

Optimale Dimensionierung von dezentralen, regenerativen Energieversorgungssystemen in Quartieren

Von der Fakultät für Elektrotechnik und Informatik
der Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover
zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor-Ingenieur
(abgekürzt: Dr.-Ing.)
genehmigte Dissertation

von Herrn
Christoph Wilke, M.Sc.

geboren am 07.05.1991
in Gardelegen

2020

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Richard Hanke-Rauschenbach
Prof. Dr.-Ing. Stefan Kabelac
Vorsitz: Prof. Dr.-Ing. Peter Werle

eingereicht am: 03.Dezember 2019

Promotionskolloquium am: 04.Mai 2020

Kurzfassung

Gegenstand der vorliegenden Arbeit ist die modellgestützte Dimensionierung und Analyse von dezentralen Energiesystemen zur Versorgung von Quartieren, bestehend aus Wohn- und Nichtwohngebäuden, mit Strom und Wärme sowie Wasserstoff für die Mobilität. Das Energiesystem kann technische Komponenten zur Energieerzeugung, -speicherung und -wandlung beinhalten. Auf Basis von Jahresrechnungen der Energienutzung wird die kostenminimale Systemkonfiguration ermittelt. Dabei wird die Betriebsführung des Gesamtsystems durch ein Ranglistenverfahren vorgegeben. Die Analysen in der vorliegenden Arbeit bewerten ein Energiekonzept, das den Ausbau der erneuerbaren Energien durch die lokale Nutzung fördert und einen signifikanten Beitrag zur Reduktion der Treibhausgasemissionen im Quartier leistet.

Zuerst stehen in einem vereinfachten System Photovoltaikanlagen (PV) und Heizkessel als Erzeuger, SOFC und PEM-Elektrolyseur als Wandler zwischen den betrachteten Energieformen und Speicher in Form von einer Li-Ionen-Batterie, einem Wärmespeicher, einem Nieder- sowie einem Hochdruckwasserstoffspeicher zur Verfügung. Ausgehend von ökonomischen Parametern des Bezugsjahres 2017 besteht die optimale Systemkonfiguration ausschließlich aus PV, dem Heizkessel sowie einem kleinen Wärmespeicher. Im Rahmen dieser ersten Analyse wird gezeigt, unter welchen Bedingungen die SOFC in einem zukünftigen Energiesystem wirtschaftlich zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt werden kann. Des Weiteren werden als signifikante Parameter zur Wirtschaftlichkeit der lokalen Wasserstoffproduktion neben den spezifischen Investitionskosten des Elektrolyseurs vor allem die Einspeisevergütung sowie die spezifischen Investitionskosten der PV identifiziert. Die Wirtschaftlichkeit des Wasserstoffteilsystems lässt sich zunächst ausschließlich über die Mobilität darstellen. Bei weiterer Kostenreduktion wird zusätzlich die Rückverstromung des Wasserstoffs in der SOFC wirtschaftlich. Der Li-Ionen-Akkumulator wird in den meisten der untersuchten Fällen ergänzend eingesetzt. In diesem Kontext wird außerdem gezeigt, dass die kombinierte Deckung der drei Energiebedarfe monetäre sowie systemische Vorteile gegenüber der separaten Energiebereitstellung bietet.

In einer zweiten Analyse wird die Systemkonfiguration um den möglichen Einsatz von Windkraftanlagen (WT) erweitert, um den Einfluss unterschiedlicher Stromerzeugungsstrukturen auf die optimale Systemkonfiguration herauszuarbeiten. Anhand zweier unterschiedlicher Standorte in Deutschland werden die Vorteile einer kombinierten Photovoltaik- und Windkraft-Erzeugung aufgezeigt. Mit dieser Systemkon-

figuration ist es möglich, bei vergleichbaren Kosten, Treibhausgasemissionseinsparungen in Höhe von 55 % gegenüber der ausschließlich konventionellen Energiebereitstellung für das Bezugsjahr 2017 (Benchmark-System) darzustellen. Da keine der verwendeten Komponenten die elektrischen Überschüsse direkt in Wärme wandeln kann, ist die maximale Treibhausgasemissionseinsparung dieser Systemkonfiguration auf etwa 61 % begrenzt. Des Weiteren müssen hierfür sehr hohe erneuerbare Leistungen und Speicherkapazitäten bereitgestellt werden, was in sehr hohen Gesamtkosten resultiert.

Aus diesem Grund wird in einer dritten Analyse eine elektrische Luft-Wärmepumpe sowie ein elektrischer Heizstab in die Systemkonfiguration aufgenommen. Mit diesen beiden Power-to-Heat-Komponenten können Emissionseinsparungen von bis zu 70 % kostenneutral gegenüber dem Benchmark-System erzielt werden. Das theoretische Potential der Emissionsreduktion liegt hier bei 90 %. Da hierfür jedoch verhältnismäßig hohe erneuerbare Leistungen benötigt werden, werden zuletzt zwei weiterführende Konzepte untersucht. Zum einen wird der Wärmebedarf des Quartiers reduziert und zum anderen das Erdgas durch synthetisches Methan aus erneuerbaren Quellen substituiert, wodurch, bei etwa gleichen Kosten, 90 % der Emissionen im Vergleich zum Benchmark-System vermieden werden können. In den Beispielen zur Emissionsreduktion wird die SOFC mit hohen Anteilen von Wasserstoff betrieben.

Das im Rahmen dieser Arbeit erstellte mathematische Modell ermöglicht es, die grundlegenden Zusammenhänge und Wechselwirkungen bei der Auslegung von dezentralen Energiesystemen im Detail aufzuzeigen. Die dargelegten Ergebnisse können durch entsprechende Skalierung zu einer ersten wirtschaftlichen Abschätzung dieser Kategorie von Energiesystemen genutzt werden. Für eine fallspezifische oder praxisnahe Auslegung kann das entwickelte Modell angepasst und gegebenenfalls erweitert werden.

Schlagwörter: Quartier-Energieversorgung, optimale Systemdimensionierung, erneuerbare Energieanlagen, Strom, Wärme, Wasserstoffmobilität, H₂-Mobilität, Elektrolyse, Brennstoffzellen, Power-to-Heat, CO₂-Äq.

Abstract

The present dissertation analyzes a district energy supply system, including electrical and thermal demand as well as hydrogen mobility, using a techno-economical optimization model. This decentralized system contains devices for energy generation, energy storage and energy conversion. The components are optimally sized in accordance to the results of an annual simulation, with respect to the total cost of ownership (TCO) of the system. Therein, the system's operation strategy is defined by a fixed ranking list. The following analysis assesses a concept idea which enables the expansion of renewable energies by local utilization. Thereby, a significant contribution will be made to the decrease of greenhouse gas emissions.

Firstly, a simplified system is analyzed which consists of energy generation devices such as photovoltaic panels (PV) and a gas boiler, a SOFC and a PEM-electrolyzer for energy conversion and storage devices such as Li-ions-accumulators, a hot water tank, low and high pressure hydrogen vessels, is analyzed. Based on the economic parameters, valid for the reference year 2017, the optimal system only contains the PV and the gas boiler as well as a small hot water tank. In the present analysis, the conditions for an economic efficient application of the SOFC, for heat and power generation, for a future energy system are shown. Furthermore, it is shown that an economically feasible local hydrogen generation by electrolysis is dependent on the specific investment costs of the electrolyzer and the PV as well as the feed-in tariff. Thereby, using the hydrogen for refueling fuel cell electric vehicles is required to enable the economically feasible hydrogen utilization in the district. When the economic parameters decrease in the future, a reconversion of the self produced hydrogen in the SOFC becomes economically feasible, even for small natural gas purchasing costs. Additionally, in most of the analyzed cases, the Li-ions-accumulator can also be utilized economically feasible. Finally, it is shown that the combined heat, power and hydrogen generation is beneficial towards producing the energy demands within separated systems.

Secondly, in order to identify the influence of different renewable energy generation profiles on the optimal system sizing the system configuration is extended by a wind turbine (WT). In the analysis, the advantages of combined PV and WT power generation are shown for two different locations in Germany. Furthermore this system configuration shows a reduction of greenhouse gas emissions of 55 % with similar TCO, compared to a conventional energy supply system. This system configuration

contains no power-to-heat device, thus the maximum reduction of greenhouse gas emissions is limited to 61 %.

In the third analysis, two power-to-heat devices, an electrical air sourced heat pump and an electrical heater, extend the system configuration. With these devices included, the greenhouse gas emissions can be reduced by 70 % with similar TCO compared to benchmark-systems. Moreover, with this system configuration up to 90 % of greenhouse gas emissions can be avoided. In this scenario, even though TCO decreases, a large amount of installed renewable energy is still required. Therefore, two additional concepts are analyzed. Firstly, the thermal demand of the district is reduced and secondly, synthetic, renewable produced methane is utilized in the energy system. Thus, 90 % of the greenhouse gas emissions can be avoided with similar TCO compared to the benchmark-system. When it comes to reduction of the greenhouse gas emissions, the SOFC runs with high amounts of the self produced hydrogen.

Overall, by using the developed model, fundamental correlations and interactions in optimal system sizing of such an energy system can be shown in detail. These results can be used for a first economical evaluation for this category of energy systems. Additionally, the developed model can be modified or enhanced for a case specific or more practical sizing.

Key words: District energy supply system, optimal system sizing, renewable energies, electrical power, thermal power, hydrogen mobility, H₂-mobility, electrolysis, fuel cell, power-to-heat, greenhouse gas emissions, CO₂-eq

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als Doktorand in der Abteilung CR/AEB bei der Robert Bosch GmbH in Renningen. An dieser Stelle möchte ich mich bei Allen bedanken, die mich in dieser Zeit unterstützt und damit zum Gelingen der Arbeit beigetragen haben.

Die Betreuung der Arbeit wurde vom Fachgebiet Elektrische Energiespeichersysteme, welches dem Institut für Elektrische Energiesysteme der Leibniz Universität Hannover zugeordnet ist, übernommen. Mein besonderer Dank gilt an erster Stelle meinem Doktorvater Herrn Professor Richard Hanke-Rauschenbach für die Förderung der Arbeit, den wichtigen fachlichen Impulsen sowie die Übernahme des Gutachtens. Auch Astrid Bensmann gilt es, zu danken, die nicht nur stets ein offenes Ohr für die aktuellen Fragestellungen hatte, sondern mich auch tatkräftig beim Schreibprozess unterstützt und mit ihren Impulsen sowie kritischen Anregungen zum Gelingen der Arbeit beigetragen hat. Herrn Professor Peter Werle und Herrn Professor Stefan Kabelac danke ich herzlich für das Interesse an der Arbeit und für die Begutachtung der Dissertationsschrift.

Ein besonderer Dank gilt meinem Betreuer Stefan Martin sowie meiner damaligen Vorgesetzten Julia Miersch für die hilfreichen fachlichen Diskussionen, für die Erinnerung an den roten Faden und an das große Ganze, dass durch die Verliebtheit zum Detail nicht aus dem Auge verloren gehen sollte. Des Weiteren möchte ich mich bei Annika Utz für die Urheberschaft der Doktorandenstelle und die anfängliche Betreuung der Arbeit bedanken. Allen Mitarbeitern meiner ehemaligen Abteilung und Mitdoktoranden möchte ich für das freundliche Arbeitsumfeld und die gute Kooperation danken. Meinen ehemaligen Studenten sei für ihre Unterstützung, die zum Gelingen der vorliegenden Arbeit beigetragen habt, gedankt.

Darüber hinaus möchte ich mich außerdem bei meiner guten Freundin Christine Schulze für den regen fachlichen Austausch und die Denkanstöße bedanken. Des Weiteren danke ich Franz Buhl und meiner Schwägerin Josephine Marktscheffel für die orthographischen Korrekturen der Dissertationsschrift.

Letztlich danke ich meiner Familie für Ihre Unterstützung während des Studiums und der Promotionszeit. Ein großer Dank gebührt ebenfalls meiner Frau Melanie, die mich über die gesamte Promotionszeit unterstützt, angespornt und geerdet hat.

Inhaltsverzeichnis

Symbolverzeichnis	xiii
1 Einleitung	1
1.1 Motivation und Problembeschreibung	1
1.2 Forschungsfragen und Vorgehensweise der vorliegenden Arbeit	6
2 Energieversorgungssysteme in Quartieren	9
2.1 Allgemeine Einordnung des Quartiers	10
2.1.1 Rechtliche und sonstige Randbedingen für Energieversorgungssysteme	10
2.1.2 Typische Energiebedarfe im Quartier	12
2.1.3 Klassische und innovative Ansätze zur Versorgung von Quartieren	15
2.2 Gestaltungs- und Betriebsführungskonzepte von Energiesystemen	19
2.2.1 Kenngrößen für die Auslegung	19
2.2.2 Betriebsführungskonzepte	22
2.3 Methoden zur Gestaltung von derartigen Energieversorgungssystemen	25
2.3.1 Gestaltung dezentraler Energiesysteme	25
2.3.2 Einfluss der erneuerbaren Erzeugungsstrukturen	28
2.3.3 Konzepte zur gezielten Reduzierung der Treibhausgasemissionen	30
3 Modellierung und Systembeschreibung	33
3.1 Modellstruktur und Komponentenmodelle	34
3.1.1 Erneuerbare Erzeugungsanlagen	36
3.1.2 Komponenten zur Energiewandlung	38
3.1.3 Komponenten zur Energiespeicherung	45
3.1.4 Anschlusspunkte an das öffentliche Versorgungsnetz	46
3.1.5 Betriebsführung des Systems	47
3.2 Zielfunktion und weitere Kenngrößen zur Systembeschreibung	48
3.2.1 Finanzmathematisches Berechnungsmodell und Optimierungsalgorithmus	49
3.2.2 Verwendeter Optimierungsalgorithmus	51

3.2.3	Weitere Systemkenngrößen	52
3.3	Das betrachtete Quartier-Energiesystem	55
3.3.1	Lastprofile des Quartiers	56
3.3.2	Erneuerbare Erzeugungsprofile	58
3.3.3	Umsetzung des Ranglistenverfahrens	60
3.3.4	Ökonomische Eingangsparameter	63
3.3.5	Eingangsparameter der Treibhausgasemissionen	65
3.4	Struktur der Ergebnisanalysen	67
4	Techno-ökonomische Systemanalyse	69
4.1	Benchmark- und Referenzsystem	69
4.2	Einfluss einzelner ökonomischer Parameter	73
4.2.1	Variation der Parameter zur Wasserstofferzeugung	74
4.2.2	Variation der Parameter zur Stromerzeugung	77
4.2.3	Variation der spezifischen Erdgasbezugskosten	81
4.3	Einfluss der simultanen Variation mehrerer ökonomischer Parameter .	83
4.3.1	Variation der spezifischen Investitionskosten der Elektrolyse und Batterie	84
4.3.2	Variation der spezifischen Investitionskosten der PV und der Einspeisevergütung	86
4.3.3	Analyse der Parameter zur Rückverstromung des Wasserstoffs	91
4.4	Einfluss der integrierten Energiebereitstellung auf die Systemkonfigu- ration	93
5	Einfluss der erneuerbaren Erzeugerstruktur auf die optimale Systemaus- legung	99
5.1	Vorüberlegungen	100
5.2	Optimale Systemkonfigurationen ohne Einspeisevergütung	103
5.2.1	Analyse des Standorts Würzburg	103
5.2.2	Analyse des Standorts Hamburg	110
5.3	Einfluss der Einspeisevergütung auf die Systemkenngrößen	115
5.4	Reduzierung der Treibhausgasemissionen	122
5.4.1	Methodik der Bewertung	123
5.4.2	Emissionseinsparungen und Gesamtkosten	124
5.4.3	Systemdimensionierung	129
6	Analyse und Bewertung der optimalen Systemauslegung mit zusätzlichen Power-to-Heat-Komponenten	135
6.1	Techno-ökonomische Einordnung der neuen Komponenten	136

6.1.1	Einfluss einzelner ökonomischer Parameter	137
6.1.2	Einfluss der simultanen Variation mehrerer ökonomischer Pa- rameter	140
6.2	Auswahl des Betriebsführungskonzepts	143
6.3	Einfluss der erweiterten Systemkonfiguration auf die Treibhausgas- emissionen	150
6.3.1	Emissionseinsparungen und Gesamtkosten	150
6.3.2	Systemdimensionierung	154
6.4	Einfluss der Randbedingungen auf die Treibhausgasemissionen	157
6.4.1	Reduzierung des Wärmebedarfs im Quartier	159
6.4.2	Verwendung von synthetischem Methan	163
6.5	Bestimmung der CO ₂ -Vermeidungskosten	166
7	Zusammenfassung und Ausblick	173
7.1	Zusammenfassung	173
7.2	Bewertung der wissenschaftliche Fragen	175
7.3	Ausblick	178
A	Theoretische Grundlagen der Systemkomponenten	179
B	Ergänzende Tabellen	191
C	Ergänzende Abbildungen	193
	Literaturverzeichnis	198
	Abbildungsverzeichnis	217
	Tabellenverzeichnis	225

Symbolverzeichnis

Symbole, die im Rahmen der vorliegenden Arbeit nur von lokalem Interesse sind, werden am Ort ihrer Verwendung erklärt und sind hier nicht aufgeführt.

