weiterer großer Vorteil ist die verschwindend geringe Selbstentladung und sehr hohe zyklische Lebensdauer. Bedeutende Nachteile des Redox-Flow Batteriesystems sind die schlechte Verfügbarkeit und der hohe Rohstoffpreis von Vanadium, sowie die relativ geringe Energiedichte. [19, Seite 41-46] [18] Im Folgenden werden deshalb Lithium-Ionen und Blei-Säure Batterien weiter besprochen.

Lithium-Ionen Batterien zeichnen sich durch ihre hohe Energiedichte, hohen Wirkungsgrad, lange Lebensdauer und sehr schnelle Reaktionszeit aus. Recyclingprozesse sind heutzutage weniger etabliert bei Lithium-Ionen Batterien als bei Bleibatterien. Zudem wird ein Batteriemangement benötigt, auf welches bei Bleibatterien verzichtet werden kann. Bleibatterien zeichnen sich ebenfalls durch einen hohen Wirkungsgrad, eine schnelle Reaktionszeit und vor allem durch relativ geringe Kosten und eine geringe Selbstentladung aus, haben aber im Vergleich zu Lithium-Ionen Batterien eine geringe Energiedichte. [18] [20] In netzunabhängigen Systemen sind bislang auf Grund der geringeren Kosten und durch die geringere technische Komplexität Bleibatterien zum Einsatz gekommen [21, Seite 2] Die wirtschaftliche Analyse der Studie [22] kommt zu dem Ergebnis, dass PV-Inselsysteme mit Bleibatterien besser geeignet sind als PV-Inselsysteme mit Lithium-Ionen-Batterien,

da die anfänglichen Investitionskosten der Bleibatterie niedriger sind als die der Lithium-Ionen-Batterie. Die Studie betont jedoch, dass Lithium-Ionen-Batterien viele Vorteile im Vergleich zur Bleibatterie-Technologie haben, da sie eine hohe Energiedichte, geringen Wartungsaufwand und eine längere Lebensdauer haben als Blei-Säure-Batterien. In dieser Thesis wird als Kurzspeicher auf Grund der geringeren Investitionskosten und der etablierten Recyclingprozesse die Bleibatterie gewählt.

Blei-Säure-Batterie Bleibatterien sind die für die Speicherung großer Energiemengen aus wirtschaftlichen Gründen die meist verwendeten Akkumulatoren. Prinzipiell besteht die Bleibatterie aus zwei Elektroden. Der schematische Aufbau und die Vorgänge beim Laden und Entladen der Batterie sind in Abbildung 2.6 dargestellt. Im geladenen Zustand besteht die positive Elektrode aus Bleioxid und die negative Elektrode aus Blei. Die Elektroden sind in verdünnter Schwefelsäure eingetaucht und durch einen Separator getrennt. [12, Seite 241] Die nominale Zellspannung liegt bei 2,05 V [18].

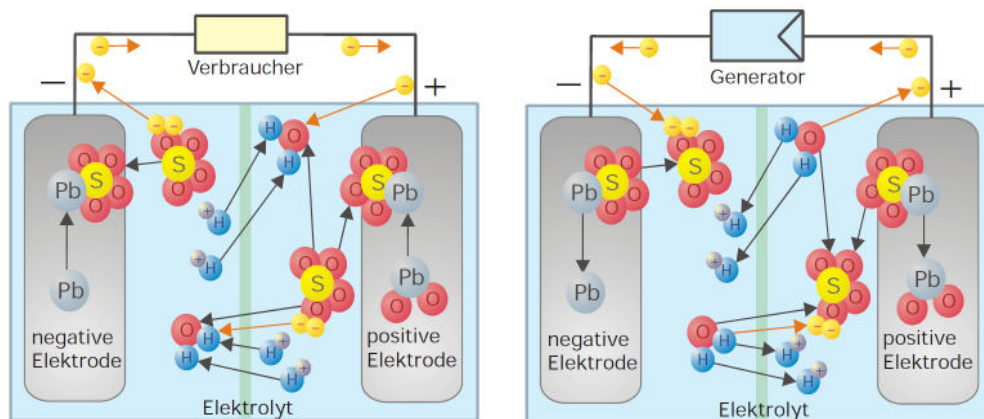
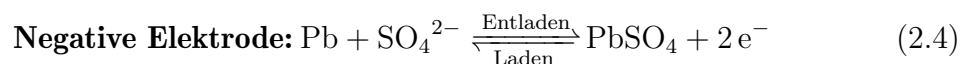
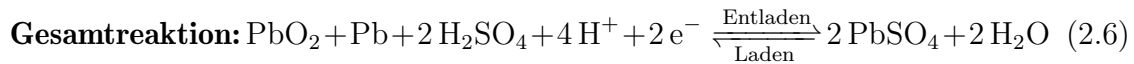
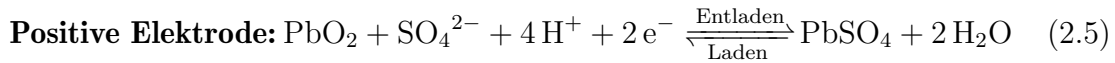


Abbildung 2.6: Schematischer Aufbau und Vorgänge beim Laden und Entladen einer Blei-Säure-Batterie [12, S.241]

Die chemischen Reaktionen an den Elektroden beim Entladen und Laden der Batterie sind in den Gleichungen 2.4 - 2.6 dargestellt. Bei der Entladung wandern HSO_4^- -Ionen zur negativen Elektrode und erzeugen H^+ -Ionen und Bleisulfat. An der positiven Elektrode reagiert Bleioxid mit dem Elektrolyten und bildet Bleisulfat und Wasser. Beim Aufladen der Batterie finden die umgekehrten Reaktionen statt. [18]





Die Selbstentladung der Batterie steigt mit der Temperatur und die entnehmbare Kapazität sinkt mit steigendem Entladestrom. Dieser Zusammenhang wird in der Abbildung 2.7 verdeutlicht. Der Ladezustand einer Bleibatterie sollte 30 % nicht unterschreiten, da ansonsten bleibende Schäden durch die Kristallisation von Bleisulfat entstehen. Gasen ist ein bei Bleiakкумуляtoren auftretendes Phänomen, welches bei einer Überladung des Akkus ebenfalls Schäden verursachen kann und zu einem explosiven Knallgas führen kann. Ab einer Spannung von 14,4 Volt wird dabei das Wasser durch Elektrolyse in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt und die Gase entweichen aus dem Akku. [12, Seite 244] Charakteristische Parameter der Bleibatterie werden in der Tabelle 2.1 zusammengetragen [18].

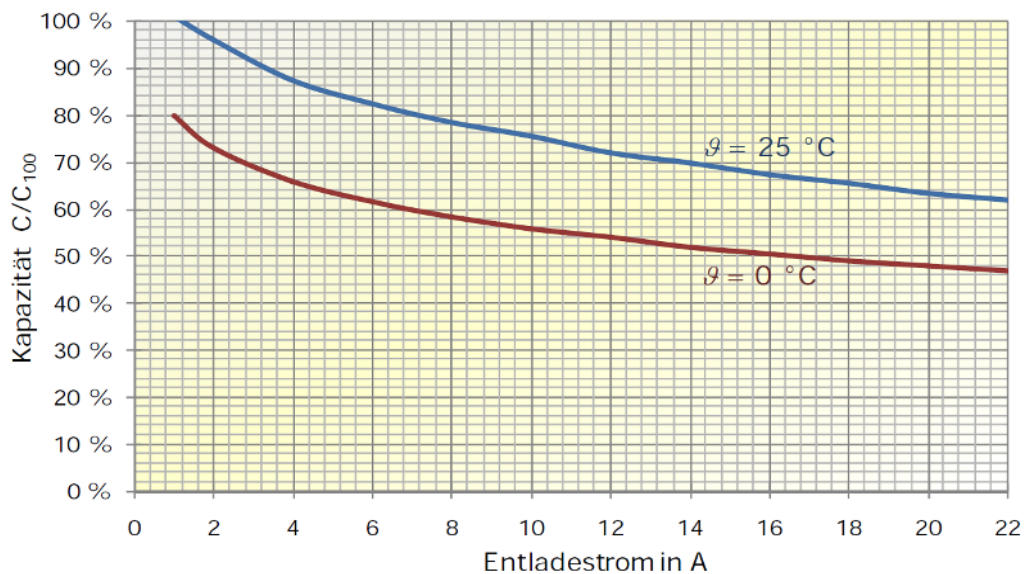


Abbildung 2.7: Entnehmbare Kapazität bezogen auf $C_{100} = 100 \text{ Ah}$ eines Bleiakkus in Abhängigkeit des Entladestroms und der Temperatur [12, S.242]

Tabelle 2.1: Charakteristiken der Bleibatterie nach May et al. [18]

Parameter	Wert
Energiedichte	35 - 40 Wh/kg 80 -90 Wh/l
Leistungsdichte	250 W/kg 500 W/l
Temperaturbereich	- 30 bis + 40 °C
Zyklische Lebensdauer	1500 - 5000
Lebenszeit	15 Jahre
Nachhaltigkeit	Exzellente
Sicherheit	Exzellente
Selbstentladung	0,3 %/Tag (bei 25 °C) [12]

2.5 Saisonale Stromspeicherung

Zur Langzeitspeicherung eignen sich mechanische Technologien wie Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher und elektrochemische Technologien wie Wasserstoffspeicher. [23] Der Fokus dieser Thesis liegt auf der saisonalen Speicherung im Wohnbereich mittels Wasserstoffspeicherung. Im Folgenden werden die Grundlagen der Elektrolyse, der Speicherung von Wasserstoff und der Brennstoffzelle zur Rückverstromung erläutert. Dabei werden die wichtigsten Technologien hinsichtlich technischer und wirtschaftlicher Aspekte dargelegt und miteinander verglichen.

2.5.1 Physikalische Eigenschaften von Wasserstoff

Wasserstoff ist das häufigst vorkommende Element in unserem Universum. Es ist Bestandteil von Wasser und allen organischen Verbindungen. Es ist das leichteste aller Elemente, farblos, geruchlos und nicht giftig. Wasserstoff produziert weder sauren Regen, Schadstoffemissionen noch schädigt es die Ozonschicht. [24, S.378] [25, Seite 11] Wasserstoff ist umwandelbar in alle anderen Energieformen, der Transport ist in gasförmigem, flüssigem oder festem Zustand möglich und gut speicherbar. Als nachteilig erweist sich die explosive Kombination aus Wasserstoff und Sauerstoff. Zudem verfügt Wasserstoff über eine hohe Diffusionsneigung und entweicht leicht durch Spalten und Ritzen, was die Notwendigkeit einer sehr guten Verdichtung von Rohrleitungen impliziert. Die massenbezogene Energiedichte von Wasserstoff ist im Vergleich zu anderen Kraftstoffen, wie Methan, Propan, Benzin oder Diesel sehr hoch,

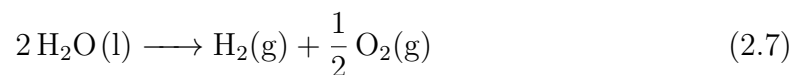
Tabelle 2.2: *Physikalische Eigenschaften von Wasserstoff*

Parameter	Wert
Molekülgewicht	2,01594 g
Dichte	0,08988 g/l (0 °C, 1 bar)
LHV	120 MJ/kg
	10,8 MJ/Nm ³
HHV	141,86 MJ/kg
	12,75 MJ/Nm ³

wohingegen die volumetrische Energiedichte von gasförmigen Wasserstoff vergleichsweise sehr gering ist. [25, Seite 18] Die wichtigsten physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff sind in der Tabelle 2.2 aufgelistet.

2.5.2 Wasserelektrolyse

Die Wasserelektrolyse impliziert Verfahren, Wasser unter der Nutzung von elektrischem Strom in Wasserstoff und Sauerstoff zu zerlegen. Dabei entsteht Sauerstoff an der Anode und Wasserstoff an der Kathode. [26, S.6] Die grundsätzliche chemische Gleichung der Wasserelektrolyse wird in der Gleichung 2.7 beschrieben mit der Reaktionsenthalpie $\Delta H = 285.9$ kJ/mol bei 25 °C und 1 bar Umgebungsdruck. Die Reaktion ist endotherm und benötigt somit Energiezufuhr.



Die Reaktionsenthalpie ergibt sich aus Gleichung 2.8:

$$\Delta H_R = \Delta G_R + T \cdot \Delta S_R \quad (2.8)$$

Dabei entspricht die freie Reaktionsenthalpie ΔG_R dem Teil der Reaktionsenthalpie, der minimal als elektrische Energie zur Verfügung gestellt werden muss. Das Produkt aus der Temperatur und der Reaktionsentropie ΔS_R entspricht dem Teil, der als thermische Energie aufgebracht werden kann (vgl. Gleichung 2.9).

$$\Delta G_R = \Delta H_R - T \cdot \Delta S_R = (285,9 - 0,163 \cdot T) \text{ kJ/mol} = 237,2 \text{ kJ/mol} \quad (2.9)$$

Die minimale elektrische Zellspannung unter Standardbedingungen ergibt sich aus Gleichung 2.10: [27]

$$U_{rev} = \frac{\Delta G_R}{e^- \cdot F} = \frac{237,2 \text{ kJ/mol}}{2 \cdot 96485 \text{ C/mol}} = 1,23 \text{ V} \quad (2.10)$$

Dabei entspricht e^- der Anzahl der Elektronen und F der Faraday Konstante. Normalerweise wird bei der Wasserelektrolyse die gesamte Reaktionsenthalpie durch elektrische Energie bereitgestellt. Daraus ergibt sich die thermoneutrale Spannung U_{theo} mit der Reaktionsenthalpie von Wasser unter Standardbedingungen (vgl. Gleichung 2.11). [27, 210-211]

$$U_{theo} = \frac{\Delta H_R}{e^- \cdot F} = \frac{285,9 \text{ kJ/mol}}{2 \cdot 96485 \text{ C/mol}} = 1,48 \text{ V} \quad (2.11)$$

Die Abbildung 2.8 zeigt die Temperaturabhängigkeit der Reaktionsenthalpie und der freien Reaktionsenthalpie. Dabei ist zu erkennen, dass mit steigender Temperatur die benötigte Zellspannung zur Wasserelektrolyse sinkt, dafür aber der Anteil an zuzuführender Prozesswärme steigt. Tabelle 2.3 beschreibt die Reaktionsenthalpie und freie Reaktionsenthalpie, U_{theo} und U_{rev} bei verschiedenen Temperaturen. [27] [24, S. 274-275]

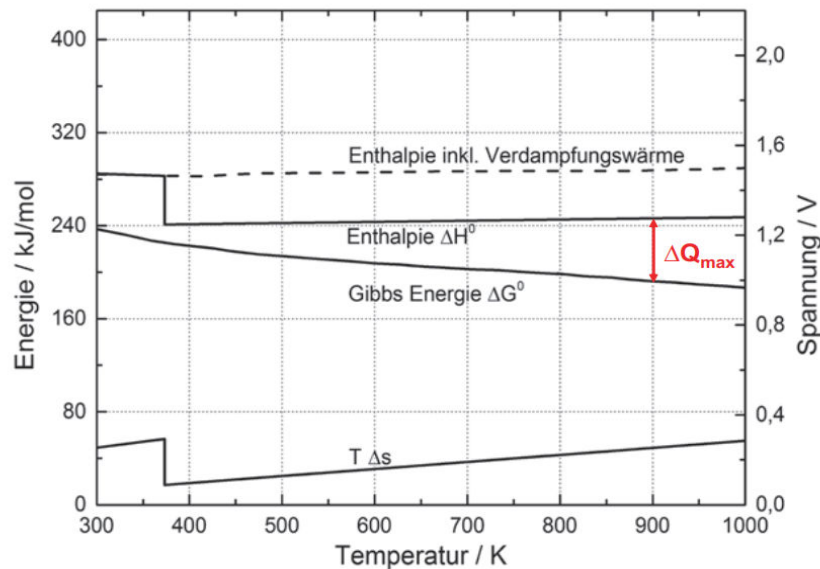


Abbildung 2.8: Spezifischer Energieverbrauch der Wasserelektrolyse in Abhängigkeit von der Temperatur [24, S.275] [27, S.212]

Reale Zellspannung und Spannungsverluste: Die reale Zellspannung U_{real} ergibt sich aus der Summe der reversiblen Zellspannung, dem ohmschen Spannungsabfall iR und den Überspannungen an der Anode μ_{Anode} und an der Kathode $\mu_{Kathode}$ (vgl. Gleichung 2.12).

Tabelle 2.3: Thermodynamische Daten für die Wasserelektrolyse für verschiedene Temperaturen [24] [27, S.212]

Parameter	$\Delta H_R(\text{kJ/mol})$	$U_{theo}(\text{V})$	$\Delta G_R(\text{kJ/mol})$	$U_{rev}(\text{V})$
Flüssiges Wasser bei 298,15 K	285,9	1,48	237,2	1,23
Wasserdampf bei 373,15 K	242,6	1,26	225,1	1,17
Wasserdampf bei 1273,15 K	249,4	1,29	177,1	0,92

$$U_{real} = U_{rev} + |\mu_{Anode}| + |\mu_{Kathode}| + iR \quad (2.12)$$

Die Abbildung 2.9 verdeutlicht die Spannungsverluste innerhalb der Stromspannungskennlinie einer Protonenaustauschmembran-Elektrolyse (PEM) [24, S.275]. Die Steigung der Strom-Spannungslinie ist ein geeigneter Indikator für den Wirkungsgrad. Eine geringere Steigung und somit eine Abnahme der Verluste lässt sich beispielsweise durch effektivere Katalysatoren, geringere Widerstände in der Zelle oder durch einen geringeren Abstand der Elektroden erreichen. Denn je geringer der Abstand der Elektroden, desto kürzer ist der Weg der Ladungsträger von Anode zu Kathode und desto geringer ist der Spannungsabfall. Jedoch darf der Abstand nicht beliebig gering gewählt werden, denn je geringer der Abstand, desto höher ist die Diffusionsrate der Fremdgase. Eine Vermischung der Produktgase Sauerstoff und Wasserstoff muss aus Sicherheits- und Effizienzgründen (Verunreinigung der Produktgase) vermieden werden. Durch die starke Temperaturabhängigkeit der katalytischen Reaktionsgeschwindigkeit und der spezifischen Widerstände ist die Temperatur ein weiterer Einfluss auf den Wirkungsgrad. Grundsätzlich gilt, dass der Wirkungsgrad mit steigender Temperatur höher wird, gleichzeitig sinkt allerdings die Lebensdauer des Elektrolyseurs mit steigender Betriebstemperatur. [28]

Wirkungsgrad:

Der Wirkungsgrad der Elektrolyse kann sich auf den oberen oder den unteren Heizwert beziehen. Wird der erzeugte Wasserstoff nach der Elektrolyse weiter energetisch verwendet, muss unter Beachtung der gesamten Umwandlungskette der untere Heizwert (engl.: lower heating value) des Wasserstoffes, $LHV = 3,00 \text{ kWh/Nm}^3$ verwendet werden (vgl. Gleichung 2.13). [28] Wird der Wirkungsgrad auf den oberen Heizwert (engl.: higher heating value) des Wasserstoffes bezogen (vgl. Gleichung 2.14), beträgt der Wert $HHV = 3,54 \text{ kWh/Nm}^3$. [24, S.277] [27, S.214]

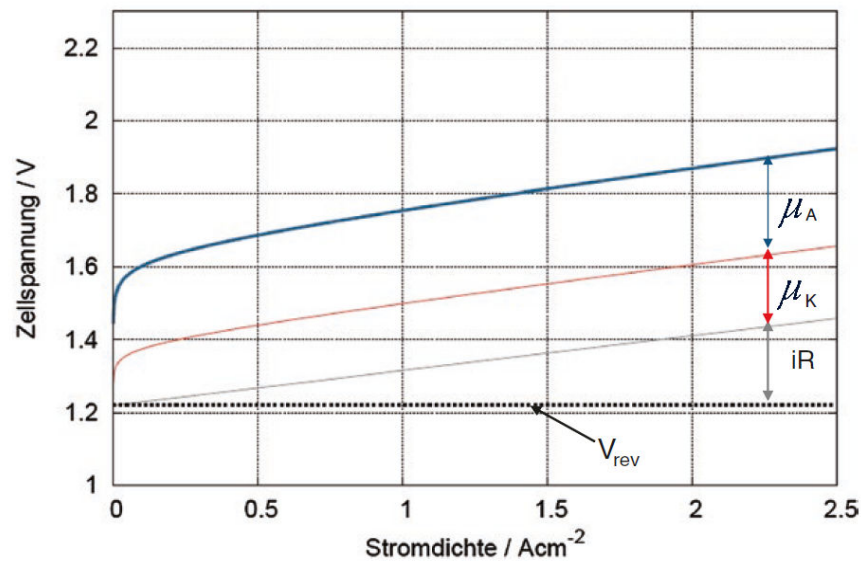


Abbildung 2.9: Darstellung der reversiblen Spannung V_{rev} , der ohmschen Spannungsverluste iR und der Überspannungen an der Anode μ_A und Kathode μ_K einer PEM-Elektrolyse in einer Stromspannungskennlinie [27, S.212]

$$\eta_{LHV} = \frac{\dot{V}_{H_2} \cdot LHV}{P_{el}} \quad (2.13)$$

$$\eta_{HHV} = \frac{\dot{V}_{H_2} \cdot HHV}{P_{el}} \quad (2.14)$$

Elektrolyseverfahren:

Grundsätzlich unterscheiden sich die Elektrolyseverfahren in der alkalischen Wasserelektrolyse, der sauren Wasserelektrolyse und der Hochtemperatur-Wasserdampfelektrolyse [29]. Die Hochtemperatur-Wasserdampfelektrolyse hat auf Grund der sehr hohen Betriebstemperaturen (600 - 900 °C) hohe Anforderungen an die verwendeten Materialien, weshalb diese Technologie heutzutage noch nicht kommerziell verfügbar ist [30]. Im Folgenden wird deshalb auf die alkalische Wasserelektrolyse, die Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse (PEM) und die Anionenaustauschmembran-Elektrolyse (AEM) eingegangen. Die wichtigsten Parameter der verschiedenen Technologien, wie der Wirkungsgrad, die Flexibilität und die Lebenszeit, werden fortan besprochen.

Alkalische Elektrolyse Bei der alkalischen Elektrolyse wird ein flüssiger Elektrolyt verwendet, welcher 25-40 Gew.-% Kalilauge (KOH) enthält. Wird Spannung angelegt zersetzt sich Wasser in der Lauge. An der Kathode bildet sich Wasserstoff, an der

Anode Sauerstoff. Zwischen den Elektroden sitzt ein Diaphragma, das nur negativ geladene Anionen, bestehend aus Sauerstoff und Wasserstoff (OH^-) passieren lässt und somit die Gase trennt. [31] Der Aufbau ist in der Abbildung 2.10 dargestellt und die Reaktionsgleichungen lauten:

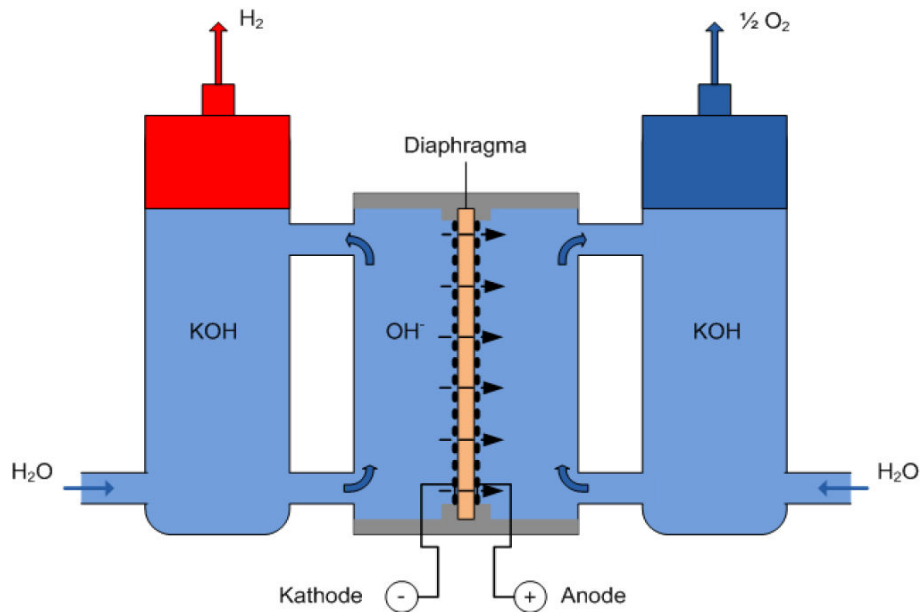
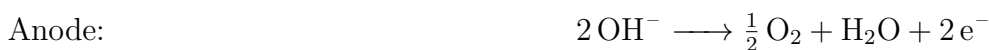


Abbildung 2.10: Schematischer Aufbau der alkalischen Wasserelektrolyse [32]



Betriebsverhalten und Eigenschaften:

Alkalische Elektrolyseure werden häufig bei einem Betriebsdruck von bis zu 30 bar, bei einer Betriebstemperatur bis 80°C und bei Stromdichten zwischen $0,2\text{-}0,4 \text{ mA/cm}^2$ betrieben. Die Wasserstoffproduktionsrate der Systeme beträgt bis zu $760 \text{ Nm}^3/\text{h}$. [26] Die alkalische Elektrolyse ist die längst erprobte der Wasserelektrolysetechnologien. Sie ist seit Jahrzehnten kommerziell erhältlich und hat dementsprechend günstige Investitionskosten (vgl. Tabelle 2.4). Durch den flüssigen Elektrolyten benötigt die Gesamtanlage ein relativ großes Volumen mit zusätzlichen Komponenten, wie einer Laugenpumpe. Der Elektrolyt ist hoch korrosiv, dadurch ist der Wartungsaufwand hoch, obwohl das Gesamtsystem eine Lebenszeit von bis zu 30 Lebensjahren hat. Die Kaltstartzeit der alkalischen Elektrolyse beträgt bis zu 60 Minuten (vgl. Tabelle 2.4). Besonders nachteilig ist bei der alkalischen Elektrolyse die geringe erreichbare Stromdichte. Das hat zur Folge, dass für hohe Wasserstoffproduktionsraten große Zellflächen installiert werden müssen. Die geringen Stromdichten sind auf

eine Gasblasenbildung zwischen Diaphragma und Elektrolyt zurückzuführen. Durch steigende Stromdichten erhöht sich der Elektrolytwiderstand. Ohmsche Verluste sind vor allem auf die Dicke des Diaphragmas zurückzuführen. [26]

PEM - Protonenaustauschmembran Bei der PEM-Elektrolyse ist im Gegensatz zur alkalischen Elektrolyse kein flüssiger Elektrolyt notwendig. [30] Der Kathoden- und Anodenraum wird durch eine protonenleitende Membran getrennt, welche gequollen mit Wasser, als Elektrolyt fungiert. [26] Der schematische Aufbau einer PEM-Elektrolysezelle ist in Abbildung 2.11 dargestellt und die Reaktionsgleichungen der PEM-Elektrolyse lautet [30]:

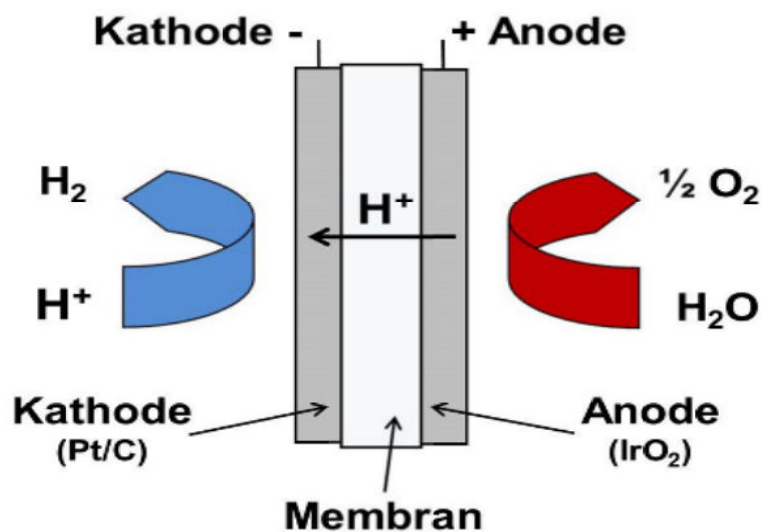


Abbildung 2.11: Schematischer Aufbau der PEM-Wasserelektrolyse [26, Seite 12]



Betriebsverhalten und Eigenschaften:

Die Wasserstoffproduktionsrate liegt bei der PEM - Elektrolyse bei bis zu 40 Nm³/h und es werden Stromdichten bis zu 2 mA/cm² erreicht (vgl. Tabelle 2.4). Das liegt vor allem daran, dass die Leitfähigkeit durch die Gasblasenbildung bei Polymeren im Gegensatz zur alkalischen Elektrolyse nicht beeinträchtigt wird. Die ohmschen Verluste können durch die um ein Vielfaches dünnere Membran reduziert werden.

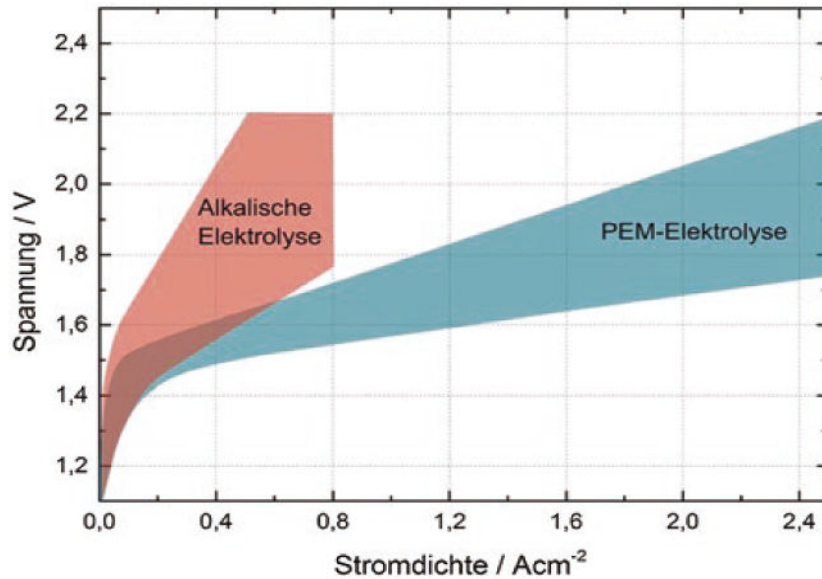


Abbildung 2.12: Betriebsbereiche der alkalischen und PEM-Elektrolyse [27, S.218]

Vergleich der PEM- und alkalischen Elektrolyse Die alkalische Elektrolyse zeichnet sich gegenüber der PEM-Elektrolyse vor allem durch die hohe Lebenszeit und geringeren Investitionskosten aus. Allerdings verhindert die geringe Stromdichte eine Verringerung der Wasserstoffproduktionskosten. [33] Im Gegensatz zur alkalischen Wasserelektrolyse kann die PEM-Elektrolyse mit höheren Stromdichten betrieben werden (siehe Abbildung 2.12). Das ermöglicht wiederum hohe Leistungsdichten und hohe Wirkungsgrade. [24] Insbesondere durch das sehr gute Teillastverhalten (10% - 100%) als auch die schnelle Reaktionszeit eignet sich die PEM-Elektrolyse zur direkten Kopplung mit erneuerbaren Energien. [27] Die folgende Tabelle 2.4 fasst die wichtigsten Parameter der Elektrolysetechnologien zusammen.

AEM - Anionenaustauschmembran Eine spezielle Form der Elektrolyse bildet die AEM-Elektrolyse ab. Diese Technologie wird seit 2017 durch das Unternehmen Enapter kommerzialisiert und bevorzugt in einem PV-Batterie-Wasserstoff-System eingesetzt (vgl. Tabelle 2.8). [33] Durch diese Technologie sollen zum einen die Vorteile der alkalischen und der PEM-Elektrolyse kombiniert und gleichzeitig die nachteiligen Faktoren vermieden werden. Die AEM-Elektrolyse nutzt wie auch die PEM-Elektrolyse, eine Polymerelektrolytmembran, spezifisch jedoch die Anionenaustauschmembran. In Verbindung mit Wasser transportiert die Anionenaustauschmembran Hydroxidionen. Deshalb entspricht die Elektrodenreaktion der AEM-Elektrolyse, die der alkalischen Elektrolyse. [26] Durch die schnelle Reaktionszeit eignet sich die AEM-Elektrolyse besonders für dezentrale Anwendungen in

Tabelle 2.4: Wasserelektrolysetechnologievergleich - Stand der Technik

Parameter	Alkalische Elektrolyse	PEM-Elektrolyse
Elektrolyt	Kaliumhydroxid [34]	Polymermembran [34]
Kathode	Ni, Ni-Mo Legierung [34]	Pt, Pt-Pd [34]
Anode	Ni, Ni-Co Legierung [34]	RuO ₂ , IrO ₂ [34]
Stromdichte (mA/cm ²)	0.2 - 0.4 [26, 34, 35]	0.6 - 2 [34, 35]
Zellspannung (V)	1,8 - 2,4 [34, 35]	1,8 - 2,2 [34]
Wirkungsgrad (%)	62 - 82 [34, 35]	67 - 82 [34, 35]
Zellgröße (m ²)	<4 [34]	<0,03 [35]
Betriebstemperatur (°C)	60 - 80 [34, 35]	50 - 80 [34, 35]
Betriebsdruck (bar)	<30 [34, 35]	<200 [34]
Kapazität (Nm ³ /h)	<760 [26, 34]	<40 [34]
spez. Stack		
Energieverbrauch (kWh/Nm ³ H ₂)	4,2 - 5, 9 [34, 35]	4,2 - 5,6 [34, 35]
spez. System		
Energieverbrauch (kWh/Nm ³ H ₂)	4,5 - 7.0 [34, 35]	4,5 - 7.5 [34, 35]
Wasserstoffreinheit (%)	>99,5 [34]	99,99 [34]
Teillastbereich (%)	20 - 100 [35]	0 - 100 [35]
Reaktionszeit	Sekunden [34]	Millisekunden [34]
Kaltstartzeit (min.)	<60 [34]	<20 [34]
Betriebsstunden (h)	60.000 - 90.000 [34, 35]	20.000 - 60.000 [34]
Lebensdauer (a)	20 - 30 [35]	10 - 20 [35]
Degradationsrate (μV/h)	<3 [35]	<14 [35]
Investitionskosten (€/kW)	1000 - 1200 [26, 34]	1860 - 2320 [34]

Kombination mit erneuerbaren Energien. Das White Paper von Enapter ¹ verspricht deutlich geringere Wasserstoffproduktionskosten als bei der PEM-Elektrolyse mit den selben technischen Vorteilen. Die Kostenreduktion wird mit den geringeren Materialkosten im Gegensatz zur PEM-Elektrolyse begründet. Wegen der stark sauren Umgebung werden bei einer PEM-Elektrolyse Titanbipolarplatten verwendet. Diese können bei der AEM-Elektrolyse durch Stahl-Bipolarplatten ersetzt werden. [33]

2.5.3 Wasserstoffspeicher

Wasserstoffspeicher können grundsätzlich in drei Varianten aufgeteilt werden. [36]

- Compressed hydrogen gas (CGH₂)
- Liquid hydrogen (LH₂)
- Solid storage of hydrogen (SSH₂)

Die Tabelle 2.5 zeigt die grundsätzlichen Unterschiede der Speichertechnologien:

Tabelle 2.5: Vergleich gängiger Wasserstoffspeicher [37, Seite 6] [25, Seite 41]

Speichertechnologie	Kapazität (kgH ₂ /m ³)	Vorteile	Nachteile
CGH ₂ (300bar)	20	verfügbar, etabliert	Sicherheit, Kosten Druckverlust, Versprödung
LH ₂	71	etabliert	Sicherheit, Kosten, thermische Verluste
SSH ₂	80 - 160	sehr sicher	schwer

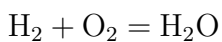
Die CGH₂-Systeme speichern komprimierten Wasserstoff bei einem Druck von 200 - 300 bar und erreichen eine Energiedichte von 20 kg/m³ bei 300 bar. Die Vorteile sind eine simple Implementierung, als nachteilig erweist sich der große Platzbedarf. Mit den LH₂-Systemen kann die Energiedichte erhöht werden, indem der Wasserstoff gekühlt und verflüssigt wird. Der Wasserstoffspeicher wird in kryogenen Tanks bei -252°C gespeichert und gekühlt. Der Energiebedarf für die Kühlung beträgt etwa 10 kWh/kg H₂. Vorteil eines solchen Systems ist die sehr hohe Energiedichte, jedoch

¹https://www.enapter.com/wp-content/uploads/Enapter_whitepaper.pdf

muss mit Evaporationsverlusten von 1%/Tag gerechnet werden. [36] Zu den SSH₂-Systemen zählen Metallhydride, komplexe Hydride und Adsorptionstechnologien. Metallhydride bestehen aus Metallen (wie z.B. Palladium oder Magnesium) oder intermetallischen Verbindungen, z.B. ZrMn₂, welche den Wasserstoff in der Masse des Materials speichern. Metallhydride erreichen die höchste spezifische Energiedichte und sind leicht zu handhaben. Zudem sind sie im Vergleich zu den anderen Methoden sicherer und kompakter. Nachteil ist das hohe Gewicht. In stationären Anwendungen gibt es keine hohen Anforderungen an das Gewicht, da die Systeme auf dem Boden platziert werden. [38] Zur Hausenergieversorgung eignen sich CGH₂-Systeme und Metallhydridspeicher, wobei CGH₂-Systeme heutzutage gängiger sind.