Lateinische Symbole

C_{an}^i	Annuität der Komponente i	€/a
C_{anv}^j	Rentenbarwert der zu beziehenden Energiemenge j	–
C_1^i	Spez. Investitionskosten der Komponente i	€/kW oder €/kWh
C_{LCOE}^j	Mittlere spezifische Energiebezugskosten der zu beziehenden Energiemenge j	€/kWh
$C_{LCOE,a0}^j$	Spez. Energiebezugskosten zu Beginn der Investition	€/kWh
C_{op}^j	Energiebezugskosten	€
C_{RI}^i	Reinvestitionswert der Komponente i	€/a
C_{RV}^i	Restwert der Komponente i	€/a
C_{TCO}	Jährliche Gesamtkosten	€/a
E	Energie eines Systems	kWh
f_{an}^i	Annuitätenfaktor der Komponente i	–
$f_{P/E}^i$	Spezifische Leistung des Speichers i	kW/kWh
$F^i(t_k)$	Ladegrad des Speichers i zum Zeitpunkt t_k	–
h_α	Spezifische Enthalpie der Spezies α	kWh/kg
n_{RV}^i	Anzahl der Reinvestitionen der Komponente i im Abschreibungszeitraum	–
N_{flc}^i	Volllastzyklen der Komponente i pro Jahr	cyc
N_{flh}^i	Volllaststunden der Komponente i pro Jahr	h
$\dot{M}_\alpha^i(t_k)$	Massenfluss der Komponente i im Zeitschritt t_k	kg/s
$\dot{M}_\alpha^L(t_k)$	Massenfluss des Lastprofils der Spezies α im Zeitschritt t_k	kg/s
Q_v^i	Verlustleistung der Komponente i	W
r_i	Diskontierungszinssatz	%
r_{inf}	Inflationsrate	%
$r_{O\&M}^i$	Wartungs- und Betriebskosten der Komponente i	%
r_p	Preissteigerungsrate der Energiekosten	%/a

Lateinische Symbole (Fortsetzung)

r_r	Realzins	%
r_{el}^{SS}	Elektrischer Eigenversorgungsgrad	%
r_{el}^{rc}	Elektrischer erneuerbarer Deckungsgrad	%
r_{HRS}^{rc}	Erneuerbarer Deckungsgrad der Wasserstofftankstelle	%
r_{SOFC}^{rc}	Erneuerbarer Deckungsgrad des Brenngases der SOFC	%
r_t^{rc}	Erneuerbarer Gesamt-Deckungsgrad	%
r_{th}^{rc}	Thermischer erneuerbarer Deckungsgrad	%
T	Temperatur	K
T	Abschreibungsdauer des Systems	a
T^i	Lebensdauer der Komponente i	a
$T^{i,depr}$	Kalendarische Lebensdauer der Komponente i	a
$T^{i,tech}$	Technische Lebensdauer der Komponente i	h
$T_{RI}^{\alpha,i}$	Jahr der Reinvestition der Komponente i	–
p	Druck	Pa
$P^i(t_k)$	Leistung der Komponente i im Zeitschritt t_k	W
$P_{loss}^i(t_k)$	Verlustleistung der Komponente i im Zeitschritt t_k	W
$P_{el}^L(t_k)$	Elektrischer Leistungsbedarf im Zeitschritt t_k	W
$P_{th}^L(t_k)$	Thermischer Leistungsbedarf im Zeitschritt t_k	W
$\dot{P}^i(t_k)$	Leistungsänderungsrate der Komponente i im Zeitschritt t_k	W
w_t	Spezifische Arbeit	–
x	Optimierungsvariable	kW oder kWh

Griechische Symbole

ΔC_{TCO}	Kostendifferenz bezogen auf Referenzkosten	–
Δt	Zeitschritt	s
ΔM_{CO_2}	Emissionseinsparungen gegenüber Benchmark-System	–
ε_{EER}	Leistungszahl der Kältemaschine	–
η	Wirkungsgrad	–
σ	Gewichtungsfaktor für Straffunktion (Optimierung)	–
τ^i	Selbstentladerate eines Speichers	1/s
φ_{FU}	Brennstoffausnutzungsgrad	–
φ^{GWP}	Spez. Emissionsfaktor (CO ₂ -Äq.)	kg/kWh

Untere Indizes

AC	Wechselstrom (engl. <i>alternating current</i>)
char	Laden (engl. <i>charging</i>)
CO2	Kohlenstoffdioxid-Äquivalente
cool	Kühlung
DC	Gleichstrom (engl. <i>direct current</i>)
dchar	Entladen (engl. <i>discharging</i>)
el	Elektrisch
FLH	Volllaststunden
H2	Wasserstoff
loss	Verluste
NG	Erdgas (engl. <i>natural gas</i>)
target	Zielwert (Optimierung)
th	Thermisch
VK	Vermeidungskosten

Obere Indizes

ASHP	Luft-Wärmepumpe (engl. <i>Air Source Heat Pump</i>)
Bat	Akkumulator (Batterie)
BS	Benchmark-System
Chiller	Kältemaschine
Comp	Kompressor
EH	Elektrischer Heizstab (engl. <i>Electric Heater</i>)
Ely	Elektrolyseur
HWT	Wärmespeicher (engl. <i>hot water tank</i>)
HPH2V	Hochdruckwasserstoffspeicher (engl. <i>high pressure vessel</i>)
LPH2V	Niederdruckwasserstoffspeicher (engl. <i>low pressure vessel</i>)
max	Maximal zulässiger Wert
min	Minimal zulässiger Wert
PV	Photovoltaikanlage
RL1	Ranglistenverfahren 1
RL2	Ranglistenverfahren 2
set	Sollwert
SOFC	Festoxidbrennstoffzelle (engl. <i>solid oxide fuel cell</i>)
WT	Windkraftanlage (engl. <i>wind turbine</i>)

Abkürzungen und Akronyme

DG	Deckungsgrad
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
Ely	Elektrolyseur
ern.	Erneuerbar
EW	Energiewende
FCEV	Brennstoffzellenfahrzeug (engl. <i>fuel cell electric vehicle</i>)
FLC	Volllastzyklen (engl. <i>full load cycles</i>)
FLH	Volllaststunden (engl. <i>full load hours</i>)
GA	Genetischer Algorithmus
HH	Hamburg
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistung
GWP	Treibhauspotenzial (engl. <i>Global Warming Potential</i>)
HHV	Brennwert (engl. <i>higher heating value</i>)
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
HRS	Wasserstofftankstelle (engl. <i>hydrogen refueling station</i>)
LHV	Heizwert (engl. <i>lower heating value</i>)
PV	Photovoltaikanlage
SOFC	Festoxidbrennstoffzelle (engl. <i>solid oxide fuel cell</i>)
TCO	Gesamtkosten (engl. <i>total cost of ownership</i>)
THG	Treibhausgasemissionen
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft
WE	Wohneinheiten
WT	Windkraftanlage (engl. <i>wind turbine</i>)
WÜ	Würzburg

Kapitel 1

Einleitung

Im vorliegenden Kapitel wird zunächst die Motivation und die daraus resultierenden Herausforderungen für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende auf lokaler Ebene dargelegt (Abschnitt 1.1). Hieraus werden die Ziele dieser Dissertation abgeleitet und abschließend Vorgehen und Aufbau der Arbeit erläutert (Abschnitt 1.2).

1.1 Motivation und Problembeschreibung

Die deutsche Energielandschaft ist durch die Nutzung von Energieträgern wie Strom, Wärme, Mineralölprodukte, Gase, Stein- und Braunkohle sowie einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien gekennzeichnet (Abbildung 1.1), welche zu unterschiedlichen Anteilen in den Sektoren Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistung, private Haushalte sowie Verkehr genutzt werden. Doch die Nutzung der fossilen

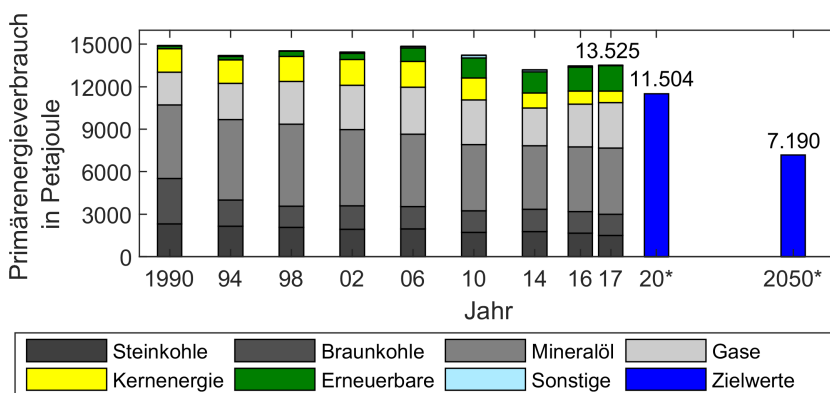


Abbildung 1.1: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland, nach unterschiedlichen Energieträgern, von 1990 bis 2017 sowie ergänzt um die Zielangaben (*) für 2020 und 2050, nach BMWi (2017a).

Energieträger hat Konsequenzen für das Klima und die Umwelt, weshalb das auf fossilen Energieträgern basierende Energiesystem in den vergangenen Jahrzehnten

zunehmend in Frage gestellt wurde. Mit dem Paris-Protokoll – Ende 2015 beschlossen und im November 2016 in Kraft getreten – haben sich alle Vertragsstaaten zu völkerrechtlich-bindenden Emissionsreduktionen ab dem Jahr 2020 verpflichtet (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, 2017). Demnach soll die auf anthropogene Aktivitäten zurückzuführende Erderwärmung auf deutlich unter 2 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau begrenzt werden; angestrebt wird sogar ein 1,5-Grad-Ziel. Im Gegensatz zum Vorgänger, dem Kyoto-Protokoll, haben auch China, Brasilien, Indien sowie die USA das Abkommen ratifiziert. Dies ist besonders bedeutend, da die zuvor genannten Länder sowie die Europäische Union, Russland und Japan für etwa 70 % (2016) der weltweiten CO₂-Emissionen verantwortlich sind (Statista (2019a) und UBA (2019c)). Um die globale Erwärmung, trotz weiterhin wachsendem Energiebedarf der Gesellschaft, zu reduzieren, bedarf es einer Transformation der Energieversorgung in allen Sektoren und Anwendungsbereichen.

Zum Schutz des Klimas hat die Europäische Union (EU) den 20-20-20-Beschluss erlassen (UBA, 2019f). Dabei sollen durch Effizienzverbesserungen mindestens 20 % des für 2020 prognostizierten Primär- und Endenergieverbrauchs eingespart werden, Treibhausgasemissionen um 20 % gegenüber 1990 reduziert und der Anteil von erneuerbaren Energien auf mindestens 20 % am Endenergieverbrauch ausgebaut werden. Zudem hat die EU das Ziel formuliert, bis zum Jahr 2030 mindestens 40 %, gegenüber dem Referenzjahr 1990, weniger Treibhausgase auszustoßen. Um die Klimaschutzziele zu erreichen, wurde ebenfalls das europäische Emissionshandelssystem (EU ETS) entwickelt, welches eine Obergrenze für die europäischen Emissionen definiert. Diese Obergrenze wird in festgelegten Zeitintervallen sukzessiv reduziert. Das Emissionshandelssystem umfasst u. a. die Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken ab 20 MW, Eisen- und Stahlverhüttung, Zement- und Kalkherstellung, Kokereien, Raffinerien und Cracker, Glas- und Keramikindustrie sowie die chemische Industrie.

Laut McKinsey (2018) gilt Deutschland beim Klimaschutz zwar als Vorreiter, ist jedoch zugleich größter Primärenergiekonsument und Treibhausgasemittent der EU. Daher hat die Bundesregierung zusätzlich ambitionierte Klimaschutzziele festgelegt. Demnach soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch in Deutschland wie folgt ausgebaut werden: 18 % in 2020, 30 % in 2030, 45 % in 2040 und schließlich 60 % in 2050 (BMW, 2010). Dabei soll der Anteil der Erneuerbaren am Stromverbrauch auf 80 % bis 2050 gesteigert werden. Im Vordergrund stehen hierbei die resiliente, umweltschonende sowie bezahlbare Bereitstellung der unterschiedlichen Energieformen. Wichtige rechtliche Rahmenbedingungen sowie auch Förderinstrumente in diesem Kontext sind u. a. die Energiesparverordnung (EnEV) (BMW, 2007), das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) (UBA, 2019a), das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) (UBA, 2013) und das Kraft-Wärme-

Kopplungsgesetz (KWKG) (BMWi, 2019a). Insgesamt haben die rechtlichen Rahmenbedingungen und Förderprogramme einen wichtigen Beitrag zur Kostenreduktion der Photovoltaik- und Windkraftanlagen geleistet und die Erneuerbaren in eine konkurrenzfähige Position zu den konventionellen Anlagen gesetzt. Dies wird anhand der Stromgestehungskosten der Anlagen verdeutlicht, dargestellt in Abbildung 1.2. Unter Berücksichtigung der politisch gesetzten Klimaschutzziele wurden in der Ana-

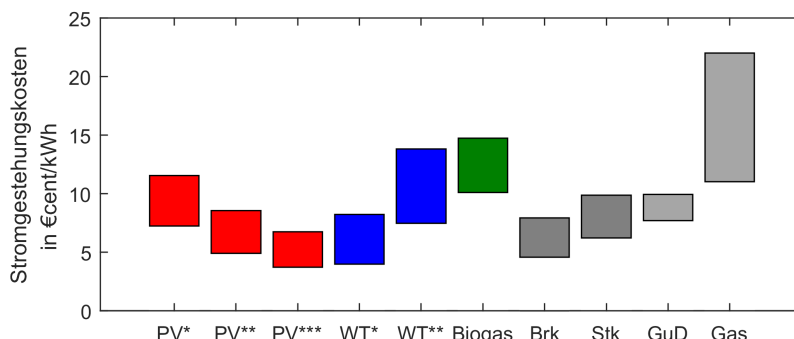


Abbildung 1.2: Stromgestehungskosten für erneuerbare Energieanlagen und konventionelle Kraftwerke in Deutschland im Jahr 2018. Dabei ist: PV* – kleines Dach, PV** – großes Dach, PV*** – Freifläche, jeweils mit einer solaren Einstrahlung von 950-1300 kWh/m²; WT* – Windkraftanlage Onshore mit 1800-3200 FLH, WT** – Windkraftanlage Offshore mit 3200-4500 FLH; Biogas-BHKW mit 5000-7000 FLH; BrK* – Braunkohle-Kraftwerk mit 6450-7450 FLH, StK* – Steinkohle-Kraftwerk mit 5350-6350 FLH; GuD* – Gas- und Dampfturbine mit 3000-4000 FLH und Gas-Kraftwerk mit 500-2000 FLH, nach Fraunhofer ISE (2013).

lyse von Acatech *et al.* (2017) vier wesentliche strukturelle Phasen zur Transformation des Energiesystems vorgeschlagen; von der Entwicklung der Basistechnologien bis hin zu der finalen Defossilierung des Energiesystems.