2.5.4 Brennstoffzelle

Brennstoffzellen erzeugen durch die elektrochemische Reaktion eines Kraftstoffes elektrische Energie. Als Kraftstoff wird beispielsweise Wasserstoff, Methanol, Propan oder Erdgas verwendet. [27, Seite 145] In dieser Thesis wird auf Grund des Systemaufbaus nur auf die Verwendung mit Wasserstoff eingegangen. Alle Brennstoffzellentypen bieten neben der Stromerzeugung den Kraft-Wärme-Kopplungsbetrieb, also die Nutzung der anfallenden Wärme. [39] Die verschiedenen Brennstoffzellensysteme unterscheiden sich in einer Vielzahl von Eigenschaften. Im stationären Bereich zählen zu den wichtigsten Parametern eine schnelle Reaktionszeit, ein geringer Wartungsaufwand und ein hoher Wirkungsgrad. Eine Wasserstoff - Brennstoffzelle funktioniert grundsätzlich umgekehrt zum Prinzip der Elektrolyse. Sie generiert Elektrizität durch die kontrollierte Reaktion von Wasserstoff und Sauerstoff zu Wasser. [24, Seite 761]



An der Anode wird wasserstoffreiches Gas in Elektronen und Protonen gespalten. Dadurch bildet sich eine Spannung zwischen Anode und Kathode und die freigesetzten Elektronen fließen zur Kathode. Im Elektrolyten fließt ein Ionenstrom, der die Ladung kompensiert. An der Kathode bildet sich Wasser. [40] Die Tabelle 2.6 zeigt die unterschiedlichen Brennstoffzellentypen unterteilt nach dem verwendeten Elektrolyten, der Betriebstemperatur und der Leistungsverfügbarkeit.

In der Hausenergieversorgung haben sich zwei Brennstoffzellensysteme etabliert. Die Polymerelektrolytmembranbrennstoffzelle (PEMFC) und die Festoxidbrennstoffzelle (SOFC). Die PEM-Brennstoffzelle unterscheidet sich zwischen Niedertemperatur- (NT), welche bei einer Betriebstemperatur von 60°C betrieben und Hochtemperatur-

Tabelle 2.6: Übersicht verschiedener Brennstoffzellentypen [40, Seite 4]

Typ	Elektrolyt	Temperatur (°C)	Leistung (kW _{el})	Oxidant
Alkalische (AFC)	KOH-Lösung	< 100 [40, Seite 4]	<100 [40, Seite 4]	Sauerstoff
Protonen- austausch membran (PEMFC)	Protonen- austausch membran (PEMFC)	60 - 180 [40, Seite 4], [27, Seite 145]	0,1 - 500 [40, Seite 4]	Luft- sauerstoff
Phosphorsäure (PAFC)	Phosphorsäure	160 - 220 [40, Seite 4]	5 - 200 [40, Seite 4]	Luft- sauerstoff
Karbonat- schmelze (MCFC)	Mischung aus Li ₂ CO ₃ und KCO ₃ -Schmelze in LiAlO ₂ -Matrix	600 - 660 [40, Seite 4]	800 - 2000 [40, Seite 4]	Luft- sauerstoff
Oxidkeramisch (SOFC)	Kermaischer Festkörper ZrO ₂	650 - 1000 [40, Seite 4], [27, Seite 145]	1,5 - 100.000 [40, Seite 4]	Luft- sauerstoff

(HT), welche bei einer Temperatur zwischen 160 - 180 °C betrieben wird. [27, Seite 145] Die Festoxidbrennstoffzelle hat eine Betriebstemperatur von 650 - 1000 °C. Die PEM-Brennstoffzelle besitzt gegenüber den anderen Brennstoffzellentypen den Vorteil, dass sie eine hohe Leistungsdichte vorweist, ein Betrieb bei Raumtemperatur möglich ist und sie sich für ein dynamisches Betriebsverhalten eignet. Zudem hat sie den Vorteil, dass sie modular aufgebaut ist und einen guten elektrischen Wirkungsgrad, insbesondere im Teillastverhalten besitzt. Der Aufbau und das Funktionsprinzip einer PEM-Brennstoffzelle ist schematisch in Abbildung 2.13 dargestellt. Der Elektrolyt besteht aus einer dünnen protonleitenden Polymer-Membran, welche mit einem platinhaltigen Katalysator beschichtet ist. Durch Bipolarplatten werden einzelne Membran-Elektroden-Einheiten elektrisch verbunden und in Serie geschaltet um die Zellspannungen zu addieren. [40, Seite 3]

Der theoretische Wirkungsgrad einer Brennstoffzelle beträgt 83 % mit einer Gleichgewichtszellspannung von 1,23 V. [40, Seite 6] [42, Seite 6] Wie auch beim Elektrolyseur treten bei der Brennstoffzelle verschiedene Arten von Spannungsverlusten auf (vgl. Abbildung 2.14). Die Verluste entstehen durch unzureichende Diffusion, durch interne elektrische und ionische Widerstände, durch Überspannungen und Nebenre-

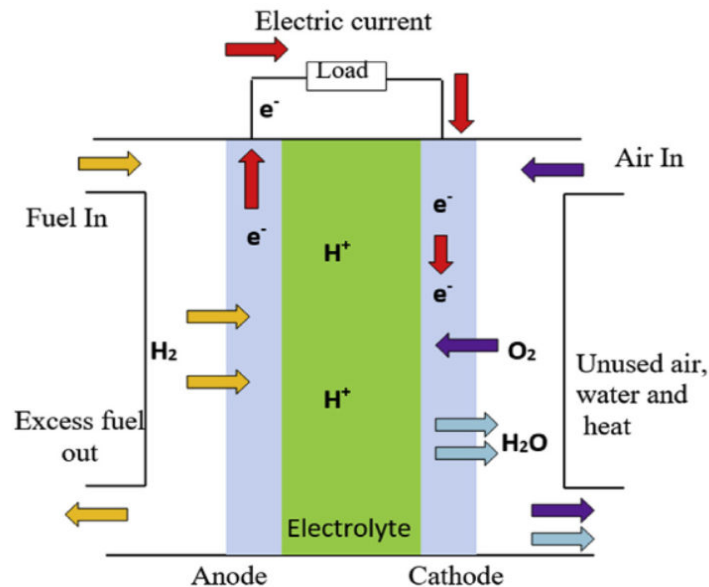


Abbildung 2.13: Schematischer Aufbau einer PEM Brennstoffzelle [41, S.3]

aktionen, durch interne Ströme oder durch die Kreuzung von Reaktanten. Mit dem Stand der aktuellen Technik betragen die elektrischen Wirkungsgrade zwischen 40 - 65 %, welche im Teillastbereich höhere Werte als unter Vollast erreichen. [40, Seite 3] Die Lebensdauer von PEM-Brennstoffzellen liegt zwischen 40.000 und 70.000 Betriebsstunden, die Degradationsrate beträgt 1 %/Jahr und die Kosten belaufen sich auf 3.000 - 4.800 \$/kW. [43, Seite 16 f.] [44]

2.5.5 Zusatzkomponenten

Neben den Hauptkomponenten Elektrolyseur, Wasserstoffspeicher und Brennstoffzelle werden zur Erzeugung des Wasserstoffs eine Wasseraufbereitungsanlage und eine Wasserstoffkompression benötigt. Die Trocknung des Wasserstoffs wird in dieser Thesis als nicht notwendig angenommen, da die Wasserstoffreinheit ausreichend ist und wird deshalb nicht weiter betrachtet.

Wasseraufbereitung Umkehrosmose Die PEM-Elektrolyse kann nur mit vollentsalztem Wasser betrieben werden. [26, Seite 12] Dabei ist die Umkehrosmose eine sehr energieeffiziente Option zu Entsalzung von Wasser, die lediglich elektrische Energie benötigt. Je geringer der Salzgehalt, desto geringer auch der Strombedarf. [45, Seite 1] Für die Wasseraufbereitung durch Umkehrosmose werden etwa 3-4 kWh/m³-Wasser benötigt. [46, Seite 5] [47] Laut Home Power Solutions (HPS) bedarf eine Wasserstoffkapazität von 300 Wh etwa 1 Kubikmeter Wasser. Demnach wird der

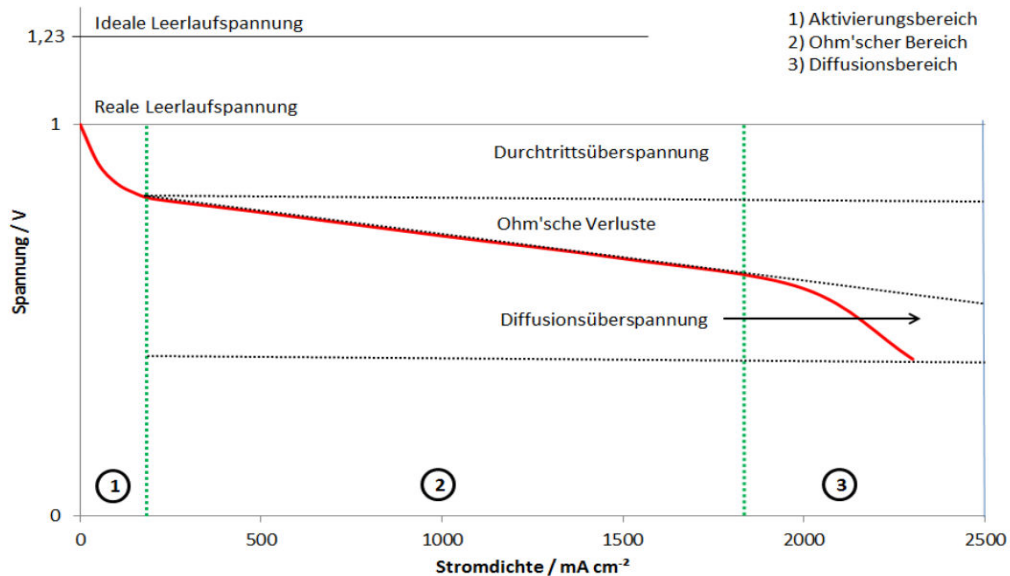


Abbildung 2.14: Strom- Spannungskennlinie einer Brennstoffzelle [42, S.9]

Energiebedarf in dieser Thesis vernachlässigt. Die Kosten werden bei den allgemeinen Systemkosten mit berücksichtigt.

Wasserstoffkompression Die Arbeit für eine theoretisch isotherme Kompression wird wie in Gleichung 2.15 berechnet [24, S.381]:

$$W_{theo} = R \cdot T \cdot \ln \frac{p}{p_0} \quad (2.15)$$

Dabei ist T die absolute Temperatur in K, p der Enddruck in Pa und p_0 der Anfangsdruck in Pa. In der Praxis wird allerdings die adiabate Berechnung der Kompressionsarbeit berechnet. Diese führt zu realistischeren Werten und wird wie in Gleichung 2.16 berechnet mit dem spezifischen Anfangsvolumen $V_0 = 11,11 \text{ m}^3/\text{kg}$ und dem adiabatischen Koeffizienten $\gamma = 1,41$ [24, S.381].

$$W = \frac{\gamma}{\gamma - 1} \cdot p_0 \cdot V_0 \cdot \left[\left(\frac{p}{p_0} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right] \quad (2.16)$$

Wasserstoffkompressoren haben eine immense Preisspanne. Eine sehr grobe Abschätzung der spezifischen Kosten (144 - 18.500 €/kW) wurde von Bompard et al. [48, Seite 27] veröffentlicht. Die durchschnittliche Lebenszeit beträgt zwischen 10 und 12 Jahren.

2.6 Energiekosten und Einspeisevergütung

Die Strompreiskosten setzten sich im Jahr 2020 aus den Erzeugerpreisen (23,4 %), den Netzentgelten (23,5 %), Steuern, Abgaben und Umlagen (52,1 %) und aus regulierten Messungen (1 %) zusammen. In den letzten zehn Jahren (2012 -2021) ist der Strompreis für einen Privathaushalt in Deutschland mit einem Stromverbrauch von 3.500 kWh um 23 % gestiegen. Maßgeblich für die Steigerungen des Strompreises ist die kontinuierliche Erhöhung der staatlichen Strombestandteile. 2021 liegt der durchschnittliche Strompreis in Deutschland bei 31,9 €-Cent/kWh. [7]

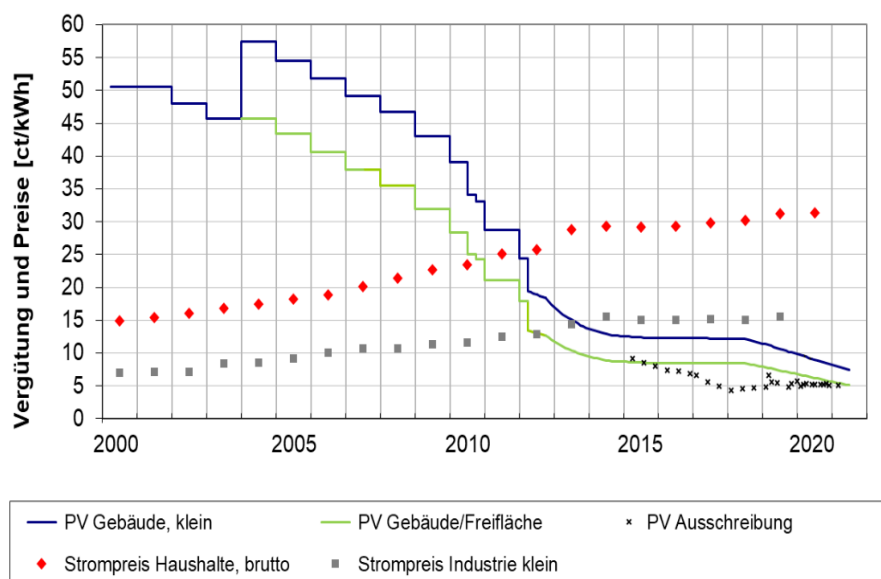


Abbildung 2.15: Einspeisevergütung für Photovoltaikstrom und Strompreise seit 2000 [7]

Die Einspeisevergütung für Aufdachanlagen sinkt kontinuierlich (vgl. Abbildung 2.15) und ist abhängig vom Zubau von Photovoltaikanlagen. Seit 2014 sank die Einspeisevergütung für Kleinanlagen um etwa 80 %, für Anlagen mittlerer Größe um 90 %. Die Einspeisevergütung für Juli 2021 liegt bei einer installierten Nennleistung der PV-Anlage bis 10 kWp auf Wohnanlagen bei 7,47 €-Cent/kWh, für 10 - 40 kWp bei 7,25 €-Cent/kWh und für Anlagen mit über 40 kWp bei 5,68 €-Cent/kWh für eine Dauer von 20 Jahren. [7]

Laut einer Umfrage des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) im Jahr 2019 werden in Wohngebäuden zur Deckung des Wärmebedarfes zu 48 % Erdgas, 30 % Öl, 7 % Fernwärme, 3 % Holzpellets und 3 % Wärmepumpen genutzt. Die restlichen 10 % nutzen entweder Elektroheizungen, Solarthermie, Blockheizkraftwerke oder Sonstiges. [49, Seite 10] Die durchschnittlichen Preise für ein Einfamilienhaus für die verschiedenen Energieträger im Jahr 2019 und die Nut-

Tabelle 2.7: Spezifischer Heizkostenverbrauch für unterschiedlicher Energieträger in einem Einfamilienhaus 2019 [50] [49]

Energieträger	Preis pro kWh (€-Cent)	Nutzungsanteil (%)
Erdgas	6,1	48
Heizöl	6,7	30
Fernwärme	9,1	7
Wärmepumpe	22,1	3
Holzpellets	5,1	3

zungsanteile von EigenheimbesitzerInnen sind in der Tabelle 2.7 aufgeführt. Für eine grobe Annäherung eines durchschnittlichen Wärmepreises für Deutschland können die Preise anteilig an ihrer Verwendung hochgerechnet werden. Daraus ergibt sich ein durchschnittlicher Wärmepreis von 6,391 €-Cent/kWh.

2.7 Vergleich kommerzieller Systeme

In diesem Unterkapitel werden drei HerstellerInnen von Wasserstoff-Batterie-Systemen verglichen. Tabelle 2.8 vergleicht die Zusammensetzung und Art der Komponenten, sowie den Autarkiegrad, als auch ökonomische Aspekte. Alle Daten beruhen auf Informationen von Datenblättern, Internetseiten, Seminaren, aus E-Mail-Kontakt und Telefonaten. Es ist zu betonen, dass der Hersteller Hybreeze nach Aussagen in einem Telefonat bisher noch kein System verkauft hat. Mit dem Vergleich wird vor allem deutlich, dass nur HPS eine ganzjährige Autarkie garantiert. Die Energiezentrale von HPS wiegt 2,2 Tonnen mit den Maßen 185cm x 150cm x 100cm. Der Wasserstoffspeicher (300 kWh) mit integriertem Verdichter wiegt 1,8 Tonnen mit den Maßen 200cm x 75cm x 100cm. Das entspricht einer Energiedichte des Wasserstoffspeichers von 6 kg/m³. Die Autarkiegrade spiegeln sich in den jeweiligen Wasserstoffspeicherkapazitäten wieder. Diese liegt bei HPS bei 300 - 1500 kWh und bei LAVO bei lediglich 40 kWh. Durch die integrierte Wärmerückgewinnung gelingt es HPS vergleichsweise geringe LCoE trotz hoher Investitionskosten zu erhalten. Interessant ist, dass alle drei Hersteller verschiedene Batterietypen verwenden.

Tabelle 2.8: Vergleich kommerzieller Wasserstoffspeicher-Batteriesystemen

Komponente	Parameter	Hybreeze	HPS	LAVO
PV	Leistung	10-15 kWp	max. 18 kWp	18 kWp
Elektrolyseur	Hersteller	Enapter	Enapter	Enapter
	Maximale H2-Produktion	1 Nm ³ /h	0,5 Nm ³ /h	n.v.
	Stromverbrauch bei H2-Produktion	5,9 kWh	2,4 kWh	n.v.
	Hersteller	Ballard	Ballard	Nedstack
Brennstoffzelle	Nennleistung	2,5 kW	1,5 kW	n.v.
	Hersteller	n.v.	Wystrach	LAVO
H2-Speicher	Speicherkapazität	205 kWh	300 -1500 kWh	40 kWh
	Wirkungsgrad	n.v.	100 %	95 %
Kompressor	Eingangsdruk	34 bar	30 bar	n.v.
	Ausgangsdruk	414 bar	300 bar	n.v.
Batterie	Art	Salzwasser	Blei-Gel	Li-Ion
	Kapazität	optional	25 kWh	5 kWh
Wärmetauscher	Verfügbare Abwärme	n.v.	3500 kWh	n.v.
	Wärmerückgewinnungsgrad	n.v.	93 %	n.v.
	LCoE	0.738 €/kWh	0.39 €/kWh	0.16 €/kWh
Gesamtsystem	Investitionskosten	50.000 €	60.000-90.000 €	18.770 €
	Garantie	n.v.	10 a	10 a
	Autarkie	5-10 d	365 d	2 d
	Platzbedarf	2 - 3 m ²	5 - 8 m ²	0,5 m ²

Methodik

In dem Kapitel Methodik wird die grundsätzliche Modellierung und Simulation dargestellt. Des Weiteren wird das Vorgehen der evolutionären Optimierung und der Sensitivitätsanalyse erläutert.

3.1 Modellierung

3.1.1 Mathematisches Modell

Im Rahmen dieser Thesis werden die mathematischen Modelle für den Elektrolyseur, den Kompressor, den Wasserstoffspeicher und die Brennstoffzelle entwickelt und im Folgenden beschrieben. Die mathematischen Modelle der Photovoltaikanlage, der Batterie und der Leistungskomponente, welche einen Solarladeregler und das Energiemanagementsystem abbildet, können der Dokumentation des Frameworks OpenEnCellS entnommen werden.¹ Das mathematische Modell des Wechselrichters baut auf der Leistungskomponente auf und wird für die Thesis weiterentwickelt und folglich beschrieben.

Elektrolyseur und Kompressor

Der Elektrolyseur benötigt elektrische Energie, um Wasserstoff zu produzieren. Während der Elektrolyse wird zudem thermische Energie erzeugt. Der Elektrolyseur wird mit einer maximalen Nennleistung und einer minimalen Nennleistung (Teillastverhalten) modelliert. Der Kompressor benötigt elektrische Energie, um den erzeugten

¹<https://github.com/fabmid/Open-Energy-Cell-Simulation/tree/master/docs>

Wasserstoff zu verdichten und wird mit einer spezifischen Kompressionsarbeit berücksichtigt. Die Modellierung des Elektrolyseurs wird mit der Modellierung des Kompressors vereint, da davon ausgegangen wird, dass der Elektrolyseur nur betrieben wird, wenn genug Überschussstrom vorhanden ist, um die die anschließende Verdichtung von 30 bar auf 300 bar mit abzudecken. Dafür wird zunächst die Wasserstoffmenge berechnet, die maximal in einem Zeitschritt produziert werden kann (vgl. Gleichung 3.1).

$$H_{2max} = \frac{P_{Ely} \cdot \eta_{nom}}{LHV_{H_2}} \quad (3.1)$$

mit

H_{2max} = Maximale Wasserstoffproduktion [kg]

P_{Ely} = Leistung des Elektrolyseurs [W]

η_{nom} = Wirkungsgrad bei Vollast [%]

LHV_{H_2} = Unterer Heizwert von Wasserstoff [Wh/kg]

Die spezifische Kompressionsarbeit w berechnet sich wie in Gleichung 3.2 (vgl. Kapitel 2.5.5):

$$w = \frac{\gamma}{\gamma - 1} \cdot p_0 \cdot V_0 \cdot \left[\left(\frac{p}{p_0} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right] \quad (3.2)$$

mit

γ = Adiabatischer Koeffizient [-]

v_0 = Spezifisches Anfangsvolumen [m³/kg]

p_0 = Anfangsdruck [MPa]

p = Enddruck [MPa]

Dadurch ergibt sich die maximale Leistung für den Kompressor P_{KRmax} (vgl. Gleichung 3.3):

$$P_{KRmax} = w \cdot H_{2max} \quad (3.3)$$

Die Überschussleistung, die dem Elektrolyseur zur Verfügung steht P_{ava} , ergibt sich aus der Residuallast P_{RL} , abzüglich der Leistung, welche zum Laden der Batterie durch das Energiemanagementsystem (P_{EMS}) benötigt wird und der maximalen

Leistung für den Kompressor. Maximal kann der Elektrolyseur jedoch die Nominaleistung aufnehmen. Der Zusammenhang kann wie in Gleichung 3.4 ausgedrückt werden:

$$P_{ava} = \min(P_{RL} - P_{EMS} - P_{KR_{max}}, P_{Ely} + P_{KR_{max}}) \quad (3.4)$$

Für den Betrieb des Elektrolyseurs müssen zwei Bedingungen erfüllt werden:

1. Die verfügbare Leistung muss mind. dem minimalen Teillastbereich entsprechen

$$P_{ava} \geq \nu \cdot P_{Ely} + P_{KR_{max}} \quad (3.5)$$

2. Der Wasserstoffspeicherfüllstand darf nicht voll sein

$$H_{2_{SOC}} \leq 1 - \frac{P_{Ely}}{H_{2_{Kap}}} \quad (3.6)$$

mit

ν = minimaler Teillastbereich [%/100]

$H_{2_{SOC}}$ = Wasserstofffüllstand [%]

$H_{2_{Kap}}$ = Kapazität des Wasserstoffspeichers [Wh]

Damit der Wasserstoffspeicher nicht überladen (> 1) wird, wird bei der zweiten Bedingung $\frac{P_{Ely}}{H_{2_{Kap}}}$ hinzugefügt.

Sind die zwei Bedingungen erfüllt sind, beträgt die nutzbare Leistung zum Betrieb des Elektrolyseurs $P_{Ely_{el}}$, die verfügbare Leistung P_{ava} abzüglich der maximalen Leistung des Kompressors (vgl. Gleichung 3.7):

$$P_{Ely_{el}} = P_{ava} - P_{KR_{max}} \quad (3.7)$$

In dem Framework können verschiedene Elektrolyseure ausgewählt werden. Für die Analyse wird jedoch lediglich der folglich erläuterte PEM-Elektrolyseur verwendet. Die Annahmen für das Teillastverhalten und die Lebensdauer des PEM-Elektrolyseurs werden aus dem Framework „smooth“ (Simulation Model for Optimized Operation and Topology of Hybrid energy systems) vom Reiner Lemoine Institut

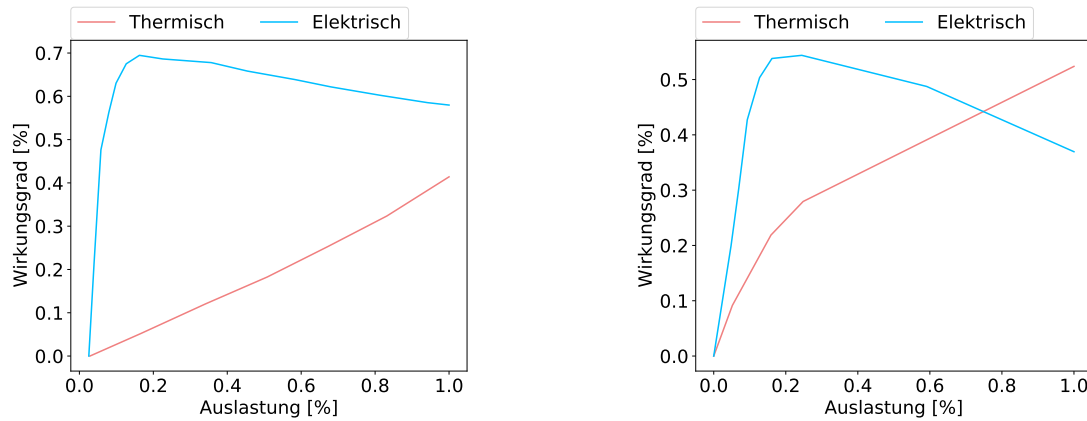


Abbildung 3.1: Elektrischer und thermischer Wirkungsgrad des Elektrolyseurs [51] (links) und der Brennstoffzelle [52] (rechts) unter verschiedener Auslastung

übernommen.² Der thermische und elektrische Wirkungsgrad wird in der Abbildung 3.1 dargestellt.

Der Wirkungsgrad $\eta_{Ely_{el}}$ wird interpoliert und der produzierte Wasserstoff [Wh] in diesem Zeitschritt ergibt sich aus Gleichung 3.8:

$$H_2 = P_{Ely_{el}} \cdot \eta_{Ely_{el}} \quad (3.8)$$

Die thermische Leistung ergibt sich äquivalent aus (vgl. Gleichung 3.12):

$$P_{Ely_{th}} = P_{Ely_{el}} \cdot \eta_{Ely_{th}} \quad (3.9)$$

Sobald alle Bedingungen erfüllt sind und der Elektrolyseur Wasserstoff und Wärme produziert, werden alle Parameter in der Komponente Wasserstoffspeicher (siehe Kapitel 3.1.1) aktualisiert. Die Lebenszeit des Elektrolyseurs n_{Ely} und des Kompressors n_{KR} werden auf 10 Jahre festgesetzt. Die folgende Tabelle 3.1 listet die verwendeten Eingangsdaten für das Elektrolyseur-Modul auf.

Wasserstoffspeicher

Der Wasserstoffspeicher wird vom Elektrolyseur befüllt und von der Brennstoffzelle entleert und ist durch eine Kapazität limitiert. Das Modul des Wasserstoffspeichers besteht grundsätzlich aus einer Methode, welche den Wasserstofffüllstand aktualisiert. Eine Methode ist in der objektorientierten Programmierung eine Funktion oder

²https://smooth.readthedocs.io/en/latest/smooth.components.html#module-smooth.components.component_pem_electrolyzer

Tabelle 3.1: Optimierungsunabhängige Eingangsdaten im Modul Elektrolyseur und Kompressor

Parameter/Konstante	Wert
η_{nom}	0,5858 %
LHV_{H_2}	33330 Wh/kg
ν	20 %
γ	1,41
v_0	11,11 m ³ /kg
p_0	30 MPa
p	300 MPa

eine Prozedur, welche das Verhalten von Objekten beschreibt. Wenn entweder der Elektrolyseur Wasserstoff produziert oder die Brennstoffzelle Wasserstoff nutzt, wird die Methode *hydrogen_state_of_charge(H2)* aufgerufen. Dabei wird zunächst der alte Wasserstofffüllstand gespeichert und der neue wie in Gleichung 3.10 berechnet:

$$H_{2SOC} = H_{2SOC} + \frac{H_2}{H_{2Kap}} \quad (3.10)$$

H_2 beschreibt dabei den entnommenen oder zugeführten Wasserstoff [Wh]. Das Beladen, Speichern und Entladen geschieht verlustfrei. Das Modul bietet die Möglichkeit den anfänglichen Wasserstofffüllstand zu quantifizieren. Für die Simulation wird dieser auf 80 % gesetzt und die Lebenszeit des Wasserstoffspeichers auf den Wert 30 Jahre festgesetzt.

Brennstoffzelle

Die PEM-Brennstoffzelle nutzt Wasserstoff um elektrische und thermische Energie zu produzieren. Die maximale Leistung der Brennstoffzelle ist auf die Nennleistung P_{BZ} begrenzt. Es wird angenommen, dass Teillasten ohne Begrenzung nach unten möglich sind. Da Brennstoffzellen nicht gut für dynamisch wechselnde Lasten geeignet sind [53], dient die Brennstoffzelle primär dazu die Batterie auf einem gewissen Ladezustand zu halten. Die direkte Deckung der hauseigenen Last entspricht hingegen nur ihrer sekundären Funktion. Dabei wird zwischen Sommer und Winter unterschieden. Im Sommer (April-September) wird die Batterie durch die Brennstoffzelle geladen, wenn der Ladezustand der Batterie weniger als 50 % beträgt. Im Winter (Oktober-März) wird zunächst geprüft, ob die Batterie die Last decken kann. Wenn dies nicht der Fall ist, deckt die Brennstoffzelle mit der benötigten Leistung die Last

und die restliche Energie wird genutzt um die Batterie zu laden. Diese Regelung baut auf Puranen et al. [4] auf und wird in Kapitel 3.1.2 näher erläutert. Die Batterie wird durch die Brennstoffzelle mit 24,44 % der Nennleistung beladen. Der Wirkungsgrad unter 24,44 % Teillast beträgt 54,38 % im Gegensatz zum Betrieb unter Vollast mit 37 % Wirkungsgrad. Die Grundvoraussetzung für den Betrieb der Brennstoffzelle ist das ausreichende Vorhandensein von Wasserstoff im Tank. In der Simulation können verschiedene Brennstoffzellen ausgewählt werden. Für die Analyse wird jedoch nur die folglich beschriebene PEM-Brennstoffzelle verwendet. Die Annahmen für das Teillastverhalten und die Lebensdauer (15 Jahre) der PEM-Brennstoffzelle werden aus dem Framework „smooth“ (Simulation Model for Optimized Operation and Topology of Hybrid energy systems) vom Reiner Lemoine Institut übernommen.³ Der thermische und elektrische Wirkungsgrad wird in der Abbildung 3.1 dargestellt. Der elektrische Wirkungsgrad $\eta_{BZ_{el}}$ wird interpoliert und der verbrauchte Wasserstoff $P_{H_2_{used}}$ ergibt sich aus (vgl. Gleichung 3.11):

$$P_{H_2_{used}} = -\frac{P_{BZ_{el}}}{\eta_{BZ_{el}}} \quad (3.11)$$

Die thermische Leistung ergibt sich äquivalent aus (vgl. Gleichung 3.12):

$$P_{BZ_{th}} = P_{H_2_{used}} \cdot \eta_{BZ_{th}} \quad (3.12)$$

Nach dem Betrieb der Brennstoffzelle, werden anschließend automatisch die Ladezustände des Wasserstoffspeichers und ggf. der Batterie aktualisiert. Die Lebenszeit der Brennstoffzelle wird auf 10 Jahre festgesetzt.

Wechselrichter

Der Wechselrichter ist eine zentrale Komponente, in der die Ströme des Systems zusammenlaufen. Die im System produzierte und gespeicherte Leistung wird von Gleichstrom in Wechselstrom umgewandelt, um entweder die Last zu decken oder um in das Netz eingespeist zu werden. Die Inputleistung des Wechselrichters hängt davon ab, ob die Residuallast größer oder kleiner Null ist. Wenn die Residuallast größer Null ist, wird die Leistung, die beim Wechselrichter ankommt ($P_{W_{IN}}$) wie in Gleichung 3.13. Ist die Residuallast kleiner/gleich Null ist wird die Leistung wie in Gleichung 3.1.1 berechnet:

³https://smooth.readthedocs.io/en/latest/smooth.components.html#module-smooth.components.component_fuel_cell_chp

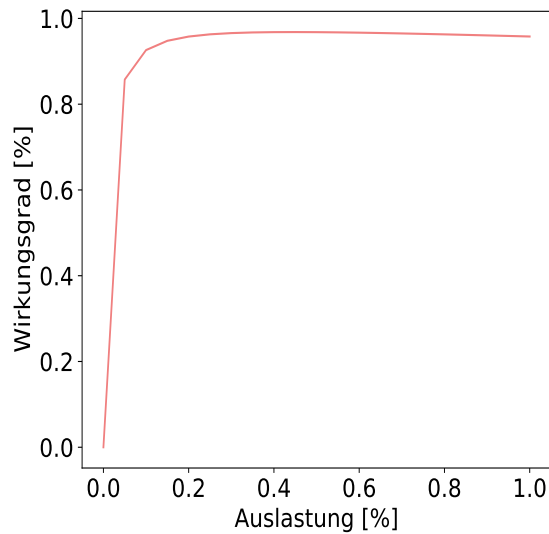


Abbildung 3.2: Wirkungsgrad des Wechselrichters unter verschiedener Auslastung [55]

$$P_{W_{IN}} = P_{DV} + P_{RL} - P_{EMS} - P_{Elyel} - P_{KR} \quad (3.13)$$

Wenn die Residuallast kleiner/gleich Null ist lautet die Inputleistung:

$$P_{W_{IN}} = P_{DV} + P_{EMS} \cdot \eta_{EMS} + P_{BZ_D} \quad (3.14)$$

Das Modul des Wechselrichter orientiert sich generell an dem Modul der Leistungs-komponente (siehe Kapitel 3.2.1). Das Teillastverhalten wird in Abbildung 3.2 dargestellt. Dabei ist zu erkennen, dass ein verhältnismäßig schlechter Wirkungsgrad (ca. 60 %) unter einer sehr geringen Auslastung (<10 %) erreicht wird. Verantwortlich dafür ist eine geringe Stromproduktion in Kombination mit einem geringen Lastgang zum selben Zeitpunkt. Wird der Wechselrichter zu klein ausgelegt, um einen besseren Wirkungsgrad zu erlangen, kommt es zu einer Nichtaufnahme der Peaks der Solaranlage durch den Wechselrichter und dementsprechend verringert sich die Netzeinspeisung. Wird der Wechselrichter hingegen zu groß ausgelegt, bedingt dies einen schlechten Wirkungsgrad im Zuge der Lastdeckung durch das Speichersystem. Die Wechselrichterleistung des Systems entspricht 80 % der optimierten Photovoltaik-Leistung. Der Wert richtet sich nach Empfehlungen von Schmidt & Sauer [54].