Aktuell schreitet der Transformationsprozess in den verschiedenen Anwendungsbereichen und Sektoren mit unterschiedlicher Geschwindigkeit voran. Getrieben von den hohen jährlichen Installationen der beiden wichtigsten erneuerbaren Energieanlagen, Photovoltaik und Windkraft, sind die Fortschritte in der Strombereitstellung deutlich größer als beispielsweise in der Wärmebereitstellung oder im Verkehrssektor (Acatech *et al.*, 2017). Die Stromerzeugung nimmt dabei eine Schlüsselstellung in der Energiewende ein, da die Defossilierung des Energiesystems nur durch einen verstärkten Einsatz des Energieträgers Strom erfolgreich sein wird (BMU, 2016). Die zukünftige Energielandschaft wird durch effiziente, flexible, dynamische und dezentrale Energiebereitstellungskonzepte charakterisiert sein, in denen erneuerbare Energieanlagen, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und intelligente Verteilnetze sowie Speicherlösungen hochgradig miteinander verbunden sind. Die Herausforderungen

des Systemwechsels betreffen alle Anwendungsbereiche (Strom, Wärme, Verkehr), wenn auch mit unterschiedlichen Auswirkungen. Einsparungsziele für die Sektoren sowie Maßnahmen zur Erreichung dieser wurden in dem Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung formuliert (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2018). Die Inhalte werden im Folgenden kurz erläutert.

Den größten Anteil am Endenergieverbrauch mit 29,5 % (Bezugsjahr 2017) nimmt der Verkehrssektor ein. Mit Maßnahmen wie der Erhöhung der Antriebseffizienz, Verwendung erneuerbarer Kraftstoffe und alternativer Antriebe sollen die für 2030 formulierten Emissionseinsparungen von 40 bis 42 % gegenüber 1990 realisiert werden. Der zweitgrößte Sektor am Produktionsstandort Deutschland ist die Industrie mit einem Anteil von 28,2 % am Endenergieverbrauch. Durch Anwendung des Demand Side Managements, das heißt eine intelligente Stromnutzung durch Lastverschiebung, Demand Response und allgemeines Energiemanagement konnten bereits deutliche Energieeinsparungserfolge verzeichnet werden. Die Steigerung der Energieeffizienz, Einführung neuer Technologien sowie Produktionsverfahren sollen außerdem dazu beitragen, 49 bis 51 % der Emissionen gegenüber 1990 bis 2030 zu vermeiden. Auf den Sektor der privaten Haushalte entfallen 26,2 % des Endenergieverbrauchs und demzufolge 16,1 % auf den GHD-Sektor. Beide Sektoren haben einen sehr hohen anteiligen Raumwärmebedarf gemein, weshalb die Gebäudesanierung einen zentralen Punkt in den empfohlenen Konzepten darstellt. Somit werden in den Wohn- und Nichtwohngebäuden sektorenübergreifend etwa 40 % der Endenergie verbraucht. Des Weiteren wurden für den Gebäudeenergiebereich die höchsten Einsparungsziele festgelegt: 66 bis 67 % bis 2030 und ein nahezu klimaneutraler Gebäudebestand bis zum Jahr 2050. Dazu wird ein integrierter Ansatz aus Gebäudehülle und -technik bis hin zur gebäudeintegrierten Energieerzeugung angewendet (Bründlinger *et al.*, 2018). Die Senkung des Heizwärme- und Kältebedarfs, die Effizienzsteigerung der Anlagentechnik, Aufdach-Photovoltaikanlagen, Kraft-Wärme-Kopplung und die Einbindung erneuerbarer Wärmeerzeugung sind mögliche Ansätze zur Umsetzung der Ziele (UBA (2019b) und BMWi (2014)).

Aufgrund des hohen Endenergieverbrauchs sowie den ebenfalls hochgesteckten Einsparungszielen bezüglich der Treibhausgasemissionen nimmt der Gebäudeenergiebereich eine bedeutende Rolle im Kontext der Energiewende ein. In vielen urbanen Siedlungen lässt sich aufgrund der räumlichen Nähe von privat genutzten Wohngebäuden und gewerblich-genutzten Nichtwohngebäuden keine klare Grenze zwischen beiden Gebäudetypen ziehen. Deshalb ist die Zusammenfassung der zugrunde liegenden Sektoren über die Gebäude hin zu einem übergeordnetem Begriff sinnvoll – diese leistet das Quartier. Ein Quartier unterliegt keiner klar definierten Größe, sondern eher einem Bezugsrahmen. Nach Alisch (2013) bezeichnet das Quartier „[...] einen

sozialen Raum, der kleiner ist als ein (administrativ abgegrenzter) Stadtteil, aber durchaus vielfältiger sein kann als ein Wohngebiet, das planungsrechtlich nur dem Wohnzweck dient“. Der Energiebedarf des Quartiers setzt sich aus einem Strom-, Brauchwasser- und Raumwärmebedarf zusammen, wobei für die letzten beiden Positionen 85 % der Endenergie benötigt werden.

Eine Besonderheit zu den zuvor genannten Sektoren ist das Aufeinandertreffen einer höheren Anzahl involvierter Stakeholder, wie regionale Energieversorger, Kommunen, Bewohner und Eigentümer. Die gemeinsamen Interessen dieser verschiedenen Akteure gilt es zu bündeln und zu organisieren. Aktuell leben in Deutschland bereits 77 % der Gesamtbevölkerung in Städten, in den nächsten Jahren ist ein geringer Anstieg zu erwarten (Statista (2019b) und Statista (2019c)). Die jüngsten Debatten bzw. Ereignisse, beispielsweise in Stuttgart, zeigen, dass eine Energieversorgung ohne Beeinträchtigungen der Lebensqualität sowie des Mobilitätsbedürfnisses unabdingbar ist. Hier können ganzheitliche, ressourcenschonende und effiziente Konzepte ansetzen, die neben der Strom- und Wärmebereitstellung auch die Mobilität einbeziehen. Nach BMWi (2018) entfallen auf den Individualverkehr fast 60 % des Endenergieverbrauchs des Verkehrssektors. Damit wird der Bilanzraum im Handlungsfeld des Quartiers erweitert und es ergibt sich ein sehr großes Potential zur Energie- und Emissionseinsparung (BMU, 2016).

Auf Quartiersebene gewinnt die Dezentralisierung der Energiebereitstellung zunehmend an Bedeutung. Durch die steigenden Strompreise einerseits und die beständig günstiger werdenden Kosten für Aufdach-Photovoltaikanlagen einhergehend mit den rückläufigen Einspeisevergütung andererseits wird die Eigennutzung des Photovoltaik-Stroms immer lukrativer. Neben dem Direktverbrauch gewinnt ebenfalls die Speicherung des Stroms an Bedeutung für den privaten Nutzer. Durch die Förderung sowie die sinkenden Kosten von Batteriespeichersystemen ist seit 2013 ein kontinuierlich steigender Zubau von Solarstromspeichern zu beobachten; im Jahr 2017 betrug die gesamt installierte Speicherkapazität in Deutschland bereits 600 MWh bzw. im Durchschnitt 7 kWh pro Speicher (Figgenger *et al.*, 2018). Des Weiteren werden zunehmend elektrische Wärmepumpen zur Wärmeversorgung in Neubauten eingesetzt, die ebenfalls mit dem Photovoltaik-System gekoppelt werden können.

Ein wichtiges Gesetz in diesem Kontext stellt das Mieterstromgesetz dar (Deutscher Bundestag, 2017a). Dieses bietet Vermietern oder Dienstleistern die rechtliche Basis, den lokal produzierten Strom an Wohnungs- oder Gewerbeflächen-Mieter vermarkten zu können (unmittelbar nahräumlich). Somit wird eine bessere Ausnutzung der urbanen Dachflächen ermöglicht. Weiterhin können hier neue Energiekonzepte und Geschäftsmodelle ansetzen, die über das Gebäude hinausgehen. Bisherige Energiekonzepte für Quartiere setzen jedoch den Fokus auf direkt wirkende bauliche Maßnah-

men, um die Energienachfrage zu reduzieren (BBSR, 2017). Beispielsweise werden im Bereich der energetischen Gebäudesanierung die energetische Sanierung von Wohngebäuden sowie öffentlicher Bauten oder die Effizienzsteigerung der Heiztechnik in einzelnen Gebäuden umgesetzt. Im Bereich der elektrischen Energieversorgung werden nur einfache und schnell umzusetzende Maßnahmen präferiert. Diese nehmen jedoch in der Gesamtheit der realisierten Projekte eine eher untergeordnete Bedeutung ein. In diesem Kontext werden zwar Blockheizkraftwerke als Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen eingesetzt, zumeist jedoch wärmegeführt betrieben. Im Großteil der Projekte wird aktuell auf den Einsatz innovativer Technologien oder Ansätze verzichtet, allenfalls werden sie auf abstrakter oder allgemeiner Ebene thematisiert. Dennoch werden auch innovative Quartierslösungen erarbeitet. Die Konzeptionierung dieser Anlagen erfolgt allerdings nicht auf Basis einer Kostenoptimierung, sondern oft mit der Motivation eines Vorzeigeprojektes.

1.2 Forschungsfragen und Vorgehensweise der vorliegenden Arbeit

Ausgehend von den diskutierten Quartiers-Energiekonzepten wird als Ziel der vorliegenden Arbeit die Analyse und optimale Dimensionierung verschiedener Konfigurationen eines dezentralen Energieversorgungssystems zur Bereitstellung von Strom, Raumwärme und Brauch- bzw. Warmwasser in einem generischen Quartier festgelegt. Hierbei wird eine hohe Durchdringung von Brennstoffzellenfahrzeugen angenommen, deren Bedarf an Wasserstoff ebenfalls durch dieses Energiesystem bereitgestellt wird. Das betrachtete Quartier besteht dabei neben reinen Wohngebäuden auch aus Büro- und Schulgebäuden und weist Energiebedarfe im MWh-Bereich auf. Für die Gestaltung bzw. die Dimensionierung des dezentralen Quartiers-Energiesystems wird ein optimierungsbasierter Ansatz auf Basis einer Superstruktur gewählt. Bei vorgegebener Betriebsführung wird für jeden Berechnungsfall die Systemkonfiguration mit den geringsten jährlichen Gesamtkosten ermittelt. Die Energiebedarfe des Quartiers werden in dem Modell durch Lastkurven berücksichtigt. Zur Deckung der Bedarfe werden verschiedene technische Komponenten verwendet. Neben den beiden erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen, Photovoltaik und Windkraft, kann das System innovative Energiewandler wie SOFC und PEM-Elektrolyseur beinhalten. Außerdem werden Energiespeicher für Strom, Wärme und Wasserstoff zur zeitlichen Entkopplung von Angebot und Nachfrage verwendet. Das betrachtete Energiesystem ist weiterhin mit den öffentlichen Energieinfrastrukturen verbunden.

Folgende Problemstellungen sind im Rahmen der vorliegenden Arbeit von besonderem Interesse:

- Welche technischen Komponenten beinhaltet ein derartiges dezentrales Energiesystem unter dem Aspekt der ökonomisch sinnvollen Auslegung? Welchen Einfluss haben die ökonomischen Parameter auf die Gestaltung des Energiesystems?
- Welchen Einfluss hat die kombinierte Erzeugung aus Photovoltaik und Windkraft sowie unterschiedliche Erzeugungsprofile auf das Energiesystem?
- Welchen Beitrag können derartige Systeme zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Quartier leisten? Zu welchen Gesamtkosten können diese dargestellt werden?

Außerdem sollen die aufgezeigten techno-ökonomischen Aspekte und Zusammenhänge im Kontext der systemischen Auslegung eine fundierte Grundlage für praktische Umsetzungen oder weiterführende Arbeiten bieten. Um die benannten Fragen zu beantworten, wurde die hier vorliegende Dissertation in sieben Kapitel unterteilt, deren Aufbau nachfolgend kurz erläutert wird.

Zunächst wird im nachfolgenden Kapitel 2 ein Überblick zu den bisher umgesetzten Versorgungskonzepten von Quartieren gegeben. Dabei werden kurz die wichtigsten rechtlichen Randbedingungen erläutert und die Einordnung der oben aufgeführten Fragestellungen in die aktuelle wissenschaftliche Literatur vorgenommen. Als Basis für die Untersuchungen werden in Kapitel 3 die theoretischen Grundlagen des modellgestützten Ansatzes einschließlich der wichtigsten Annahmen und Randbedingungen erläutert. In den darauffolgenden Kapiteln 4–6 werden die skizzierten Fragestellungen näher betrachtet.

In der ersten Analyse (Kapitel 4) werden die grundsätzlichen techno-ökonomischen Zusammenhänge bei der Dimensionierung dieser Klasse von Energiesystemen ausgearbeitet. Diese sind eine wichtige Grundvoraussetzung für die aufbauenden Analysen der weiteren Kapitel. Hierbei wird die Modellkomplexität zunächst reduziert, indem die Windkraftanlage von dieser Analyse ausgenommen wird. Ziel ist es, zu untersuchen, inwiefern die verschiedenen ökonomischen Parameter, die spezifischen Investitionskosten und Energiebezugskosten die Struktur des Energiesystems beeinflussen. Außerdem soll herausgestellt werden, inwiefern Komponenten in Konkurrenz zueinander stehen oder ergänzend zueinander eingesetzt werden können. Zudem wird in diesem Zusammenhang der Unterschied des systemischen Ansatzes gegenüber der separaten Erzeugung von Strom sowie Wärme und Wasserstoff quantifiziert.

Der Fokus im zweiten Ergebniskapitel (Kapitel 5) liegt auf dem Einfluss der erneuerbaren Erzeugerstruktur auf die optimale Auslegung des Energiesystems. Ziel dieser Analyse ist die Ermittlung der Systemdimensionierungen, einschließlich repräsentativer Kennzahlen, in Abhängigkeit von verschiedenen Konstellationen der Photovoltaik- (PV) und Windkraftanlagen (WT). Dabei wird der süddeutsche Standort Würzburg repräsentativ für eine hohe Sonneneinstrahlung sowie geringe mittlere Windgeschwindigkeiten und der norddeutsche Standort Hamburg für eine geringe Sonneneinstrahlung sowie hohe mittlere Windgeschwindigkeiten genutzt. Die Untersuchungen werden anhand von zwei verschiedenen Einspeisevergütungen durchgeführt und miteinander verglichen. Abschließend wird das theoretische Einsparungspotential der Treibhausgasemissionen für diese Systemkonfiguration herausgearbeitet.

Mit den Komponenten, die bisher im Modell genutzt wurden, ist es nicht möglich, den regenerativen Strom direkt in Wärme umzuwandeln. Daher wird das System in der dritten Analyse (Kapitel 6) um eine elektrische Luft-Wärmepumpe sowie einen elektrischen Heizstab erweitert. In diesem Rahmen werden zunächst diese beiden Komponenten in die Analysen des vierten Kapitels eingeordnet. Anschließend werden die Treibhausgasemissionen und die dazugehörigen Systemdimensionierungen sowie die Gesamtkosten des erweiterten Energiesystems bestimmt. Abschließend werden zwei weitere Ansätze zur Einsparung von Treibhausgas-Emissionen (CO₂-Äquivalente) untersucht: Erstens die Auslegung des Systems bei reduziertem Wärmebedarf und zweitens die Substitution des Erdgases durch synthetisches Methan, welches aus erneuerbaren Energien außerhalb des Quartiers hergestellt wurde. Zum Abschluss von Kapitel 6 werden die Ergebnisse aus den Analysen zur Vermeidung der Treibhausgasemissionen gegenübergestellt.