3.1.2 Betriebsstrategie

Zur Regelung der Komponenten wird eine Lade- und Entladelogik festgelegt. Die Betriebsstrategie wird in der Abbildung 3.3 veranschaulicht. Wenn die Residuallast größer Null ist, also die Leistung der Photovoltaikanlage nach Abzug der Wirkungsgradverluste durch den Solarladeregler, größer ist als die DC-Last, wird zunächst die Batterie beladen. Im Falle einer Überschussleistung wird diese für die Betreibung des Elektrolyseurs und des Kompressor genutzt und gegebenenfalls in das Netz eingespeist.

Wenn die Residuallast kleiner Null ist, wird zur Deckung der Last primär die Batterie entladen. Nur wenn die Energiemenge der Batterie in dem Zeitschritt nicht ausreicht wird die Brennstoffzelle zur direkten Lastdeckung eingesetzt. Die Brennstoffzelle wiederum hat die primäre Funktion die Batterie auf einem Ladezustand von 70 % zu halten. Diese Ladestrategie dient dazu, dass die Batterie immer bereit ist die Last zu decken. Sie hat darüber hinaus den Vorteil, dass die Lebensdauer der Batterie durch das Halten des Ladezustandes verlängert wird. Zugleich weist die Batterie ein vorteilhafteres dynamisches Leistungsverhalten auf als die Brennstoffzelle [4, S.250]. Dadurch wird nicht notwendiges An- und Ausschalten der Brennstoffzelle minimiert und ihre Lebenszeit verlängert. Im Sommer wird die Batterie durch die Brennstoffzelle beladen, wenn der Ladezustand unter 50 % fällt im Winter, wenn der Ladezustand unter 70 % fällt. Reicht weder die Leistung der Batterie, noch die Leistung der Brennstoffzelle zur Deckung der Last aus, wird Strom aus dem Netz bezogen. Die Betriebsstrategie orientiert sich an dem System von Puranen et al. [4, S.250]. Die statisch festgesetzten Ladezustände der Batterie gestalten das System unflexibel und sind nicht immer sinnvoll. Es Bedarf einem stochastischen Optimierungsmodell mit Voraussagen über die Residuallast, um die Betriebsstrategie zu verfeinern. Für die Analyse in dieser Thesis werden die statischen Annahmen beibehalten. In der Sensitivitätsanalyse (siehe Kapitel 4.4) wird untersucht inwiefern die statischen Grenzen die Modellzielgrößen beeinflussen.

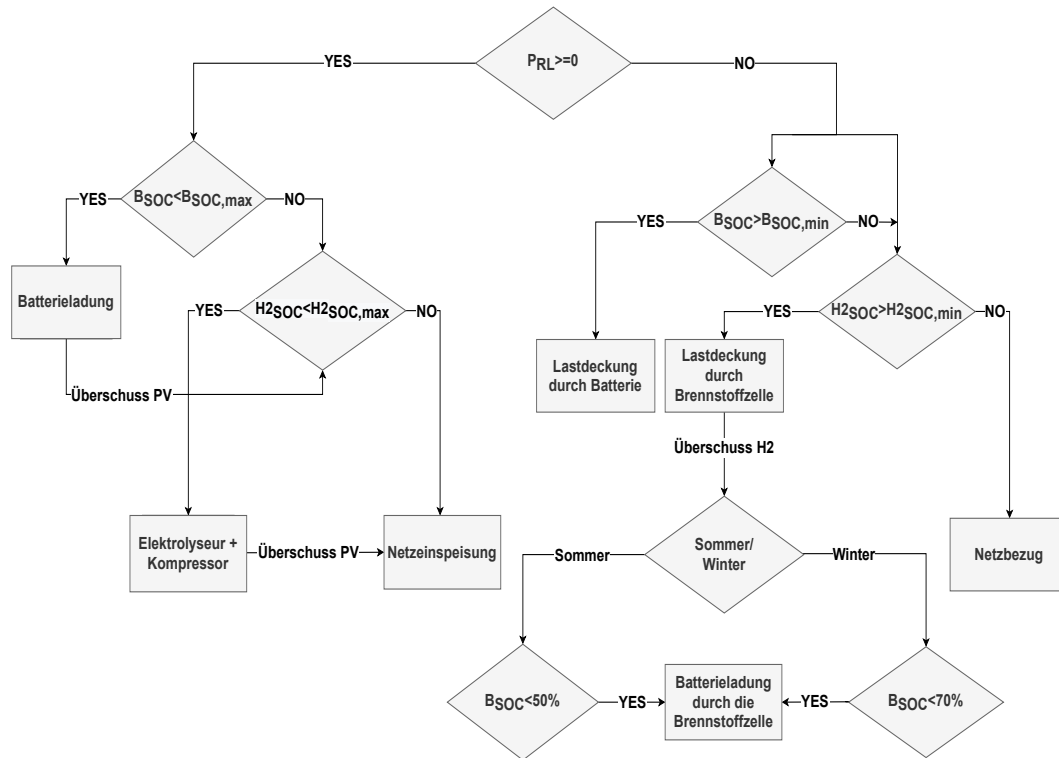


Abbildung 3.3: Betriebsstrategie

3.2 Simulation

Das Simulationsmodell basiert auf einem Open-Source-Modellierungsframework für die Simulation von Energiesystemen (OpEnCells - Open energy cell simulation) und ist in der Programmiersprache Python geschrieben. Es folgt einem objekt-orientierten Ansatz. Das Modell ist generisch aufgebaut und erlaubt eine Inter-konnektion zwischen verschiedenen Komponenten. Das Basismodell beinhaltet dabei eine Photovoltaik-Anlage, eine Batterie und elektrische Komponenten, wie den MPPT-Regler oder das Batteriemanagementsystem. Detaillierte Informationen zu dem bestehenden Framework können der Dokumentation und API-Dokumentation⁴ entnommen werden. Der Simulationsansatz beruht auf einer zeitkontinuierlichen Leistungsfluss-Simulation mit einer stündlichen Auflösung über einen Zeitraum von 30 Jahren. Ziel der Simulation ist es ein System mit variierbaren Eingangsdaten zu modellieren, zu optimieren und sowohl technische als auch ökonomische Ergebnisse als Grundlage zur Bewertung des Systems zu generieren. Im folgenden Abschnitt werden der Simulationsaufbau, energetische und ökonomische Bewertungsaspekte und Eingangsdaten dargelegt.

⁴<https://github.com/fabmid/Open-Energy-Cell-Simulation/tree/master/docs>

3.2.1 Simulationsaufbau

- *main()*: Die *main()* ist das auszuführende Modul, um die Simulation zu starten. In diesem Modul werden die Zeit- und Simulationsschritte festgelegt, die Lastprofile und meteorologischen Eingangsdaten geladen und das im folgenden beschriebenen Modul *simulation()* initialisiert und aufgerufen.
- *simulation()*: Das *simulation()*-Modul ist das Hauptmodul der Simulation. Hier werden die Systemarchitektur (PV-Leistung, Batteriekapazität, Größe des Wasserstoffspeichers, Leistung des Elektrolyseurs, der Brennstoffzelle und des Wechselrichters), die Einspeisevergütung, der Strompreis und der Wärmepreis festgelegt. Des Weiteren können der Azimuth-Winkel und die Neigung der Photovoltaik-Anlage, sowie der Standort anhand von Breiten- und Längengrad als auch die Höhe des Standortes eingestellt werden. Alle Komponenten und Klassen, die zeitkontinuierlich simuliert werden, können in diesem Modul hinzugefügt und miteinander verknüpft werden. Zudem wird die Klasse *simulatable()* initialisiert, die bestimmt in welcher Reihenfolge die Klassen und Komponenten aufgerufen werden. Die Methode speichert alle gewünschten Werte in Listen.
- *simulatable()*: Das Modul bestimmt den Start, demnach die Initialisierung aller Startwerte und die Updates, also das Voranschreiten der Zeitschritte, die Aktualisierung der Komponentenparameter und das Ende der Simulation.
- *serializable()*: *serializable()* ermöglicht es Parameter der Komponenten in json-Dateien zu speichern und zu laden.
- *data_loader()*: Das Modul *data_loader()* dient zum automatisierten Laden von csv-Dateien wie beispielsweise von Einstrahlungsinformationen oder von Lastgängen.
- *data_loader_heat()*: In diesem Modul kann das Wärmelastprofil nach dem BDEW spezifiziert werden.
- *enviroment()*: Das Modul *enviroment()* liefert die Eingangsdaten zur globalen Einstrahlung für das Photovoltaikmodul. Die Datenquellen werden in Kapitel 3.2.4 beschrieben.

Einbindung der Komponenten

In dem Modul *simulation()* wird die Verbindung zwischen den Klassen und Komponenten hergestellt. Einen Überblick über die Zusammenschaltung gibt die Abbildung 3.4.

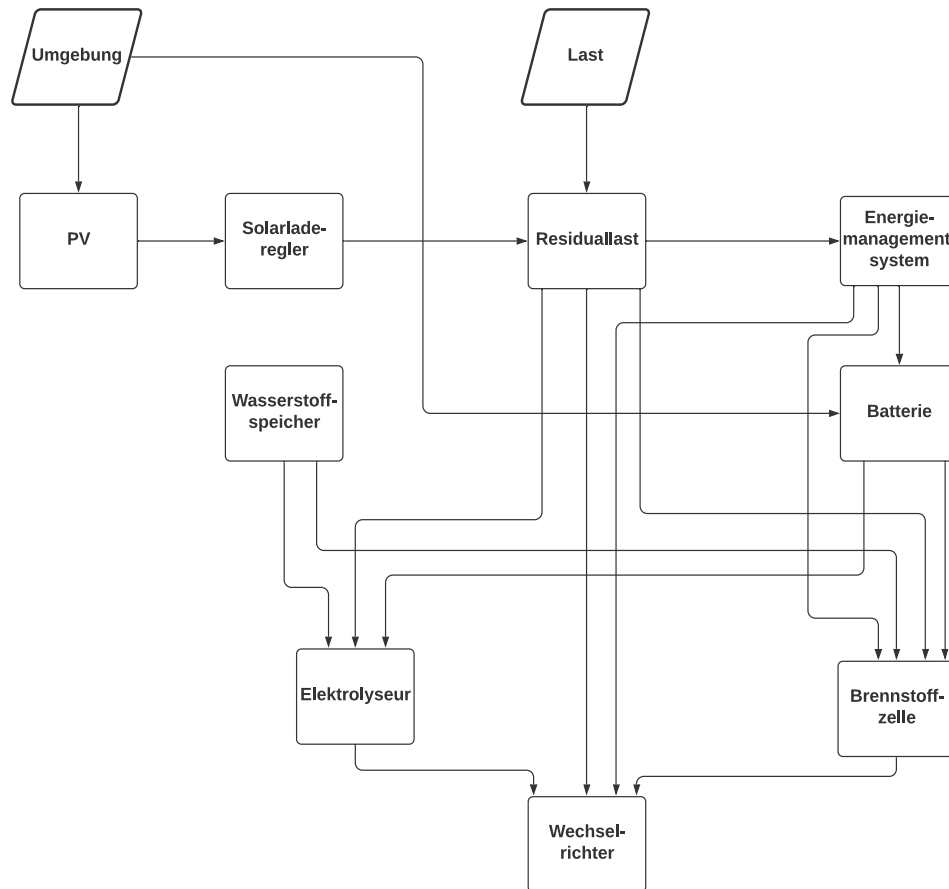


Abbildung 3.4: Zusammenschaltung der Klassen und Komponenten

Last Der elektrische und thermische Lastgang wird über das *data_loader()*-Modul eingelesen. Die Datenquellen werden in Kapitel 3.2.4 erläutert. In diesem Modul wird anhand des AC-Lastganges der Wirkungsgrad des Wechselrichters angenommen, indem die AC-Last über das Teillastverhalten des Wechselrichters interpoliert und somit die erforderliche DC-Last vermutet wird. Durch die Wirkungsgradverluste des Wechselrichters muss ein höherer Lastgang im Vorhinein angenommen werden. Die Größe des Fehlers wird in Kapitel 4.5.3 besprochen. Diese Komponente liefert die Eingangsdaten für die Residuallast in Form von Leistung in Watt.

Photovoltaik-Anlage Für das *photovoltaic()*-Modul werden die Eingangsdaten aus dem *environment()*-Modul genutzt und Ausgangsdaten für den Solarladeregler gene-

riert. Das Photovoltaik-Modul beinhaltet ein thermisches Modell zur Berücksichtigung der Temperatureinwirkung, ein Leistungsmodell, welches die unterschiedlichen Einstrahlungsarten und -winkel berücksichtigt als auch unterschiedliche Controller (PWN und MPPT) mit einbezieht sowie ein Degradationsmodell, das eine dynamische Alterung der Module abbildet.

Leistungskomponente Das Modul der Leistungskomponente *power_component()* wird generisch für alle Leistungskomponenten (Solarladeregler, Energiemanagementsystem und Wechselrichter) in dieser Simulation verwendet. Es basiert auf den Berechnungen von Schmidt & Sauer [55]. Die Lebenszeit wird für alle Leistungskomponenten auf 10 Jahre festgesetzt.

Residuallast Die Residuallast oder das *power_junction()*-Modul erhält die Eingangswerte von dem Solarladeregler und dem Modul *load()*. Die Residuallast P_{RL} ist die Differenz aus der Leistung des Solarladereglers P_{SLR} und der DC-Last P_{LDC} (vgl. Gleichung 3.15):

$$P_{RL} = P_{SLR} - P_{LDC} \quad (3.15)$$

Der Direktverbrauch P_{DV} beschreibt, wie viel Last direkt durch die PV-Anlage bzw. den Solarladeregler gedeckt werden kann (vgl. Gleichung 3.16):

$$P_{DV} = \min(P_{SLR}, P_{LDC}) \quad (3.16)$$

Energiemanagementsystem Das Energiemanagementsystem ist aufgebaut nach dem Schema einer Leistungskomponente (siehe Kapitel 3.2.1). Es regelt alle eingehenden und ausgehenden Ströme der Batterie und ist direkt mit der Batterie gekoppelt.

Batterie Für das *battery()*-Modul werden die Eingangsdaten aus dem *environment()*-Modul und aus dem Energiemanagementsystem generiert. Die Ausgangsdaten werden wieder in das Energiemanagement zurückgegeben. Die Batterie wird mit einer begrenzten Kapazität modelliert. Der Ladezustand zu Beginn der Simulation wird auf 80 % festgesetzt. Das Batterie-Modul beinhaltet ein thermisches Modell, welches die Temperatureinwirkung berücksichtigt. Das stationäre Modell berechnet

Wirkungsgrade und Ladezustände anhand von Ladestrom und C-Rate unter Berücksichtigung von Lade- und Entladegrenzen. Das Degradationsmodell bildet eine kalendarische und zyklische Alterung ab.

3.2.2 Energetische Bewertung

Für die energetische Bewertung des Systems werden der Autarkiegrad, der Eigenverbrauchsanteil, die Netzeinspeisung und der Netzbezug bestimmt.

Eigenverbrauchsanteil

Der Eigenverbrauchsanteil e ist der Anteil der PV-Leistung, der direkt im System verwendet wird. Dafür wird zunächst der Direktverbrauch P_{DV} berechnet. Die direkt verbrauchte Leistung ergibt sich aus dem Minimalwert der PV-Leistung P_{PV} und der Last P_L . [6]

$$P_{DV} = \min(P_{PV}, P_L) \quad (3.17)$$

Der Eigenverbrauchsanteil ergibt sich aus der Summe des Direktverbrauches E_{DV} , der Batteriebeladung E_{BL} , der Elektrolyseurbeladung E_{Ely} und der benötigten Energie für die Kompression E_{KR} im Verhältnis zur erzeugten Energiemenge der PV-Anlage E_{PV} . [6]

$$e = \frac{E_{DV} + E_{BL} + E_{Ely} + E_{KR}}{E_{PV}} = \frac{P_{DV} \cdot \Delta t + P_{BL} \cdot \Delta t + P_{Ely} \cdot \Delta t + P_{KR} \cdot \Delta t}{P_{PV} \cdot \Delta t} \quad (3.18)$$

Autarkiegrad

Der Autarkiegrad beschreibt welcher Anteil der Verbrauchslast zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden kann. Er berechnet sich aus der Summe des Direktverbrauches E_{DV} , der Batterieentladung E_{BE} und der direkten Lastdeckung durch die Brennstoffzelle $E_{BZ(D)}$ im Verhältnis zur Last E_L . [6]

$$a = \frac{E_{DV} + E_{BE} + E_{BZ(D)}}{E_L} = \frac{P_{DV} \cdot \Delta t + P_{BE} \cdot \Delta t + P_{BZ(D)} \cdot \Delta t}{P_L \cdot \Delta t} \quad (3.19)$$

Netzeinspeisung und Netzbezug

Die überschüssige Energie, die weder direkt verbraucht noch von der Batterie oder vom Elektrolyseur genutzt werden kann, wird in das Netz eingespeist und berechnet sich wie folgt: [6]

$$P_{NE} = P_{PV} - P_{DV} - P_{BL} - P_{Ely} \quad (3.20)$$

Die Verbrauchsleistung, die nicht vom System gedeckt werden kann, also weder von der PV-Anlage, noch von der Batterie oder der Brennstoffzelle wird vom Netz bezogen und berechnet sich wie folgt:

$$P_{NB} = P_L - P_{DV} - P_{BE} - P_{BZ(D)} \quad (3.21)$$

Einbindung technischer Aspekte

Die Abbildung 3.5 liefert einen Überblick der Leistungsflüsse: Die technische Evaluierung des Systems wird in dem *performance()*-Modul vorgenommen. Abhängig davon, ob die Leistung aus dem Wechselrichter P_{WR} größer oder kleiner als die AC-Last P_{LAC} ist, wird die Netzeinspeisung oder der Netzbezug berechnet. Ist die Leistung des Wechselrichter größer als die AC-Last, wird die Netzeinspeisung P_{NE} wie in Gleichung 3.22 berechnet:

$$P_{NE} = P_{WR} - P_{LAC} \quad (3.22)$$

Ist die AC-Last größer als die Leistung des Wechselrichters, wird der Netzbezug P_{NB} wie in Gleichung 3.23 berechnet:

$$P_{NB} = P_{LAC} - P_{WR} \quad (3.23)$$

Ist die AC-Last gleich der Leistung des Wechselrichters, wird weder Leistung in das Netz eingespeist noch aus dem Netz bezogen. Der Fehler, der durch die Vorannahme des Wechselrichterwirkungsgrades entsteht, wird in der Berechnung abgezogen. Des Weiteren werden in dem Modul die Eigenverbrauchsanteile des Direktverbrauches der PV-Anlage (PV_D), der Batterieladung (B_L) und des Elektrolyseurs (Ely) mit Kompressor (KR), die Versorgungsanteile der Batterie (B_{EL}), des Direktverbrauches und der direkten Versorgung durch die Brennstoffzelle (BZ_D) berechnet. Der Eigenverbrauchsanteil e ergibt sich mit Gleichung 3.24:

$$e = PV_D + B_L + Ely + KR \quad (3.24)$$

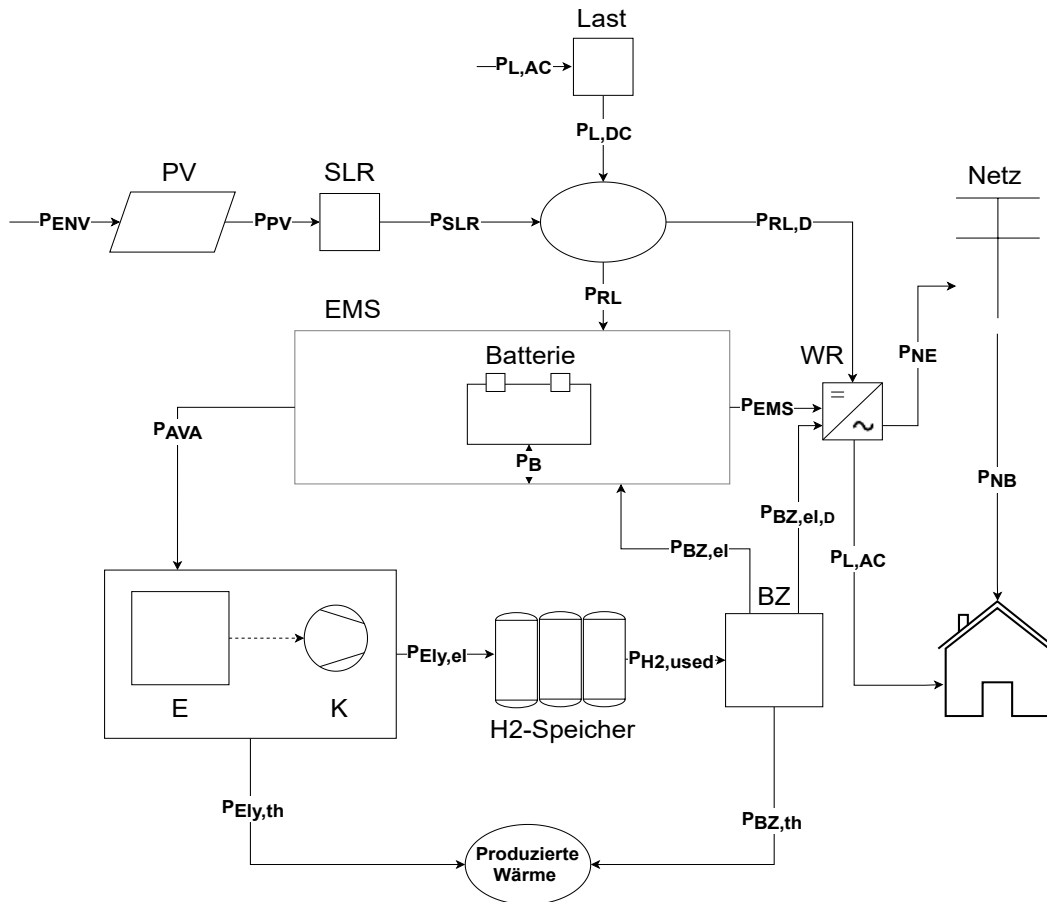


Abbildung 3.5: Überblick der Leistungsflüsse

Der Autarkiegrad a berechnet sich wie in Gleichung 3.25:

$$a = PV_D + B_{EL} + BZ_D \quad (3.25)$$

Das *performance()*-Modul berechnet zudem Komponenteneigenschaften, wie die durchschnittlichen Wirkungsgrade, sowohl wie viel Wasserstoff produziert und verwendet wird als auch wie viel Wärme durch das System produziert wird.

3.2.3 Ökonomische Bewertung

Die ökonomische Bewertung beinhaltet die Kapital- und Barwertmethode, Stromgestehungskosten und die Einbindung der ökonomischen Parameter in die Simulation.

Kapital- oder Barwertmethode

Die Berechnung der Kapitalwertes (engl. net present value bzw. NPV) ist ein geeignetes Verfahren zur Prüfung der Wirtschaftlichkeit eines Projektes. Dabei wird

durch Abzinsung aller Zahlungsflüsse auf einen gemeinsamen Bezugspunkt der zeitlich unterschiedliche Anfall von Kosten und Erlösen berücksichtigt (vgl. Gleichung 3.26). Die Summe aller Barwerte ergibt dann den Kapitalwert NPV . [56, S.944] Der Zeitpunkt an dem der Kapitalwert gleich Null ist, wird als Amortisationszeit bezeichnet.

$$NPV = \sum_{i=0}^n IK_0 + \frac{K_i - E_i}{q^i} + \frac{R_l}{q^l} - \frac{RW_n}{q^n} \quad (3.26)$$

mit

NPV = Kapitalwert

IK_0 = anfängliche Investitionskosten

n = Lebensdauer

E_i = Erlös im Jahr i

K_i = Kosten im Jahr i

$q = (1 + z)$ mit z = Diskontinuierungszinssatz

RW_n = Restwert der Anlage

R_l = Erneuerungsinvestition im Jahr l

Stromgestehungskosten

Zur ökonomischen Bewertung und Validierung des Energiesystems werden neben dem Kapitalwert die Stromgestehungskosten ([$\$/kWh$] engl. Leveliced Cost of Electricity bzw. LCoE) berechnet. Sie sind definiert als das Verhältnis der jährlichen Gesamtkosten der Systemkomponenten zur jährlich elektrisch erzeugten Gesamtenergie des Systems [57, S.435] und werden wie in Gleichung 3.27 berechnet:

$$LCoE = \frac{K_{ANN} - k_{th} \cdot E_{th}}{E_{el}} \quad (3.27)$$

Dabei ergeben sich die annualisierten Kosten des Systems (K_{ANN}) aus der Summe der annualisierten Kosten jeder Komponente. E_{el} ist die gesamte elektrisch erzeugte Energie. Im Falle der Produktion zusätzlich nutzbarer Wärme im System, wird von den annualisierten Kosten die thermisch erzeugte Energie E_{th} , multipliziert mit einem spezifischen Wärmepreis (k_{th}), abgezogen. Zur Berechnung der annualisierten Kosten wird der Kapitalrückzahlungsfaktor (engl. capital recovery factor bzw. CRF) angewandt. Dieser beschreibt das Verhältnis der gesamten Annuitätskosten zu dem

Gesamtwert aller Kosten für eine bestimmte Zeit in Jahren und berechnet sich wie in Gleichung 3.28. [57, S.435]

$$CRF = \frac{i \cdot (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \quad (3.28)$$

mit

i = Effektiver Jahreszins n = Berechnungszeitraum

Die gesamten annualisierten Kosten einer Komponente (K_{ANN}) ergeben sich durch den Kapitalwert multipliziert mit dem Kapitalrückzahlungsfaktor (vgl. 3.29):

$$K_{ANN} = NPV \cdot CRF \quad (3.29)$$

Einbindung ökonomischer Aspekte

Das *economics()*-Modul beinhaltet die ökonomische Evaluation der Komponenten und berechnet für jede Komponente die Investitionskosten, Betriebs- und Wartungskosten, Erneuerungskosten inkl. Preissteigerungsrate und den Restwert. Das *economics2()*-Modul berechnet die Netzbezugskosten mit prognostizierten jährlichen Strompreisen sowie die eingesparten Heizkosten mit jährlichen Heizkostenprognosen (vgl. Kapitel 3.4). Die Einspeisevergütung wird für 20 Jahre berücksichtigt. Die Netzbezugskosten und die Netzeinspeisevergütung werden in den annualisierten Gesamtkosten als Betriebs- und Wartungskosten mit einbezogen. Des Weiteren werden in dem *economics2()*-Modul die Investitionskosten und Betriebs- und Wartungskosten des BOS berechnet. Schließlich werden die annualisierten Gesamtkosten, der Kapitalwert und der LCoE, wie in Kapitel 3.2.3 erläutert, berechnet. E_{el} ergibt sich mit der Gleichung 3.30:

$$E_{el} = \sum P_{LAC} \cdot \Delta t - \sum P_{NB} \cdot \Delta t + \sum P_{NE} \cdot \Delta t \quad (3.30)$$

3.2.4 Eingangsdaten

Meteorologische Eingangsdaten

Zur Simulation des Betriebsverhaltens von Photovoltaik-Systemen werden energiemeteorologische Daten benötigt. [6, Seite 2] Signifikante Größen wie die Global-,

Direkt- und Diffusbestrahlungsstärke oder die Lufttemperatur werden minutenscharf von dem Copernicus Atmosphere Monitoring Service (CAMS) ab dem 01.02.2004 zur Verfügung gestellt.⁵ Die Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version-2 (MERRA-2) liefert weltweit verfügbare, minutenscharfe Zeitreihen mit Informationen zur Temperatur, relativen Feuchtigkeit, Druck, Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Niederschlag, Schneefall, Schneetiefe und globale horizontale Einstrahlung (GHI).⁶ Die Daten sind ab Januar 1980 verfügbar. In der Abbildung 3.6 werden die globale horizontale Einstrahlung (GHI), die diffuse horizontale Einstrahlung (DHI) und die normale Direkteinstrahlung (BNI) in Berlin für das Jahr 2019 abgebildet.

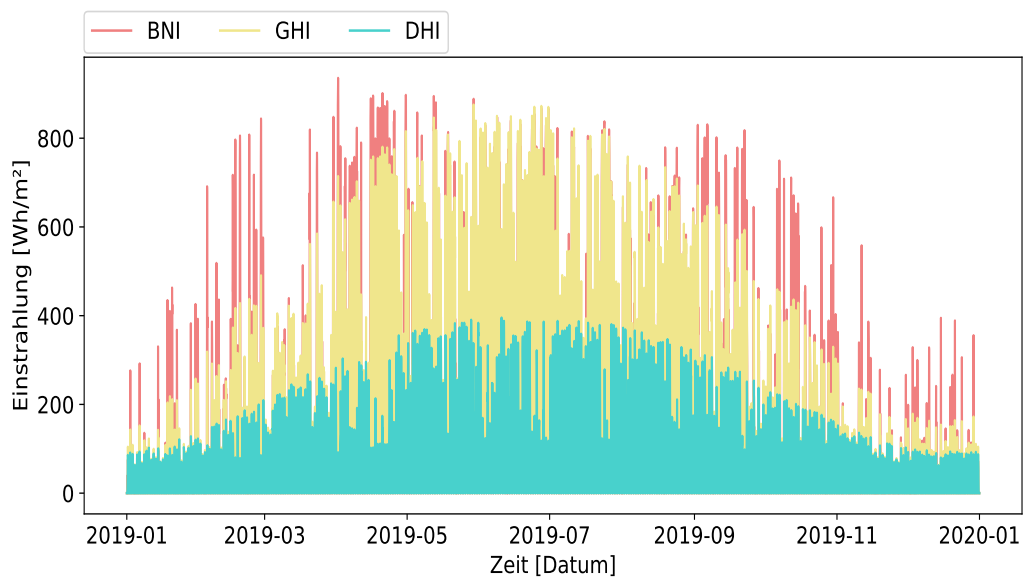


Abbildung 3.6: Einstrahlungswerte im Jahr 2019 in Berlin

Lastprofile

Strombedarf von Wohnhäusern Der Stromverbrauch von Wohnhäusern ist abhängig von der Ausstattung, der Personenanzahl, der Fläche des Wohnhauses und ob die Warmwasserversorgung elektrisch oder thermisch stattfindet [40]. Als Datengrundlage für das Lastprofil eines Einfamilienhauses wird der „LoadProfileGenerator“⁷ verwendet. Dabei wird der angelegte Datensatz (CHRR44) einer 4-köpfigen Familie genutzt. Die Familie hat zwei Kinder und ein Erwachsenenanteil bleibt zu Hause und eine erwachsene Person ist berufstätig. Der jährliche Stromverbrauch beträgt

⁵<http://www.soda-pro.com/web-services/radiation/cams-radiation-service>

⁶<http://www.soda-pro.com/web-services/meteo-data/merra>

⁷<https://www.loadprofilegenerator.de>

in etwa 4.700 kWh. Die Software wurde an der TU Chemnitz unter der Professur Technische Thermodynamik von Noah Pflugradt entwickelt. Das dargestellte Mehrfamilienhaus besteht aus 10 Einheiten und den Datensätzen aus CHR01, CHR02, CHR03, CHR04, CHR05, CHR08, CHR10, CHR21, CHR14 und CHR48. Der jährliche Strombedarf beläuft sich auf etwa 41.000 kWh mit einem Peak von etwa 24.300 kW im Jahr 2019. Die Abbildung 3.7 stellt das Stromlastprofil des Einfamilien- und Mehrfamilienhauses für das Jahr 2019 dar.

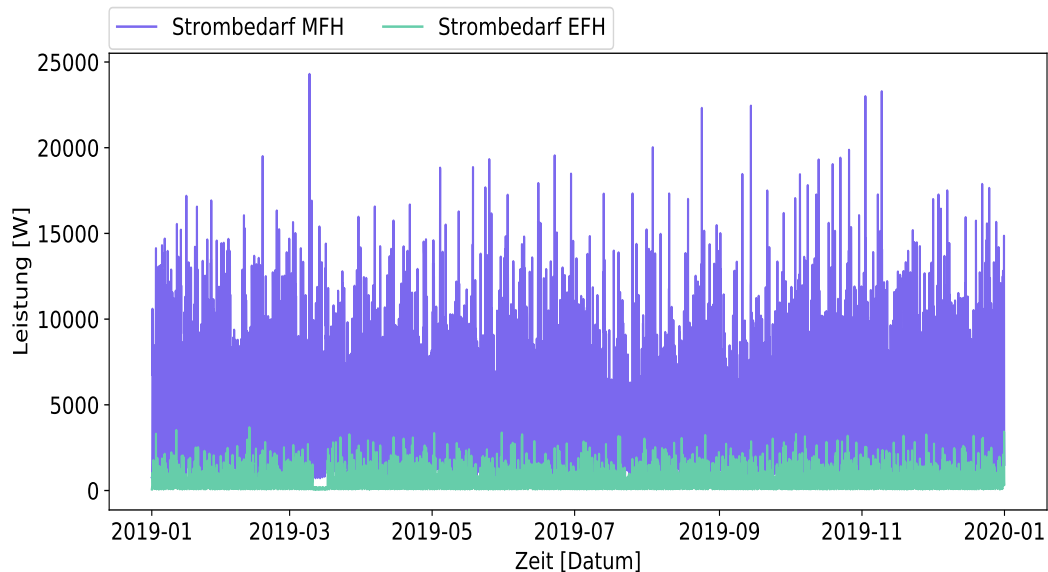


Abbildung 3.7: Stromlastprofil eines Einfamilienhauses mit einem Jahresverbrauch von etwa 4.700 kWh und einem Leistungspeak von 3.980 kW sowie eines Mehrfamilienhauses mit einem Jahresverbrauch von etwa 41.000 kWh und einem Leistungspeak von 24.300 kW

Wärmebedarf von Wohnhäusern Für die Erstellung von Wärmelastprofilen mit Trinkwarmwasserverbrauch werden die Standardlastprofile vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) verwendet. Dabei kann zwischen Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus und verschiedenen Industriezweigen gewählt werden. Für diese Untersuchung wird ein Einfamilienhaus mit 150 m² und einem spezifischen Wärmebedarf von 50 kWh/(m² · a) angenommen. Dabei beläuft sich der Jahreswärmebedarf auf 7.500 kWh. Der Warmwasserbedarf wird als 5% (375 kWh) des Wärmebedarfes angenommen. In der Abbildung 3.8 wird das Wärmelastprofil mit Trinkwarmwasserverbrauch des Einfamilien- und Mehrfamilienhauses dargestellt. Das Mehrfamilienhaus hat eine Fläche von 1.500 m² und einen spezifischen Wärmebedarf von 50 kWh/(m² · a). Der Wärmebedarf wird hoch skaliert und ergibt einen Jahreswärmebedarf von etwa 75.000 kWh, der Warmwasserbedarf entspricht etwa 3.750 kWh.

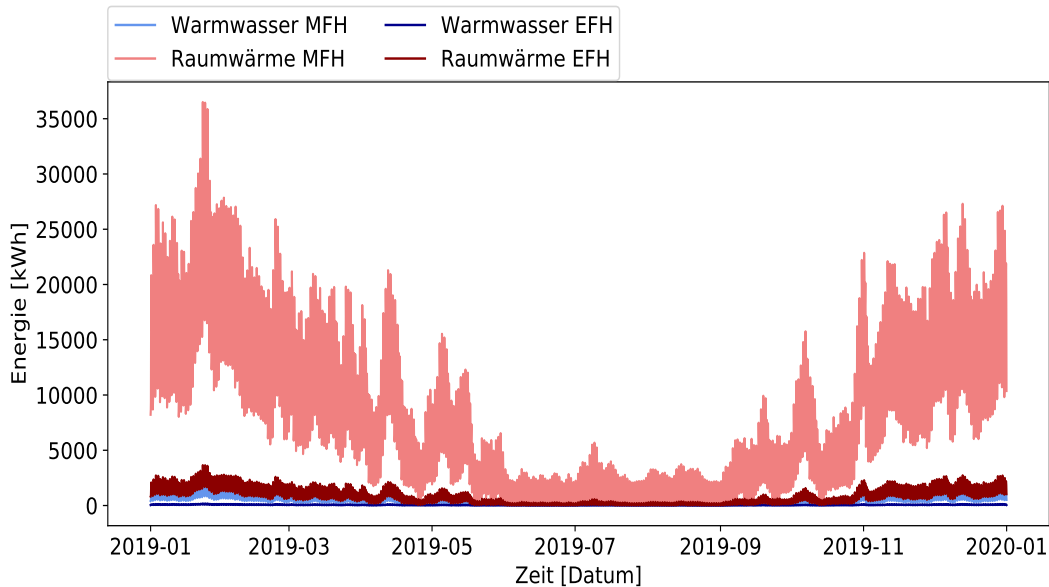


Abbildung 3.8: Wärmelastprofil und Trinkwarmwasserverbrauch eines Einfamilienhauses und Mehrfamilienhauses

3.3 Evolutionäre Optimierung

Für die optimale Auslegung der Systemkomponenten wird eine Mehrzieloptimierung (multiobjective optimization) von Platypus⁸ genutzt. Dabei wird der genetische Algorithmus NSGAI (Non-Sorting Genetic Algorithm) angewandt. Prinzipiell sind genetische Algorithmen iterative Verfahren, die auf den Prinzipien der Evolution aufbauen. So wird eine Population genetischen Operatoren unterworfen und neue Populationen geschaffen bis das Optimum oder ein anderes Abbruchkriterium (z.B. Iterationsschritte) erreicht ist. [58] Für die Optimierung wird die Populationsgröße auf 100 und die Algorithmusdurchläufe auf 1000 festgesetzt. Die Zeitschritte sind stündlich über einen Simulationszeitraum von 30 Jahren angesetzt. Bei der Systemoptimierung werden fünf Entscheidungsgrößen (PV-Leistung, Elektrolyseur-Leistung, Brennstoffzellen-Leistung, Batterie- und Wasserstoffkapazität) berücksichtigt. Der Wechselrichter wird unterdimensioniert und beträgt 80 % der optimierten PV-Leistung. Der Wert wird als Richtwert von Woyte et al. [54] empfohlen. Als Zielvariablen werden der LCoE und der Autarkiegrad genutzt. Dabei gilt es den LCoE zu minimieren und den Autarkiegrad zu maximieren. In diesem Fall handelt es sich um ein nicht-triviales Optimierungsproblem, denn die Zielfunktionen stehen im Konflikt zueinander. In der Analyse werden nur nicht-dominierende Lösungen betrachtet. Das bedeutet, dass die Verbesserung eines Zielwertes den anderen Zielwert

⁸<https://platypus.readthedocs.io/en/latest/>

Tabelle 3.2: Beschränkungen der Optimierungsvariablen

Parameter	Einheit	EFH	EFH o.W.	MFH40/80
LCoE	\$/kWh	0 - 2	0 - 2	0 - 2
Autarkiegrad	%	0 - 100	0 - 100	0 - 100
PV-Leistung	kWp	1 - 20	1 - 20	1 - 40 / 80
Batteriekapazität	kWh	1 - 40	10 - 4.000	10 - 5.000
Wasserstoffkapazität	kWh	1 - 1.500	-	1 - 15.000
Elektrolyseur-Leistung	kW	0,1 - 5	-	0,1 - 50
Brennstoffzellen-Leistung	kW	0,1 - 5	-	0,1 - 50

nicht verschlechtert. Für die Optimierung werden Grenzen der Optimierungsgrößen gesetzt, welche für die einzelnen Komponenten in Tabelle 3.2 aufgelistet sind. Das Szenario MFH wird sowohl mit einer Photovoltaik-Leistung bis zu 40 kWp als auch mit einer Photovoltaik-Leistung bis zu 80 kWp optimiert.

3.4 Techno-ökonomische Analyse

Die technische Analyse wird über den Zeitraum von 3 Jahren in stündlicher Auflösung simuliert. Die Simulationsdauer unterscheidet sich aus Darstellungsgründen von der ökonomischen Analyse. Anhand einer dreijährigen Analyse soll das technische Verhalten der Komponenten verdeutlicht werden. Hierzu werden für die meteorologischen Eingangsdaten und Stromprofile die Jahre 2018 -2020 verwendet (vgl. Kapitel 3.2.4) und zur Abbildung des Wärmeprofiles drei Mal das standardisierte Profil des BDEW genutzt (vgl. Kapitel 3.2.4).

Die ökonomische Analyse bezieht sich auf einen Simulationszeitraum von 30 Jahren in stündlicher Auflösung. Die meteorologischen Eingangsdaten aus CAMS und die Stromlastprofile, bestehend aus den Daten der Jahre 2006 - 2020, werden zwei Mal nacheinander simuliert. Für die meteorologischen Eingangsdaten aus MERRA-2 werden die Jahre 1990 - 2020 und für die Wärmelastprofile 30 Mal das standardisierte Profil des BDEW genutzt.

Als Standort wird Berlin mit dem Breitengrad: 52.51704 und dem Längengrad: 13.38886 eingestellt. Die gesamte Photovoltaikanlage ist nach Süden ausgerichtet mit einer Neigung von 32°. Die verwendeten ökonomischen Eingangsdaten sind den Tabellen 3.3 und 3.4 zu entnehmen. Die starke Kostenvariation innerhalb der einzelnen Komponenten bedeutet eine größere Unsicherheit. Die Kosten des Elektrolyseurs,

Tabelle 3.3: Allgemeine ökonomische Eingangswerte

Parameter	Wert
Zeitraum	30 Jahre
Effektiver Jahreszins	5 %
Preissteigerungsrate	3 %
Einspeisevergütung (für 20 Jahre):	
< 10.000 W _p	0,089 \$/kWh
> 10.000 W _p	0,087 \$/kWh
Stromkosten	siehe Tabelle 3.5
Wärmepreis	siehe Tabelle 3.5

der Brennstoffzelle und des Wasserstoffspeichers werden in der Sensitivitätsanalyse (siehe Kapitel 4.4) differenzierter betrachtet. Als Umrechnungskurs von Euro auf Dollar wird konstant 1,2 verwendet. Zu den Systemkosten (engl. Balance of System; BOS) zählen der Solarladeregler, das Energiemanagementsystem, die Wasseraufbereitung, Kabel etc. Für ein System mit Wasserstoffkomponenten werden dabei Investitionskosten von 6000 \$/System angenommen [59] und für ein System ohne Wasserstoffkomponenten 1000 \$/System [60].

Energiepreisprognosen Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat im Jahr 2014 eine Prognose für die Energiepreisentwicklung bis 2050 veröffentlicht [62, S. 70]. Die Ergebnisse sind in der Abbildung 3.9 dargestellt. Die daraus ermittelten jährlichen Werte bis 2050 werden in der Tabelle 3.5 aufgezeigt. Für das Jahr 2021 wird der aktuelle durchschnittliche Wert für den Strom- und Wärmepreis genutzt. Aus diesem Grund weicht der Wert in der Graphik ab und zum Jahr 2022 entsteht eine Strompreissenkung und eine Wärmepreissteigerung. Ab dem Jahr 2022 werden die Werte aus der Prognose des BMWi übernommen. Für die Prognosen des Wärmepreises werden der Mittelwert von Gas- und Ölpreis für Haushaltskunden verwendet.

Tabelle 3.4: Ökonomische Eingangswerte der Komponenten

Komponente	Lebenszeit	Spezifische Investitionskosten	Preisspanne	Literatur
PV	nicht statisch	0,54 \$/W _p	0.54 \$/W _p	[7]
Batterie	nicht statisch	0,12 \$/Wh	0.12 \$/Wh	[22]
Elektrolyseur	10 Jahre	1,84 \$/W	1.36 - 2.32 \$/W	[34] [48]
Kompressor	10 Jahre	11,19 \$/W	0,1728 - 22,2 \$/W	[48]
Wasserstoffspeicher	30 Jahre	1250 \$/kg _{H₂}	500 - 2000 \$/kg _{H₂}	[59]
Brennstoffzelle	15 Jahre	3,9 \$/W	3 - 4,8 \$/W	[44] [43]
Wechselrichter	10 Jahre	0,132 \$/W	0.06 - 0.204 \$/W	[61]
Systemkosten mit H ₂ -System	30 Jahre	6000 \$/System	6000 \$/System	[59]
Systemkosten ohne H ₂ -System	30 Jahre	1000 \$/System	1000 \$/System	[60]

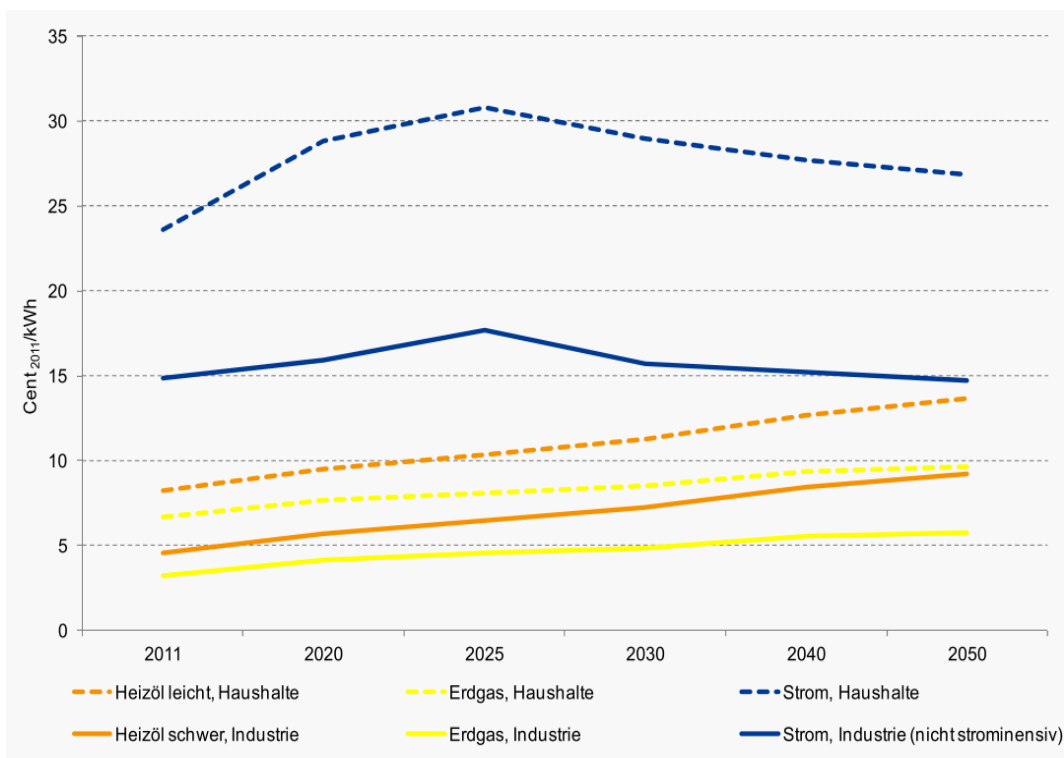


Abbildung 3.9: Energiepreisprognosen von 2011 bis 2050 [62, S. 70]

Tabelle 3.5: Strom- und Wärmepreisprognosen in \$-Cent/kWh bis 2050

Jahr	Strom -preis	Heiz -kosten	Jahr	Strom -preis	Heiz -kosten	Jahr	Strom -preis	Heiz -kosten
2021	38,00	7,67	2031	34,68	12,00	2041	33,12	13,20
2022	35,40	10,92	2032	34,44	12,00	2042	33,00	13,20
2023	36,00	10,92	2033	34,20	12,00	2043	32,88	13,32
2024	36,60	11,04	2034	34,08	12,00	2044	32,76	13,44
2025	37,20	11,41	2035	33,72	12,36	2045	32,64	13,68
2026	36,24	11,52	2036	33,60	12,60	2046	32,64	13,80
2027	36,00	11,76	2037	33,60	12,84	2047	32,52	14,04
2028	35,76	11,88	2038	33,48	12,96	2048	32,52	14,28
2029	35,04	12,00	2039	33,48	13,08	2049	32,40	14,28
2030	34,80	12,00	2040	33,24	13,20	2050	32,40	14,40

3.5 Sensitivitätsanalyse

In der Sensitivitätsanalyse werden Parameter der Komponenten variiert, um zu prüfen, welche Auswirkungen Unsicherheitsfaktoren auf die Zielvariablen haben. In Betracht dessen werden die spezifischen Investitionskosten und die Lebenszeit des Elektrolyseurs, der Brennstoffzelle und des Wasserstoffspeichers variiert. Des Weiteren wird die Auslastung der Brennstoffzelle zur Beladung der Batterie und die Beladungsgrenze der Batterie in den Wintermonaten untersucht. Die Sensitivitätsanalyse wird anhand des Referenzszenarios Einfamilienhaus mit Wasserstoffspeicher (EFH) vorgenommen. In jeder Spanne werden fünf bis zehn Eingangswerte variiert, während die anderen Werte statisch bleiben und folglich die Auswirkungen auf die Zielvariablen untersucht. Die Tabelle 3.6 verdeutlicht die Variationen der Parameter. In Klammern sind die in der Analyse verwendeten Werte abgebildet.

Tabelle 3.6: Variationen verschiedener Parameter für die Sensitivitätsanalyse mit Werten des Referenzszenarios in Klammern

Komponente	Elektrolyseur	Brennstoffzelle	Wasserstoff	Batterie
Spez. Investitionskosten	1,36 - 2,3 (1,84) [\$/W]	3,0 - 4,8 (3,9) [\$/W]	500 - 2000 (1250) [\$/kg]	
Lebensdauer	10 - 20 (10) [a]	10 - 20 (15) [a]	20 - 40 (30) [a]	
Auslastung		20 - 100 (24,44) [%]		
Beladungsgrenze				45 - 100 (70) [%]

Ergebnisse und Diskussion

In dem Kapitel Ergebnisse und Diskussion werden drei Szenarien untersucht und miteinander verglichen. Das Referenzszenario bildet ein Einfamilienhaus in Berlin (EFH) mit PV-Batterie-Wasserstoff-System ab. Außerdem wird ein PV-Batterie-Wasserstoff-System in einem Mehrfamilienhaus (MFH) und schließlich ein Einfamilienhaus in Berlin ohne Wasserstoffspeicher und mit ausschließlich einer Batterie als Speicher (EFH o. W.) an dem Standort Berlin analysiert. In dem folgenden Kapitel werden zunächst die Optimierungsergebnisse der Szenarien vorgestellt und diskutiert sowie die Eingangsdaten für die Analyse erläutert. Sowohl die detaillierte technische und ökonomische Analyse als auch die Sensitivitätsanalyse wird repräsentativ an dem Referenzszenario dargestellt. Die Kernergebnisse der anderen Szenarien werden folglich mit aufgeführt und diskutiert. Schließlich wird das Modell anhand von Angaben des Herstellers HPS und einem wissenschaftlichen Artikel validiert und Unsicherheitsfaktoren der Simulation aufgeführt.

4.1 Systemdimensionierung durch evolutionäre Optimierung

Die Optimierungsergebnisse der Szenarien werden in den Abbildungen 4.1 - 4.4 dargestellt. Die Abbildungen 4.1 und 4.2 zeigen die Variationen der Komponentenauslegung der PV-Anlage, der Batterie, des Elektrolyseurs, des Wasserstoffspeichers und der Brennstoffzelle je nach Autarkiegrad und LCoE. Ein Autarkiegrad, der größer als 99,99 % ist, wird als 100 % und somit als vollkommene Autarkie interpretiert. In der Abbildung 4.4 wird ersichtlich, dass eine vollkommene Autarkie in einem Einfamilienhaus mit Wasserstoffspeicher (0,64 $\$/\text{kWh}_{el}$) knapp 3-fach teurer ist im Vergleich zu einem Autarkiegrad von 94,3 % (0,22 $\$/\text{kWh}_{el}$). Mit steigendem Autarkiegrad erhöht sich die Kapazität des Wasserstoffspeichers (vgl. Abbildung 4.2).

Die Lastspitzenabdeckung verlangt eine Größe der Wasserstoff- und Batteriespeicher, die verhältnismäßig hohe Kosten mit sich bringt und einen Großteil der Zeit nicht genutzt wird. Die Auslegung der Komponenten orientiert sich an der höchsten Last, obgleich die Lastspitze einmalig im Jahr gedeckt werden muss. Die Abbildung 4.4 verdeutlicht, dass der LCoE um etwa $0,05 \text{ \$/kWh}_{el}$ pro 1 % Autarkiegrad im Szenario EFH steigt und dass eine 100 %ige Autarkie ohne Wasserstoffspeicher und mit lediglich einer Batterie als Speichermedium mit $1,03 \text{ \$/kWh}_{el}$ wesentlich teurer ist, als mit einem Wasserstoffspeicher ($0,64 \text{ \$/kWh}_{el}$).

Wenn jedoch ein Autarkiegrad von etwa 94 % ausreichend ist, stellt sich ein PV-Batterie-System mit einem LCoE von $0,11 \text{ \$/kWh}_{el}$ als ökonomisch sinnvoller heraus. Eine Batteriekapazität von etwa 60 kWh mit einer PV-Leistung von etwa 19 kWp sind hierzu ausreichend. Für eine vollständige Autarkie mit lediglich einer Batterie benötigt es eine Batteriekapazität von etwa 930 kWh mit einem einhergehenden LCoE von $1,03 \text{ \$/kWh}_{el}$. Die Lösung ist weder technisch noch ökonomisch im Gegensatz zu einem PV-Batterie-Wasserstoff System sinnvoll umzusetzen. Bis zu einem Autarkiegrad von etwa 94 % steigt der LCoE des Szenarios EFH o.W. nur sehr flach an und bleibt nahezu konstant. Mit Autarkiegraden höher 94 % steigt der LCoE pro 1 % Autarkiegrad um etwa $0,05 \text{ \$/kWh}_{el}$ an. Ab einem Autarkiegrad von 99,8 % steigt der LCoE um $0,1 \text{ \$/kWh}_{el}$ pro 0,1 % Autarkiegrad (vgl. Abbildung 4.4).

Wird als Vergleichswert der aktuell durchschnittliche Strombezugspreis gewählt, ist sowohl das PV-Batterie System bis zu einem Autarkiegrad von 97 % als auch das PV-Batterie-Wasserstoff System bis zu einem Autarkiegrad von 98 % in einem Einfamilienhaus unter den getroffenen Annahmen wirtschaftlich abbildbar. Sind höhere Autarkiegrade als 97 % notwendig, stellen sich PV-Batterie-Wasserstoff Systeme als wirtschaftlich sinnvoller heraus (vgl. Abbildung 4.4). Das Wasserstoffsystem birgt in Anbetracht der notwendigen Komponenten einen hohen Kostenfaktor, der sich jedoch bei einem sehr hohen Speicherbedarf durch die geringeren spezifischen Speicherkosten (Bleibatterie = $0,12 \text{ \$/kWh}$ im Vergleich zu Wasserstoff = $0,04 \text{ \$/kWh}$) wieder ausgleicht.

Die Optimierungsergebnisse des Mehrfamilienhauses lassen erkennen, dass ein autarkes System auf Grund der benötigten Speicherkapazität und der Photovoltaikleistung in einem Mehrfamilienhaus in Berlin nicht praktikabel ist. Eine Photovoltaikinstallation von 40 kWp wäre großzügig, aber noch praktikabel dimensioniert. Im Falle einer PV-Anlagengröße von 40 kWp wird durch die Speicherverluste ein Autarkiegrad $< 80 \%$ erreicht. Selbst bei einer installierten PV-Leistung von 60 kWp und den maximalen Werten der Optimierungsbegrenzungen (vgl. Kapitel 3.3) wird

lediglich ein Autarkiegrad von etwa 90 % erreicht, wobei die Erhöhung der anderen Parameter (Batterie- und Wasserstoffkapazität sowie Elektrolyseur- und Brennstoffzellenleistung) keine Änderung bezüglich des Autarkiegrades mit sich bringen. Erst bei einer installierten PV-Leistung von 70 kW_p erreicht der Autarkiegrad knapp 100 %. Die Optimierungsgrenze der PV-Anlage wird deshalb auf 40 kW_p (MFH40) und auf 80 kW_p (MFH80) gesetzt, um sowohl praktikable Lösungen als auch Systemarchitekturen mit hohen Autarkiegraden zu erlangen. Nach der Optimierung hat sich eine Lösung der Variante MFH80 mit maximalem Autarkiegrad von 99,4 % und einem LCoE von 1,94 \$/kWh herausgebildet. Die Systemarchitektur beinhaltet eine PV-Leistung von 76 kW_p, eine Batteriekapazität von 1.000 kWh und eine Wasserstoffspeicherkapazität von 14.500 kWh. Das entspricht bei einem spezifischen Flächenbedarf von 0,188 kW_p/m² für Photovoltaikanlagen einer benötigten Dachfläche von etwa 400 m². Neben der fraglichen Praktikabilität lässt sich ein autarkes Mehrfamilienhaus mit einem PV-Batterie-Wasserstoff System wirtschaftlich nicht abbilden (vgl. Abbildung 4.3). Zum Vergleich werden in der Abbildung 4.3 die Optimierungsergebnisse des Mehrfamilienhauses mit einer Optimierungsgrenze der PV-Leistung von 40 kW_p (MFH40) dargestellt. Der maximale Autarkiegrad beträgt 74 % mit 1,95 \$/kWh_{el}. Weiterhin wird in der Analyse zur Veranschaulichung einer Systemarchitektur mit hohem Autarkiegrad auf das Szenario MFH80 eingegangen.

In der Tabelle 4.1 werden zum Vergleich signifikante Systemarchitekturen der drei Szenarien mit einem Autarkiegrad von etwa 94 % und 100 % aufgelistet. Mit den Optimierungsergebnissen ergeben sich die verwendeten Systemarchitekturen für die technische und ökonomische Analyse. Für die Szenarien EFH und EFH o.W. werden die voll autarken Lösungen analysiert und für das Szenario MFH80 die Lösung mit einem Autarkiegrad von 99,4 %.

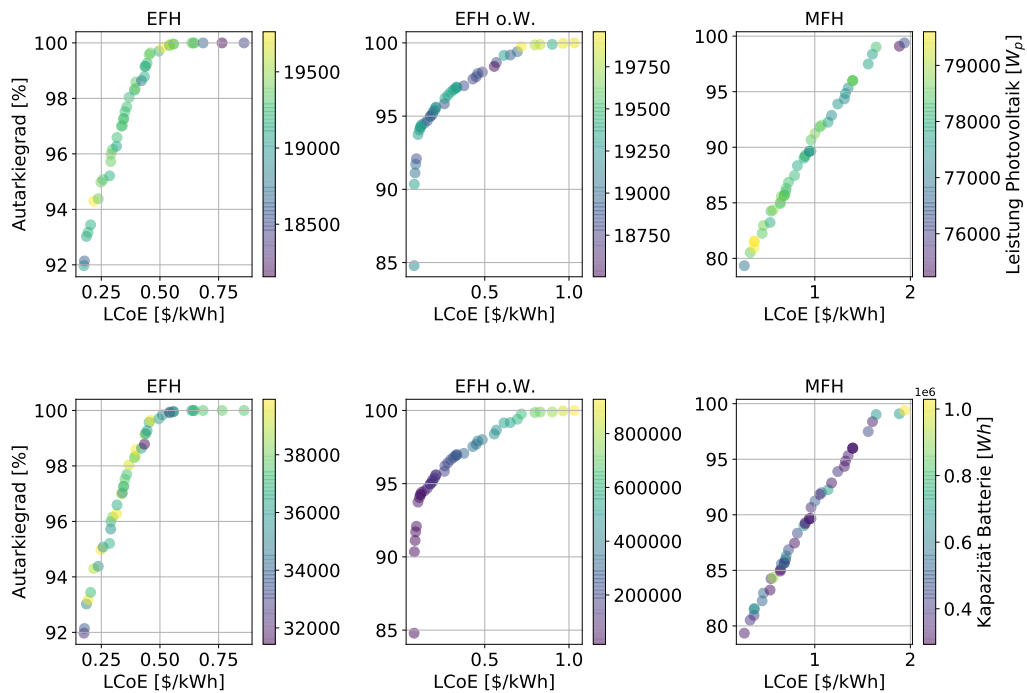


Abbildung 4.1: Optimierungsergebnisse der Photovoltaikleistungen (oben) und der Batteriekapazitäten (unten) für das Szenario EFH (links), EFH o.W. (mitte) und MFH80 (rechts)

Tabelle 4.1: Optimierungsergebnisse signifikanter Systemarchitekturen

Szenario	EFH		EFH o.W.		MFH80	
Parameter	a =	a =	a =	a =	a =	a =
	94,3 %	100 %	94,1 %	100 %	93,9 %	99,4 %
LCoE [\$/kWh _{el}]	0,22	0,64	0,11	1,03	1,24	1,94
PV [Wp]	19.763	19.378	19.290	19.906	77.557	76.270
Batterie [Wh]	38.905	36.335	60.358	927.683	395.185	1.029.209
Wasserstoff [Wh]	197.274	1.276.569	-	-	10.239.184	14.465.465
Elektrolyseur [W]	847	1.231	-	-	21.183	46.734
Brennstoffzelle [W]	413	2.475	-	-	17.523	17.516

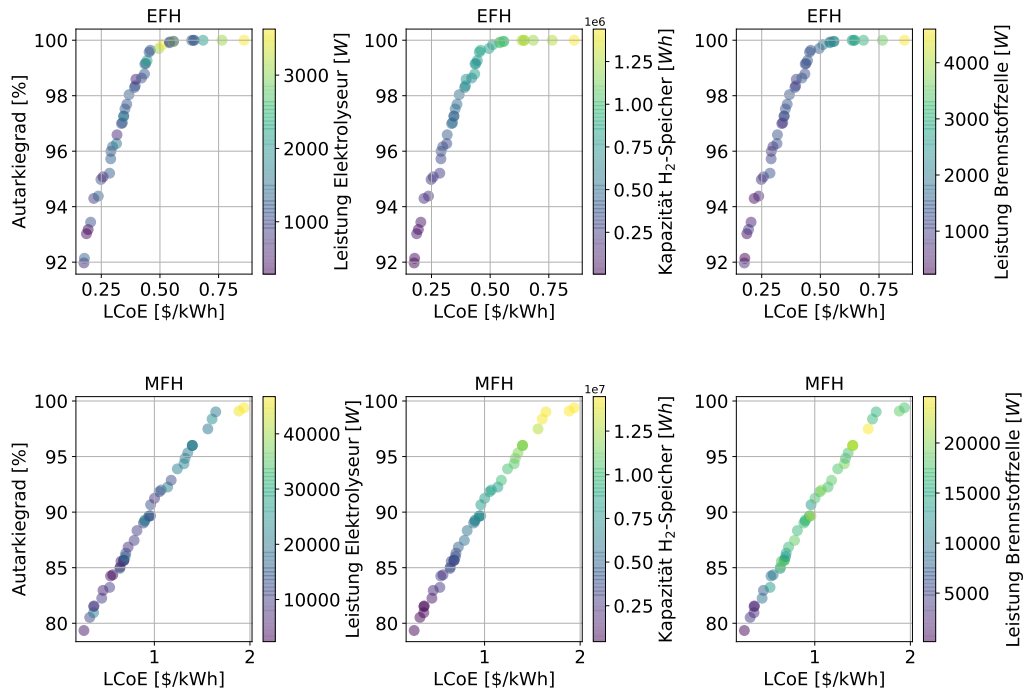


Abbildung 4.2: Optimierungsergebnisse der Elektrolyseurleistung (links), der Wasserstoffspeicherkapazität (mitte), der Brennstoffzelleleistung (rechts) für das Szenario EFH (oben) und das Szenario MFH80 (unten)

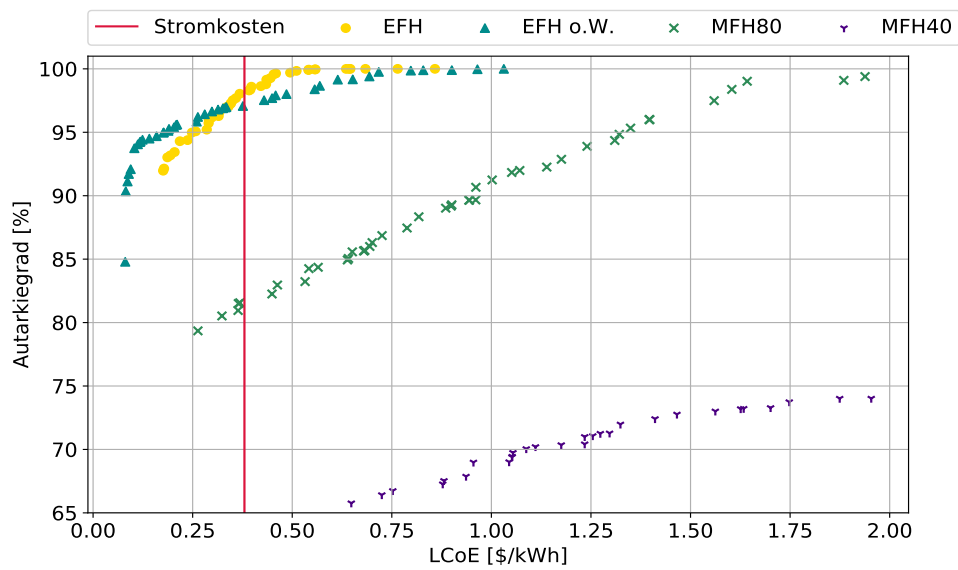


Abbildung 4.3: Optimierungsergebnisse der Szenarien EFH, EFH o.W., MFH40, MFH80 und durchschnittlichem Strombezugspreis für Haushaltskunden

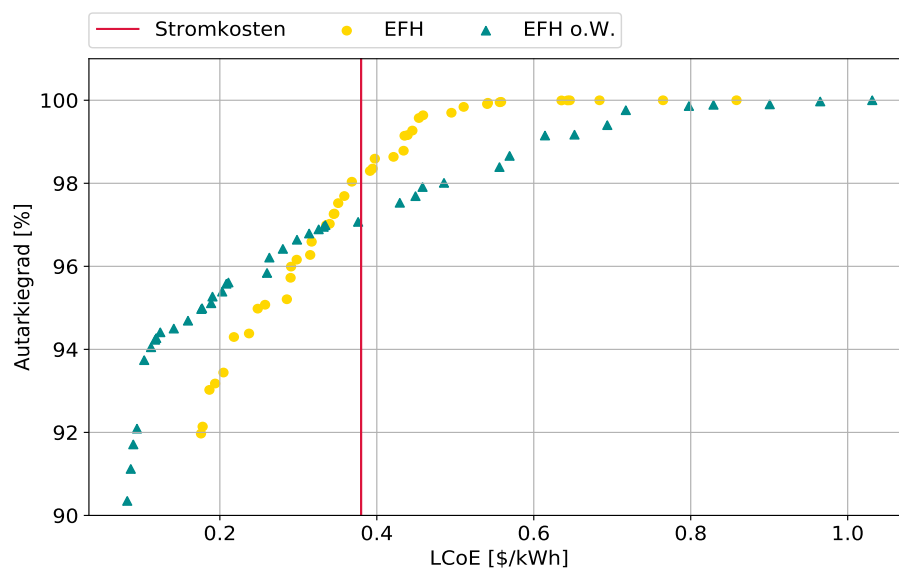


Abbildung 4.4: Optimierungsergebnisse der Szenarien EFH und EFH o.W. und durchschnittlichem Strombezugspreis für Haushaltskunden

4.2 Technische Analyse

Die technische Analyse bezieht sich vertiefend lediglich auf das Referenzszenario EFH. Die Ergebnisabbildungen des Szenarios EFH o.W. und MFH sind im Anhang abgebildet und nur signifikante Ergebnisse der Szenarien werden in der Analyse erläutert. Die Residuallast des Referenzszenarios wird in Abbildung 4.5 dargestellt. Der solare Ertrag (72.322 kWh) übersteigt dabei die elektrisch zu deckende Last (13.700 kWh) um mehr als ein Fünffaches. In der Ergebnistabelle 4.2 werden die Modellzielgrößen zusammengefasst. Die Abbildung 4.6 verdeutlicht das Verhältnis zwischen Netzeinspeisung und Netzbezug. Auf Grund der autarken Auslegung des Systems werden lediglich 0,08 kWh Strom aus dem Netz bezogen und insgesamt 39.635 kWh in das Netz eingespeist.