Abschließend erfolgt in Kapitel 7 eine Zusammenfassung der Ergebnisse mit Rückschluss auf die zuvor in der Einleitung aufgeführten Fragestellungen.

Kapitel 2

Energieversorgungssysteme in Quartieren

Das in dieser Arbeit analysierte dezentrale Energiesystem wird den „hybriden Energieversorgungssystemen“ zugeordnet. Nach Krishna und Kumar (2015) bestehen solche Systeme aus mehreren unterschiedlichen Energiewandlern, -erzeugern und/oder -speichern. Der Zusatz „hybrid“ impliziert zum einen die Nutzung diverser Energiewandler sowie -speicher und zum anderen die Bereitstellung unterschiedlicher Energieformen. Diese Definition umfasst zunächst nicht die Nutzung erneuerbarer Energien. Die meisten Arbeiten in diesem Themenkomplex betrachten aus techno-ökonomischen Gründen jedoch Mischsysteme auf Basis fossiler und regenerativer Energiequellen (u. a. Chauhan und Saini (2014) und Upadhyay und Sharma (2014)). In der vorliegenden Arbeit soll anhand eines generischen Beispielquartiers ein dezentrales Energieversorgungssystem zur Bereitstellung von Strom, Raumwärme und Warmwasser analysiert werden.

Im vorliegenden Kapitel wird ein Überblick zu den energetischen Versorgungskonzepten im Handlungsfeld von Quartieren gegeben. Der Begriff Quartier zielt eher auf den Bezugsrahmen als auf eine klar definierte Größe und Anzahl von Gebäuden und geht somit über den reinen Wohnzweck hinaus. Hierzu werden in einem ersten Abschnitt die wichtigsten rechtlichen Randbedingungen, die typischen Energiebedarfe und die technische Deckung dieser erläutert. Anschließend wird anhand ausgewählter Pilotprojekte auf mögliche technische Konfigurationen zukünftiger Erzeugungssysteme eingegangen. In einem dritten Abschnitt wird dann ein Überblick zu den anwendbaren Werkzeugen im Kontext der Auslegung von Energiesystemen gegeben. Zum Abschluss des Kapitels wird der aktuelle Stand der Forschung diskutiert.

2.1 Allgemeine Einordnung des Quartiers

Das zugrundeliegende generische Quartier dieser Arbeit besteht aus Wohn- sowie Nichtwohngebäuden. Mit dem Begriff Nichtwohngebäude werden Gebäude ausgewiesen, die zu mehr als der Hälfte zu Nichtwohnzwecken genutzt werden; Beispiele hierfür sind Büro- und Verwaltungsgebäude, Fabrik- und Werkstattgebäude, Handels- und Lagergebäude sowie Hotels und Gaststätten (IÖR, 2017). Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden aus der Kategorie Nichtwohngebäude hauptsächlich büroähnliche Gebäude und Schulen betrachtet. Demzufolge resultiert der Endenergieverbrauch des Quartiers aus Strom-, Warmwasser- und Raumwärmebedarf, wobei für die letzten beiden Positionen der größte Teil der Endenergie benötigt wird (Bigalke *et al.*, 2016). Im folgenden Abschnitt werden zunächst die relevantesten rechtlichen und sonstigen Randbedingungen für Energieversorgungssysteme im Gebäude und im Quartier herausgestellt. Anschließend werden die typischen Energiebedarfe der jeweiligen Einzelgebäude und anschließend des Quartiers in Gänze diskutiert. Abschließend werden die technischen Versorgungskonzepte anhand bereits realisierter Projekte aufgeführt.

2.1.1 Rechtliche und sonstige Randbedingungen für Energieversorgungssysteme

Bei der Gestaltung der Energieeinsparziele orientiert sich die deutsche Gesetzgebung an den Strategien und Richtlinien der Europäischen Union, mit der Ambition die auf europäischer Ebene formulierten Ziele auf nationaler Ebene zu übertreffen (Bigalke *et al.*, 2016).

Im Allgemeinen stellen die Strategien und Richtlinien der EU eine Basis für die Mitgliedstaaten dar, anhand derer die nationalen Mindestanforderungen, Aktionspläne und Gesetze erlassen werden. Die bedeutsamsten Strategien der europäischen Union sind der Aktionsplan Energieeffizienz (EU, 2006), die Strategie EU 2020 (EU, 2011) und die hierauf aufbauende Strategie EU 2030 (EU, 2014). Umgesetzt werden diese Ziele auf europäischer Ebene durch Legislativ-Instrumente wie die Emissionshandelsrichtlinie (EU, 2009b), die Erneuerbaren-Richtlinie (EU, 2009a) und die Effizienzrichtlinie (EU, 2018). Eine Übersicht, in zeitlicher Reihenfolge, zu den europäischen Strategien und Richtlinien und die hieraus abgeleiteten Programmen und Gesetzen in Deutschland ist im Anhang, Abbildung C.3, gezeigt.

Übergeordnete Gesetze auf Bundesebene sind beispielsweise das Energiewirtschaftsgesetz (BMWI, 2005a), die Erneuerbare-Energien-Verordnung (BMWI, 2015), das Energieleitungsausbaugesetz (BMWI, 2009), das Netzausbaubeschleunigungsge-

setz (BMWI, 2011) und die Biomasse-Verordnung (BMWI, 2001). Ebenfalls relevant für die anfallenden Steuern und Umlagen, die zum Ende dieses Abschnitts aufgeführt werden, sind u. a. die Stromnetzentgeltverordnung (BMWI, 2005b) und das Stromsteuergesetz (BMJV, 2001). Des Weiteren besitzen die Bundesländer die Kompetenz zusätzliche oder ergänzende Konzepte auf Landesebene zu entwerfen, worauf an dieser Stelle jedoch nicht eingegangen wird. Eine Auswahl der für die Quartiers- und Stadtplanung relevanten Gesetze und Verordnungen sind in der nachfolgenden Abbildung 2.1 zusammengestellt.

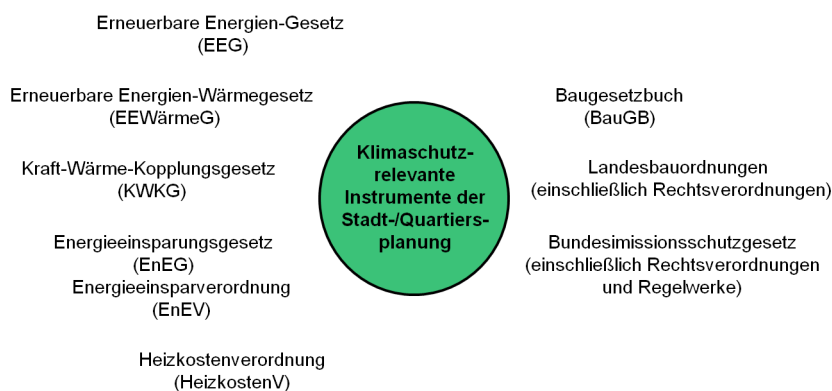


Abbildung 2.1: Gesetze und Verordnungen zur Umsetzung von Einsparzielen in Gebäuden, Abbildung angelehnt an Regionalverband FrankfurtRheinMain – Praxisleitfaden (2014).

Neben den Gesetzen zur Förderung der erneuerbaren Energien, dargestellt auf der linken Seite der Abbildung 2.1, bietet auch das Baugesetzbuch (BauGB) diverse Instrumente für Maßnahmen zum Klimaschutz bei der Quartiersplanung, ebenso wie die Landesbauordnungen und das Bundes-Immissionsschutzgesetz (jeweils einschließlich der Rechtsverordnungen und Regelwerke) (Bauordnungen (2019) und BMJV (1974)). Damit wird der gesetzliche Rahmen bis zur Ebene der Gebäudeplanung geschaffen, wodurch die Treibhausgasemissionen reduziert, der Anteil erneuerbarer Energien erhöht und die Energieeffizienz gesteigert werden soll. Außerdem ist ein Gebäudeenergiegesetz in Planung, welches die drei Gesetze EnEV, EnEG und EEWärmeG zusammenführen soll (BMWI, 2019).

Die rechtlichen Grundlagen zum nähräumlichen Verbrauch bzw. die Förderung bestimmter Mieterstrommodelle, was zusätzlich auch Quartiersenergiespeicher einschließen kann, sind durch das „Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur

Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ von 2017 (BMWi, 2017b), definiert. Das Mieterstromgesetz ist im EEG 2017 verankert worden (Deutscher Bundestag, 2017b). Die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Speicherung des Stroms, beispielsweise in Batteriespeichern, sind in Deutschland, vor allem im Quartier, unübersichtlich. Im Energiewirtschaftsgesetz wird nur an wenigen Stellen die Speicherung von elektrischer Energie explizit thematisiert. Speicher können aktuell noch keiner der drei Säulen des Energierechts – Erzeugung, Transport und Vertrieb – eindeutig zugeordnet werden. Außerdem wird auch nicht zwischen den unterschiedlichen Speichertechnologien wie Gasspeicher, Pumpspeicherkraftwerke oder Batteriespeicher unterschieden. Gemäß dem deutschen Gesetz sind Speicheranlagen zunächst nur Anlagen zur Gasspeicherung (Gähns *et al.*, 2017).

Die Bundesnetzagentur hat in Bundesnetzagentur (2016) die Regelungen zur Eigenversorgung, mit oder ohne Speicher, zusammengefasst. Auch wenn dieser Leitfaden nicht rechtsverbindlich ist, kann dieser hierfür zugrunde gelegt werden, da er die geltenden Gesetze beinhaltet. Einen auf das EEG 2017 basierenden Überblick hinsichtlich der Regelungen der Eigenversorgung bildet das Faktenpapier Energiespeicher des Bundesverbands Energiespeicher der deutschen Industrie- und Handelskammer (Bolay *et al.*, 2016). Die rechtlichen Rahmenbedingungen sowie die anfallenden Umlagen und Abgaben für verschiedene Modelle von Quartierspeichern werden in Conrads *et al.* (2017) zusammengefasst. Demnach ist vor allem die personelle Identität des Energiesystembetreibers entscheidend für die anfälligen Steuern, Abgaben und Umlagen. Eine Übersicht hierzu ist in Tabelle 2.1 gegeben. Die beste Konstellation zum Betreiben des Speichersystems ist demzufolge die Gleichheit der personellen Identität bei Ein- und Ausspeicherung. Bis auf die Mehrwertsteuer können in diesem Fall fast alle der aufgeführten Zusatzaufwendungen entfallen (McKenna *et al.* (2015), Gähns *et al.* (2017)). Des Weiteren zeigt Gähns *et al.* (2017), dass diverse Faktoren in eine ökonomische Bewertung von Batteriespeichern einfließen, die Steuern und Umlagen jedoch einen sehr großen Einfluss auf den wirtschaftlichen Betrieb haben. Im Vergleich mit anderen Speicher- und Flexibilitätslösungen (u. a. Pumpspeicherkraftwerke und Power-to-Gas-Anlagen) wurden statt Standardlösungen eher Einzellösungen geschaffen.

2.1.2 Typische Energiebedarfe im Quartier

Der Endenergieverbrauch der Wohn- und Nichtwohngebäude resultiert je nach Anwendungsbereich aus einem elektrischen Energiebedarf (Informations- und Kommunikationstechnik, Beleuchtung), einem thermischen Energiebedarf zum Heizen und zur Warmwasserbereitung und gegebenenfalls einem Bedarf zur Gebäudekühlung

Tabelle 2.1: Abgaben und Umlagen bei verschiedenen Konstellationen der Speichereinbindung in die Eigenversorgung, nach Gähns *et al.* (2017).

Strompreisbestandteil	Höhe €/ct/kWh	Einspeicherung				Personelle Identität bei Ein- und Ausspeicherung				nur beim Speicher	
		Einsp.	Aussp.	Einsp.	Aussp.	Einsp.	Aussp.	Einsp.	Aussp.	Einsp.	Aussp.
Netzentgelte	7,50	Nein	Ja	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
Konzessionsabgabe	1,66	Nein	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja	Ja
Stromsteuer	2,05	Teils ^a	Ja	Teils ^a	Teils ^a	Teils ^a	Teils ^a	Teils ^a	Teils ^a	Teils ^a	Teils ^a
EEG-Umlage	6,88	Teils ^b	Ja	Ja	Teils ^c	Nein	Teils ^d	Teils ^d	Ja	Ja	Ja
KWK-Umlage	0,438	Nein	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja	Ja
Offshore-Umlage	-0,028	Nein	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja	Ja
AbLaV-Umlage	0,006	Nein	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja	Ja
StromNEV-Umlage	0,388	Nein	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja	Ja
Mehrwertsteuer	4,67	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja

^a Keine Befreiung bei Nicht-EE-Anlagen > 2 MW

^b Befreiung nur bis 500 Einspeicherungen, danach 100 % der Umlage fällig

^c 40 % bei EE-Strom, 100 % bei konventionellem Strom

^d Für PV < 10 kW und PV/Speicher installiert vor dem 01.08.2014 befreit

Der Strompreis für Privatkunden in Deutschland, im Jahr 2017, betrug 29,23 €/ct/kWh und setzt sich wie folgt zusammen:

- 5,67 €/ct/kWh bzw. 19,4 % für Stromerzeugung und Vertrieb (Stromanbieter)
- 7,50 €/ct/kWh bzw. 25,6 % für die Nutzung der Stromnetze; Netzentgelte, Messung, Abrechnung (Netzbetreiber)
- 16,06 €/ct/kWh bzw. 55,0 % für staatlich veranlasste Zusatzaufwendungen wie Steuern, Abgaben und Umlagen

und ist abhängig von der Gebäudekonstellation. Die genaue prozentuale Aufteilung ist in den Veröffentlichungen von Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018) und Bigalke *et al.* (2016) gegeben.

Die Gebäudetypen in Deutschland, bezogen auf das Jahr 2015, und ihr Anteil am Gebäudeendenergieverbrauch setzt sich wie folgt zusammen: 15,6 Mio. Ein-/Zweifamilienhäuser (39 %), 3,2 Mio. Mehrfamilienhäuser (24 %) und rund 3 Mio. Nichtwohngebäude (37 %) (Bigalke *et al.*, 2016). Aus den privaten Wohngebäuden ergeben sich rund 40 Mio. Wohneinheiten und eine durchschnittliche Haushaltsgröße von zwei Personen (Statistisches Bundesamt, 2017). Außerdem wird in Bigalke *et al.* (2016) eine durchschnittliche Wohnfläche von 92 m^2 pro Wohneinheit angegeben. Im Kontext der Wärmeversorgung der Gebäude muss eindeutig zwischen Heizwärmebedarf und Endenergiebedarf unterschieden werden. Während der Heizwärmebedarf die energetische Qualität der Gebäudehülle darstellt, beinhaltet der Endenergiebedarf die Gesamtenergieeffizienz (Gebäudehülle und Heizsystem). Je kleiner der Endenergiebedarf im Verhältnis zum Heizwärmebedarf ist, desto effizienter ist folglich das Heizsystem aus endenergetischer Sicht.

Der Endenergieverbrauch für die Raumwärmebereitstellung beläuft sich für das Jahr 2015 auf $140 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$ (Wohnfläche), woraus sich ein durchschnittlicher Verbrauch von $12\,900 \text{ kWh/a}$ pro Wohneinheit ergibt (Bigalke *et al.*, 2016). Des Weiteren wird von den Autoren ein Endenergieverbrauch für die Warmwasserbereitstellung zwischen 1900 kWh/a und 2420 kWh/a angegeben, abhängig von der Haushaltsgröße, des Gebäudetyps und der Art der Warmwasserbereitstellung. Die Warmwasserbereitstellung kann durch elektrische Durchlauferhitzer erfolgen oder in dem Heizkreis des Gebäudes integriert sein. Laut Stromspiegel (2016) beträgt der mittlere durchschnittliche Stromverbrauch eines Zwei-Personenhaushaltes ohne elektrische Warmwasserbereitstellung im Ein- oder Zweifamilienhaus 3000 kWh/a und 2000 kWh/a im Mehrfamilienhaus; mit elektrischer Warmwasserbereitstellung steigt der Verbrauch entsprechend. Demzufolge ergibt sich ein Endenergiebedarf von etwa $17\,020 \text{ kWh/a}$ bzw. ein spezifischer Bedarf von $185 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$ pro Wohneinheit.