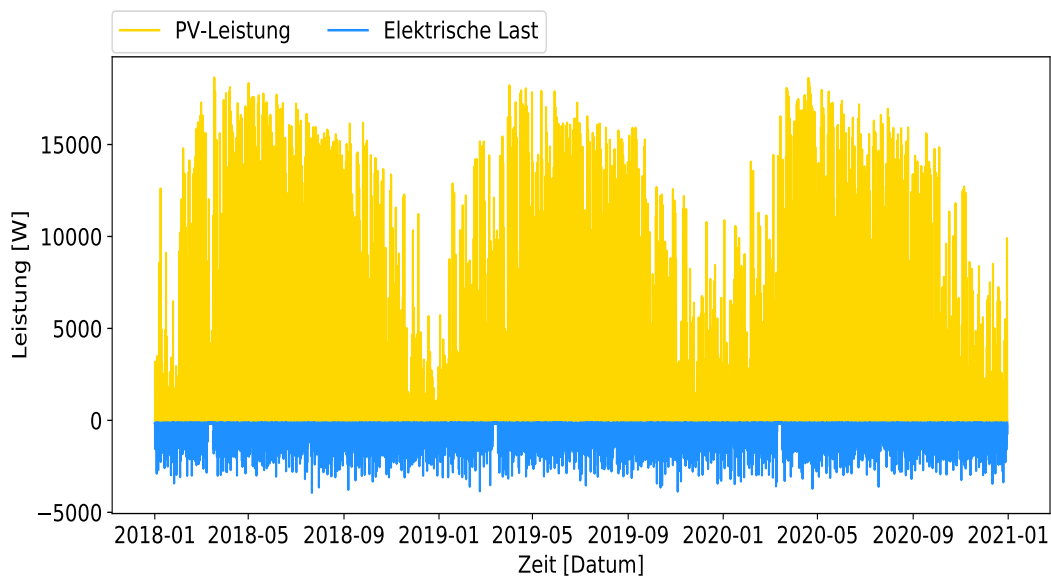


Abbildung 4.5: Residuallast des Referenzszenarios in stündlicher Auflösung von 2018 - 2020

Die Energieflüsse des Systems werden in einem Sankey-Diagramm 4.7 dargestellt. Dabei wird deutlich, dass der Großteil (67 %) der PV-Leistung in das Netz eingespeist wird und 9 % durch Verluste des Solarladereglers, des Energiemanagementsystems und des Wechselrichters nicht genutzt werden. Die Batterie wird mit 10 % direkt durch die PV-Leistung beladen und der Elektrolyseur mit Kompressor wird mit 6 % der PV-Leistung betrieben. Der Wasserstoff wird verlustfrei gespeichert und mit 2 % wird die Batterie wieder beladen. Die Batterie wiederum gibt 11 % zur Deckung der elektrischen Last in das System zurück. Die Brennstoffzelle trägt zur direkten Lastdeckung mit 1,2 kWh bei, jedoch wird der Stromfluss in der Abbildung vernachlässigt. Neben der Wasserstoffproduktion und der Rückverstromung

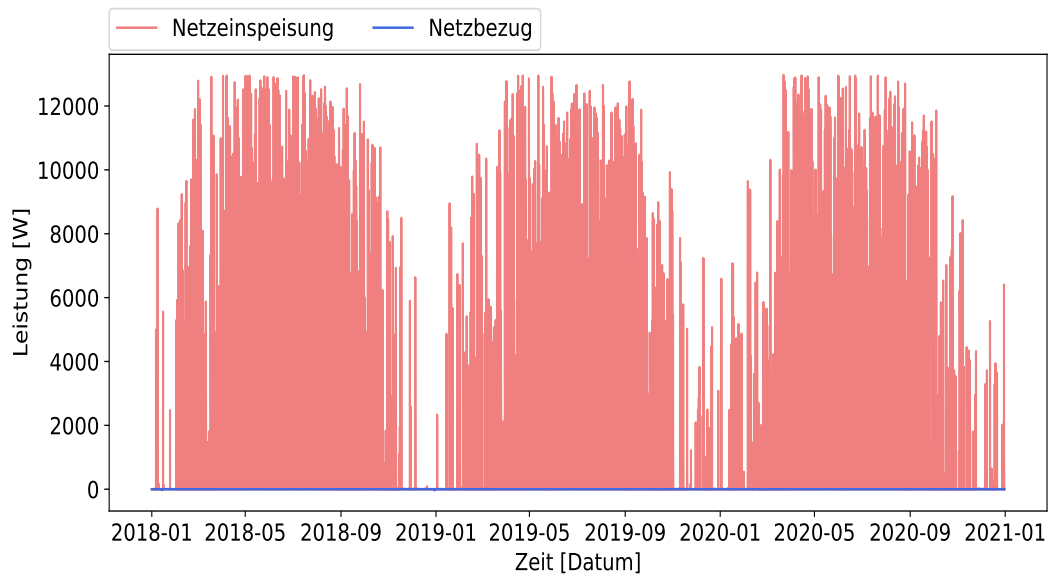


Abbildung 4.6: Netzbelastung des Referenzszenarios in stündlicher Auflösung von 2018 - 2020

erzeugen die Brennstoffzelle und der Elektrolyseur Wärme. Die zeitgleich mit der thermischen Last erzeugte Wärme kann bis auf 172 kWh ohne thermischen Speicher genutzt werden.

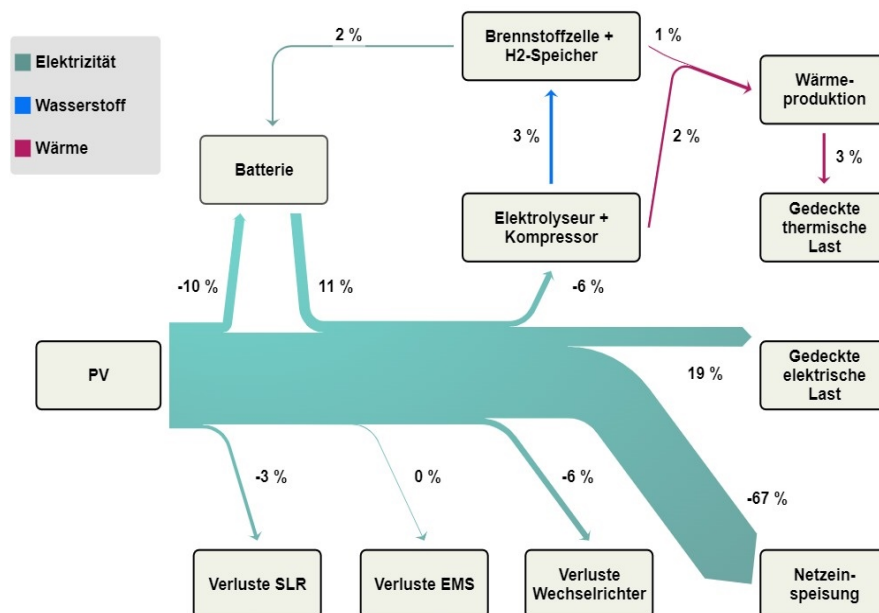


Abbildung 4.7: Übersicht der Leistungsflüsse im Referenzszenario

Die Abbildungen 4.8 und 4.9 zeigen in der Mitte den Eigenverbrauchsanteil (links) und den Autarkiegrad (rechts). Der Eigenverbrauchsanteil beläuft sich auf ledig-

Tabelle 4.2: Technische Ergebnisse der Simulationen

Parameter	Einheit	EFH	EFH o.W.	MFH80
Elektrische Last	kWh	13.708	13.708	125.079
Gedeckte el. Last	kWh	13.708	13.708	125.079
Leistungspeak	kW	3,98	3,98	24,3
Thermische Last	kWh	23.626	23.626	236.218
Gedeckte th. Last	kWh	2.120	0	17.888
Netzbezug	kWh	0,08	0	0
Netzeinspeisung	kWh	39.635	42.334	162.007
Eigenverbrauchsanteil	%	28,3	27,7	47,7
Autarkiegrad	%	100	100	100
$\emptyset\eta_E$	%	58,4	-	59,4
$\emptyset\eta_{BZ}$	%	54,4	-	54,4
$\emptyset\eta_{WR}$	%	79,4	78,6	85
Produzierter H ₂	kg	68,9	-	653
Verbrauchter H ₂	kg	73,4	-	699

lich 28,3 % und der Autarkiegrad auf 100 %. Etwa 53 % der Last werden durch den Direktverbrauch aus der PV-Anlage gedeckt. 47 % werden durch die Batterie und damit auch indirekt durch die Brennstoffzelle gedeckt. In beiden Darstellungen werden keine Verluste mit berücksichtigt, weshalb der Wert für die Netzeinspeisung von dem Sankey-Diagramm 4.7 abweicht. Der Wirkungsgrad des Wechselrichters beträgt ab einer Auslastung >10 % etwa 98 %, weswegen die Wandlungsverluste bei der Netzeinspeisung vergleichsweise gering sind. Mit steigender Photovoltaikleistung und gleichbleibender Last und Speicherkapazität steigt auch der Autarkiegrad, der Eigenverbrauch allerdings sinkt durch die zunehmende Netzeinspeisung. Durch eine Erhöhung der Speicherkapazität bei konstanter PV-Leistung und Last, wird sowohl der Eigenverbrauch als auch der Autarkiegrad erhöht, soweit diese noch keine 100 % erreicht haben (vgl. Quaschnig [63]). Zur Erhöhung des Eigenverbrauches müsste folglich die installierte Photovoltaikleistung verringert werden, was gleichzeitig eine Verringerung des Autarkiegrades verursacht. Die Erhöhung der Last würde ebenfalls zu einem höheren Eigenverbrauchsanteil führen, jedoch den Autarkiegrad gleichzeitig verringern. Eine Erhöhung der Speicherkapazität würde in diesem Falle keinen Sinn ergeben, da der Autarkiegrad bereits 100 % erreicht hat.

Sowohl die Photovoltaik-Leistung (siehe Abbildung 4.10) als auch die Wechselrichter-Leistung (siehe Abbildung 4.11) sind im Sommer zu der Tageszeit zwischen 06:00

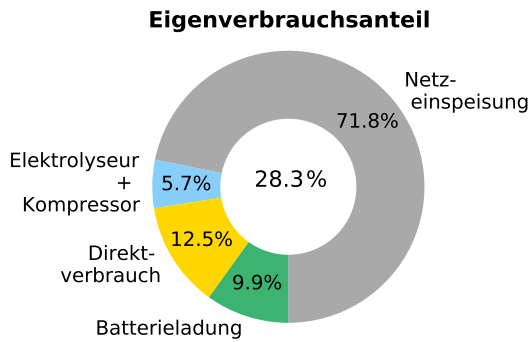


Abbildung 4.8: Eigenverbrauch im Referenzszenario

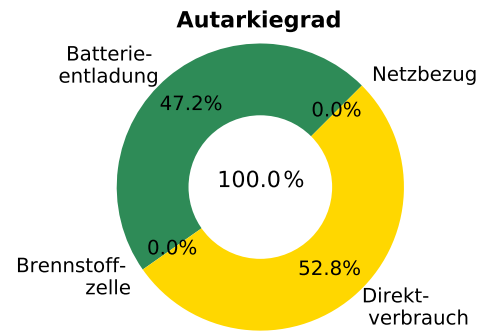


Abbildung 4.9: Autarkiegrad im Referenzszenario

Uhr und 16:00 Uhr am höchsten, während in der Nacht und im Winter vergleichsweise wenig bis gar keine PV-Leistung produziert wird. Dementsprechend ist die maximale Leistung, welche durch den Wechselrichter gewandelt wird. Nachts und im Winter wird Leistung aus dem Speichersystem bezogen, welche vergleichsweise gering ausfällt. Die Photovoltaikanlage produziert in den drei Jahren 72.322 kWh Strom. Durch die Wirkungsgradverluste des Solarladereglers werden 2.467 kWh nicht genutzt. Der durchschnittliche Wirkungsgrad des Wechselrichters beträgt 79 %. Der Wirkungsgrad ist vergleichsweise gering, da in der Simulation nur ein Wechselrichter genutzt wird. Die Wechselrichterleistung schwankt zwischen 224 W und 17.000 W und dementsprechend auch die Auslastung und der Wirkungsgrad des Wechselrichters. Die dadurch entstehenden Verluste betragen in den drei Jahren 4.209 kWh. Der durchschnittliche Wirkungsgrad eines Wechselrichters beträgt heutzutage etwa 98 % (vgl. Kapitel 3.1.1).

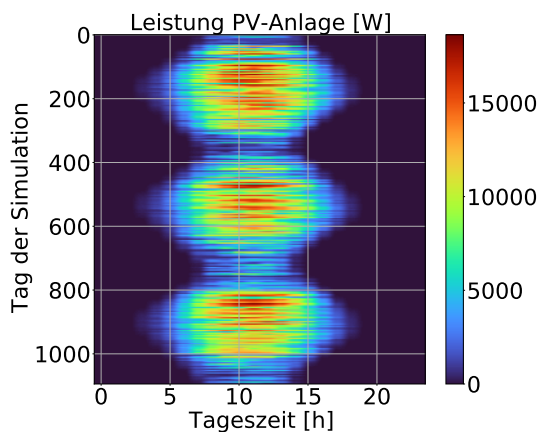


Abbildung 4.10: PV-Leistung über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde im Referenzszenario

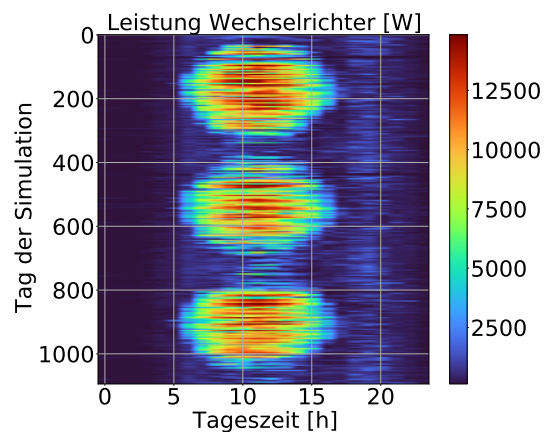


Abbildung 4.11: WR-Leistung über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde im Referenzszenario

Der Ladezustand der Batterie (siehe Abbildungen 4.13 und 4.14) wird von der Brennstoffzelle, bei ausreichender Leistung und Wasserstofffüllstand, auf mindestens 70 % des Ladezustandes gehalten (im Sommer auf 50 %). Der Ladezustand sinkt vor allem nachts zwischen 20:00 Uhr und 09:00 Uhr im Winter durch die Nutzung der Batterie zur Lastdeckung. Die Batterie wird innerhalb der drei Jahre mit 6.939 kWh direkt durch die PV-Anlage und mit 1.327 kWh durch die Brennstoffzelle beladen. Die Batterieentladung beträgt 7.865 kWh und die Verluste durch das Energiemanagementsystem betragen 279 kWh. Der durchschnittliche Ladezustand der Batterie beträgt 91 % mit 9.482 Betriebsstunden.

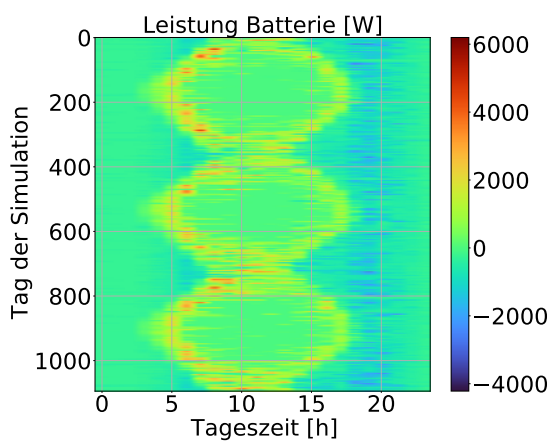


Abbildung 4.12: Leistung der Batterie über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde im Referenzszenario

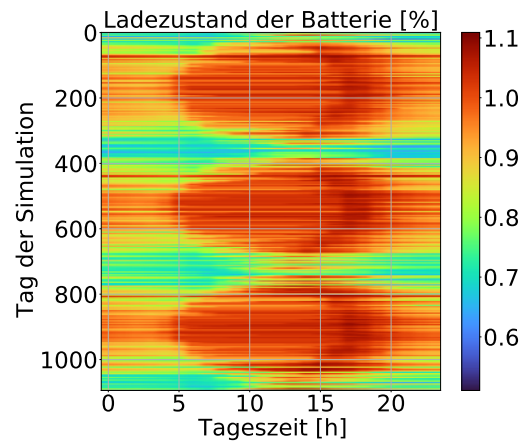


Abbildung 4.13: SOC der Batterie über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde im Referenzszenario

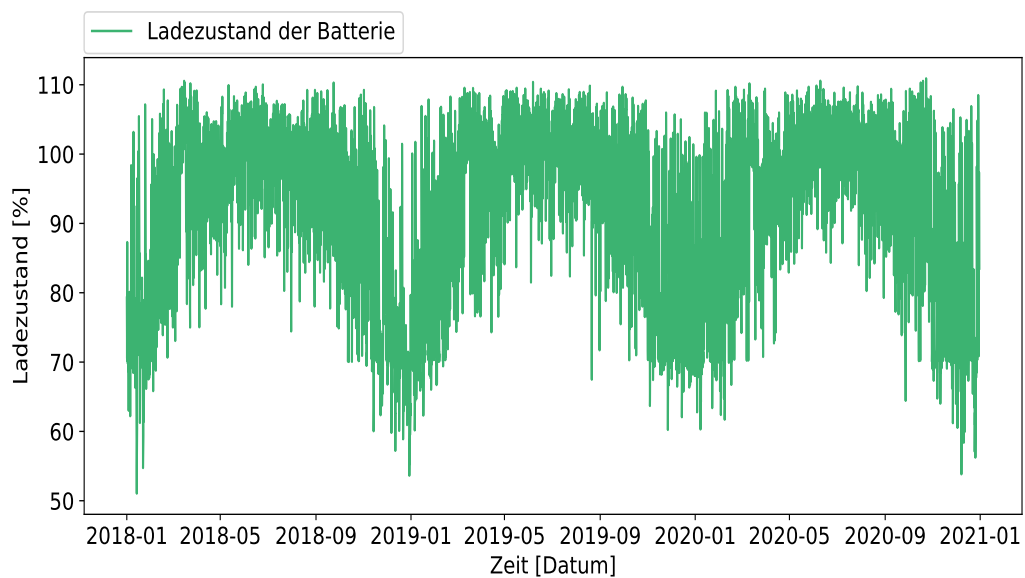


Abbildung 4.14: Ladezustand der Batterie über den Simulationszeitraum im Referenzszenario

Der Elektrolyseur (siehe Abbildung 4.15) produziert am Anfang des Jahres Wasserstoff, bis der Wasserstoffspeicher befüllt ist. Im Winter, wenn Überschussstrom vorhanden ist und die Brennstoffzelle den Speicher entleert, wird wenig Wasserstoff nachproduziert. Der Elektrolyseur wird mit 3.950 kWh gespeist und der durchschnittliche Wirkungsgrad liegt bei 58,4 % mit 3.299 Betriebsstunden in drei Jahren. Der Kompressor benötigt 75 kWh zur Verdichtung des produzierten Wasserstoffes von 30 auf 300 bar mit einer spezifischen Kompressionsarbeit von etwa 1 kWh/kg_{H₂}. Bezogen auf die Speisung des Elektrolyseurs beträgt die Kompressionsarbeit etwa 2 %. Der Fehler des Kompressors (vgl. Kapitel 4.5.3) beträgt 2,6 kWh. Wesentliche Betriebszeiten der Brennstoffzelle (siehe Abbildung 4.16) sind abends und nachts im Winter, wenn der Batteriefüllstand unter 70 % (vgl. Abbildung 4.14) fällt und die Photovoltaikanlage keinen Strom produziert. Die Brennstoffzelle lädt die Batterie mit 1.328 kWh und produziert lediglich 1,2 kWh zur direkten Lastdeckung, wenn die Batterie die Last alleine nicht decken kann. Der durchschnittliche Wirkungsgrad der Brennstoffzelle beträgt 54,4 % mit 2.188 Betriebsstunden in 3 Jahren. Die Anzahl der Betriebsstunden ist auf Grund der angewandten Betriebsstrategie sehr niedrig, da das Wasserstoffsystem nur als Unterstützung für das Batteriesystem dient. Insgesamt werden 68,9 kg (2.297 kWh) Wasserstoff produziert und 73,4 kg (2.445 kWh) Wasserstoff verbraucht. Die Wärmeproduktion des Elektrolyseurs beläuft sich auf 1.611 kWh und der Brennstoffzelle auf 680 kWh in drei Jahren. Die minimal gedeckte Wärme wird in der Abbildung 4.18 dargestellt, welche verdeutlicht, dass lediglich 9,7 % des Wärmebedarfes gedeckt werden kann. Ein Warmwasserspeicher hätte in diesem Fall keinen Nutzen, da die produzierte Wärme der Komponenten bis auf 172 kWh direkt genutzt werden kann.

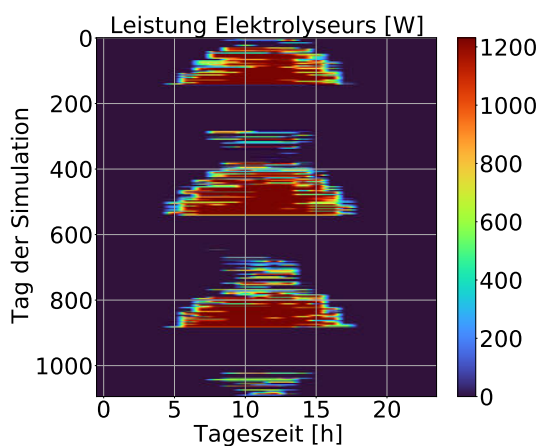


Abbildung 4.15: Elektrolyseur-Leistung über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde im Referenzszenario

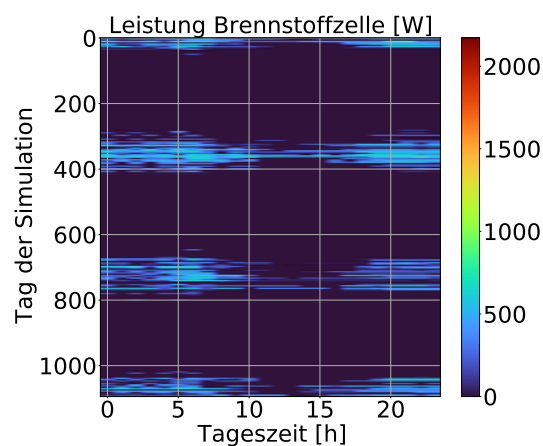


Abbildung 4.16: Leistung der Brennstoffzelle über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde im Referenzszenario

Der Wasserstoffspeicher (vgl. Abbildung 4.17) ist zu Beginn der Simulation mit 80 % befüllt und entlädt sich innerhalb eines Monats von 80 % auf etwa 50 %. Im Frühling 2018 wird der Speicher innerhalb von etwa drei Monaten von den etwa 50 % voll beladen bis in den Monat November. Ab dem Winter sinkt der Füllstand innerhalb von zwei Monaten auf etwa 35 %. Bis zum Ende des Winters 2020 sinkt der Speicher auf lediglich 50 % der Kapazität.

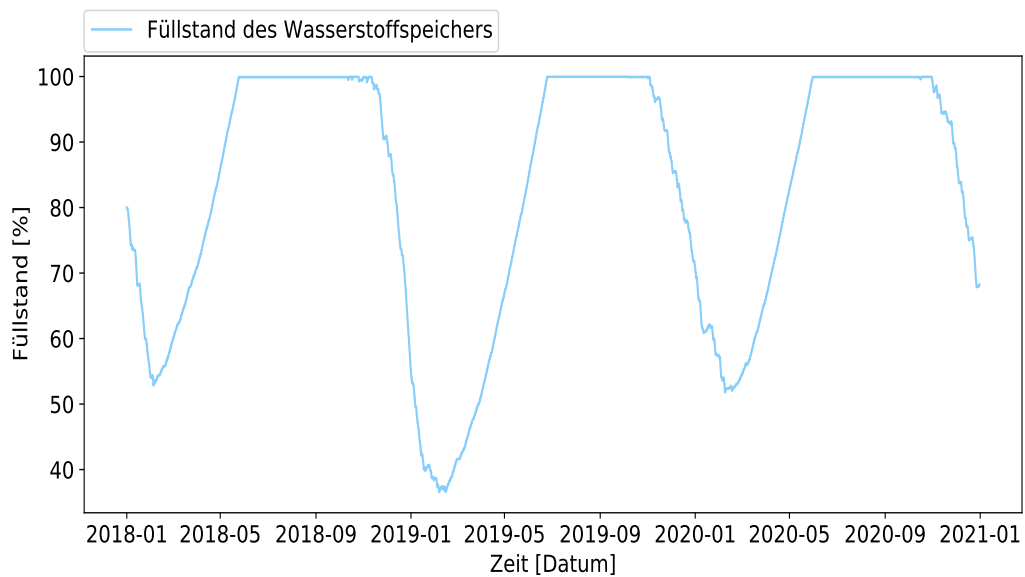


Abbildung 4.17: Füllstand des Wasserstoffspeichers über den Simulationzeitraum im Referenzszenario

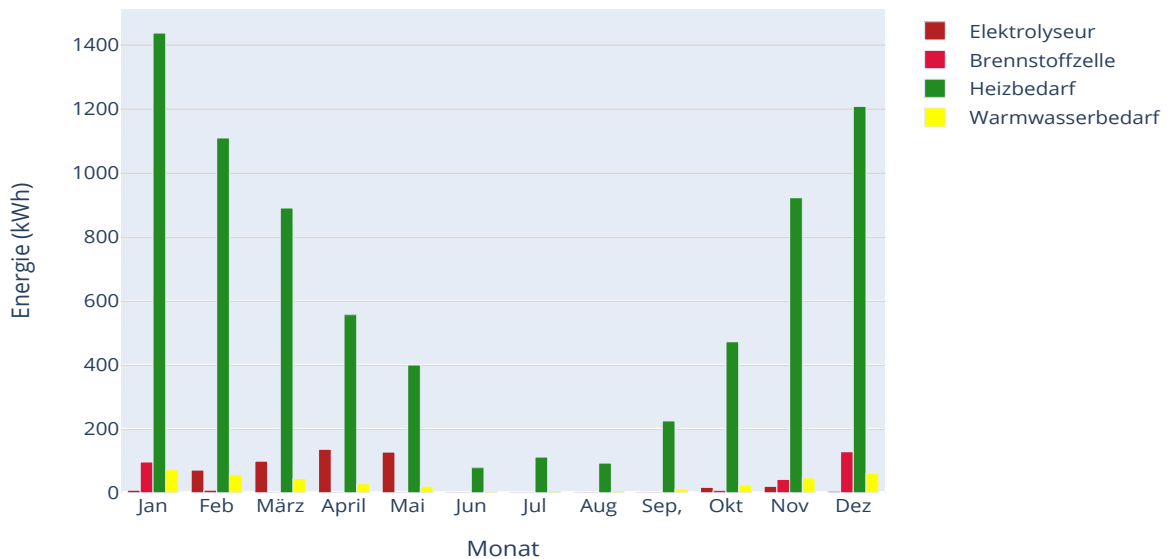


Abbildung 4.18: Schematische Wärmeabdeckung für das Jahr 2018 im Referenzszenario

4.3 Ökonomische Analyse

Der Kapitalwert beläuft sich auf 149.022 \$ mit einer Lastdeckung von insgesamt 13.708 kWh. Der LCoE ergibt sich zu 0,64 \$/kWh_{el} und entspricht somit 0,26 \$/kWh_{el} mehr als dem aktuellen durchschnittlichen Strompreis (0,38 \$/kWh). Die Tabelle 4.3 zeigt die Kernergebnisse aufgeschlüsselt nach den einzelnen Komponenten und den Arten der Kosten auf.

Weiterhin gibt die Abbildung 4.19 eine detaillierte Aufschlüsselung der anfallenden Kosten für die einzelnen Komponenten sowie die Abbildung 4.20 einen Überblick über den Kostenverlauf unterteilt nach Art der Kosten innerhalb der Systemlaufzeit von 30 Jahren. Zur Veranschaulichung werden alle Ausgaben des Projektes mit einem negativen Vorzeichen und alle Einnahmen mit einem positiven Vorzeichen dargestellt. In der Tabelle 4.3 werden die Vorzeichen andersherum verwendet. Durch die Abbildungen wird erkennbar, dass knapp die Hälfte der Investitionskosten für den Wasserstoffspeicher verwendet werden. Weitere hohe Anteile der Investitionskosten bilden die Photovoltaik-Anlage (12,8 %), die Brennstoffzelle (11,8 %) und das BOS (7,3 %) ab. Nach zehn und nach zwanzig Jahren Laufzeit müssen der Wechselrichter, der Elektrolyseur und Kompressor, sowie die Brennstoffzelle einmalig nach 15 Jahren ersetzt werden. Nach 14 und nach 27 Jahren Laufzeit wird die Batterie er-

Tabelle 4.3: Ökonomische Ergebnisse des Referenzszenarios

Komponente	Investitions- kosten [\$]	Wartungs- kosten [\$]	Erneuerungs- kosten [\$]	Rest- wert [\$]	Gesamt- kosten [\$]
PV-Anlage	10.464	9.103	0	-739	18.829
Batterie	4.360	3.793	6.024	-716	13.461
Elektrolyseur	1.327	1.154	1.998	0	4.479
Kompressor	265	230	398	0	893
H ₂ -Speicher	47.876	41.652	0	0	89.528
Brennstoffzelle	9.653	8.398	7.233	0	25.284
Wechselrichter	2.046	1.780	3.081	0	6.908
Netz	0	-19.107	0	0	-19.107
BOS	6.000	5.400	0	0	11.400
Summe	81.991	52.404	18.735	-1.455	151.675
Wärme- einsparung					-2.653
Gesamtkosten					149.022

setzt, was in etwa der Lebenszeit einer Blei-Batterie (15 Jahre) nach May et al. [18] entspricht. Die Photovoltaik-Anlage und der Wasserstoffspeicher müssen während der gesamten Laufzeit von 30 Jahren nicht erneuert werden. Weiterhin fallen jedes Jahr, außer im ersten Jahr, Betriebs- und Instandhaltungskosten an. Diese betragen 3 % der spezifischen Investitionskosten und sind somit entsprechend der Investitionskosten jährlich bei dem Wasserstoffspeicher am höchsten. Zu den Betriebskosten werden ebenfalls die Gewinne oder Kosten durch das Netz mitbetrachtet, was der Differenz aus Netzeinspeisung und Netzbezug entspricht. In den ersten 20 Jahren sind die Gewinne durch die Netzeinspeisung auf Grund der Einspeisevergütung zu erkennen, welche wiederum nach 20 Jahren ausläuft. Folglich werden nach 20 Jahren für die Netzeinspeisung keine Gewinne mehr erzielt. Die Kosteneinsparung durch die direkte Wärmeproduktion sind so gering, dass sie auf der Abbildung kaum zu erkennen sind. Über 30 Jahre belaufen sich die Einsparungen auf 2.653 \$. Ohne die Wärmekosteneinsparung belief sich der LCoE auf 0,65 \$/kWh_{el}. Am Ende der Laufzeit des Systems verbleibt ein Restwert von 1.455 \$ durch die Batterie und die Photovoltaik-Anlage. Die Fraglichkeit der Wirtschaftlichkeit eines PV-Batterie-Wasserstoff Systems ist in diesen Abbildungen deutlich zu erkennen. Die Gewinne und Einsparungen durch Netzeinspeisung und Wärmekosten sind im Verhältnis zu den Investitionen verschwindend gering. Der LCoE eines solchen Systems beläuft

sich schließlich auf 0,64 \$/kWh, liegt damit höher als der durchschnittliche Strompreis in Berlin und ist im europäischen Kontext schlichtweg unwirtschaftlich. Eine Amortisationszeit zeichnet sich auch nach 30 Jahren nicht ab.

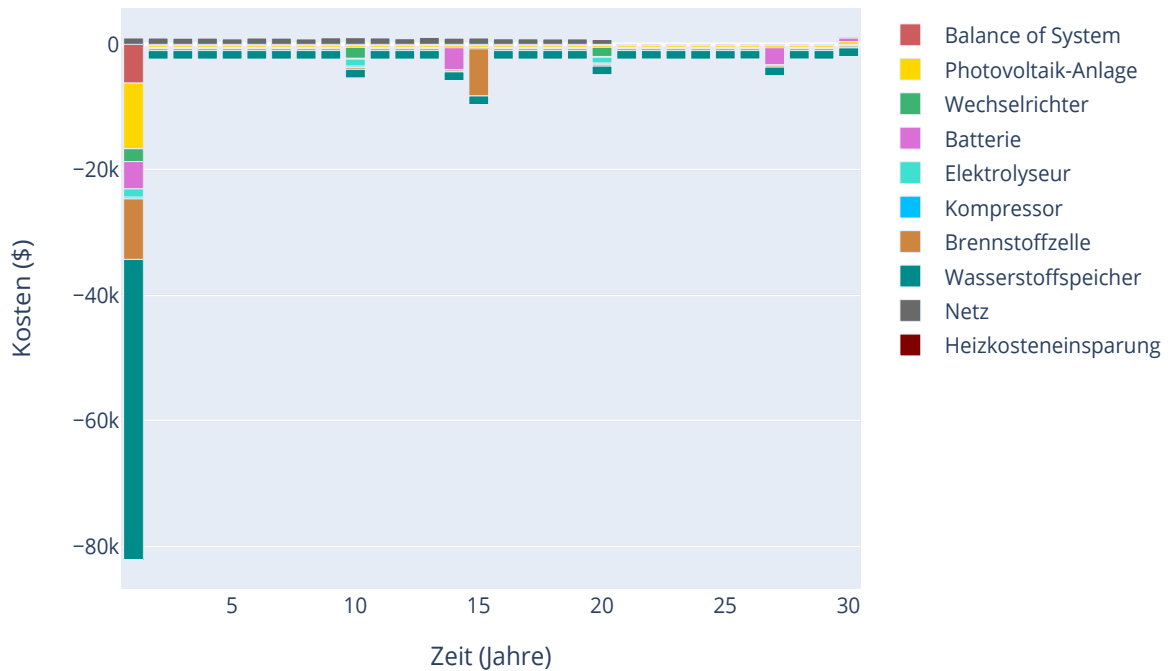


Abbildung 4.19: Kostenverlauf des Referenzszenarios innerhalb von 30 Jahren unterteilt nach Komponenten

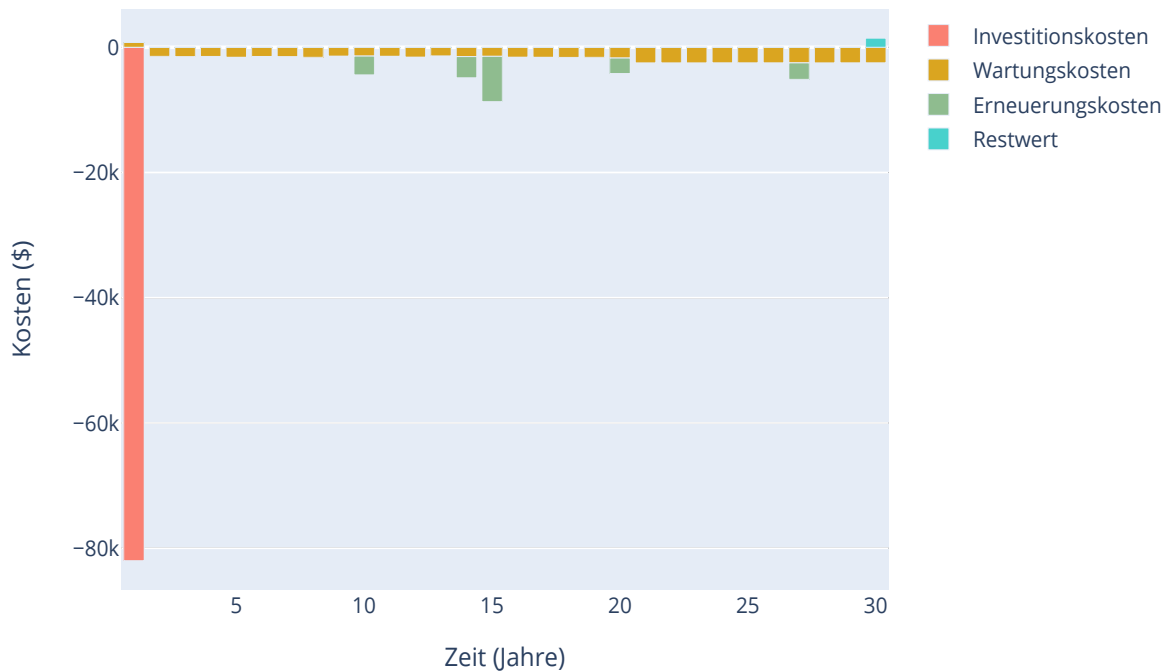


Abbildung 4.20: Kostenverlauf des Referenzszenarios innerhalb von 30 Jahren unterteilt nach Art der Kosten

4.4 Sensitivitätsanalyse

Die Sensitivitätsanalyse gibt Aufschluss über den Einfluss von Unsicherheitsfaktoren auf die Zielvariablen. Die spezifischen Investitionskosten und die Lebenszeiten der Komponenten haben ausschließlich Einfluss auf den LCoE und werden in Boxplots (vgl. Abbildungen 4.21 und 4.22) dargestellt. Die Variation der Auslastung der Brennstoffzelle und der Beladungsgrenze der Batterie haben jedoch Einfluss auf sowohl den Autarkiegrad als auch den LCoE und werden in Graphen mit sekundärer Achse verdeutlicht (vgl. Abbildungen 4.23 und 4.24).

Mit der Abbildung 4.21 wird deutlich, dass die spezifischen Investitionskosten des Wasserstoffspeichers die größten Auswirkungen auf den LCoE haben. Grund dafür ist die Preisspanne des Wasserstoffspeichers und die vergleichsweise hohen Investitionskosten im Vergleich zu den anderen Komponenten. So würde der LCoE mit spez. Investitionskosten von 500 \$/kg auf 0,38 \$/kWh_{el} sinken und mit spez. Investitionskosten von 2000 \$/kg fast doppelt so viel betragen (0,74 \$/kWh_{el}). Die

Investitionskosten des Elektrolyseurs und der Brennstoffzelle haben vergleichsweise wenig Einfluss auf den LCoE. Ähnliche Ergebnisse sind bei der untersuchten Lebenszeit zu erkennen (vgl. Abbildung 4.22). Im Referenzszenario wird für den Wasserstoffspeicher eine Lebenszeit von 30 Jahren angenommen, was der allgemeinen Systemlaufzeit entspricht. Beträgt die Lebenszeit des Wasserstoffspeichers lediglich 20 Jahre, so beläuft sich der LCoE auf 0,65 $\$/\text{kWh}_{el}$. Längere Lebenszeiten als 30 Jahre haben nur geringe positive Auswirkungen auf den LCoE auf Grund des sich erhöhenden Restwertes. Für die Brennstoffzelle werden 15 Jahre Lebenszeit angenommen. Entsprechend der Auswirkungen der Lebenszeit des Wasserstoffspeichers, hat eine Verkürzung der Lebenszeit der Brennstoffzelle deutlich gravierendere Auswirkungen auf den LCoE als eine Verlängerung der Lebenszeit. Beträgt die Lebenszeit der Brennstoffzelle 10 Jahre, beläuft sich der LCoE auf 0,59 $\$/\text{kWh}_{el}$. Eine Verlängerung der Brennstoffzellenlebenszeit auf 20 Jahre hat lediglich geringfügige Auswirkungen auf den LCoE. In dem Referenzszenario wird für die Lebenszeit des Elektrolyseurs der schlechteste Fall (10 Jahre) angenommen. Beträgt die Lebenszeit des Elektrolyseurs 20 Jahre, beläuft sich der LCoE auf 0,55 $\$/\text{kWh}_{el}$.

Weiterhin wird die Auswirkung der Brennstoffzellenauslastung für das Beladen der Batterie auf den Autarkiegrad und den LCoE in Abbildung 4.23 dargestellt. Dabei wird deutlich, dass der Betrieb mit dem höchsten Wirkungsgrad bei einer Auslastung von 24,44 % ökonomisch am Sinnvollsten ist. Mit steigender Auslastung sinkt der Wirkungsgrad der Brennstoffzelle und somit auch der LCoE auf Grund der Verringerung der Netzeinspeisung. Der Autarkiegrad ist bei einer 30-%igen Auslastung minimal höher, sinkt jedoch mit steigender Auslastung der Brennstoffzelle und sinkendem Wirkungsgrad wegen der Effizienzverluste in den Wintermonaten und dementsprechend steigendem Netzbezug. Es wird ersichtlich, dass ein Betrieb unter Volllast weder für den LCoE noch für den Autarkiegrad förderlich ist. Es ist zu beachten, dass die Lebenszeit der Brennstoffzelle auf 15 Jahre in der Simulation festgesetzt wird. Der Betrieb der Brennstoffzelle mit einer geringen Auslastung kann zu einer Erhöhung der Betriebsstunden und einer dementsprechenden Verkürzung der Lebenszeit führen. Mit den getroffenen Annahmen ist ein Betrieb unter der Auslastung mit dem höchsten Wirkungsgrad jedoch die optimale Betriebsstrategie. Schließlich wird die Auswirkung der Beladungsgrenze der Batterie in den Wintermonaten in der Abbildung 4.24 dargestellt. Dabei wird deutlich, dass der LCoE bei einer Beladungsgrenze von 60 % am niedrigsten und bei einer Beladungsgrenze von 100 % am höchsten ist. In dem Referenzszenario wird eine Beladungsgrenze von 70 % verwendet. Der Autarkiegrad ist bei diesem Wert am höchsten und der

LCoE 0,002 $\$/\text{kWh}_{el}$ höher. Die Lebensdauer der Batterie soll durch das Halten des Ladezustandes der Batterie auf mindestens 70 % verlängert werden.

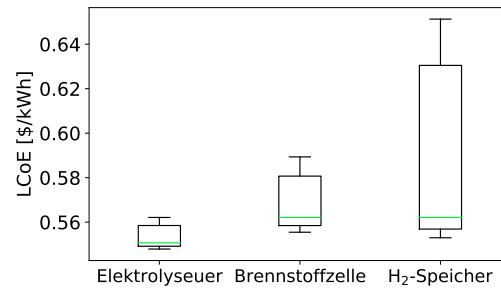
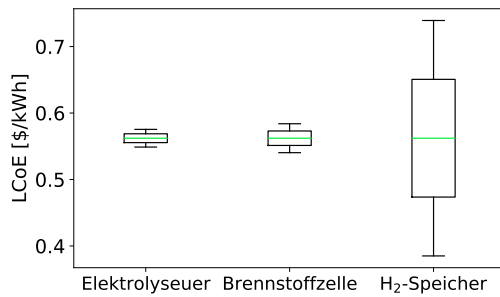


Abbildung 4.21: Variation und Auswirkung der spez. Investitionskosten des Elektrolyseurs, der Brennstoffzelle und des Wasserstoffspeichers auf den LCoE

Abbildung 4.22: Variation und Auswirkung der Lebensdauer des Elektrolyseurs, der Brennstoffzelle und des Wasserstoffspeichers auf den LCoE

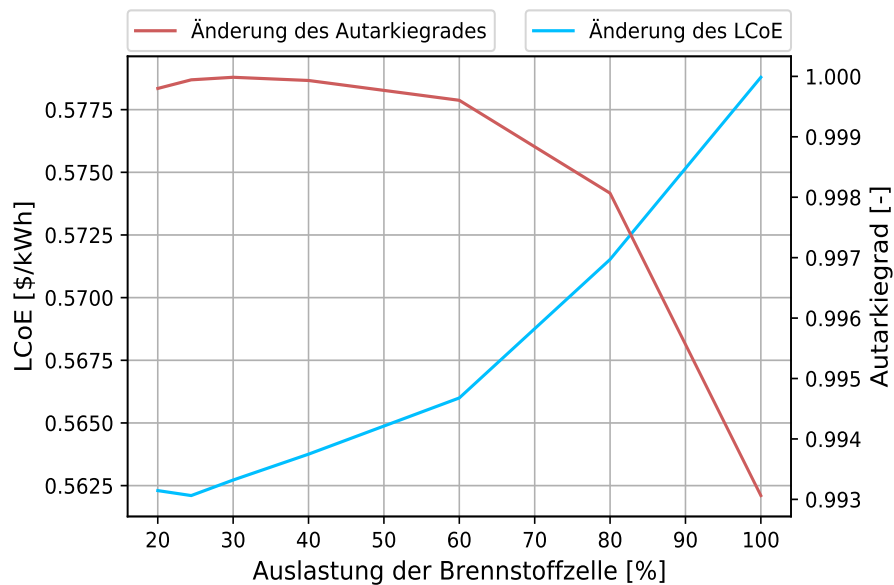


Abbildung 4.23: Variation der Brennstoffzellenauslastung zum Beladen der Batterie und die Auswirkung auf den LCoE und den Autarkiegrad

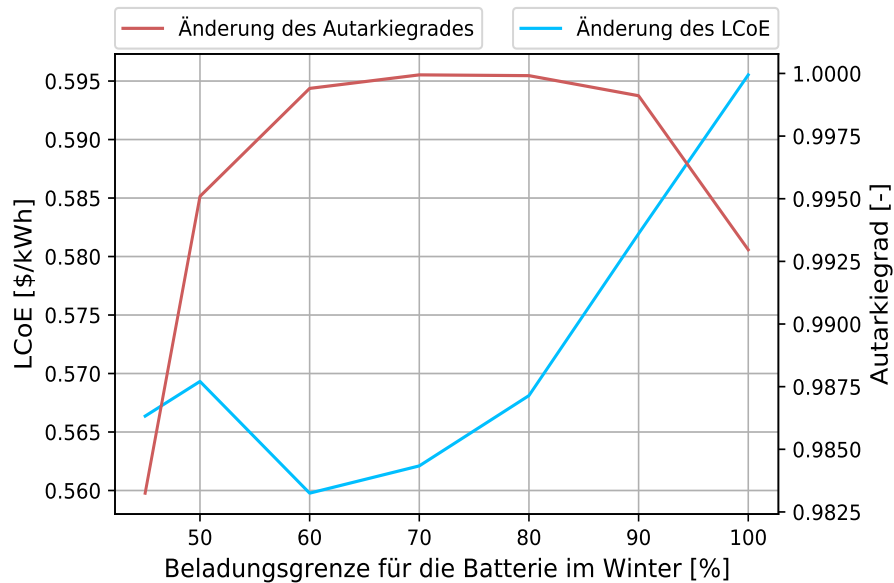


Abbildung 4.24: Variation der Beladungsgrenze der Batterie im Winter und die Auswirkung auf den LCoE und den Autarkiegrad

4.5 Validierung

Zur Validierung des Systems wird eine technische Validierung nach Puranen et. al. [4] und eine ökonomische Validierung mit der Firma HPS vorgenommen.

4.5.1 Technische Validierung nach Puranen et al.

Die technische Validierung kann nach Puranen et. al. [4] erfolgen. Dabei wird ein Einfamilienhaus in Südfinnland untersucht. Die Zusammenschaltung und Ladelogik der Komponenten ist vergleichbar. Die Tabelle 4.4 zeigt die Eingangswerte, die bei Puranen et al. [4] und in der Simulation zur Validierung genutzt werden. Die Teillastkurve des Elektrolyseurs wird für die Validierung aus dem Paper übernommen, ebenso wie der festgesetzte Wirkungsgrad von 50 % der Brennstoffzelle. Als Standort wird Helsinki mit den entsprechenden meteorologischen Eingangsdaten verwendet. Das Referenzjahr ist 2019. Der Füllstand des Wasserstoffspeichers wird auf 60 % gesetzt und die Ladelogik wird wie in dem Paper angepasst. Im Winter lädt die Brennstoffzelle die Batterie, wenn der Batteriefüllstand weniger als 90 % und im Sommer, wenn der Ladezustand weniger als 50 % beträgt.

Die Ergebnisse der Validierung (siehe Tabelle 4.5) werden aus einer Graphik von Puranen et al. [4, S.255] abgelesen und weichen teilweise ab. Größere Unterschiede sind bei dem Direktverbrauch und der Netzeinspeisung zu erkennen. Das kann an

Tabelle 4.4: Systemkonfiguration zur technischen Validierung nach Puranen et al. [4, S.255]

Komponente	Auslegung
PV - Anlage	21,1 kWp
Batterie	25 kWh
Elektrolyseur	6 kW
Wasserstoffspeicher	183 kg
Brennstoffzelle	6 kW
Wechselrichter	16 kW

Tabelle 4.5: Ergebnisse der technischen Validierung

Parameter	Puranen et al.	Simulation	Relative Abweichung
Last	7.117 kWh	7.334 kWh	3 %
Netzbezug	0 kWh	0 kWh	0 %
Netzeinspeisung	ca. 12.000 kWh	8.500 kWh	29 %
Elektrolyseur	ca. 9.000 kWh	7.640 kWh	15 %
Batterieladung	1.050 kWh	1.660 kWh	37 %
Direktverbrauch	2.300 kWh	3.700 kWh	60 %
Batterieentladung	4.100 kWh	4.650 kWh	13 %
Brennstoffzelle	4.050 kWh	3.160 kWh	22 %
Autarkiegrad	100 %	100 %	0 %

Tabelle 4.6: Systemkonfiguration zur Validierung mit HPS

Komponente	Auslegung
Lastprofil	5.000 kWh/Jahr
PV - Anlage	14 kWp
Batterie	25 kWh
Elektrolyseur	2.400 kW
Wasserstoffspeicher	1.400 kWh
Brennstoffzelle	1.500 kW
Wechselrichter	18.000 kW

den unterschiedlichen Ausrichtungen der Paneele liegen. Beide Systeme sind mit der Systemkonfiguration 100 % autark. Der Füllstand des Wasserstoffspeichers ist zum Beginn der Simulation nicht eindeutig und wird mit 60 % abgeschätzt. Abweichungen ergeben sich voraussichtlich ebenfalls durch die unterschiedlichen Lastprofile der Städte.

4.5.2 Ökonomische Validierung nach Homer Power Solutions

Das Unternehmen HPS gibt bei den Eingangswerten (vgl. Tabelle 4.6) einen Autarkiegrad von 100 % sowie einen LCoE von 0,47 \$/kWh bei einem Simulationszeitraum von 30 Jahren an. Die Betriebsstrategie ist vergleichbar, jedoch ist nicht ersichtlich, ob HPS Gestehungskosten bezogen auf den Strom oder die Energie berechnet und ob eine Wärmerückgewinnung durch den Warmwasserspeicher in den Gestehungskosten mitberücksichtigt wird. Die Investitionskosten belaufen sich laut HPS auf 107.000 \$ mit kumulierten Betriebskosten inklusive Erneuerungsinvestitionen von 38.900 \$. Die Ergebnisse der Simulation mit einem Lastprofil von etwa 4.500 kWh/Jahr und sonst selbigen Eingangsdaten belaufen sich auf einen Autarkiegrad von 98 % mit einem LCoE von 1 \$/kWh und Investitionskosten von etwa 80.000 \$. Die kumulierten Betriebs- und Erneuerungskosten belaufen sich auf 72.500 \$ und sind damit fast doppelt so hoch wie bei HPS. Jedoch fallen die Investitionskosten um etwa 37.000 \$ geringer aus. Die Werte von HPS beinhalten eine Gewinnmarge von unbekannter Höhe. Zudem ist davon auszugehen, dass die Firma von Mengenrabatten profitieren kann und evt. Fördergelder in die Gestehungskosten einberechnet hat.

4.5.3 Fehlerabschätzung

In der Simulation ergeben sich durch die Konfiguration Unsicherheitsfaktoren hier besprochen werden. Für die Kompressionsleistung wird im Vorfeld der Elektrolyse-Simulation mit Kompressor, die maximale Kompressionsleistung angenommen. Dies beruht auf der im Rahmen der Simulation festgelegten Annahme, dass der Elektrolyseur Wasserstoff produziert, wenn mit der Überschussleistung der PV-Anlage eine unmittelbare Komprimierung des Wasserstoffes gewährleistet werden kann. Die reale Kompressionsleistung wird erst berechnet, nachdem der Elektrolyseur simuliert wurde. Der Fehler kann wie in Gleichung 4.1 berechnet werden:

$$P_{KR_{Fehler}} = P_{KR_{max}} - P_{KR} \quad (4.1)$$

Für den Wechselrichter wird in dem *load()*-Modul ein Wirkungsgrad angenommen, um die DC-Last abzuschätzen. Der Wirkungsgrad wird anhand der AC-Last, nicht aber mit den Einstrahlungswerten interpoliert. Folglich ist der Fehler der Abschätzung sehr klein, wenn die Last den einzigen Einflussfaktor darstellt. Tagsüber im Sommer, wenn die Inputleistung und der Wirkungsgrad des Wechselrichters vor allem von der PV-Leistung abhängig ist, wird der Fehler der Wirkungsgradabschätzung relativ groß. Der reale Wirkungsgrad des Wechselrichters, kann erst nach dessen Simulation bestimmt werden. Die Bestimmung des Fehlers wird wie in Gleichung 4.2 berechnet und in der Simulation mit berücksichtigt.

$$P_{WR_{Fehler}} = P_{WR_{IN}} \cdot |(\eta_{WR_{ass}} - \eta_{WR})| \quad (4.2)$$

$\eta_{WR_{ass}}$ = angenommener Wirkungsgrad des Wechselrichters

η_{WR} = realer Wirkungsgrad des Wechselrichter

Einen weiteren Unsicherheitsfaktor stellen die Energiepreisprognosen dar. Ausgehend von unterschiedlichen Szenarien unterscheiden sich die Preise enorm. Die Auswirkungen auf die Ergebnisse in dieser Thesis bleiben jedoch relativ gering, da (teil-)autarke Systeme analysiert werden und der Strombezug dementsprechend gering ist. Auch die Einsparung durch die Wärmekosten machen im Verhältnis zu den anderen Kosten einen verschwindend geringen Anteil aus.

Fazit und Ausblick

5.1 Fazit

In der vorliegenden Arbeit wurde die technische Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit eines (teil-)autarken PV-Batterie-Wasserstoff-Systems und eines PV-Batterie-Systems ohne Wasserstoffspeicherung in Wohngebäuden untersucht. Aufbauend auf einer evolutionären Optimierung wird geprüft bis zu welchem Autarkiegrad eine Stromversorgung in Berliner Haushalten wirtschaftlich und technisch praktikabel gewährleistet werden kann.

Die Untersuchung zeigt, dass PV-Batterie-Wasserstoff-Systeme in der Lage sind ein Einfamilienhaus in Berlin elektrisch autark zu versorgen. In Anbetracht der gegenwärtigen Strombezugspreise im Berliner Netz von 0,38 \$/kWh zu den autark erzeugten Stromkosten von 0,64 \$/kWh_{el}, erweist sich dies als unwirtschaftlich. Die Kosten des PV-Batterie-Wasserstoff-Systems mit einem Autarkiegrad von 94 % sinken auf 0,22 \$/kWh_{el}. Ein PV-Batterie-System ohne Wasserstoffspeicherung hingegen ist gleichermaßen in der Lage einen Autarkiegrad von 94 % zu gewährleisten und stellt sich mit 0,11 \$/kWh_{el} als wirtschaftlichste Option heraus. Die vollständig autarke Stromversorgung für ein Einfamilienhaus mit einer Batterie als einziges Speichermedium ist sowohl aus technischer (930 kWh Batteriekapazität) als auch aus wirtschaftlicher Sicht (1,03 \$/kWh_{el}) nicht zu empfehlen.

Wird als Vergleichswert der aktuelle durchschnittliche Strombezugspreis gewählt, stellt sich ein PV-Batterie-Wasserstoff-System in einem Einfamilienhaus bis zu einem Autarkiegrad von 98 % und ein PV-Batterie-System bis zu einem Autarkiegrad von 97 % unter den getroffenen Annahmen als wirtschaftlich abbildbar und technisch umsetzbar heraus. Bis zu einem Autarkiegrad von 97 % sind PV-Batterie-Systeme

in Einfamilienhäusern günstiger als PV-Batterie-Wasserstoff-Systeme. Jedoch erweisen sich PV-Batterie-Wasserstoff-Systeme bei sehr hohen zu speichernden Energiemengen und Autarkiegraden von über 97 % als wirtschaftlicher. Die technische Implementierung eines vollständig autarken PV-Batterie-Wasserstoff-Systems in einem Mehrfamilienhaus wird auf Grund der begrenzten PV-Dachfläche im Vergleich zur höheren Last erschwert und ist nicht praktikabel. Bis zu einem Autarkiegrad von 74 % ist das System zwar technisch realisierbar, mit einem LCoE von 1,87 $\$/\text{kWh}_{el}$ allerdings nicht wirtschaftlich. Die Ergebnisse zeigen, dass die Kosten der letzten drei Prozentpunkte bis hin zur vollständigen Autarkie exorbitant hoch sind und die zu deckenden Lastspitzen einen enormen Einfluss auf die Speicherkapazität und dementsprechend auf die Kosten haben.

Wesentlichen Einfluss auf den LCoE eines PV-Batterie-Wasserstoff-Systems haben zudem die spezifischen Investitionskosten und die Lebenszeit des Wasserstoffspeichers als auch die Lebenszeit der Brennstoffzelle. Aus technischer Sicht ist ein hoher Wirkungsgrad der Brennstoffzelle essentiell. Die effiziente Rückverstromung des Wasserstoffes ist ausschlaggebend für einen hohen Autarkiegrad und geringere Kosten und den dadurch sinkenden Bedarf an Wasserstoffspeicherkapazität. Eine geringere Auswirkung hat hingegen der Wirkungsgrad des Elektrolyseurs. Ausgehend von einer Überschussleistung würde es bei einer weniger effizienten Befüllung des Tanks lediglich mehr Zeit benötigen den Wasserstofftank für den Winter zu befüllen.

Bedarf es einer vollständigen Autarkie in einer Region mit saisonalen Diskrepanzen zwischen Energieerzeugung und Energiebedarf kristallisiert sich ein PV-Batterie-Wasserstoff-System im Vergleich zu einem PV-Batterie-System als technisch und ökonomisch sinnvolle Lösung heraus.

5.2 Ausblick

Methodisch stößt der Untersuchungsansatz dieser Arbeit zum Zwecke der Durchführbarkeit an Grenzen. Anknüpfend an das methodische Vorgehen sind aus technischer Perspektive weitere Untersuchungen zur übergeordneten Lade- und Entladelogik der Speicher, beispielsweise mittels künstlicher Intelligenz oder intelligenter Steuerung unter Berücksichtigung von Einstrahlungs- und Verbrauchsprognosen, durchzuführen. Des Weiteren kann die detailliertere Darstellung des Degradationsverhaltens des Elektrolyseurs, der Brennstoffzelle, des Wasserstoffspeichers und des Wechselrichters wesentliche Erkenntnisse hervorbringen. Zudem kann die Implementierung

zweier Wechselrichter, jeweils für niedrigere und höhere Lasten ausgelegt, eine Optimierung des Systems hinsichtlich der Auslastung der Wechselrichter und der damit einhergehenden Verbesserung der Wirkungsgrade fördern. Weiterhin ist eine Untersuchung des Systems mit einer Lastspitzenfilterung sinnvoll, um die Systemauslegung nicht nach wenigen Spitzen auszurichten.

In Anbetracht der Wärmewende ist es erstrebenswert das gänzliche Potential der Wärmeversorgung durch den Elektrolyseur und der Brennstoffzelle in Kombination mit einem Speicher und einer Wärmepumpe zu untersuchen. Auch die Betrachtung des Systems unter Mitversorgung von Elektroautos oder gegebenenfalls Wasserstoffautos kann zu interessanten Ergebnissen führen. Als weiterer Untersuchungsfall sollte ein netzabgelegener Standort mit einer Endgegenstellung für Netzausbaukosten gewählt werden. Dabei kann ein Wert für die Netzausbaukosten pro Kilometer in der Optimierung hinzugezogen werden. Skalierungseffekte durch größere Einheiten wie beispielsweise Quartiere oder Arealnetze sollten geprüft werden, wie auch Standorte mit höheren oder niedrigeren Einstrahlungswerten als im mitteleuropäischen Raum. In dem Zuge wäre eine Nachforschung von PV-Wasserstoff-Batterie-Systemen für Peak-Shaving (Lastspitzenkappung) im Gewerbebereich mit zu berücksichtigen.

Aus ökonomischer Perspektive bieten entsprechende Förderprogramme oder die Anmeldung als Kleingewerbe, welche zur Rückerstattung der Umsatzsteuer führt, wenn 10 % des PV-Ertrages eingespeist werden, Potential zur erheblichen Kosteneinsparung. Zukünftig ist es sinnvoll zu untersuchen, welchen Beitrag das System zur Netzstabilität in einem gänzlich regenerativen Energiesystem leisten kann, insbesondere wenn mehrere kleine Einheiten mit großer Speicherkapazität verfügbar sind und die Möglichkeit besteht, Leistung aus dem Netz aufzunehmen und bei Bedarf einzuspeisen. Letztlich sind neben den ökonomischen und technischen Aspekten aber auch ökologische Parameter zur ganzheitlichen Bewertung erforderlich.

Literaturverzeichnis

- [1] BUNDESREGIERUNG: *Klimenschutzgesetz 2021*. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672>.
Version: 2021
- [2] UMWELTBUNDESAMT: *Energiesparende Gebäude*. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energiesparen/energiesparende-gebaeude{#}gebaeude-wichtig-fur-den-klimaschutz>.
Version: 2020
- [3] BIGALKE, Uwe ; ARMBRUSTER, Aline ; LUKAS, Franziska ; KRIEGER, Oliver ; SCHUCH, Cornelia ; KUNDE, Jan: Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand. In: *dena-Gebäudereport Kompakt 2016*
- [4] PURANEN, Pietari ; KOSONEN, Antti ; AHOLA, Jero: Technical feasibility evaluation of a solar PV based off-grid domestic energy system with battery and hydrogen energy storage in northern climates. In: *Solar Energy* (2021), 246–259. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2020.10.089>. – DOI 10.1016/j.solener.2020.10.089. – ISSN 0038092X
- [5] PRASANNA, Ashreeta ; DORER, Viktor: Feasibility of renewable hydrogen based energy supply for a district. In: *Energy Procedia* 122 (2017), 373–378. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2017.07.420>. – DOI 10.1016/j.egypro.2017.07.420. – ISSN 18766102
- [6] WENIGER, Johannes ; QUASCHNING, Volker: Begrenzung der Einspeiseleistung von netzgekoppelten Photovoltaiksystemen mit Batteriespeichern. In: *28. Symposium Photovoltaische Solarenergie* (2013), S. 1–14
- [7] WIRTH, Harry: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fraunhofer ISE. 1 (2021), Nr. 96, 1–91. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>

- [8] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi): *Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weitere energierechtlicher Vorschriften*. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/gesetz-zur-aenderung-des-eeg-und-weiterer-energierechtlicher-vorschriften.html>. Version: 2021
- [9] MARINO, C. ; NUCARA, A. ; PIETRAFESA, M. ; PUDANO, A.: An energy self-sufficient public building using integrated renewable sources and hydrogen storage. In: *Energy* 57 (2013), 95–105. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.01.053>. – DOI 10.1016/j.energy.2013.01.053. – ISSN 03605442
- [10] DEUTSCHLE, Jürgen ; HAUSER, Wolfgang ; SONNBERGER, Marco ; TOMASCHEK, Jan ; BRODECKI, Lukasz ; FAHL, Ulrich: Energie-Autarkie und Energie-Autonomie in Theorie und Praxis. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* (2015), S. 151–162. <http://dx.doi.org/10.1007/s12398-015-0160-5>. – DOI 10.1007/s12398-015-0160-5. – ISSN 0343-5377
- [11] MÖLLER, Caroline: Speicherbedarf und Systemkosten in der Stromversorgung für energieautarke Regionen und Quartiere. (2020)
- [12] QUASCHNING, Volker: *Regenerative Energiesysteme*. 2019. <http://dx.doi.org/10.3139/9783446461147.fm>. – ISBN 9783446461130
- [13] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi): *Erneuerbare Energien*. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>
- [14] UMWELTBUNDESAMT: *Photovoltaik*. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/photovoltaik>. Version: 2021
- [15] ROHRER, Juerg: Ausbau der Stromproduktion aus Photovoltaik in der Schweiz. In: *Schriftenreihe Erneuerbare Energien, Bodenökologie und Ökotechnologie* (2020), Nr. ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften
- [16] MERTENS, Konrad: Photovoltaik. Version: aug 2018. <http://dx.doi.org/10.3139/9783446456174.fm>. In: *Photovoltaik*. München : Carl Hanser Verlag GmbH und Co. KG, aug 2018. – DOI 10.3139/9783446456174.fm, 1–17
- [17] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi): *Energiespeicher*. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/speichertechnologien.html>. Version: 2014
- [18] MAY, Geoffrey J. ; DAVIDSON, Alistair ; MONAHOV, Boris: Lead batteries for utility energy storage: A review. In: *Journal of Energy Storage* (2018), 145–157. <http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2017.11.008>. – DOI 10.1016/j.est.2017.11.008. – ISSN 2352152X

- [19] ENERGIE-FORSCHUNGSZENTRUM NIEDERSACHSEN: Studie Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit. Band 13 (2013), S. 258 S. ISBN 978-3-95404-439-9
- [20] STAN, Ana I. ; SWIERCZYNSKI, Maciej ; STROE, Daniel I. ; TEODORESCU, Remus ; ANDREASEN, Søren J. ; MOTH, Klaus: *A comparative study of lithium ion to lead acid batteries for use in UPS applications*
- [21] DUFO-LÓPEZ, Rodolfo ; CORTÉS-ARCOS, Tomás ; ARTAL-SEVIL, Jesús Sergio ; BERNAL-AGUSTÍN, José L.: Comparison of lead-acid and li-ion batteries lifetime prediction models in stand-alone photovoltaic systems. In: *Applied Sciences (Switzerland)* (2021), S. 1–16. <http://dx.doi.org/10.3390/app11031099>. – DOI 10.3390/app11031099. – ISSN 20763417
- [22] ANUPHAPPHARADORN, Suratsawadee ; SUKCHAI, Sukruedee ; SIRISAMPHANWONG, Chatchai ; KETJOY, Nipon: Comparison the economic analysis of the battery between lithium-ion and lead-acid in PV stand-alone application. In: *Energy Procedia* (2014), 352–358. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2014.07.167>. – DOI 10.1016/j.egypro.2014.07.167. – ISSN 18766102
- [23] HAAS, Reinhard ; AJANOVIC, Amela: Wirtschaftliche und energetische Aspekte von Langzeitspeichern. In: *Elektrotechnik und Informationstechnik* 130 (2013), Nr. 6, S. 169–176. <http://dx.doi.org/10.1007/s00502-013-0150-4>. – DOI 10.1007/s00502-013-0150-4. – ISBN 0050201301
- [24] JÖRISSEN, Ludwig: Hydrogen and Fuel Cells. Fundamentals, Technologies and Applications. Herausgegeben von Detlev Stolten. In: *Angewandte Chemie* (2011), oct, 9961–9961. <http://dx.doi.org/10.1002/ange.201103583>. – DOI 10.1002/ange.201103583. – ISSN 00448249
- [25] TZIMAS, E ; FILIOU, C ; PETEVES, S D. ; VEYRET, J: *Hydrogen Storage : State-of-the-Art and Future Perspective*. 2003. – 1–91 S. – ISBN 9289469501
- [26] HÖFNER, Tobias: Entwicklung von Membran-Elektroden-Einheiten für die Development of Membrane Electrode Assemblies for the Anion Exchange Membrane Water Electrolysis. (2016)
- [27] TÖPLER, Johannes (Hrsg.) ; LEHMANN, Jochen (Hrsg.): *Wasserstoff und Brennstoffzelle*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2017. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-53360-4>. – ISBN 978-3-662-53359-8
- [28] LETTENMEIER, Phillipp: Wirkungsgrad-Elektrolyse. In: *Siemens - White Paper* (2019), S. 1–8
- [29] SCHNURNBERGER, Dr. W.: Methoden der Wasserstoffherzeugung Wasserspaltung mit Strom und Wärme. (2004), S. 49–75

- [30] GÖTZ, Manuel ; LEFEBVRE, Jonathan ; MÖRS, Friedemann ; MCDANIEL KOCH, Amy ; GRAF, Frank ; BAJOHR, Siegfried ; REIMERT, Rainer ; KOLB, Thomas: *Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review*
- [31] FUHS, Michael: PV Magazin. In: *Wasserstoff ist das neue Öl* (2020)
- [32] WENSKE, Michael: Wasserstoff – Herstellung per Elektrolyse. In: *Enertag* (2010), S. 1–54
- [33] SCHMIDT, Sebastien-Justus: Enapter - White Paper. In: *Enapter* (2020), S. 1–12
- [34] SCHMIDT, O. ; GAMBHIR, A. ; STAFFELL, I. ; HAWKES, A. ; NELSON, J. ; FEW, S.: Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. In: *International Journal of Hydrogen Energy* (2017), 30470–30492. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045>. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2017.10.045. – ISSN 03603199
- [35] CARMO, Marcelo ; FRITZ, David L. ; MERGEL, Jürgen ; STOLTEN, Detlef: A comprehensive review on PEM water electrolysis. In: *International Journal of Hydrogen Energy* (2013), apr, S. 4901–4934. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.01.151>. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2013.01.151. – ISSN 03603199
- [36] MAKRIDIS: Hydrogen storage and compression. In: *Methane and Hydrogen for Energy Storage* (2016), S. 1–28
- [37] WALKER, Gavin: *Hydrogen storage technologies*. 2008. – 3–17 S. <http://dx.doi.org/10.1533/9781845694944.1.3>. – ISBN 9781845692704
- [38] BELLOSTA VON COLBE, Jose ; ARES, Jose R. ; BARALE, Jussara ; BARICCO, Marcello ; BUCKLEY, Craig ; CAPURSO, Giovanni ; GALLANDAT, Noris ; GRANT, David M. ; GUZIK, Matylda N. ; JACOB, Isaac ; JENSEN, Emil H. ; JENSEN, Torben ; JEPSEN, Julian ; KLASSEN, Thomas ; LOTOTSKYY, Mykhaylol V. ; MANICKAM, Kandavel ; MONTONE, Amelia ; PUSZKIEL, Julian ; SARTORI, Sabrina ; SHEPPARD, Drew A. ; STUART, Alastair ; WALKER, Gavin ; WEBB, Colin J. ; YANG, Heena ; YARTYS, Volodymyr ; ZÜTTEL, Andreas ; DORNHEIM, Martin: Application of hydrides in hydrogen storage and compression: Achievements, outlook and perspectives. In: *International Journal of Hydrogen Energy* (2019), S. 7780–7808. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.01.104>. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2019.01.104. – ISSN 03603199
- [39] KOORDINATIONSSTELLE DER WASSERSTOFF-INITIATIVE BAYERN: Stationäre Anwendung von Brennstoffzellen in der Kraft-Wärme-Kopplung. (2000)
- [40] HEIKRODT, K, AND BRITZ, P: *Erdgasbetriebene PEMFC-Hausenergieversorgungsanlage - innovativer Beitrag zur Emissions- und Energiereduktion*. Germany, 2004. – 115 S. – ISBN 3–18–351606–3

- [41] LI, Changjie ; LIU, Ye ; XU, Bing ; MA, Zheshu: Finite time thermodynamic optimization of an irreversible proton exchange membrane fuel cell for vehicle use. In: *Processes* 7 (2019), Nr. 7. <http://dx.doi.org/10.3390/pr7070419>. – DOI 10.3390/pr7070419. – ISSN 22279717
- [42] MISZ, Ulrich: Auswirkungen, Schädigungscharakteristik und Regenerationspotential von verkehrsbedingten Stickoxidemissionen bei PEM-Brennstoffzellen unter variablen Betriebsbedingungen. (2018). ISBN 9780471716242
- [43] CIGOLOTTI, Viviana ; GENOVESE, Matteo ; FRAGIACOMO, Petronilla: Comprehensive review on fuel cell technology for stationary applications as sustainable and efficient poly-generation energy systems. In: *Energies* 14 (2021), Nr. 16. <http://dx.doi.org/10.3390/en14164963>. – DOI 10.3390/en14164963. – ISSN 19961073
- [44] BORZENKO, V. I. ; DUNIKOV, D. O.: Feasibility analysis of a hydrogen backup power system for Russian telecom market. In: *Journal of Physics: Conference Series* (2017). <http://dx.doi.org/10.1088/1742-6596/891/1/012077>. – DOI 10.1088/1742-6596/891/1/012077. – ISSN 17426596
- [45] SANNA, Anas ; KALTSCHMITT, Martin ; ERNST, Mathias: PV-Powered Reverse Osmosis Plant for Seawater Desalination – Modeling and Analysis of Different Energy Supply Options. In: *Chemie-Ingenieur-Technik* 91 (2019), S. 1853–1873. <http://dx.doi.org/10.1002/cite.201900095>. – DOI 10.1002/cite.201900095. – ISSN 15222640
- [46] STUPPERT, Sabine: Wasserentsalzung-Ausarbeitung. (2008). <https://www.bundestag.de/resource/blob/419288/192bdd55e5088ee4bfa4f6d880ed89a6/wd-5-102-08-pdf-data.pdf>
- [47] KUHN, THOMAS HUGO, Mark: *Mehr Wasser aus Meerwasser*. <https://www.zdf.de/nachrichten/heute/entsalzungsanlagen-mehr-wasser-aus-meerwasser-100.html>. Version: 2019
- [48] E. BOMPARD, S. BENSaid, G. CHICCO, A. M.: Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimisation. D6.3–Report on the costs involved with PtG technologies and their potentials across the EU. In: *EU Horizon* (2020), Nr. 691797
- [49] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. (BDEW): „Wie heizt Deutschland ?“. (2019), S. 1–20
- [50] HEIZSPIEGEL: *Heizkosten pro Quadratmeter im Vergleich*. <https://www.heizspiegel.de/heizkosten-pruefen/heizkosten-pro-m2-vergleich/>
- [51] MANFRED Waidhas: *Electrolyzer technology – the Siemens view*. 2014