Die büroähnlichen Betriebe nehmen mit einem Endenergiejahresverbrauch von 84 TWh einen anteiligen Verbrauch von etwa 22 % des GHD-Sektors ein (Bigalke *et al.*, 2016). In Kissel (1999) werden für büroähnliche Gebäude flächenspezifische Endenergiekennwerte von etwa $287 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})^*$ im Altbau, $152 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})^*$ für das Niedrigenergie- und $83,6 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})^*$ für das Passiv-Bürogebäude angegeben (*eigene Berechnung mit Primärenergiefaktoren zwischen 1,18 und 1,1). Eine Einteilung des Endenergieverbrauchs in Abhängigkeit der Personenanzahl leistet die Arbeit von Schломann *et al.* (2011). Dort wird für büroähnliche Gebäude ein spezifischer Ver-

brauch von rund 7500 kWh/Beschäftigter/a und für Schulgebäude durchschnittlich 1800 kWh/Schüler/a angegeben.

Der hohe thermische Energiebedarf der Wohn- und Nichtwohngebäude resultiert vor allem aus dem älteren Gebäudebestand. Etwa 80 % der Gebäude in Deutschland sind älter als 25 Jahre und weisen im Vergleich zu Neubauten einen deutlich höheren Energiebedarf auf (Bigalke *et al.*, 2016). Auch wenn die Energiewende sich bislang hauptsächlich durch eine Stromwende ausgezeichnet hat, wird etwa die Hälfte des gesamten Endenergieverbrauchs für die Erzeugung von Wärme und Kälte benötigt (UBA, 2019e). Daher wurde u. a. die energetische Sanierung von Quartieren als Handlungsfeld der Bundesministerien identifiziert, um die Wärmewende voranzutreiben. Eine Auswahl der Förderprogramme wird im weiteren Verlauf aufgeführt.

2.1.3 Klassische und innovative Ansätze zur Versorgung von Quartieren

Unter klassischen Ansätzen werden im Rahmen dieser Arbeit Versorgungskonzepte aufgeführt, in denen etablierte Technologien verwendet werden (Stand der Technik). Die innovativen Ansätze umfassen die Anwendung neuer Technologien in diesem Gebiet. Im Quartier werden Energieträger wie Strom, Erdgas, Heizöl und zu geringen Anteilen Holz und Kohle verwendet, um die Bedarfe für Strom und Wärme zu decken. Die Installation von erneuerbaren Energien zur Deckung des Strombedarfs auf Ebene der privaten Haushalte bzw. im Quartierskontext beinhaltet hauptsächlich Photovoltaikanlagen (BBSR, 2017). Aufgrund der hohen Modularität der Leistungen sind diese hierfür prädestiniert. Seit der Netzparität im Jahr 2012 (Tjaden *et al.*, 2013) in Deutschland werden Photovoltaikanlagen gezielter auf die Direktnutzung des eigenerzeugten Stroms konzipiert, wobei der nicht genutzte Strom weiterhin in das Niederspannungsnetz eingespeist werden darf. Die lokale Speicherung des Stroms ist aktuell (Referenzjahr 2017) einerseits noch zu teuer und andererseits sind, wie bereits herausgestellt, die rechtlichen Rahmenbedingungen für elektrische Speicher in Deutschland, vor allem im Quartier, unübersichtlich.

Wie im vorherigen Abschnitt erläutert, ist im Quartier der Wärmebedarf deutlich höher als der Strombedarf und dementsprechend wird der Wärmebereitstellung eine hohe Bedeutung beigemessen. Klassische Wärmeerzeuger in Bestandsgebäuden sind u. a. Gasbrennwertanlagen, Gaseinzelfeuerungsanlagen, Gasfeuerungsanlagen und Ölf Feuerungsanlagen nach BImSchV, Holzheizungen und Holzeinzelfeuerungsanlagen. Erbeling *et al.* (2015) führt auf, dass Einfamilienhäuser und Reihenhäuser mit Anlagenleistungen zwischen 4 und 25 kW und größere Mehrfamilienhäuser mit Leistungen ab 36 kW ausgestattet werden. Laut Bigalke *et al.* (2016) wurden im Jahr

2015 etwa die Hälfte aller Wohngebäude in Deutschland mit Erdgas beheizt, wobei die genaue Verteilung zwischen den einzelnen Bundesländern schwankt. Erdgas ist sowohl in Bestandsgebäuden als auch im Neubau der wichtigste Energieträger. Zudem führen die Autoren die kontinuierlich steigenden Absatzzahlen der Wärmepumpensysteme im Neubau auf: im Jahr 2015 haben diese bereits 30 % ausgemacht. Die auf den erneuerbaren Energien basierenden Heizsysteme (Biomasse, Solar und Wärmepumpen) haben im Neubau etwa 38 % der verkauften Wärmeerzeuger ausgemacht. Außerdem wurden 27 % der Wohngebäude mit Heizöl versorgt und 14 % sind an das Fernwärmenetz angeschlossen. Fernwärme kommt vor allem bei großen Mehrfamilienhäusern (mehr als 7 Wohneinheiten) zum Einsatz. Das dominierende Heizsystem ist bei allen Gebäudegrößen die Zentralheizung, insbesondere bei Einfamilienhäusern mit ein bis zwei Wohnungen beträgt der Anteil rund 80 %. Weitere Arten von Heizsystemen sind die Etagenheizung, Einzel- oder Mehrraumöfen und die Blockheizung. Zur Beheizung der Nichtwohngebäude ist ebenfalls Erdgas der wichtigste Energieträger, wobei seit dem Jahr 2000 der Anteil der Wärmepumpen und der Fernwärme kontinuierlich gestiegen ist: im Jahr 2015 wurden 54 % der Raumwärme mittels Erdgas, 13,4 % durch Wärmepumpen und 12,5 % durch Fernwärme bereitgestellt.

Wärmepumpen nehmen einen immer höheren Stellenwert ein. Zunächst basiert diese Entwicklung auf den technischen Vorteilen gegenüber den konventionellen Heizungssystemen. Zudem können die meisten Wärmepumpen mit den erneuerbaren Erzeugern kombiniert werden, womit der Verbrauchsanteil des eigenerzeugten Stroms erhöht und Strombezugskosten gesenkt werden (Tjaden *et al.*, 2015). Zudem wird im Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung (BMU, 2016) unter anderem die schrittweise Abkehr von fossilen Heizungssystemen gefordert, um das Ziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestandes bis zum Jahr 2050 zu realisieren. Laut Stryi-Hipp *et al.* (2015) wird die Kopplung der Strom- und Wärmesysteme kontinuierlich zunehmen. Dies bezieht sich einerseits auf die Gleichzeitigkeit der Erzeugung (KWK) und andererseits auf die Nutzung von Strom zur Erzeugung der Wärme (Power-to-Heat, Wärmepumpen). Deshalb wird in vielen der nachfolgend aufgeführten Arbeiten die Strom- und Wärmeerzeugung zusammen diskutiert und es werden weniger Einzellösungen für reine Wärmesysteme präferiert.

Nah- und Fernwärmenetze können umso wirtschaftlicher betrieben werden, desto mehr Wohneinheiten, nähräumlich, angeschlossen sind. Die Wirtschaftlichkeit von Nah- und Fernwärmenetzen hängt neben dem Verbrauchsstrukturen ebenfalls von der Art der Erzeugung bzw. den Wärmequellen ab. Als besonders effizient haben sich laut laut Pfnür *et al.* (2016) Abwärme aus Industrieprozessen oder regenerativ betriebene KWK-Anlagen erwiesen. Für die Auslegung von Wärmenetzen gilt

außerdem zu beachten, dass die steigende Effizienz der Gebäude, u. a. durch Gebäudedämmung, die wirtschaftlichen Randbedingungen der Wärmenetze verschlechtern. Die geringeren Leistungsdichten im Wärmenetz erhöhen den relativen Anteil der Wärmeverluste im Verhältnis zur benötigten Nutzwärme. Wobei Pehnt *et al.* (2017) in diesem Kontext den Einsatz von kalten Nahwärmenetzen als einen alternativen Lösungsansatz darstellt, um die Verluste zu reduzieren (auch Wärmenetze 4.0 genannt; Temperaturniveau zwischen etwa 8 und 30 °C). Zusätzlich ermöglichen kalte Nahwärmenetze die Integration von neuen Primärwärmequellen auf einem niederen Temperaturniveau.

Klassische Ansätze zur Versorgung von Quartieren

Ein Förderprogramm, das darauf abzielt, die Energieeffizienz der Gebäude sowie der Infrastruktur zu verbessern, ist das KfW-Förderprogramm „Energetische Stadtsanierung“. Im Rahmen des KfW-Programms 432 wurden verschiedene Pilotquartiere gefördert, wobei folgende fünf Handlungsfelder mit entsprechenden Maßnahmen identifiziert wurden (BBSR, 2017):

1. Nutzerverhalten
2. Energetische Gebäudesanierung
3. Energieeffiziente Wärmeversorgung
4. Strom
5. Mobilität

Erfahrungswerte aus Energiesparprojekten und Wettbewerben zeigen, dass durch Nutzerverhalten Einsparungen an Endenergie von 10 bis 20 % erzielt werden können (vgl. u. a. Felsmann und Schmidt (2013), Loga und Knissel (2003)). Die energetische Stadtsanierung setzt den Fokus auf direkt wirkende bauliche Maßnahmen, um die Energienachfrage zu reduzieren. Konkrete Maßnahmen sind hier die energetische Sanierung von Wohngebäuden und öffentlicher Bauten und die Sanierung bzw. Effizienzsteigerung der Heiztechnik in den Gebäuden. Zur Umsetzung einer energieeffizienten Wärmeversorgung eignen sich dezentrale und zentrale Wärmeversorgungskonzepte. In beiden Ansätzen können Blockheizkraftwerke (BHKW), Brennwertkessel oder -spitzenlastkessel angewendet werden. Daneben eignen sich ebenfalls Anlagentypen auf Basis erneuerbarer Energien wie Solarthermieranlagen, Geothermieranlagen und BHKWs auf der Basis von Biomethan. Die erzeugte Wärme kann in Fern- oder Nahwärmenetze eingespeist werden. Die Leistungsklassen der BHKWs reichen von 30 kW bis 15 MW (Heuck *et al.*, 2013). Des Weiteren führen die

Autoren auf, dass durch die staatliche KWK-Förderung sogenannte Mini-BHKW-Anlagen (Leistungen unterhalb von 30 kW) für Mehrfamilienhäuser und Hotels auf den Markt gekommen sind. Je nach Anwendungsfall wird der erzeugte Strom entweder direkt verbraucht oder trägt bilanziell, durch Nutzung des öffentlichen Netzes, zur Versorgung des Quartiers bei. Die Stromversorgung nimmt in der Gesamtheit dieser Pilotprojekte eine eher untergeordnete Bedeutung ein. Die Anwendung innovativer Technologien wird nicht näher untersucht, allenfalls auf abstrakter oder allgemeiner Ebene behandelt. Es werden einfache und schnell umzusetzende Maßnahmen präferiert, u. a. die Modernisierung von Straßenbeleuchtungen und der Austausch von Nachtspeicherheizungen. Die Integration erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung beinhaltet hauptsächlich Photovoltaikanlagen. Die Mobilität nimmt in den untersuchten Quartierskonzepten eine untergeordnete Rolle ein. Dennoch wird die Elektromobilität durch Einrichtung von Ladestationen gefördert.

In den Quartieren wie Eppstein Bremthal (Main-Taunus-Kreis, HE) (Werner, 2015), Langenhagen (Region Hannover, NI) (Wiesenaus, 2017), Markgröningen (Landkreis Ludwigsburg, BW) (Markgröningen, 2015), Schorndorf (Region Stuttgart, BW) (Schorndorf, 2013) oder Steinheim (Landkreis Ludwigsburg, BW) (DSK, 2014) wurde ein Großteil der zuvor genannten Beispiele umgesetzt. Die konkreten Maßnahmen können in der oben genannten Quelle nachgelesen werden. Außerdem fördert das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie innovative Technologien und Konzepte mit den Schwerpunkten Energieoptimiertes Bauen (EnOB), solares Bauen / Energieeffiziente Stadt, Energieeffiziente Stadt (EnEff:Stadt) sowie Energieeffiziente Wärmeversorgung (EnEff:Wärme) (BMW, 2019b).

Innovative Ansätze zur Versorgung von Quartieren

Deutlich innovativer aufgesetzt als die vorherigen Beispiele ist der Planungsentwurf der neuen Esslinger Weststadt (Esslingen, 2018). Hier soll auf dem Gelände des ehemaligen Güterbahnhof- und Hengstenbergareals ein urbanes Quartier auf über 12 ha mit Wohnungen sowie Arbeitsplätzen entstehen. Dabei ist geplant, das Quartier CO₂-neutral auszulegen und so das Klimaziel der Bundesregierung für 2050 zu erproben. Ein Auszug der geplanten Komponenten des Energieversorgungssystems ist in Tabelle 2.2 zusammengestellt. In einem deutlich kleineren Maßstab haben die Stadtwerke Augsburg im Juni 2018 einen innovativen Miethauskomplex in Betrieb genommen (Strasser, 2018). Partner des Projektes ist die EXYTRON GmbH aus Rosstock. Die Besonderheit dieses Energiesystems ist ein geschlossener CO₂-Kreislauf. Die Konzeptionierung ist ebenfalls in Tabelle 2.2 aufgeführt. Das weltweit erste energieautarke Mehrfamilienhaus wurde im Juni 2016 in der Schweiz (Brüetten, 2018) und

der erste energieautarke Siedlungskomplex 2015 in Chiang Mai, Thailand (Münzner, 2018), in Betrieb genommen (Tabelle 2.3). Beiden Projekten gemein ist die ausschließliche Nutzung von Photovoltaikanlagen. Die angewendete Auslegungsmethodik wird in den vier Projektbeispielen nicht näher erläutert. Übergeordnetes Ziel dieser Leuchtturmprojekte ist es, die Funktionalität der innovativen Energiekonzepte zu beweisen.

2.2 Gestaltungs- und Betriebsführungskonzepte von Energiesystemen

Im Rahmen der Gestaltung von dezentralen Energiesystemen müssen zur optimalen Dimensionierung die Betriebsführung des Systems und das Ziel der Dimensionierung definiert sein. Daher wird in diesem Abschnitt ein Überblick zu den in der Literatur angewendeten Auslegungskonzepten (Abschnitt 2.2.1) sowie den Optimierungszielgrößen und Betriebsführungskonzepten (Abschnitt 2.2.2) gegeben.

2.2.1 Kenngrößen für die Auslegung

Die optimale Gestaltung des Energiesystems kann auf verschiedene Zielgrößen bzw. Zielfunktionen bezogen werden. Einen umfangreichen Überblick über die in der Literatur verwendeten Zielfunktionen bietet Al-Falahi *et al.* (2017). Die Autoren teilen die angewendeten Zielfunktionen in vier Kategorien ein: Verlässlichkeit sowie ökonomische, ökologische und soziale Evaluierung. Eine Auswahl der geläufigsten Zielfunktionen zu den vier Kategorien ist in der nachfolgenden Tabelle 2.4 zusammengefasst.

Die zu Verlässlichkeit aufgeführten Größen evaluieren die Sicherheit des Energieversorgungssystems, mit der die gegebenen Bedarfe gedeckt werden können. Mit den ökonomischen Kennzahlen werden u. a. die Anfangsinvestition, Reinvestition, Wartungs- und Betriebskosten oder sonstige zukünftige Kosten des Energiesystems bestimmt. Die ökologischen Kennzahlen werden genutzt, um beispielsweise die über die Laufzeit freigesetzten Emissionen zu bilanzieren. Die Optimierung bezüglich der sozialen Akzeptanz in der Bevölkerung umfasst die letzte der vier Kategorien.