- [52] GARCHE, J.: Application of Small Scale Fuel Cells in Combined Heat/Power Cogeneration. In: *Hydrogen Power: Theoretical and Engineering Solutions*. Dordrecht : Springer Netherlands, 1998, S. 563–574
- [53] SHARMA, Rishi K. ; MISHRA, Sukumar: Dynamic Power Management and Control of a PV PEM Fuel-Cell-Based Standalone ac/dc Microgrid Using Hybrid Energy Storage. In: *IEEE Transactions on Industry Applications* (2018), S. 526–538. <http://dx.doi.org/10.1109/TIA.2017.2756032>. – DOI 10.1109/TIA.2017.2756032. – ISSN 00939994
- [54] WOYTE, Achim ; ISLAM, Saiful ; BELMANS, N ; NIJS, Johan: Unterdimensionieren des Wechselrichters bei der Netzkopplung-Wo liegt das Optimum. In: *18th Symposium Photovoltaic Solar Energy, Bad Staffelstein* (2003), S. 433–438
- [55] SCHMIDT, H. ; SAUER, D.U.: Praxisgerechte Modellierung und Abschätzung von Wechselrichter-Wirkungsgraden. (1994)
- [56] HAU, Erich: *Windkraftanlagen*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2016. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-53154-9>. – ISBN 978–3–662–53153–2
- [57] KHATIB, Tamer ; IBRAHIM, Ibrahim A. ; MOHAMED, Azah: A review on sizing methodologies of photovoltaic array and storage battery in a standalone photovoltaic system. In: *Energy Conversion and Management* (2016), 430–448. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2016.05.011>. – DOI 10.1016/j.enconman.2016.05.011. – ISSN 01968904
- [58] CLEMENS, Christiane ; RIECHMANN, Thomas: Evolutionäre Optimierungsverfahren und ihr Einsatz in der ökonomischen Forschung. (1996)
- [59] ALI, Suhaib M. ; ANDREWS, John: Low-cost storage options for solar hydrogen systems for remote area power supply. In: *16th World Hydrogen Energy Conference 2006, WHEC 2006* (2006), S. 1269–1279. ISBN 9781622765409
- [60] SCHMID, Fabian ; BEHRENDT, Frank: Optimal sizing of Solar Home Systems: Charge controller technology and its influence on system design. In: *Sustainable Energy Technologies and Assessments* (2021). <http://dx.doi.org/10.1016/j.seta.2021.101198>. – DOI 10.1016/j.seta.2021.101198. – ISSN 22131388
- [61] SYSTEMS, Fraunhofer Institute for Solar E.: Photovoltaics Report. (2020), Nr. September. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>

- [62] HOFER, Dr. Michael Schlesinger (Projektleitung) P. ; WEINERT, Dr. Andreas Kemmler Dr. Almut Kirchner Sylvie Koziel Andrea Ley Dr. Alexander Piégsa Friedrich Seefeldt Samuel Straßburg Karsten: Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Basel/Köln/Osnabrück, 2014. – Technical report. – 553 S.
- [63] QUASCHNING, Volker: *Solarstromspeicher-Unabhängigkeitsrechner*. <https://www.volker-quaschning.de/software/unabhaengig/index.php>. Version: 2021

Anhang

Optimierungsergebnisse der Szenarien

Tabelle 5.1: Optimierungsergebnisse des Szenarios MFH40

LCoE	a	PV	Bat	Hydro	Ely	BZ
0.6483	0.6577	38924	361992	168889	5965	6617
0.7249	0.6641	39875	380308	152241	18810	6360
0.7525	0.6674	39861	429516	243442	14419	8002
0.8779	0.6727	39142	487448	2013692	6365	2146
0.8810	0.6753	38937	556996	1413614	9457	3977
0.9364	0.6787	38947	958539	1250782	8825	2601
0.9550	0.6898	39860	503379	1717981	10361	7985
1.0445	0.6901	39839	618055	2274674	12921	4324
1.0517	0.6940	39899	516092	2159921	16249	6958
1.0524	0.6944	39451	501780	2192925	11321	8470
1.0542	0.6974	39851	337948	2511101	11744	10148
1.0875	0.7004	39868	648131	2134554	9685	8876
1.1107	0.7020	39690	599507	2569681	7324	8499
1.1754	0.7035	39863	645281	2193338	12565	12186
1.2343	0.7042	39883	665168	2192850	11754	15389
1.2343	0.7100	39851	566808	3314386	11196	8111
1.2545	0.7107	39621	997075	2835201	7292	8499
1.2735	0.7125	39435	849934	2839310	11387	10137
1.2968	0.7128	39460	632728	3339538	9340	10159
1.3240	0.7198	39852	898753	3163822	10606	10279
1.4109	0.7241	39861	1027777	3441070	9689	10534
1.4659	0.7277	39840	929247	3887613	11865	10533
1.5623	0.7301	39707	665158	4158653	13025	15283
1.6259	0.7319	39875	1468951	3232781	13272	12832
1.6335	0.7322	39875	1540171	3626690	9980	10136
1.7010	0.7328	39867	1469016	4101413	13778	8619
1.7479	0.7374	39859	1385883	4157714	11010	14612
1.8745	0.7401	39571	1312262	4411903	13768	18160
1.9537	0.7402	39571	1067520	6256082	13054	14572

Tabelle 5.2: Optimierungsergebnisse des Szenarios MFH80

LCoE	a	PV	Bat	Hydro	Ely	BZ
0.2631	0.7935	76896	341889	514635	4923	151
0.3235	0.8052	78542	387519	444268	11340	4146
0.3641	0.8095	79598	414825	607842	21112	3220
0.3649	0.8150	79582	604569	536077	11668	3108
0.3686	0.8156	79600	660681	710578	8915	2044
0.4492	0.8225	78481	540836	1210026	10423	9305
0.4627	0.8296	78670	535780	1996558	6163	7278
0.5323	0.8323	77977	316652	2625421	10356	13339
0.5418	0.8425	78258	394328	3297245	5825	9772
0.5650	0.8436	78821	915785	2117141	2375	9779
0.6387	0.8493	78375	345474	3619402	20888	12440
0.6411	0.8505	78557	293139	4034546	5778	17562
0.6508	0.8557	78646	521452	3511424	5266	17394
0.6796	0.8565	78681	521427	3568783	6197	19634
0.6801	0.8566	78681	521427	3576640	6197	19634
0.6821	0.8569	78489	518611	3580228	14389	16241
0.6947	0.8600	78375	395423	4182602	21288	12847
0.7008	0.8630	78353	668825	3757002	12188	13977
0.7255	0.8686	78287	468150	4570140	9035	16580
0.7882	0.8746	78175	323632	5504428	10455	18518
0.8178	0.8834	77918	456011	5706563	10778	16533
0.8854	0.8902	77891	716714	5717666	10670	16950
0.8988	0.8918	78114	389247	6449500	18763	17300
0.9005	0.8928	78251	378624	6554116	21278	15980
0.9437	0.8964	76399	391243	7142635	10632	17521
0.9448	0.8965	77890	332820	7052779	20671	17205
0.9606	0.8967	77805	350332	7080235	12604	21563
0.9611	0.9066	78447	380397	8059436	13616	13369
1.0020	0.9124	78798	533350	8046621	8842	17461
1.0511	0.9183	78255	342173	8703563	14224	17497
1.0712	0.9199	78681	477267	8299172	14325	20374
1.1390	0.9226	77761	718201	8226290	21119	17457
1.1758	0.9287	77356	325072	10078627	12278	18481
1.2403	0.9389	77557	395185	10239184	21183	17523
1.3097	0.9435	77326	333176	10797419	22519	19567
1.3212	0.9484	77378	328855	11299179	20929	17108
1.3494	0.9533	77347	353441	11544683	20214	17392
1.3969	0.9600	78530	340132	11839467	20790	21551
1.3969	0.9600	78530	340132	11839467	20790	21551
1.3970	0.9600	78530	340132	11839467	20801	21551
1.5593	0.9749	77738	468502	12804426	19019	24632
1.6037	0.9838	77662	349516	14205504	23612	16556
1.6422	0.9902	78318	670141	14301428	19975	16008
1.8848	0.9909	75233	693382	14471701	45631	18520
1.9381	0.9939	76270	1029209	14465465	46734	17516

Tabelle 5.3: Optimierungsergebnisse des Szenarios EFH

LCoE	a	PV	Bat	Hydro	Ely	BZ
0.1760	0.9197	19050	32482	5277	653	782
0.1781	0.9214	18618	33669	35855	1327	235
0.1867	0.9302	19084	35385	113337	401	363
0.1940	0.9318	19221	39922	38933	286	988
0.2046	0.9344	19147	37143	87038	1129	621
0.2179	0.9430	19763	38905	197274	847	413
0.2372	0.9438	19384	35820	198411	1321	662
0.2483	0.9498	19386	39885	203499	1177	850
0.2576	0.9507	19340	35912	268297	529	997
0.2854	0.9521	19173	36927	252752	1263	1376
0.2901	0.9572	19381	35685	308580	1297	1189
0.2907	0.9599	19417	36946	353117	1193	924
0.2979	0.9616	19348	38309	363641	1337	907
0.3151	0.9627	19097	39772	331802	1635	1288
0.3170	0.9659	19251	36612	411047	673	1320
0.3356	0.9700	19286	39194	489006	1399	863
0.3399	0.9702	19293	35555	525103	1038	953
0.3452	0.9726	19293	36615	476559	1521	1189
0.3458	0.9727	19294	37720	452000	1577	1323
0.3508	0.9752	19251	37639	492079	1193	1316
0.3586	0.9769	19251	37432	509350	1183	1387
0.3682	0.9804	19260	39361	530320	1292	1377
0.3914	0.9830	19066	37897	588334	1175	1514
0.3946	0.9835	19414	38573	697179	1128	959
0.3975	0.9859	19347	39910	727213	567	997
0.4213	0.9864	18741	36155	670336	1176	1517
0.4341	0.9878	19145	31431	789939	1139	1250
0.4354	0.9914	19259	38854	724396	2102	1245
0.4392	0.9916	19076	36266	789018	1139	1248
0.4453	0.9927	19231	36228	724855	2173	1485
0.4537	0.9957	19357	36469	820340	1192	1468
0.4589	0.9964	19386	39789	847195	1198	1347
0.4951	0.9970	19250	36442	822106	3134	1544
0.5107	0.9984	19762	35307	823863	3583	1980
0.5407	0.9991	19209	36909	940699	1201	2520
0.5415	0.9994	19634	32868	1102436	1033	1805
0.5567	0.9995	19613	33252	996772	3262	1946
0.5583	0.9996	19268	36238	1019188	1201	2426
0.6354	1.0000	19378	36335	1276569	1231	2475
0.6430	1.0000	19373	36431	1248601	1209	2842
0.6458	1.0000	19341	37223	1250416	1239	2851
0.6838	1.0000	18655	37601	1216712	2152	3079
0.7647	1.0000	18155	37852	1282800	3113	3594
0.8583	1.0000	18455	37673	1440225	3628	4599

Tabelle 5.4: Optimierungsergebnisse des Szenarios EFH o.W.

LCoE	a	PV	Bat
0.0807	0.8479	19175	16524
0.082	0.9035	19314	24577
0.0865	0.9112	19027	28288
0.0897	0.9171	19035	31436
0.0944	0.9209	18823	35077
0.1036	0.9374	19319	52308
0.1123	0.9405	19290	60358
0.1175	0.9423	19329	65418
0.1189	0.9427	19315	66640
0.1241	0.9441	19341	71616
0.1413	0.945	19009	85653
0.1594	0.9469	18888	101338
0.1764	0.9497	18958	117061
0.1773	0.9499	18968	117948
0.1889	0.9511	18938	128228
0.1906	0.9527	19126	131155
0.203	0.9539	19089	142190
0.2083	0.9558	19257	148338
0.2109	0.9561	19258	150733
0.2601	0.9584	18823	191698
0.2631	0.9621	19321	199346
0.2803	0.9642	19318	215388
0.2983	0.9664	19377	232552
0.3138	0.9679	19334	246433
0.3259	0.9689	19309	257610
0.3323	0.9695	19314	263568
0.3344	0.9699	19345	265933
0.3762	0.9707	18823	297093
0.4293	0.9753	18808	345394
0.4493	0.9769	18760	362658
0.4583	0.9791	18957	374421
0.4856	0.9801	18759	395498
0.5563	0.9839	18503	453837
0.5692	0.9866	18834	472916
0.6143	0.9915	19283	524292
0.6519	0.9917	18897	549673
0.6937	0.994	19018	590036
0.7173	0.9976	19958	636180
0.7977	0.9986	19778	706165
0.829	0.9989	19825	736595
0.9007	0.999	19393	789901
0.965	0.9997	19909	866252
1.0313	1	19906	927683

Ergebnisse des Szenarios EFH o.W.

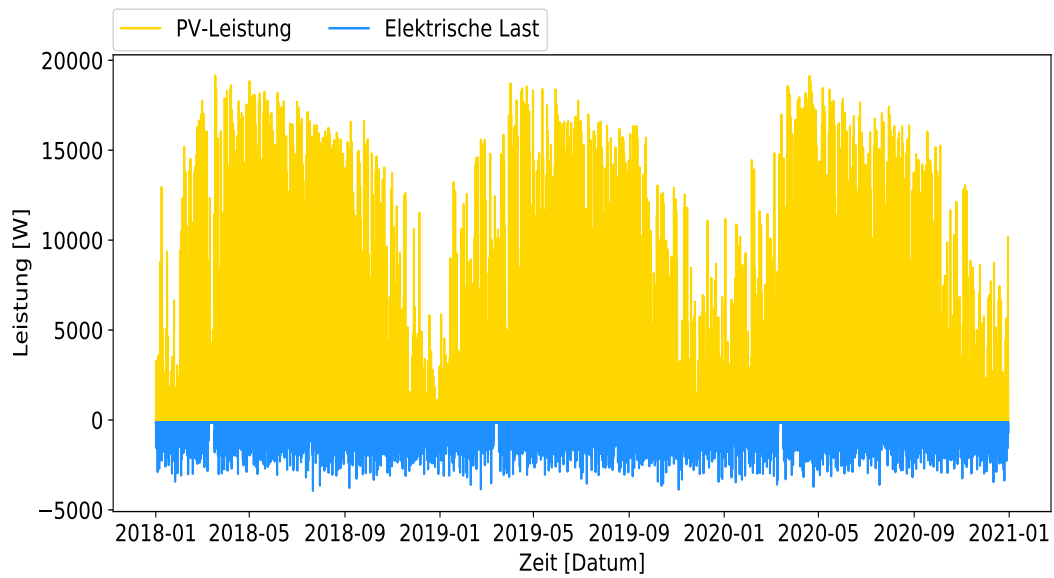


Abbildung 5.1: Residuallast des Szenarios EFH o.W.

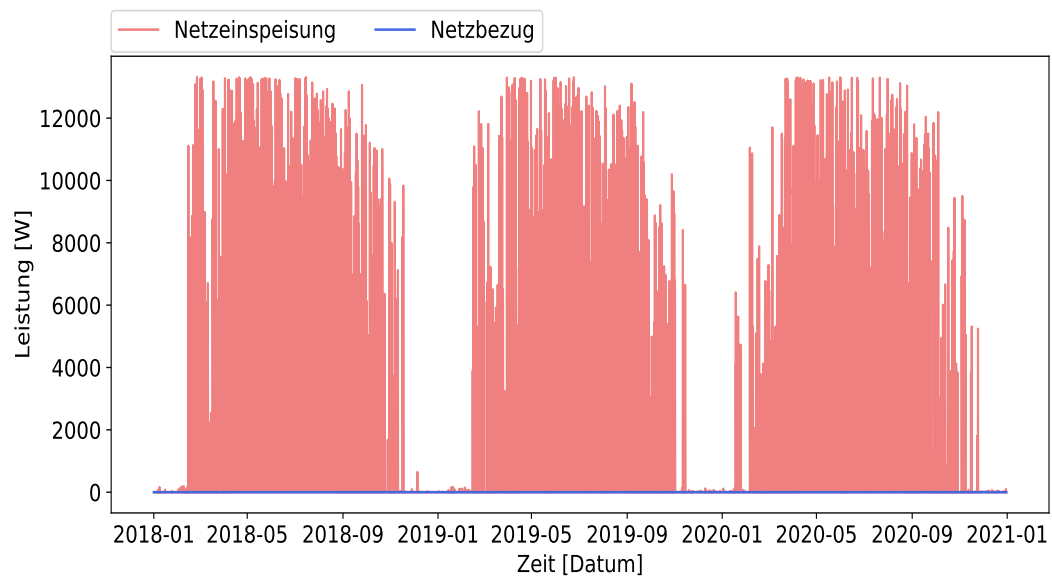


Abbildung 5.2: Netzbelastung des Szenarios EFH o.W.

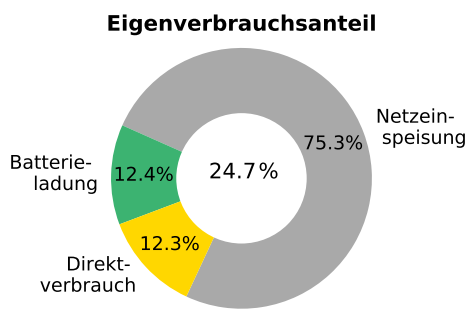


Abbildung 5.3: Eigenverbrauch des Szenarios EFH o.W.

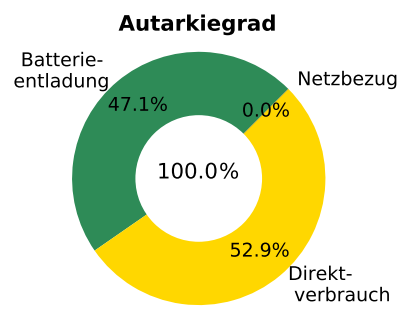


Abbildung 5.4: Autarkiegrad des Szenarios EFH o.W.

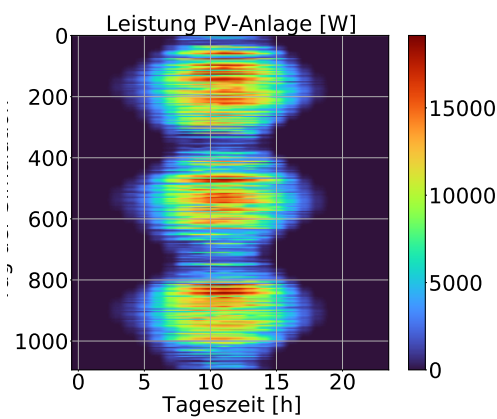


Abbildung 5.5: PV-Leistung über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde des Szenarios EFH o.W.

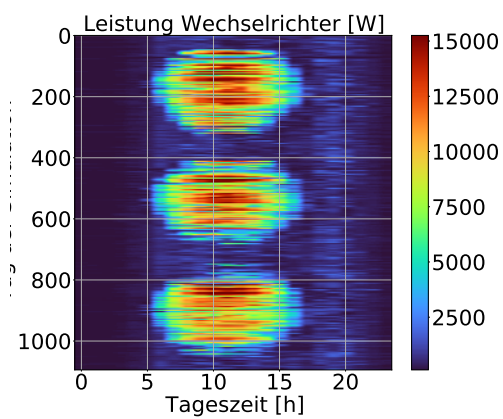


Abbildung 5.6: WR-Leistung über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde des Szenarios EFH o.W.

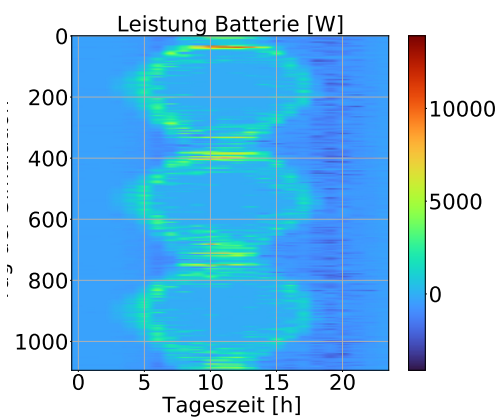


Abbildung 5.7: Leistung der Batterie über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde des Szenarios EFH o.W.

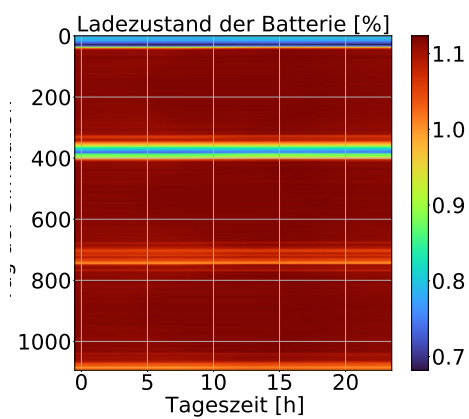


Abbildung 5.8: SOC der Batterie über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde des Szenarios EFH o.W.

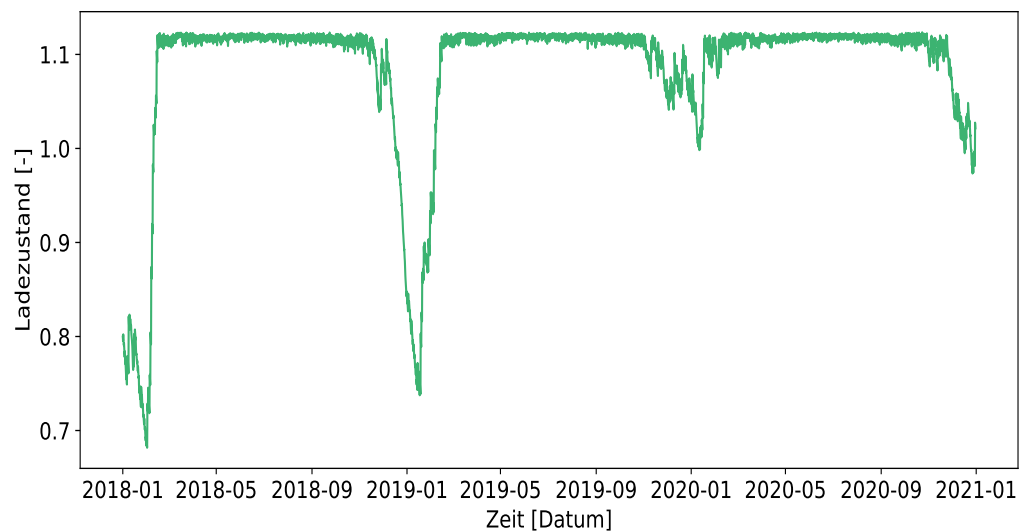


Abbildung 5.9: Ladezustand der Batterie über den Simulationszeitraum des Szenarios EFH o.W.

Tabelle 5.5: Ökonomische Ergebnisse des Szenarios EFH o.W.

Komponente	Investitions- kosten [\$]	Wartungs- kosten [\$]	Erneuerungs- kosten [\$]	Rest- wert [\$]	Gesamt- kosten [\$]
PV-Anlage	10.749	9.351	0	-759	19.342
Batterie	111.321	96.850	65.807	-23.071	250.908
Wechselrichter	2.102	1.829	3.165	0	7.096
Netz	0	-20.852	0	0	-20.852
BOS	1.000	900	0	0	1.900
Summe	125.173	88.077	68.972	-23.830	258.394

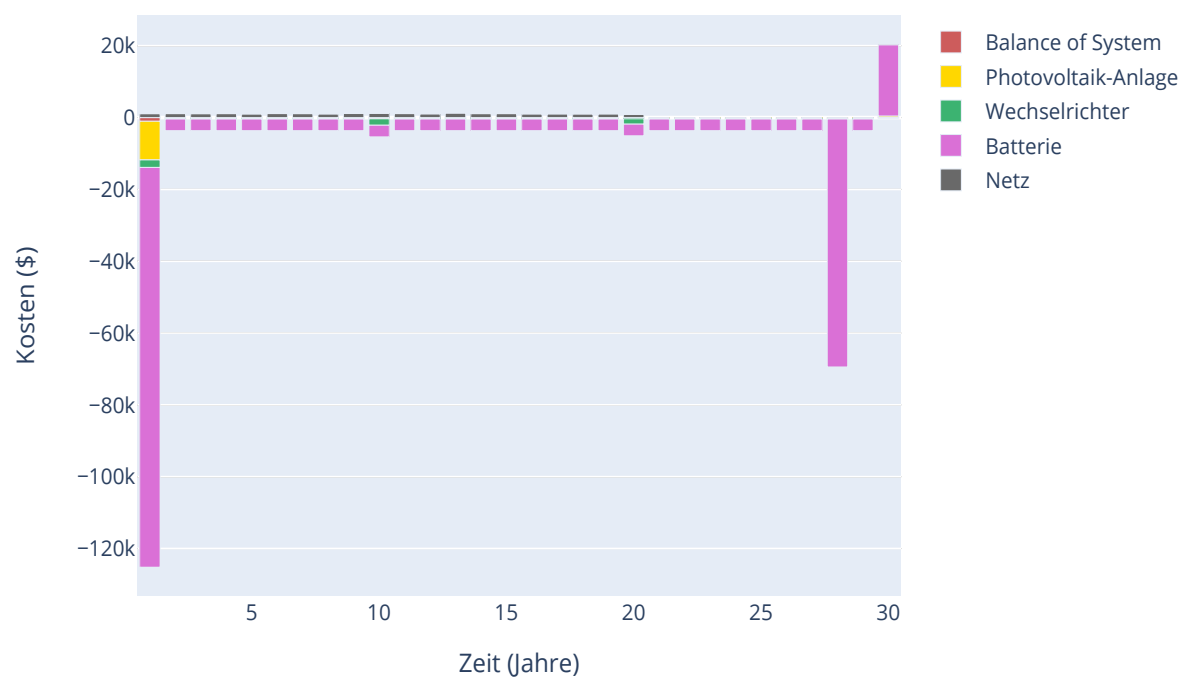


Abbildung 5.10: Kostenverlauf des Szenarios EFH o.W. innerhalb von 30 Jahren unterteilt nach Komponenten

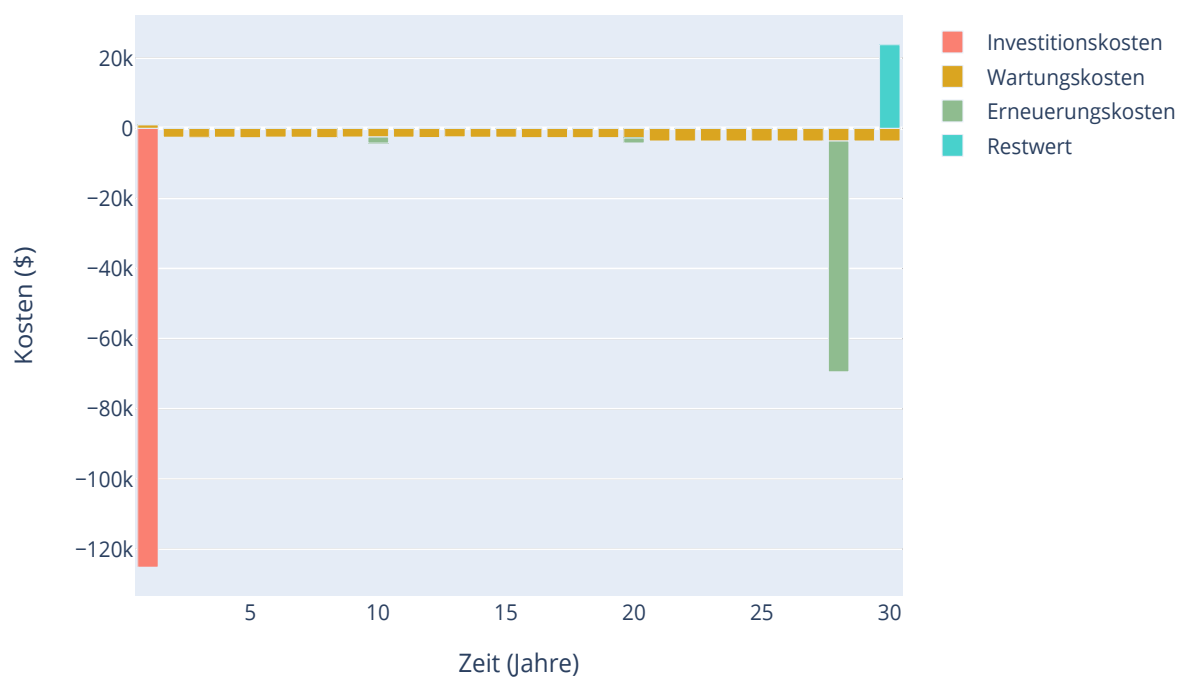


Abbildung 5.11: Kostenverlauf des Szenarios EFH o.W. innerhalb von 30 Jahren unterteilt nach Art der Kosten

Ergebnisse des Szenarios MFH80

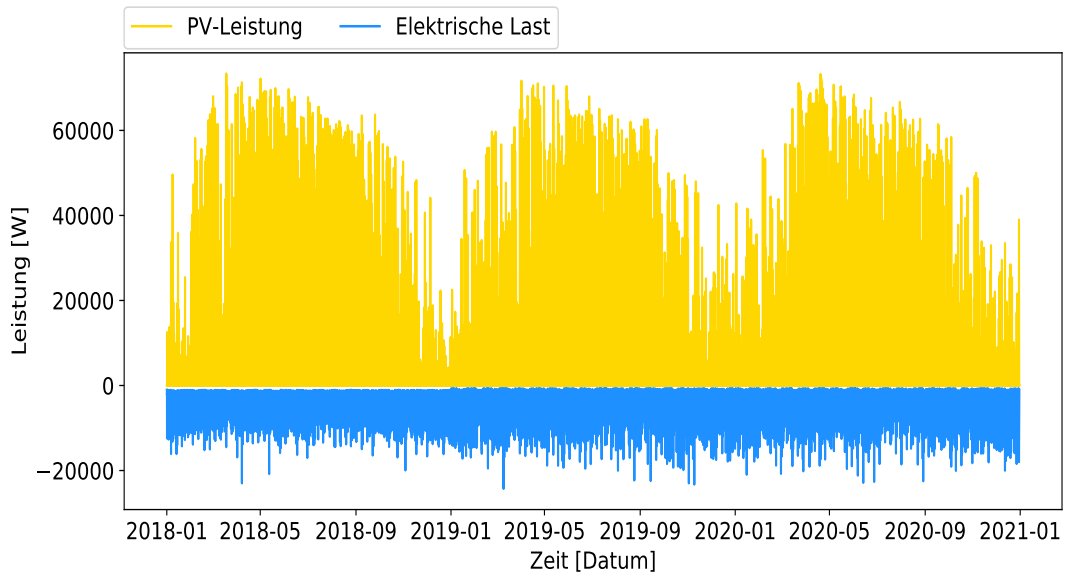


Abbildung 5.12: Residuallast des Szenarios MFH80

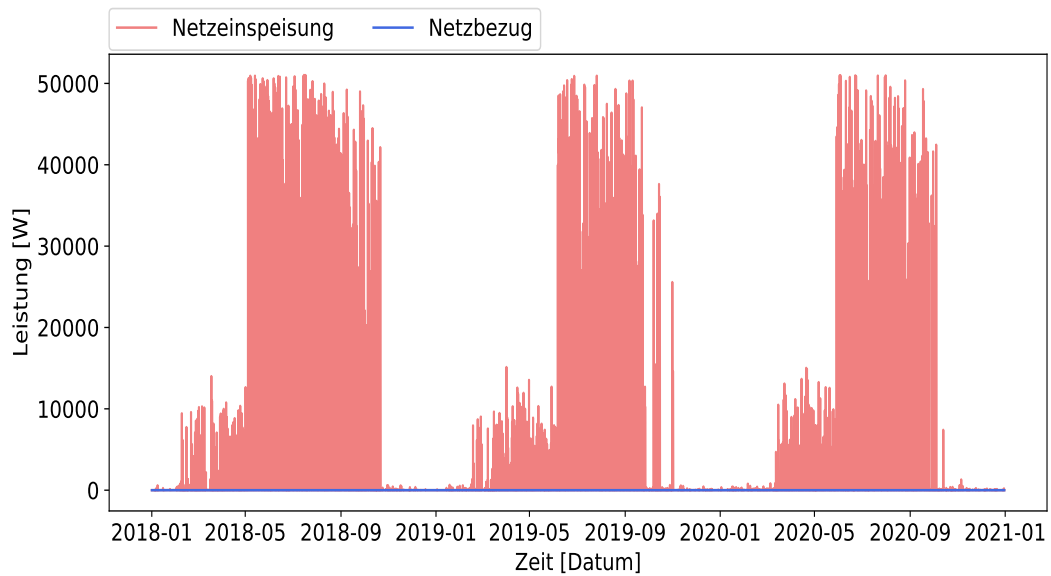


Abbildung 5.13: Netzbelastung des Szenarios MFH80

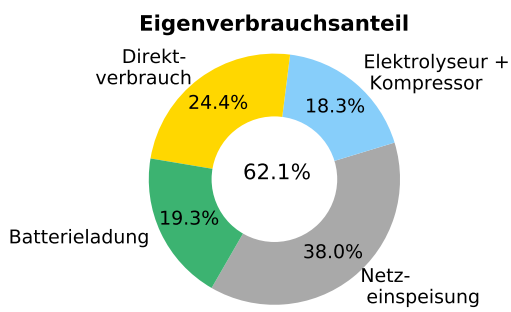


Abbildung 5.14: Eigenverbrauch im Szenario MFH80

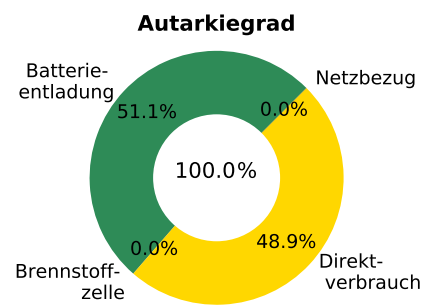


Abbildung 5.15: Autarkiegrad im Szenario MFH80

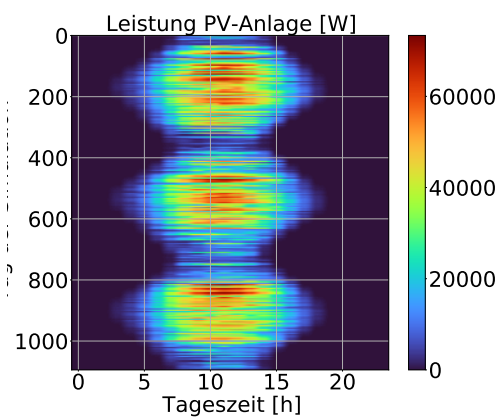


Abbildung 5.16: PV-Leistung über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde im Szenario MFH80

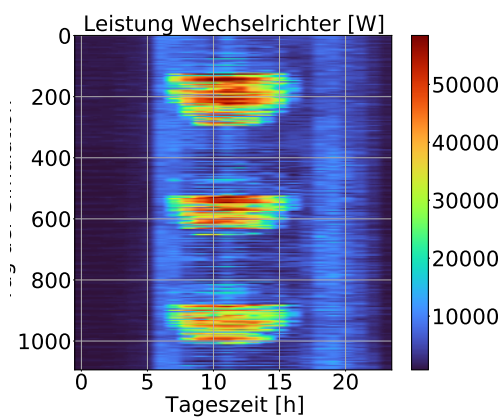


Abbildung 5.17: WR-Leistung über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde im Szenario MFH80

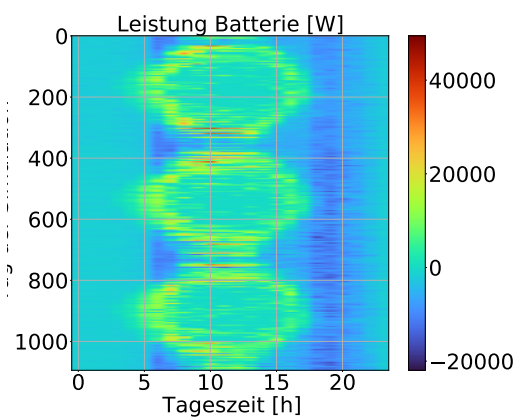


Abbildung 5.18: Leistung der Batterie über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde im Szenario MFH80

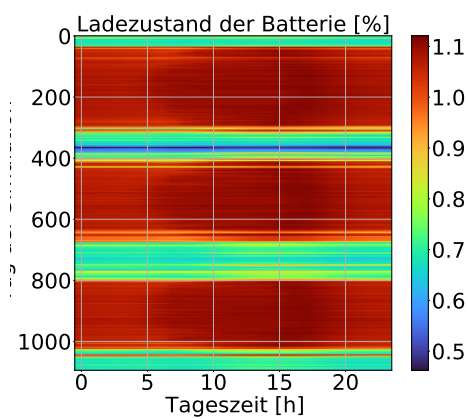


Abbildung 5.19: SOC der Batterie über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde im Szenario MFH80

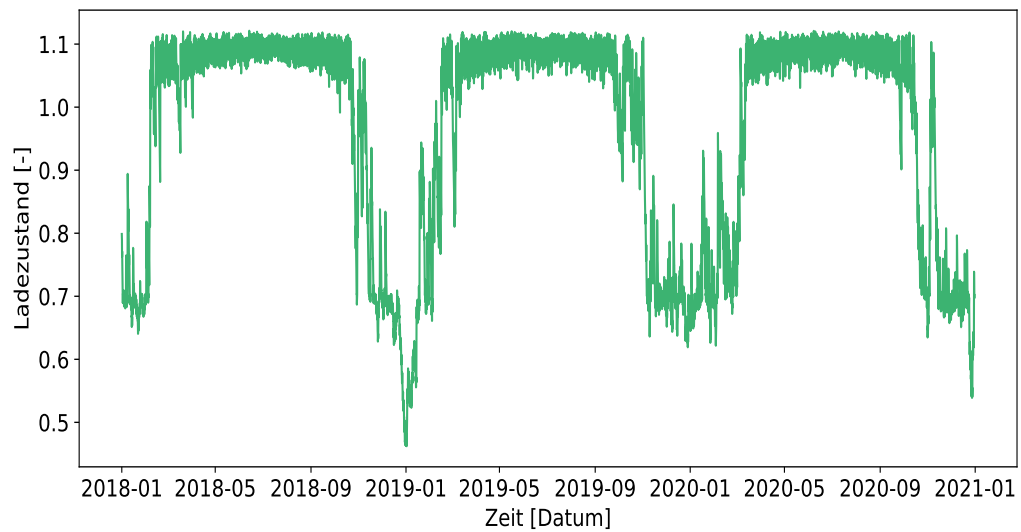


Abbildung 5.20: Ladezustand der Batterie über den Simulationszeitraum im Szenario MFH80

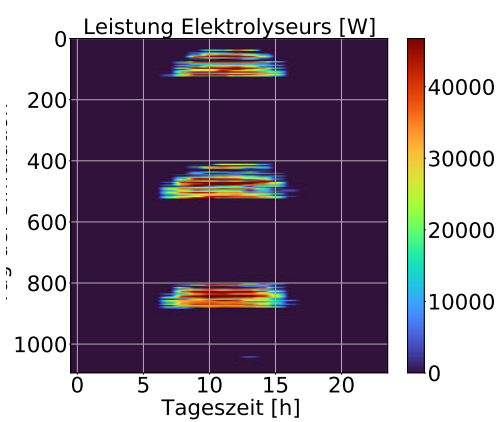


Abbildung 5.21: Elektrolyseur-Leistung über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde im Szenario MFH80

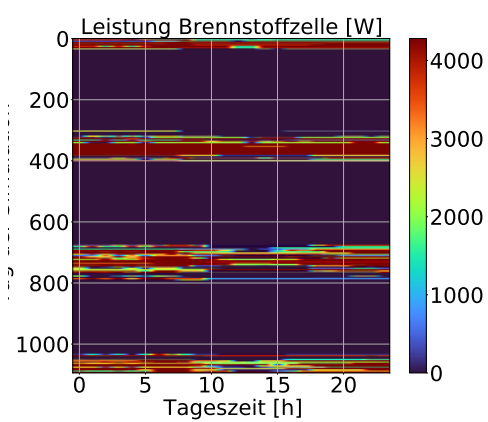


Abbildung 5.22: Leistung der Brennstoffzelle über den Simulationszeitraum und zur Tagesstunde im Szenario MFH80

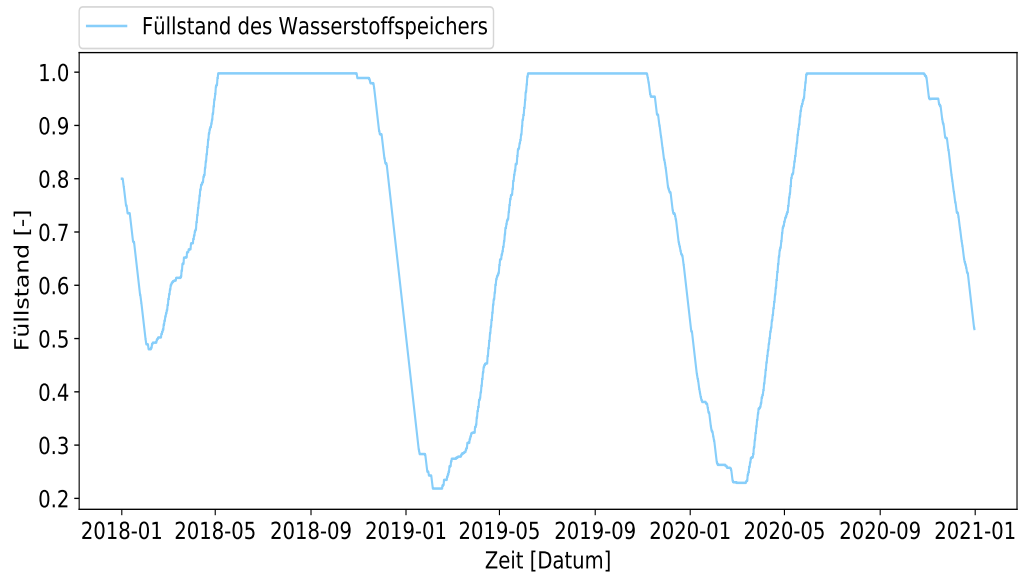


Abbildung 5.23: Füllstand des Wasserstoffspeichers über den Simulationszeitraum im Szenario MFH80

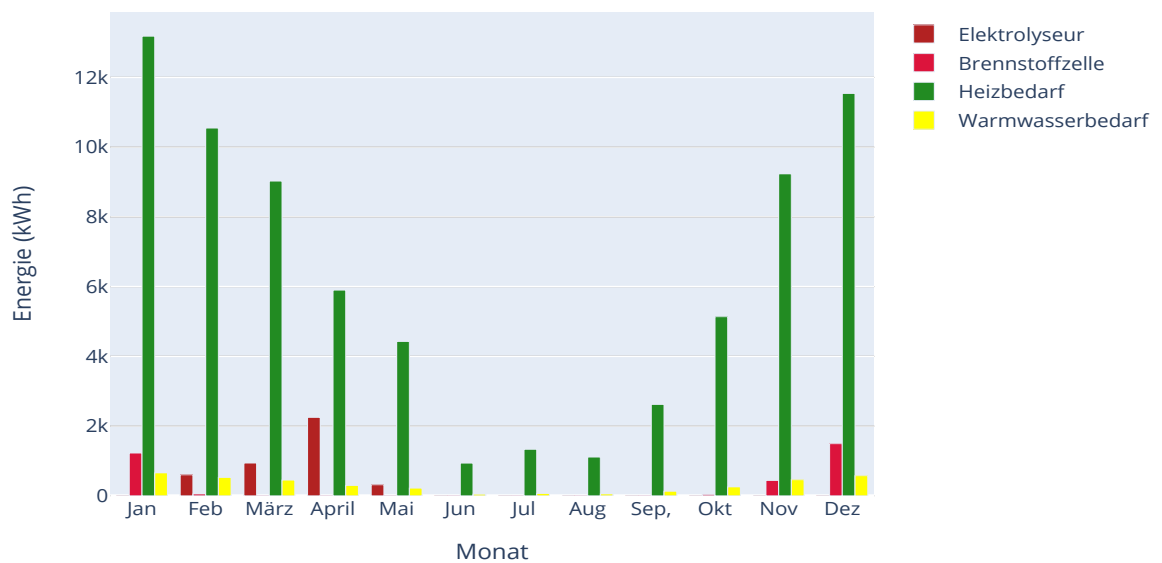


Abbildung 5.24: Schematische Wärmeabdeckung für das Jahr 2018 des Szenarios MFH80

Tabelle 5.6: Ökonomische Ergebnisse des Szenarios MFH80

Komponente	Investitionskosten [\$]	Wartungskosten [\$]	Erneuerungskosten [\$]	Restwert [\$]	Gesamtkosten [\$]
PV-Anlage	41.185	35.831	0	-2907	74.109
Batterie	123.505	107.449	79.888	-19.200	291.643
Elektrolyseur	50.373	43.824	75.849	0	170.047
Kompressor	10.044	8.738	15.123	0	33.905
Wasserstoffspeicher	542.509	471.982	0	0	1.014.492
Brennstoffzelle	68.312	59.431	51.193	0	178.937
Wechselrichter	8.054	7.007	12.127	0	27.189
Netz	0	-23.814	0	0	-23.814
BOS	6.000	5.400	0	0	11.400
Summe	849.983	715.851	234.183	-23.814	1.777.910
Wärmeeinsparung					-25.353
Gesamtkosten					1.752.555

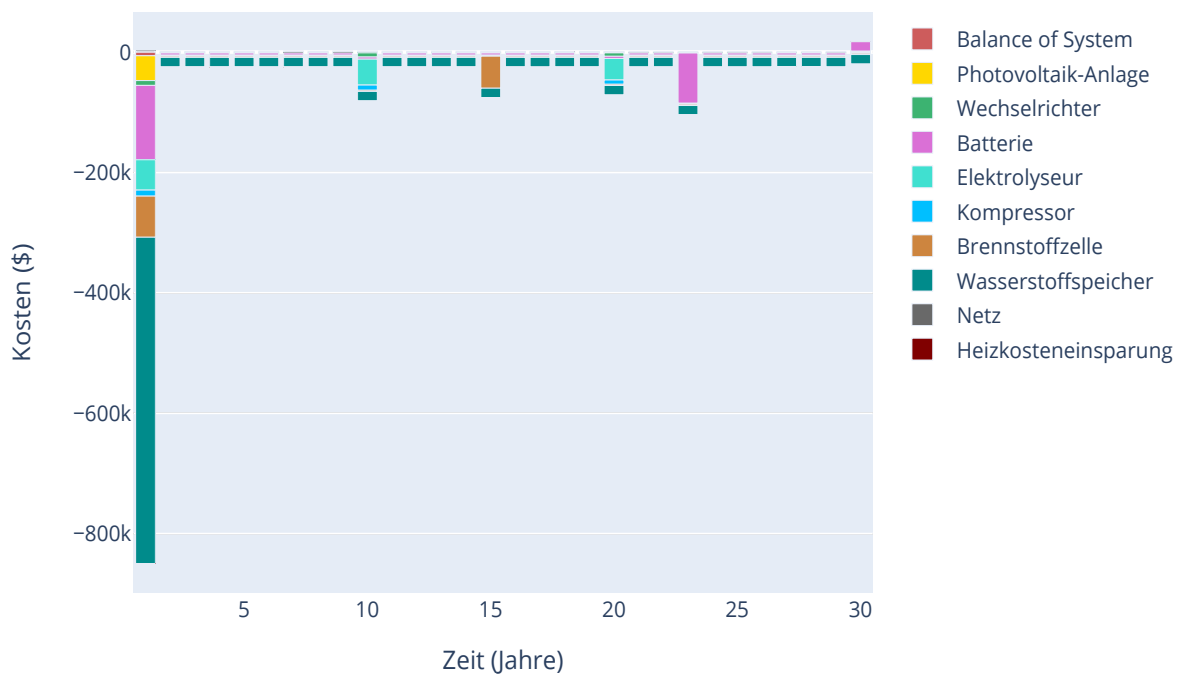


Abbildung 5.25: Kostenverlauf des Szenarios MFH80 innerhalb von 30 Jahren unterteilt nach Komponenten

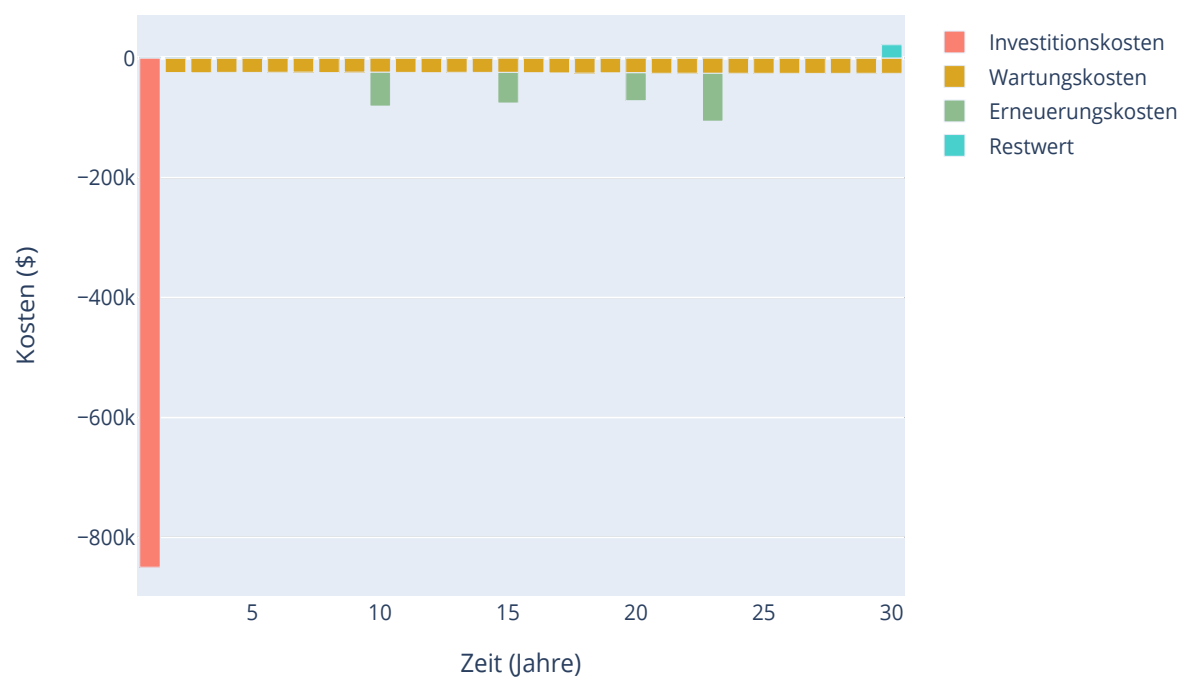


Abbildung 5.26: Kostenverlauf des Szenarios MFH80 innerhalb von 30 Jahren unterteilt nach Art der Kosten

Datenblätter von PV-Wasserstoff-Batterie Systemen

Picea von Home Power Solutions

Picea

100% energy solution for self-supply

The HPS system Picea combines energy storage, heating support and indoor ventilation in one compact product, controlled by an integrated energy manager. It meets all the electrical energy needs of a single family home.

Picea combines the following energy supply components in one compact product:

Fuel cell

supplies electricity from the hydrogen storage during the winter

Electrolyzer

transforms the solar energy collected during the summer into hydrogen

Batteries

allow the power from the midday sun to be used in the evening

Solar charge controller

stores solar energy

Stand-alone inverter

provides the domestic electrical grid

Hydrogen storage

makes it possible to use solar energy in the winter

Hot water storage tank

utilizes waste heat in the house's heating supply system

Ventilation device

supplies the home with fresh air

Enthalpy heat exchanger

keeps the house warm through heat recovery

Energy management

ensures an efficient interaction between all the components in a single solution

Energy center and battery storage system as all-in-one unit



Benefits for the customer

- Meet the complete electrical energy needs of a single-family home with the consumer's own Photovoltaic system
- Reduce heating costs by utilizing waste heat
- Maintenance-friendly technology
- Complete energy transparency with the HPS app

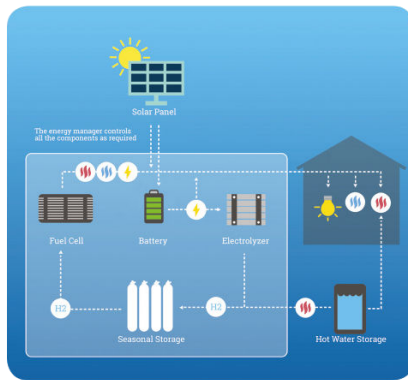
Benefits for specialist companies

- Suited to the space requirements and other prerequisites of standard private homes
- Standard interfaces to common HVAC technology ensure quick installation and service
- Commercial potential for sales, installation and service
- Outstanding market potential



Picea at a glance

Picea: 100% independent and clean energy



Peak electrical output (5s)	kW	20
High electrical output (3h)	kW	8
Continuous electrical output	kW	1.5
Electrical stand-alone grid	V/Hz	230 / 50
Comfortable indoor ventilation	m ²	300
Indoor heat recovery	%	93
Seasonal storage capacity (usable)	kWh _{el+th}	600 – 3,000 ¹
Daily storage capacity (usable)	kWh _{el}	25
Thermal storage tank capacity (usable)	kWh _{th}	20
Emission		H ₂ O
Energy source		Solar energy
Annual CO ₂ reduction ²	kg	2,350 – 3,500
Annual power supply to home	kWh/a	3,000 – 6,000
Indoor space required	m ²	3
Outdoor space required	m ²	3 – 5
Water connection		G ½"
Ventilation connection	DN	100 – 200
Photovoltaic connection	VDC	3 x 250
Communication		MobileAPP

¹ Can be scaled according to location and consumption

² Source: German Federal Environmental Agency; 4-person household consuming 4,000 kWh of power

About HPS Home Power Solutions GmbH (HPS)

HPS develops and produces systems for storing and using solar energy in single and multi-family homes. HPS stands for safety, independence and sustainability in decentralized energy supply. The first system from HPS, Picea, combines energy storage, heating support and indoor ventilation in one compact system. Thanks to its high-performance energy management system, Picea is designed to meet the complete electrical energy needs of a family home. In addition, all waste heat produced is used to provide the house with heat and hot water, thus lowering the cost of heating. Compared to commercially available battery solutions, Picea has a hundred times more storage capacity with twice the output. Picea is energy efficient and provides energy in all seasons. This allows Picea to provide complete energy self-supply and independence from the grid. The energy produced by the photovoltaic installation on sunny days can either be used straightaway, or converted into hydrogen and stored. This energy is then made available at night or during the winter when there is little or no sunshine. The HPS system's fuel cell converts the energy stored as hydrogen back into electrical energy and heat as needed. HPS is based in Berlin. For more information, please visit: www.homepowersolutions.de/en



HPS Home Power Solutions GmbH
 Carl-Scheele-Str. 16, 12489 Berlin, Germany
 +49 30 5169 581 0
 mail@homepowersolutions.de
 www.homepowersolutions.de/en

Green Energy Hydrogen Battery von LAVO



Power your life with LAVO™ Introducing the next generation of energy storage.

The world's first integrated hybrid hydrogen battery that combines with rooftop solar to deliver sustainable, reliable and renewable power to your home and business.



Renewable
Stores green energy from your solar panels



Durable
Operational in conditions -10° to +50° C



Australian Made
Designed and Developed

Technical Specifications

Mechanical

Dimensions (HxWxD)	1680 x 1240 x 400 mm
Weight	196 kg
Hydride Vessels	4 vessels
Max System Pressure	35 bar _g
Vessel Weight	32 kg
Total Installed Weight	324 kg
Mounting ¹	Floor Mount/Outdoors

Environmental

Operating Temperature Range	-10° to +50° C
Recommended Temperature Range	5° to 45° C
Environmental Humidity Range	3 to 100% RH
Maximum Elevation	2000 m
Noise Level	< 45 dB
Enclosure Protection Rating	IP54



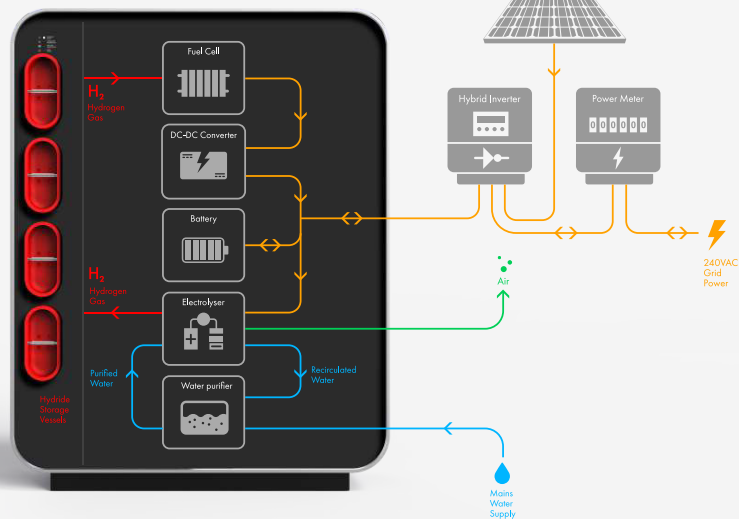
The LAVO™ Energy Storage System

Developed in partnership with UNSW and Design + Industry, LAVO™ is a hydrogen hybrid battery that stores over 40KWh of electricity – enough to power the average Australian home for 2 days. Integrating with standard rooftop solar, LAVO™ generates green hydrogen for renewable power when you need it.

The LAVO™ patented hydride absorbs hydrogen in metal alloy to enable safe, long term storage within a secure vessel. Sustainable energy for you home and business.

The Hydrogen Hydride

The LAVO™ uses innovative, patented metal hydride to produce batteries that last three times longer than lithium batteries at a similar price. This unique hydride is energy efficient, carbon neutral, safe, non-flammable, and designed for all components to be recycled.



¹ Per Australian Building Code regulations.

© LAVO™ All Rights Reserved | DISCLAIMER we have taken reasonable care and precaution to ensure that the information contained on this fact sheet is accurate, but we do not guarantee, nor do we accept any legal liability arising from or connected to the accuracy, reliability, currency or completeness of content on the LAVO™ System.



LAVO™ System

LAVO™ acts as a solar sponge, integrating with rooftop solar to capture and store renewable energy for use when you need it.

Creates Hydrogen from water

Delivers Power at a regulated voltage to your home

Stores Hydrogen into LAVO™'s patented metal hydride

Monitors & Controls performance via the LAVO™ app

Generates Electricity by converting hydrogen into power



Fuel Cell

The fuel cell is used to convert energy stored in the hydrogen back into electrical energy. This electrical energy is released by combining hydrogen from the hydride storage vessels and oxygen from the air to form water.



DC-DC Converter

A power conversion system is used to regulate the electrical output from the fuel cell. The electrical output from the fuel cell is variable. The DC-DC converter regulates this by boosting the voltage from the fuel cell output up to match the voltage expected at the input of the hybrid inverter.



Battery

The LAVO™ system also includes a small traditional Lithium-ion battery for fast response time. A hybrid energy storage system provides benefits of both storage technologies.



Hybrid Inverter

The hybrid inverter manages the flow of electrical energy between the solar cell array, the LAVO™ and the household.



Electrolyser

The electrolyser converts excess electrical energy from the solar system through electrolysis, where the water is split into hydrogen and oxygen. The energy is stored as hydrogen and the oxygen is released into the atmosphere.



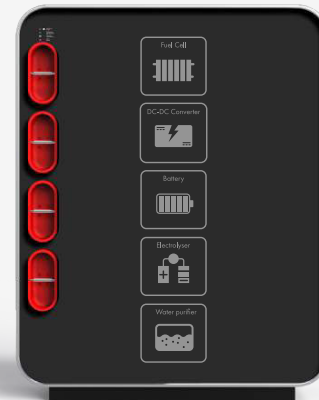
Water Purifier

The electrolyser requires demineralised water for the electrolysis process. The integrated water purifier treats the incoming tap water, enabling the electrolyser to run using a standard mains water supply.



LAVO™ Hydride

Patented metal alloy that stores and regulates hydrogen at a pressure of 30 bar, 100% recyclable the hydride will deliver 20,000 cycles of storage and charge.



© LAVO™ All Rights Reserved | DISCLAIMER we have taken reasonable care and precaution to ensure that the information contained on this fact sheet is accurate, but we do not guarantee, nor do we accept any legal liability arising from or connected to the accuracy, reliability, currency or completeness of content on the LAVO™ System.

Hybreeze von innovenergy

**Wasserstoffspeichersystem für die Langzeitspeicherung**

für eine ökologische Autonomie von 5–10 Tagen (bei einem Tagesbedarf von 20–40 kWh)

hybreeze® hilft Ihnen ...

- ... Ihren Eigenstrom auch in Tagen ohne Sonne zu nutzen.
- ... Ihren Strom verlustfrei aufzubewahren.
- ... Ihre Energie zeitlich unbegrenzt verfügbar zu machen.
- ... Ihren Strom 100 % nachhaltig und umweltfreundlich zu nutzen.
- ... in geschlossene Rohstoffkreisläufe und Langlebigkeit zu investieren.
- ... Ihren ganz persönlichen Beitrag zur Energiewende zu leisten.
- ... gemeinsam diesen Planeten sauber und lebenswert zu gestalten.
- ... jetzt schon etwas Gutes für die Zukunft zu tun.

**innov
energy**
Speichern mit H2!

www.innov.energy

Wasserstoffspeicher der Extraklasse

hybreeze®

Sichern Sie sich Ihre ökologische Autonomie – auch für den Notfall, wenn das Netz ausfällt. Bleiben Sie fünf bis zehn Tage autark, wenn die Sonne nicht ausreichend scheint und Ihre Photovoltaikanlage zu wenig oder keine Energie produziert. Mit einem **hybreeze®** können Sie **zeitlich unbegrenzt und verlustfrei speichern**.

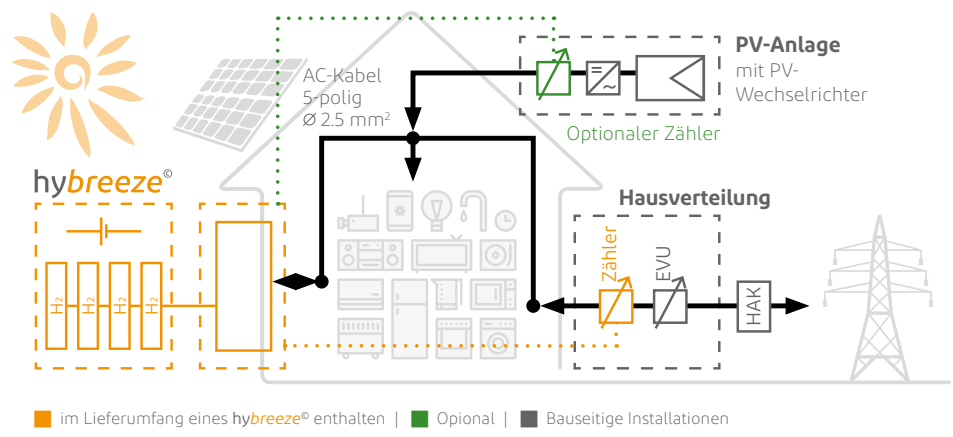
Sparen Sie Haushaltsgeld durch einen optimierten Energieeigenverbrauch. Mit ca. 800 CHF pro kWh ist das System auch **ökonomisch interessant**. Sie benötigen in der platzsparenden Version lediglich 2-3 m² Fläche in Ihrem Keller oder Ihrer Garage für Ihre Wasserstoffspeicheranlage. Mit der **wartungsfreien** AES-Elektrolysetechnologie und der verzögerungsfreien Photovoltaik-Elektrolyseur-Kopplung können Sie die Sonnenenergie optimal nutzen.

Es ist jederzeit möglich die Leistung mit **zusätzlichen Brennstoffzellen** oder die Kapazität mit einer Implementierung von **Salzbatteriespeichern** zu erhöhen. Die Wasserstoffspeicherung erfolgt in einem industriellen 50-Liter-Standard-Gasflaschenbündel bei 30 bar. Eine platzsparende Variante bei 200 bar ist ebenso verfügbar. Beide H₂-Speicher sind erweiterbar, falls grössere Photovoltaik-Produktionsüberschüsse vorhanden sind.

Die Anlage ist ein **Cradle-to-Cradle-Energiespeichersystem**. In einem geschlossenem Stoffkreislauf innerhalb des **hybreeze®** wird Regenwasser zu Energie und anschliessend wieder zu sauberem Wasser.

hybreeze® zeichnet sich aus durch ...

- ... zeitlich unbegrenzt und verlustfreies Speichern von Energie.
- ... eine wartungsfreie AES-Elektrolysetechnologie.
- ... geringe Kosten von ca. CHF 800 pro kWh Speicherkapazität.
- ... eine platzsparende Wasserstoff-Speicherung bei 30 oder 200 bar.
- ... geringere Kompressorleistung erforderlich durch den 35 bar Hochdruck-AES-Elektrolyseur.
- ... ein einfaches Touchscreen-Bedienpanel mit integrierter Fernwartung.
- ... ein Cradle-to-Cradle-Energiespeichersystem (Wasser wird wieder zu Wasser).



Technische Daten	hybreeze®	
Mögliche Anwendungen	mittleres Einfamilienhaus	
Installierte Photovoltaik-Anlage	10–15 kWp	
Auslegung geschätzter Tagesverbrauch	20 kWh	
Systemcharakteristika		
Gewicht (ohne Wasser, ohne Tanks)	205 kg	
Abmessungen ohne Tanks (BxTxH)	800 x 800 x 2000 mm	
Platzverbrauch (Gesamtanlage)	2–3 m ²	
Stromversorgung (Wechselstrom)	100–240 V	
Wasserstoffreinheit	99.95 %	
Umgebungstemperatur	+5 bis +40° C	
Luftfeuchtigkeit	20–95 %	
Elektrolyseur (mit AEM-Elektrolyse)		
Wasserstoffproduktion	1000 NI/h = 1 Nm ³ /h	
Leistungsaufnahme (gesamt)	4.8 kVA	
Leistungsaufnahme (Spitze)	6.0 kVA	
Ausgangsdruck (Standard)	35 bar	
Stromverbrauch H ₂ -Produktion	5.9 kWh	
Wasserverbrauch	0.8 l	
Wasserspezifikation	< 20 µS/cm (bei 25° C)	
Brennstoffzelle		
Nennleistung	0–2500 W	
Spannung	43.2–57.6 VDC	
Strom (bei 54 V)	0–47 A	
min. Autonomie eines Zylinders bei max. Last	3 Std.	
maximaler Wasserstoffverbrauch	3.90 Nm ³	
Wasserstoffverbrauch für 1 kWh	≤ 0.78 Nm ³	
Maximale Temperatur des Elektrolyseurs	65° C	
Kraftstoffbetriebsdruck	0.55–0.75 bar	
Wasserstoff-Arbeitsdruck	3–8.2 bar	
Reaktionspartner	Wasserstoff und Luft	
Befeuchtung	selbstbefeuchtend	
Kühlung	integriertes Luftkühlgebläse	

Technische Daten	hybreeze®	
Konverter DC/DC		
Eingangsspannung (2 Optionen)	30–80 VDC / 40–85 VDC	
Eingangsstrom (maximal)	75 A	
Ausgangsspannung (DC)	24 V / 52 V (Sollwert)	
Ausgangsstrom (Nennstrom)	120 A	
Effizienz (Wirkungsgrad)	90 %	
Nennleistung	3 kVA	
Spannung für Hilfsgeräte (DC)	24 V	
Kommunikation	RS-485/CAN-Bus	
Umgebungstemperatur	-20 bis +60° C	
Abmessungen (BxTxH)	451 x 423 x 86 mm	
Gewicht	10 kg	
Konverter DC/AC		
Eingangsspannung	37,2–68 V	
Ausgangsspannung	230 VAC	
Ausgangsfrequenz	± 2 %, 50 Hz oder ± 0,1 %, 60 Hz	
Kontinuierliche Ausgangsleistung (bei 25° C)	3000 VA (2400 VA)	
Spitzenleistung	6000 VA	
Maximaler Wirkungsgrad (bei 48 V)	94 %	
Standby-Verbrauch (bei 48 V)	11 VA	
Abmessungen (BxTxH)	485 x 285 x 150mm	
Gewicht	19 kg	
Booster		
Spannung	120 oder 240 VAC, 1-phasig	
Motorfrequenz	50 Hz oder 60 Hz	
Leistungsaufnahme	1 kVA	
Operative Geschwindigkeit	70 Zyklen/Minute	
Kühlung	integriertes Luftkühlgebläse	
Geräuschpegel	63 dB	
Eingangsdruck maximal	34 bar	
Ausgangsdruck maximal (einstellbar)	414 bar	
Automatischer Start und Stopp	ja	

Technische Daten	hybreeze®	
Wasserstoffspeicherung (mit Standardzylindern mit 30 bar)		
Speichervolumen	160 Nm ³	
Maximaler Energiespeicher	205 kWh	
Produktionszeit für maximaler Energiespeicher	160 Std.	
Lagertank		
Anzahl Zylinder	16	
Zylindermaterial	Stahl	
Druck (maximal)	200 bar	
Gesamtvolumen	800 Liter	
Sicherheitsventil für maximalen Druck	220 bar	
Abmessungen Lager-Rack (BxTxH)	1000 x 1000 x 2010 mm	
Gewicht Lager-Rack	1400 kg	
Auslegungsregel Speicher		
5–10 Tage Autonomie bei 20 kW Tagesverbrauch (24 Std.)	16 Zylinder	
5–10 Tage Autonomie bei 40 kW Tagesverbrauch (24 Std.)	32 Zylinder	
Erweiterungsmöglichkeiten		
<p>Grundsätzlich kann das Speichervolumen (Energieinhalt) durch Duplikation der Speicherzylinder erweitert werden. Dabei verlängert sich entsprechend die benötigte Produktionszeit (mehr Sonne, mehr PV-Produktion). Um die Leistungsabgabe zu erhöhen, kann der hybreeze® mit einem Salzbatteriespeicher salidomo® 9 ergänzt werden. Damit würden nominal 6 kVA, in Spitzenlast 9 kVA zur Verfügung stehen.</p>		
Garantie		
<p>Auf den Elektrolyseur und die Brennstoffzelle werden 15 Jahre Garantie gegeben. Voraussetzung hierfür ist der Abschluss eines Servicevertrags zur periodischen Überprüfung der Komponenten alle zwei Jahre. Alle elektronischen Komponenten wie Wechselrichter, DC-DC Wandler etc. haben fünf Jahre Garantie.</p>		
Recycling		
<p>Das Recycling des hybreeze® funktioniert wie bei einer normalen Entsorgung von Elektrogeräten über das Metall-Recycling der offiziellen Entsorgungsdienststellen in den Gemeinden.</p>		
Normen		
<p>Die Produkte werden nach aktuellem Stand der Technik und in Übereinstimmung mit den Anforderungen der bestehenden Normen, insbesondere der europäischen Normen mit CE-Zeichen gebaut: EN 60335-1, EN 55014-1, EN 55014-2, EN-IEC 61000-6-1, EN-IEC 61000-6-2, EN-IEC 61000-6-3, EN60204-1:2006, EN 60079-10-1 (CEI 31-87):2010, EN ISO 13857: 2008, ISO 22734-1:2008, EN ISO 12100:2010, PED-Richtlinie 2014/68/UE, Maschinenrichtlinie 2006/42/CE, Richtlinie zur elektromagnetischen Verträglichkeit 2004/108/CE.</p>		