Anschließend muss ein für das Optimierungsproblem passender Algorithmus ausgewählt werden. Je nach Simulationsmodell ist nicht jeder Algorithmus anwendbar. Die hierfür anwendbaren Algorithmen werden in mathematische und heuristische Verfahren unterteilt. Beinhaltet das Modell beispielsweise Unstetigkeiten, kann kein linearer Optimierer verwendet werden. Neben der Konvergenz an sich ist auch die

Tabelle 2.2: Technische Zusammenstellung umgesetzter und in Planung befindlicher Pilotprojekte zur energieautarken oder emissions-reduzierten Energiebereitstellung in Kontext der Wohngemeinschafts- und Quartiersanwendung (Deutschland, Auswahl).

Quartier →	Augsburg (Strasser, 2018)	Weststadt Esslingen (Esslinger, 2018)
Kategorisierung ↓		
1 Umsetzungsstand	In Betrieb	In Planung
2 Größe	Miethauskomplex: 70 WE	600 WE
3 Erneuerbare Erzeugungsanlagen	PV:150 kW	lokale und überregionale Nutzung (genaue Daten noch nicht bekannt)
4 Stromerzeugungsanlagen	Blockheizkraftwerk (20 kW el. und 50 kW th.)	Brennstoffzellen oder H ₂ -BHKW
5 Wärmeerzeugungsanlagen	Heizung und Klimaanlage	Abwärmennutzung und Nahwärmennetz
6 H ₂ -Erzeugungsanlagen	Elektrolyseur	Elektrolyseur
7 Stromspeicher	Hochleistungsbatteie für Regelleistung	keine Angaben
8 Wärmespeicher	keine Angaben	keine Angaben
9 H ₂ -Speicher	keine Angaben	keine Angaben
10 Besonderheiten/Weiteres	mit Methanisierung; Geschlossener CO ₂ Kreislauf; Passiv-Haus-Plus-Standard; Emissionen von CO ₂ und NO _x um mehr als 70% verringert; Ladeanschluss Batteriefahrzeuge	Sektorenkopplung Strom, Wärme, Kälte und Mobilität; Smart Grid; Einspeisung H ₂ in NG-Netz oder Nutzung für Mobilität Industrie und Rückverstromung; Strombetriebe; oberleitungsgebundene Busse

Tabelle 2.3: Technische Zusammenstellung umgesetzt und in Planung befindlicher Pilotprojekte zur energieautarken oder emissionsreduzierten Energiebereitstellung in Kontext der Wohngemeinschafts- und Quartiersanwendung (International, Auswahl).

Kategorisierung ↓	Quartier →	Brütten, Schweiz (Bruetten, 2018)	Phi Suea House, Thailand (Münzner, 2018)
1 Umsetzungsstand		In Betrieb	In Betrieb
2 Größe		Mehrfamilienhaus: 9 Whg	4 Familienhäuser und Nebengebäude
3 Erneuerbare Erzeugungsanlagen		PV: 126,5 kW (Dach 79,54 kW, Fassade 46,96 kW)	PV: 86 kW
4 Stromerzeugungsanlagen		Brennstoffzelle 6,2 kW _{el}	Brennstoffzelle 4 kW _{el}
5 Wärmeerzeugungsanlagen		Wärmepumpe 28 kW _{th}	Solarthermie
6 H ₂ -Erzeugungsanlagen		Elektrolyseur 14,5 kW _{el}	Elektrolyseur 8 kW _{el}
7 Stromspeicher		Batterie 192 kWh	Bleibatterie 192 kWh
8 Wärmespeicher		Wärmespeicher 17,2 kWh	H ₂ O-Wärmespeicher 1000 m ³ mit Regenwassernutzung
9 H ₂ -Speicher		120 m ³ , max 30 bar	90 000 l, max 30 bar
10 Besonderheiten/Weiteres		Autark, keine Netzanschlüsse; Erdsonde; Carsharing Elektro- und Bio-/Erdgasauto	

Tabelle 2.4: Zusammenstellung verschiedener Kenngrößen für die Zielfunktion nach Al-Falahi *et al.* (2017).

1 Verlässlichkeit	2 Ökonomie
1.1 Versorgungssicherheit Strom/Wärme	2.1 Barwert/Kapitalwert
1.2 Nicht bereitgestellte Energie	2.2 Energiegestehungskosten
1.3 Energie-Fluktuationsrate	2.3 Jährliche Systemgesamtkosten
3 Ökologie	4 Soziales
3.1 CO ₂ -Emissionen	4.1 Index der menschlichen Entwicklung
3.2 Lebenszyklusbewertung	4.2 Verknüpfte Arbeitsplätze
3.3 Nutzung der EE	

Zeitdauer bis zur Konvergenz ein entscheidendes Auswahlkriterium. Eine Auswahl an Algorithmen ist in Tabelle 2.5 aufgeführt.

2.2.2 Betriebsführungskonzepte

Eine systemdienliche oder intelligente Betriebsführung ist unabdingbar für jedes Energieversorgungssystem (Bocklisch, 2016). Der Betriebsführung des Energiesystems kommen zwei Teilaufgaben zu: das Energie- und das Speichermanagement. Zu Ersterem zählt die Entscheidung über die Leistungsaufnahme oder -abgabe in Hinblick auf die konkrete Zielsetzung. Damit ist das Energiemanagement immer anwendungsspezifisch ausgerichtet. Auch das Speichermanagement muss immer auf die Speichertechnologie ausgerichtet sein. Zudem wird hiermit sichergestellt, dass die Leistungsgrenzen eingehalten werden, beispielsweise die Tiefentladung oder Überladung von Batterien vermieden, und weitere technologiespezifische Funktionen wie Zellüberwachung oder Zellladungsausgleich umgesetzt werden. Beispiele für Betriebsführungsziele sind u. a. die Spitzenlastkappung oder die Erhöhung des Eigenverbrauchs der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen. Auf die regelungstechnischen Grundlagen der einzelnen Komponenten wird an dieser Stelle nicht eingegangen, da diese in der gesamten Arbeit als quasi-stationär angenommen werden. Der angewendete Modellierungsansatz wird im nachfolgenden Kapitel ausführlich dargelegt.

Zum Lösen des Betriebsführungsziels können entweder heuristische oder exakte Lösungsansätze bzw. mathematische Verfahren angewendet werden. Eine mögliche Klassifizierung zur Lösung des Betriebsführungsproblems ist in Tabelle 2.6 zusammengestellt.

Tabelle 2.5: Zusammenfassung der geläufigsten Optimierungsalgorithmen nach Weitzel und Glock (2018); einige der Begriffe wurden nicht aus dem Englischen übersetzt, da die deutschen Übersetzungen weniger geläufig sind.

Mathematische Lösungsansätze			
Standard	Dekompositions- basierte Methoden	Heuristisch	Meta- heuristisch
1.1 Lineare Optimierung (LP) / Gemischt-ganzzahlige Optimierung (MIP) / Gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung (MILP)	2.1 Dynamische Programmierung (DP)	3.1 Approximate dynamische Programmierung	4.1 Evolutionärer Algorithmus (EA)
1.2 Nichtlineare Optimierung (NLP) / Gemischt-Ganzzahlige- Nichtlineare Optimierung (MINLP)	2.2 Benders Decomposition	3.2 Maschinelles Lernen (KI)	4.2 Simulated Annealing (SA)
1.3 Quadratische Optimierung (QP) / Gemischt-ganzzahlige quadratische Optimierung (MIQP)		3.3 Fuzzy-Logik	4.3 Partikelschwarm- optimierung (PSO)
1.4 Weitere		3.4 Direkte Suche	4.4 Künstliches neuronales Netzwerk (ANN)
		3.5 Gradienten-Verfahren	
		3.6 Greedy Heuristik	

Tabelle 2.6: Mögliche Energieeinsatzverteilungsstrategien für Energieversorgungssysteme nach Hable (2004) und Bocklisch (2016).

1 Heuristische Verfahren	2 Mathematische Lösungsansätze
1.1 Regelbasierte Verfahren	Globale Verfahren
1.2 Ranglisten	2.1 Lineare Optimierung
1.3 Defizitreduzierung	2.2 Gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung
1.4 Lastmanagement	2.3 Dynamische Programmierung
1.5 Fuzzy-Logik	2.4 Lagrange-Relaxation
1.6 Evolutionäre Algorithmen	2.5 Nichtlineare Optimierung
1.7 Künstliche neuronale Netze	Echtzeit-Verfahren
1.8 Spieltheorie	2.6 Robuste Regelung
1.9 Weitere Verfahren	2.7 Modellprädiktive Regelung
	2.8 Brennstoffverbrauchs- Minimierungs-Strategie

Die heuristischen Methoden umfassen Verfahren zur systematischen Lösung von Problemen und werden sowohl für Simulationsmodelle als auch bei praktischen Anwendungen mit Echtzeit-Anforderung eingesetzt. Hierbei steigt der Rechenaufwand von 1.1 bis 1.11 (Tabelle 2.6) und gegenläufig sinkt das Hintergrundwissen, welches notwendig ist, um die Verfahren richtig implementieren zu können. Demzufolge ist die Güte der Ergebnisse stark vom verwendeten Verfahren abhängig. Bei den mathematischen Verfahren wird der gesamte zulässige Lösungsbereich genutzt, um das globale Optimum zu finden. Die daraus resultierenden strengen Anforderungen an die Funktion, u. a. Stetigkeit und Differenzierbarkeit, zeigen zugleich die Grenzen der Anwendbarkeit auf.

Ein lineares Optimierungsmodell ergibt sich, wenn die Zielfunktion, einschließlich aller Neben- oder Randbedingungen, eine lineare Funktion ist. Sobald mindestens eine dieser Funktionen nichtlinear ist, wird das Gesamtproblem ebenfalls nichtlinear. Ganzzahlige, gemischt-ganzzahlige, stochastische und netzwerkorientierte Optimierungsmodelle stellen weitere Modelltypen in diesem Kontext dar. Im Allgemeinen kann bei den mathematischen Verfahren von einer höheren Rechenzeit ausgegangen werden als bei den heuristischen Verfahren. Für die Übertragung der Simulationsergebnisse auf die Realität müssen praktisch realisierbare Energieverteilungstrategien aus den globalen Verfahren abgeleitet werden. Dabei können je nach Detaillierungs-

grad des Modells schlechtere Ergebnisse generiert werden als mit den heuristischen Methoden (Hable, 2004). Innerhalb der mathematischen Lösungsansätze von Tabelle 2.6 ist eine Auswahl an Verfahren mit Echtzeitfähigkeit aufgeführt (Aufzählungspunkte 2.6 bis 2.8).

2.3 Methoden zur Gestaltung von derartigen Energieversorgungssystemen

Zur optimalen Gestaltung von Energiespeichersystemen kann auf kommerzielle und nicht-kommerzielle Werkzeuge zurückgegriffen werden: u. a. HOMER, HOMER Pro, RETScreen, HYBRID2, iHOGA oder Hybrids (Al-Falahi *et al.*, 2017). Damit lassen sich bereits viele allgemeine Fragestellungen beantworten. Je nach Softwareprogramm können die Betriebsführung und die Zielgröße der Optimierung frei festgelegt werden. Die Grenzen der Anwendung liegen im Detaillierungsgrad der durchzuführenden Analysen. Für konkrete Fragestellungen bedarf es im Allgemeinen eigens entwickelter, auf die Fragestellung angepasster Modelle. Daher verwendet ein Großteil der nachfolgend aufgeführten wissenschaftlichen Arbeiten eigene Modelle für ihre Analysen. Die Einordnung der Arbeiten wird anhand der in Abschnitt 1.2 aufgeführten Forschungsfragen vorgenommen. Demzufolge wird in der nachfolgenden Diskussion insbesondere auf die relevanten Systemkomponenten, die erneuerbaren Erzeugungsstrukturen und die CO₂-Emissionen eingegangen. Dabei werden im Speziellen die drei Energiebedarfe Strom, Wärme und privater Personenverkehr mittels Wasserstoff herausgestellt. Zu den reinen elektrischen Systemen werden auch Systemkonfigurationen gerechnet, die Wasserstoff ausschließlich zur Energiespeicherung erzeugen und diesen anschließend wieder zur Stromerzeugung nutzen. Allen Arbeiten gemein ist die Optimierung des Energiesystems anhand diverser Kriterien. Auf die Optimierungsalgorithmen und -kriterien wird ebenfalls eingegangen.

2.3.1 Gestaltung dezentraler Energiesysteme

Zunächst wird anhand der Literatur untersucht, welche Konzepte für derartige dezentrale Energiesysteme angewendet werden und welchen Einfluss die ökonomischen Parameter auf die Gestaltung des Energiesystems haben.

Allgemein können drei Hauptkategorien von System-Optimierungsansätze unterschieden werden: (i) Die Analyse bzw. Optimierung der Betriebsführung für gegebene Systemkonfiguration (u.a. Ren *et al.* (2016), Fischer und Madani (2017), Wakui *et al.* (2016), Salpakari und Lund (2016)), (ii) die Optimierung der Systemkonfiguration

bei gegebener Betriebsstrategie (u.a. Brandoni und Renzi (2015)) oder (iii) die gleichzeitige Optimierung von Betriebsführung und Dimensionierung der Komponenten (u.a. Beck *et al.* (2017), Mashayekh *et al.* (2017) und Das *et al.* (2018)). Innerhalb dessen gibt es Arbeiten, die sich auf die Deckung des elektrischen Bedarfs konzentrieren (u.a. Reviews von Upadhyay und Sharma (2014), Chauhan und Saini (2014), Mahesh und Sandhu (2015) und Krishna und Kumar (2015)). Hierbei wird eine große Varietät an Systemkonfigurationen bestehend aus Photovoltaikanlagen, Windkraftanlagen, Brennstoffzellen, Dieselgeneratoren und Energiespeichern, wie zum Beispiel Batterien, Schwungrädern oder Superkondensatoren untersucht. Hierbei gehen die Autoren ebenfalls auf die Modellbildung, mögliche Zielfunktionen, Optimierungsalgorithmen, Auslegungswerkzeuge sowie Betriebsführungskonzepte ein. In dem Review-Artikel von Blanco und Faaij (2018) wird eine Übersicht zu den verschiedenen Sektoren sowie der möglichen Sektorenkopplung über Power-to-Heat und Power-to-Gas gegeben. Das Power-to-Heat-Konzept wird außerdem zur saisonalen Energiespeicherung aufgeführt und die Effizienz der Technologien als ein zentraler Punkt des Systemdesigns herausgestellt. Eine ausführliche Zusammenstellung der einsetzbaren Speichertechnologien mit Vor- und Nachteilen der jeweiligen Technologien ist in den Reviews von Das *et al.* (2018) und Chauhan und Saini (2014) zu finden.

Des Weiteren können diese Energiesysteme bezüglich der Integration in bestehende öffentliche Infrastrukturen analysiert werden. Dabei wird zwischen Systemen, die an das Netz angebunden, und jenen, die unabhängig von der Infrastruktur agieren können, unterschieden (u.a. Krishna und Kumar (2015), McKenna *et al.* (2015) und Al-Falahi *et al.* (2017)). Zumeist wird nur die Unabhängigkeit von der elektrischen Versorgung untersucht und die Nutzung der öffentlichen Erdgasversorgung weiterhin zugelassen. Der eigenständige Betrieb steht vor allem für Inseln oder ländliche Regionen im Fokus, die schlecht an die bestehende Infrastruktur angebunden oder gar nicht erschlossen sind. Dabei kann die ausschließliche Nutzung von erneuerbaren Erzeugern auch eine Motivation für eine autarke Energiebereitstellung sein. In den meisten Arbeiten liegt der Fokus auf der Bereitstellung von Strom und Wärme. Außerdem ist allen Arbeiten die Optimierung des Energiesystems anhand diverser Kriterien, auf die im Folgenden eingegangen wird, gemein.

Eine weitere Kategorie stellen die wasserstoffbasierten Energieversorgungssysteme dar. Die meisten Arbeiten in dem Gebiet Wasserstoffherstellung stellen die technische Analyse des Elektrolyseurs sowie den darauffolgenden Pfad der Trocknung, Kühlung, Verdichtung und Speicherung in den Mittelpunkt (u.a. Maghami *et al.* (2015), Bensmann *et al.* (2016), Parra und Patel (2016), Dahbi *et al.* (2016)). Darin umfassen die wasserstoffbasierten Energieversorgungssysteme mindestens den Elektrolyseur sowie den Speicher und zumeist eine Brennstoffzelle. In Pötzing *et al.* (2015) wird

der Fokus der Systemauswertung auf die zwei Kenngrößen Eigenverbrauch der Photovoltaikanlage und elektrische Autarkie gesetzt. Anhand verschiedener Auslegungsvarianten wird die Batterie als Option zur kurzfristigen und die stoffliche Speicherung mittels Elektrolyse, Wasserstoffspeicherung und Brennstoffzelle als langfristige Speicheroption herausgestellt. Außerdem wurde aufgezeigt, dass durch die Entkopplung der Speicher- und Wandlertechnologie beim wasserstoffbasierten Energiesystem sehr hohe Eigenverbrauchswerte des Photovoltaik-Stroms realisiert werden können.

Ein wasserstoffbasiertes Energieversorgungssystem, welches die Komponenten PV, Brennstoffzelle, Elektrolyseur, Batterie und H₂-Speicher beinhaltet, wurde u. a. in folgenden Arbeiten untersucht: Paulitschke *et al.* (2015), Li *et al.* (2017a) und Li *et al.* (2017b). In Paulitschke *et al.* (2015) wird anhand eines konstanten ökonomischen und technischen Parametersatzes die optimale Dimensionierung der Komponenten bestimmt. Dabei verweisen die Autoren auf den nichtlinearen, diskontinuierlichen Lösungsraum mit verschiedenen lokalen Optima. Demgegenüber verwenden Li *et al.* (2017a) und Li *et al.* (2017b) ein deutlich detaillierteres technisches Modell zur Dimensionierung der Komponenten sowie der Betriebsführung. Eine optimierte Betriebsführung zu verwenden, weist Vorteile gegenüber einer regelbasierten auf. Den größten Einfluss auf die Ergebnisse haben demnach die Betriebsführung, die Anfangsbedingungen, die zeitliche Auflösung der Profile, das Nutzerverhalten und die Unsicherheiten in den Eingangsdaten. Systemverluste und die thermische Bilanzierung von Brennstoffzelle und Elektrolyseur wurden in der Analyse nicht berücksichtigt. In Cau *et al.* (2014) wurde ein betriebspunktabhängiges Modell zur Optimierung des Energiemanagements thematisiert und die Systemvorteile durch das Minimieren der Betriebskosten sowie Maximieren der Effizienz herausgestellt.

Neben der Rückverstromung kann der Wasserstoff auch zur Betankung von Brennstoffzellenfahrzeugen (FCEVs) verwendet werden. Dies wurde unabhängig von der Strom- und Wärmebereitstellung durch folgende Arbeiten vereinfacht bewertet: Zhao und Brouwer (2015), Carr *et al.* (2016) und Nistor *et al.* (2016). Im Kontext der Nutzung der erneuerbaren Energien und erweitert um die Infrastrukturkosten der H₂-Tankstelle wurde diese Bewertung in Burkhardt *et al.* (2016), Gökçek und Kale (2018) oder Reddi *et al.* (2017) ausgeführt. Die Infrastrukturkosten der Wasserstofftankstelle können durch eine entsprechend hohe Auslastung der Tankstelle von rund 9 \$/kgH₂ bis auf 2 \$/kgH₂ reduziert werden (Reddi *et al.*, 2017).

Die Mehrheit der Arbeiten auf diesem Themengebiet nutzen für die Systemoptimierung stochastische, metaheuristische Algorithmen. Weiterhin werden für die Systemoptimierung gemessene oder synthetische Lastprofile verwendet. Diese können sich sowohl in der zeitlichen Auflösung als auch in dem betrachteten Zeitraum

unterscheiden. Die Auflösung der Profile reicht von hoch aufgelösten sekundlichen bis zu monatlichen Mittelwerten, wobei meistens viertelstündliche oder stündliche Werte verwendet werden. Thermische Bedarfe sind zumeist nur in stündlicher Auflösung vorgegeben (Beck *et al.*, 2017).

Im Gegensatz zu den meisten hier aufgeführten Veröffentlichungen werden im Rahmen dieser Arbeit kohärente Jahreslastprofile von Strom, Raumwärme und Heizwasser mit der zeitlichen Auflösung von 15 min angewendet. Für die verwendeten Komponenten wurde ein einheitlicher Modellierungsansatz entwickelt, mit dem dennoch u. a. lastabhängige Wirkungsgrade, Betriebscharakteristika und Systemverluste abgebildet werden können. Anhand der Optimierung der Gesamtkosten wird, bei vorgegebener Betriebsführung, die bestmögliche Dimensionierung der Systemkomponenten ermittelt, wobei nicht wirtschaftlich einsetzbare Komponenten aus dem System entfernt werden können. Des Weiteren kann der lokal produzierte Wasserstoff sowohl für die Befüllung von Brennstoffzellenfahrzeugen als auch zur Rückverstromung in der Brennstoffzelle genutzt werden. Dabei wird die H₂-Tankstelle indirekt, anhand der Kosten, berücksichtigt. Mittels einer ausführlichen Kostenvariation werden techno-ökonomische Auslegungszusammenhänge des Gesamtsystems herausgearbeitet.

2.3.2 Einfluss der erneuerbaren Erzeugungsstrukturen

Die angenommene Quartiersgröße in der vorliegenden Arbeit ermöglicht es, neben den Photovoltaik- auch Windkraftanlagen nutzen zu können. Hierbei soll anhand der Erzeugungsprofile herausgestellt werden, welchen Einfluss die kombinierte Erzeugung aus Photovoltaik und Windkraft auf die Gestaltung des Energiesystems hat.

In dem Review-Artikel von Al-Falahi *et al.* (2017) werden die Vorteile einer kombinierten Erzeugung aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen hervorgehoben. Hierdurch ergeben sich sowohl Kostenvorteile, eine höhere Versorgungssicherheit sowie geringere vorzuhaltende Speicherkapazitäten (Zerrahn *et al.* (2018) und Denholm und Mai (2019)). Des Weiteren werden die in Al-Falahi *et al.* (2017) aufgeführten Arbeiten bezüglich der verwendeten Zielfunktionen ausgewertet. In allen ausgewerteten Arbeiten wird die optimale Systemkonfiguration anhand einer ökonomischen Optimierung ermittelt. Außerdem werden Mehrzieloptimierungen angewendet, sodass die Hälfte der ausgewerteten Arbeiten neben den Kosten auch die Zuverlässigkeit berücksichtigen. Ein Viertel der Arbeiten berücksichtigt außerdem den Umweltaspekt in Bezug auf CO₂-Emissionen.

Eine standortspezifische Analyse für verschiedene Orte in Saudi-Arabien, Toronto und Sydney ist in Al-Sharafi *et al.* (2017) zu finden. Hierbei konnte der Kostenvorteil bei der kombinierten Photovoltaik- und Windkrafterzeugung für alle Standorte aufgezeigt werden. Zudem wurden die monetären Vorteile der batteriebasierten elektrischen Energieversorgung gegenüber der wasserstoffbasierten für die unterschiedlichen Standorte herausgestellt. Außerdem wurden deutliche Unterschiede bezüglich der Kosten und Systemkonfigurationen zwischen den unterschiedlichen Standorten gezeigt, allerdings anhand von einem konstanten ökonomischen Parametersatz und monatlichen Durchschnittswerten für die PV und WT. Auch in Tjaden *et al.* (2014) wurde der Einfluss des Standortes untersucht und gezeigt, dass der Einfluss des Nutzerverhaltens zwar gegenüber dem des Standortes überwiegt, dieser jedoch nicht vernachlässigt werden sollte.

Maleki hat sich ausführlich mit Hybridsystemen im einstelligen kW-Bereich, bestehend aus PV, WT, Batterie, Brennstoffzelle und Elektrolyse beschäftigt. Mit unterschiedlichen Systemkonfigurationen wurde der Kostenvorteil einer kombinierten Erzeugung aus PV und WT gegenüber den reinen Erzeugungsstrukturen für Speichersysteme, basierend auf Wasserstoff (Maleki und Askarzadeh, 2014) und Batterien (Maleki und Pourfayaz, 2015), ermittelt. In einer weiterführenden Arbeit wurden unterschiedliche metaheuristische Optimierungsalgorithmen verglichen und der genetische Algorithmus (GA) als am besten geeignet für diese Klasse von Optimierungsaufgaben identifiziert (Maleki *et al.*, 2017). Im Kontext der überregionalen Systemanalyse und somit im GW-Leistungsbereich werden größtenteils kombinierte Erzeugungsstrukturen aus PV und WT untersucht. In diesem Rahmen wurden in Budischak *et al.* (2013) batterie- und wasserstoffbasierte Systeme in Hinblick auf Speicherleistungen und -kapazitäten sowie die benötigten erneuerbaren Leistungen ausgewertet. Wie zuvor, bei den kleineren Leistungsklassen, wird auch durch Cebulla *et al.* (2017) der saisonale Speichercharakter der wasserstoffbasierten Systeme und die kurzfristige Speicherung mittels Batterien bestätigt.

In Krajačić *et al.* (2011) wird das kroatische Energiesystem in verschiedenen anteiligen erneuerbaren Ausbaustufen bezüglich der drei Bedarfe analysiert. Dabei lag der Fokus der Arbeit nicht auf der Ausarbeitung einer optimierten Systemkonfiguration, sondern auf der Bereitstellung von Informationen zu effizienten, ressourcenschonenden und kombinierbaren Technologien, wie PV, WT und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, der Abschätzung von Speicherkapazitäten und anderen Technologien zur erfolgreichen Energietransformation. Zudem wurde eine mögliche Rolle der Energiespeicher in intelligenten Stromnetzen und virtuellen Kraftwerken herausgestellt.

Während die aufgeführte Literatur anhand weniger Parametersätze und folglich wenig differenzierter Systemkonfigurationen ihre Analysen aufbaut, werden im Rah-

men der zweiten Forschungsfrage dieser Arbeit unterschiedliche Erzeugungsprofile von Photovoltaik- und Windkraftanlagen kombiniert und anhand einer ausführlichen techno-ökonomischen Analyse bewertet. Hierbei werden die Abhängigkeiten vom Standort und von der Einspeisevergütung im Speziellen untersucht. Das zugrundeliegende System der Optimierung ist dabei identisch.

2.3.3 Konzepte zur gezielten Reduzierung der Treibhausgasemissionen

Neben der Optimierung der Gesamtkosten ist die Einsparung von Treibhausgasen eine wichtige Zielgröße im Kontext der Quartiersenergiegestaltung, worauf die dritte Forschungsfrage dieser Arbeit abzielt. Darin soll untersucht werden, welchen Beitrag derartige Systeme zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Quartier leisten und zu welchen Gesamtkosten diese dargestellt werden können.

Die wissenschaftlichen Arbeiten auf diesem Gebiet untersuchen einerseits Ansätze, die Emissionen entweder durch dezentrale Energieversorgungssysteme (Einzelhaushalte oder Quartiere) oder andererseits durch zentrale Systeme (Leistungsklasse in GW) signifikant zu reduzieren. Dabei werden Systemkonfigurationen, die Emissionsersparungen über 80 % bis hin zur vollständigen emissionsfreien, lokalen Energiebereitstellung ermöglichen, analysiert und oft das Ziel verfolgt, die gesamte Energieerzeugung mittels lokaler Erneuerbarer zu realisieren. Für überregionale Lösungen verwenden die meisten Arbeiten H₂-basierte Energiesysteme, welche die benötigte Energie hauptsächlich aus Photovoltaik und Windkraft beziehen (u. a. Steinke *et al.* (2013) und Deetjen *et al.* (2018)).

Brown *et al.* (2018) verwenden ebenfalls die meisten der aufgeführten Technologien und stellt mit einem Modell des europäischen Energiesystems ein CO₂-Emissionseinsparungspotential von bis zu 95 % gegenüber dem Referenzjahr 1990 dar. Die dafür anfallenden Kosten sind ähnlich zu den heutigen Energiekosten. PV und WT sind in diesem Konzept die primären Energieerzeugungsquellen; Wärmepumpen dominieren die Wärmebereitstellung. Die Elektromobilität weist aufgrund der geringeren Wandlungsverluste zwar monetäre Vorteile gegenüber den chemischen Energieträgern auf. Bei einem hohen Anteil der Erneuerbaren werden jedoch Vorteile in der Wasserstoff- und Methanherzeugung gesehen. Insgesamt gibt es verschiedene Ansätze, ein Energiesystem mit einem hohen Anteil an Erneuerbaren umzusetzen, wobei keine nennenswerten technischen oder wirtschaftlichen Barrieren vom Autor identifiziert wurden. Der Energiebedarf und der Leistungsbereich von Einzelhäusern und kleineren Zusammenschlüssen von Gebäuden in dieser Leistungsklasse sind oft zu gering, um die Wasserstoffherstellung mittels Elektrolyse einzusetzen, sodass zumeist

Batteriespeicher verwendet werden, um Kosten sowie Emissionen einzusparen (u. a. Amutha und Rajini (2015), Shezan *et al.* (2016)).

Aus den IPCC-Szenarien wurden in Murray *et al.* (2018) für die Jahre 2020, 2035 und 2050 zu analysierende Szenarien abgeleitet und anhand einer umfangreichen Systemkonfiguration die Kosten und CO₂-Emissionen herausgearbeitet. Darin kann der eigenerzeugte Wasserstoff optional in das Erdgasnetz eingespeist werden. Nach Murray *et al.* (2018) sind Kurzzeit- und Langzeitspeicher wichtig zum Erreichen der Klimaschutzziele, wobei die Langzeitspeicherung erst bei hohen erneuerbaren Überschüssen relevant wird.

Im Gegensatz zu den hier aufgeführten Veröffentlichungen wird die dritte Analyse ausschließlich im Kontext der Quartiersenergieversorgung bearbeitet. Hierbei werden weiterhin die Gesamtkosten optimiert und die Treibhausgasemissionen als Nebenbedingung der Kostenoptimierung berücksichtigt. Durch die sukzessive Reduktion der zulässigen fossilen Energieträger werden die Potentiale der Systemkonfigurationen zur Emissionseinsparung herausgearbeitet. Überdies wird die zugrunde liegende Systemkonfiguration um Power-to-Heat-Komponenten (elektrische Luft-Wärmepumpe und elektrischer Heizstab) erweitert. Unter Berücksichtigung der technischen Realisierung der notwendigen installierten erneuerbaren Leistungen werden weitere Konzepte zur Einsparungen von Emissionen diskutiert.

Kapitel 3

Modellierung und Systembeschreibung

Die im vorherigen Kapitel aufgezeigten Beispiele verdeutlichen die Diversität von anwendbaren Ansätzen im Kontext der Dimensionierung von Energiesystemen. Dabei reicht der Auslegungsrahmen von elektrischen Versorgungssystemen bis hin zu hybriden Energiesystemen, welche Strom, Wärme, Kälte und Wasserstoff mittels diverser Komponenten bereitstellen. In der vorliegenden Arbeit werden anhand eines generischen Beispielquartiers allgemeine Aussagen für die Bereitstellung von Strom, Raumwärme und Brauchwasser im Quartier abgeleitet. Hierbei wird eine hohe Durchdringung von Brennstoffzellenfahrzeugen angenommen, deren Bedarf an Wasserstoff ebenfalls durch jenes Energiesystem gedeckt wird. Für die Auslegung dieses Systems ist ein Modell entwickelt worden, welches die kostengünstigste Systemkonfiguration zur Energieversorgung dieses Quartiers ermittelt. Die hierfür eingesetzten Komponenten werden durch einen einheitlichen, konsistenten Modellierungsansatz in die Modellstruktur integriert. Vereinfacht kann das Optimierungsmodell durch die in Abbildung 3.1 gezeigten Blöcke Eingangsdaten, Systemmodell, Ergebnisse sowie Optimierungsalgorithmus dargestellt werden. Angelehnt an diese Strukturierung werden die für das Modellverständnis wichtigsten Grundlagen im Verlauf dieses Kapitels erläutert.

Zunächst wird auf die theoretischen Grundlagen sowie die Struktur des angewendeten Systemmodells eingegangen. Hierbei werden zum einen die Modellgleichungen der verwendeten Komponenten dargelegt und zum anderen die Methodik zum Lösen der Bilanzgleichungen der betrachteten Energieformen, einschließlich der angewendeten Betriebsführung des Energiesystems, erläutert. Anschließend werden die Eingangsdaten definiert. Dazu wird das betrachtete Beispielquartier charakterisiert sowie das Energiesystem parametrisiert. Hieraus werden außerdem die verwendeten Lastprofile und die standortabhängigen Erzeugungsprofile der Photovoltaik- und Windkraftsysteme abgeleitet. Danach wird die für das Beispielquartier entwickelte Betriebsführung konkretisiert. Abschließend werden in Abschnitt 3.2 die ökonomischen Modellgleichungen und Parameter beschrieben. Daraus wird die Zielfunktion abge-

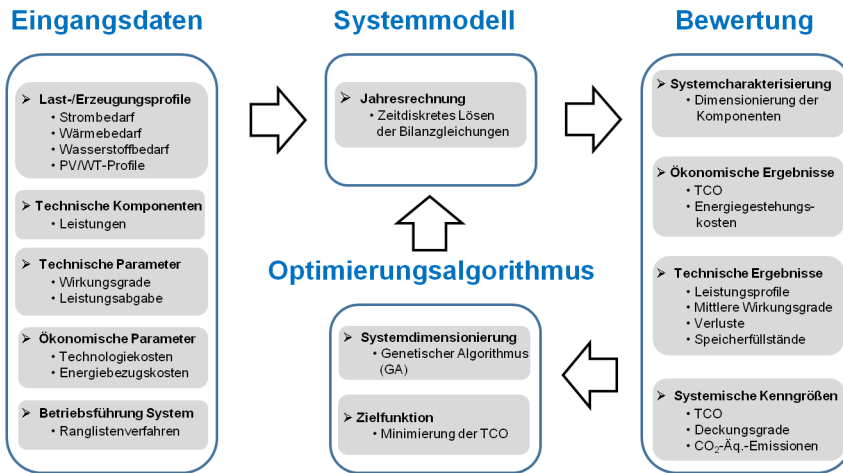


Abbildung 3.1: Vereinfachtes Schaubild des Optimierungsmodells angelehnt an die Darstellung in Solomon *et al.* (2018).

leitet sowie der angewendete Optimierungsalgorithmus ausgeführt. Zuletzt werden die zur Systembewertung notwendigen Kenngrößen, also die Ergebnisse, eingeführt.

3.1 Modellstruktur und Komponentenmodelle

Die im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Systemkomponenten sind in Abbildung 3.1 dargestellt. Diese werden wie folgt kategorisiert: Verbraucher, Erzeuger, Wandler und Speicher. Die Energiebedarfe für Strom, Wärme und Wasserstoff sind durch Lastprofile abgebildet und werden in Abschnitt 3.3.1 genauer erläutert. Die Erzeugungsanlagen sind, ähnlich den Verbrauchern, mittels Jahresprofilen im Modell berücksichtigt. Der größte Zubau an erneuerbaren Energieanlagen in Deutschland erfolgte bislang und wird weiterhin durch Photovoltaik- und Windkraftanlagen erfolgen. Aufgrund dessen soll in dem zugrunde gelegten Modellquartier der Strom ausschließlich aus diesen beiden Anlagentypen lokal produziert und genutzt werden. Für die Wandler und Speicher wurde ein einheitlicher Modellierungsansatz erarbeitet. Dieser basiert auf der Bilanzierung von Leistungen und Massenströmen. Durch integrieren dieser Größen werden die Energien und Massen bestimmt. Mit der zugrunde gelegten Betriebsführung werden schließlich die Bilanzgleichungen der unterschiedlichen Energieformen gelöst.

Außerdem werden folgende Komponenten für die Strom-, Wärme- und Wasserstoffversorgung des Quartiers berücksichtigt: Festoxid-Brennstoffzelle (engl. solid oxid

fuel cell, SOFC), Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyseur (PEM-Ely), elektrische Wärmepumpe, elektrischer Heizstab, Heizkessel, Li-Ionen-Batterie, sensibler Wasser-Wärmespeicher sowie Nieder- und Hochdruckwasserstoffspeicher. Das dazugehörige Systemschaubild ist in Abbildung 3.1 dargestellt.

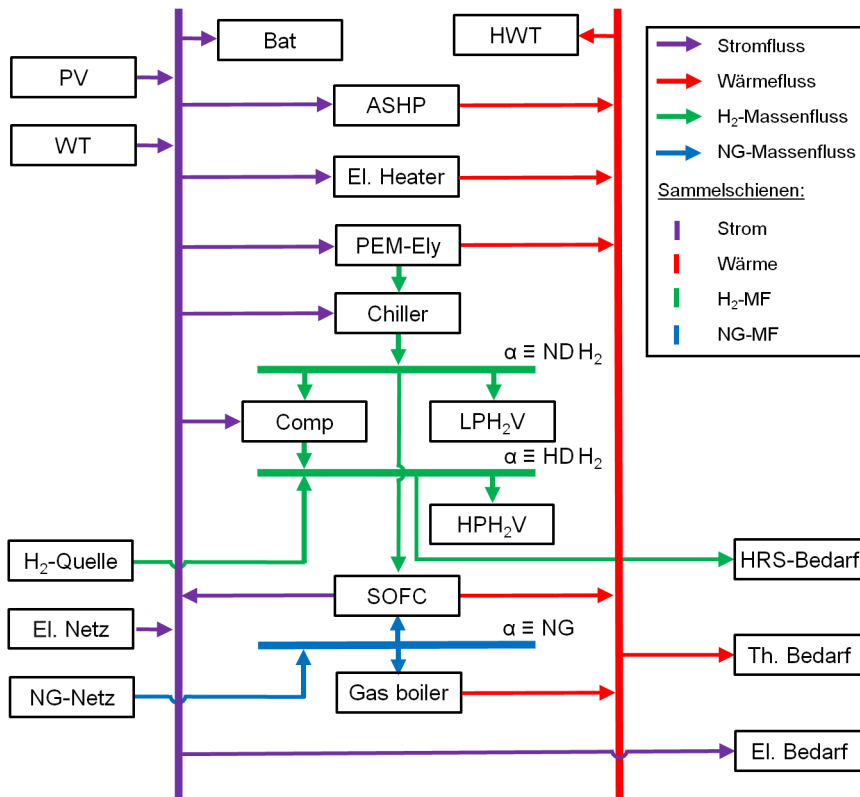


Abbildung 3.2: Systemschaubild der Systemkonfiguration mit: Photovoltaikanlage (PV), Windkraftanlage (WT), Batteriespeichersystem (Bat), Wärmespeicher (HWT), El. Luft-Wärmepumpe (ASHP), El. Heizstab (El. Heater), Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyseur (PEM-Ely), Kompressor (Comp), Kältemaschine (Chiller), Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC), Niederdruckwasserstoffspeicher (LPH₂V), Hochdruckwasserstoffspeicher (HPH₂V), Stromnetzanschlusspunkt (El. Netz), Erdgasnetzanschlusspunkt (NG-Netz), Wasserstoffinfrastruktur (H₂-Quelle), HRS-Wasserstoff-Betankungsprofil (HRS-Bedarf), Wärmebedarf (Th. Bedarf), Strombedarf (El. Bedarf).

Die Pfeilrichtungen in Abbildung 3.1 stellen die Hauptflussrichtung der Leistungen dar; die Flussrichtung hin zur Sammelschiene wird positiv und die Flussrichtung weg von der Sammelschiene negativ gezählt. Je nach Komponente können Leistungsflüsse auch in entgegengesetzter Richtung auftreten. Dies wird durch die Umkehrung des vorab definierten Vorzeichens gekennzeichnet. Alternativ zu den benannten System-

komponenten kann elektrische Leistung jederzeit aus dem öffentlichen Netz bezogen werden. Der Raumwärme- und Warmwasserbedarf wird zu einem Wärmebedarf zusammengefasst. Dabei werden die unterschiedlichen Temperaturniveaus beider Profile vernachlässigt. Zur Bereitstellung der thermischen Leistung kann jederzeit der Heizkessel genutzt werden, welcher an das Erdgasnetz angebunden ist. Zuletzt kann Wasserstoff für die Mobilität immer aus der Wasserstoffinfrastruktur bezogen werden. Grundsätzlich gilt für alle zu bilanzierenden Energieformen, dass alle Energieflüsse an die in Abbildung 3.1 dargestellten Sammelschienen angeschlossen sind. Diese Sammelschienen werden im Modell als verlust- sowie speicherfrei angenommen. Die Energieerhaltung entsprechend des 1. Hauptsatzes der Thermodynamik wird durch die Bilanzierung der jeweiligen Komponenten erfüllt, worauf im nachfolgenden Abschnitt 3.1.2 eingegangen wird. Verlustterme die beispielsweise aus der Irreversibilität der Prozesse oder der Energieübertragung resultieren werden darüber berücksichtigt. Somit werden durch die Sammelschienen zunächst die notwendigen Massen- und Leistungsflüsse zur Deckung der unterschiedlichen Energiebedarfe in jedem Berechnungszeitschritt anhand der Nullsumme bestimmt:

$$0 = P_{\text{el}}^{\text{L}}(t_k) + P_{\text{PV}}(t_k) + P_{\text{WT}}(t_k) + \sum_i P_{\text{el}}^i(t_k) \quad (3.1)$$

$$0 = P_{\text{th}}^{\text{L,SH}}(t_k) + P_{\text{th}}^{\text{L,HW}}(t_k) + \sum_i P_{\text{th}}^i(t_k) \quad (3.2)$$

$$0 = \dot{M}_{\alpha}^{\text{L}}(t_k) \cdot h_{\alpha} + \sum_i \dot{M}_{\alpha}^i(t_k) \cdot h_{\alpha} \quad \text{mit } \alpha \in \{\text{H}_2, \text{NG}\} \quad (3.3)$$

Darin sind $P_{\text{el}}^{\text{L}}(t_k)$, $P_{\text{th}}^{\text{L,SH}}(t_k)$, $P_{\text{th}}^{\text{L,HW}}(t_k)$ und $\dot{M}_{\alpha}^{\text{L}}(t_k)$ die zeitabhängigen elektrischen und thermischen Leistungsbedarfe sowie der Massenfluss von Wasserstoff bzw. Erdgas. P_{el}^i , P_{th}^i und \dot{M}_{α}^i sind die elektrische und thermische Leistung sowie der Massenfluss der Komponente i . Das lateinische Symbol h_{α}^i bezeichnet die massenspezifische Enthalpie der Spezies α (in W/kg).

3.1.1 Erneuerbare Erzeugungsanlagen

Nach dem Energieerhaltungssatz kann Energie nicht erzeugt, sondern nur zwischen den unterschiedlichen Energieformen umgewandelt werden. Physikalisch korrekt sind die erneuerbaren Energieanlagen demnach auch nur Energiewandler und keine Energieerzeuger. Da die Einstrahlungsenergie der Sonne sowie die kinetische Energie der Luft in dieser Arbeit nicht Bestandteil des Bilanzraumes sind, stehen diese ohne monetären Mehraufwand zur Verfügung. Aus diesem Grund, und zur Abgrenzung der regenerativen Anlagen zu den anderen betrachteten Wandlern, werden diese

trotzdem als Erzeuger deklariert. Die zeitabhängige Stromerzeugung beider Anlagen fließt jeweils als Erzeugungsprofil in das Modell ein.

Photovoltaik-System

Zum Generieren des Photovoltaik-Erzeugungsprofils wird ein detailliertes technisches Simulationsmodell angewendet, welches auf den Arbeiten von De Soto *et al.* (2006) sowie Duffie und Beckman (2006) basiert. Darin werden Eingangsgrößen wie Ausrichtungswinkel (Azimutwinkel), Neigungswinkel, Umgebungstemperatur und Umgebungsabstrahlung berücksichtigt. Die zugrunde liegenden physikalischen Grundprinzipien werden im Anhang A beschrieben. Zudem erfolgt die Regelung der Photovoltaikanlage nach dem Punkt maximaler Leistung oder maximum power point (MPP-Regelung). Außerdem wird angenommen, dass die Module verschattungsfrei aufgestellt sind. Verluste durch Verschmutzung oder Schnee werden ebenfalls nicht berücksichtigt. Mittels der spezifischen Leistung, ermittelt aus der standortabhängigen solaren Einstrahlung, $f^{PV}(t)$ und der Optimierungsvariable $P^{PV,max}$ wird die zeitabhängige Erzeugungsleistung $P_{el,DC}^{PV}(t)$ bestimmt.

$$P_{el,DC}^{PV}(t) = P^{PV,max} \cdot f^{PV}(t) \quad (3.4)$$

Windkraft-System

Das Windkrafterzeugungsprofil wird mit einem in MATLAB geschriebenen Programm generiert. Dieses Modell ist gegenüber dem Modell der Photovoltaikanlage deutlich einfacher aufgebaut. So wird beispielsweise die Strömung an den Rotorblättern durch eine mittlere Windgeschwindigkeit ausgedrückt. Die für die Erzeugung des WT-Leistungsprofils notwendigen Grundlagen sind wiederum im Anhang A aufgeführt. Trotz der Vereinfachungen konnten die berechneten Leistungswerte mittels Messdaten von Bestandsanlagen verifiziert werden. Mittels der spezifischen Leistung, ermittelt aus der standortspezifischen Windgeschwindigkeit $f^{WT}(t)$ und der Optimierungsvariable $P^{WT,N}$, wird die zeitabhängige Erzeugungsleistung $P_{el,DC}^{WT}(t)$ bestimmt.

$$P_{el,DC}^{WT}(t) = P^{WT,max} \cdot f^{WT}(t) \quad (3.5)$$

3.1.2 Komponenten zur Energiewandlung

Alle Wandler im System sind nach dem gleichen Modellierungsansatz abgebildet. Dieser Ansatz umfasst die Modellgleichungen, technischen Beschränkungen sowie das dynamische Verhalten der Komponenten. Die Komponenten werden als geregelt angesehen. Für jede Komponente ist eine Führungsgröße festgelegt, die aus dem Verwendungszweck der Komponente resultiert. Der Verwendungszweck wiederum ergibt sich aus der primären Einsatzfunktion der Komponente. Hierauf wird in der nachfolgenden Beschreibung jeder Systemkomponente eingegangen. Die Bilanzierung der Komponenten basiert auf den Leistungen für jede zu bilanzierende Energieform. Die Leistung der Führungsgröße $P^i(t_k)$ ergibt sich unter Berücksichtigung der minimalen und maximalen Leistungen sowie der zulässigen minimalen und maximalen dynamischen Änderung wie folgt:

$$P^i(t_k) = \begin{cases} P^{i, \max} & \text{wenn } P^{i, \text{set}}(t_k) > P^{i, \max} \\ P^{i, \min} & \text{wenn } P^{i, \text{set}}(t_k) < P^{i, \min} \\ P^{i, \max, \text{dyn}}(t_k) & \text{wenn } P^{i, \text{set}}(t_k) > P^{i, \max, \text{dyn}}(t_k) \\ P^{i, \min, \text{dyn}}(t_k) & \text{wenn } P^{i, \text{set}}(t_k) < P^{i, \min, \text{dyn}}(t_k) \\ P^{i, \text{set}}(t_k) & \text{anderenfalls} \end{cases} \quad (3.6)$$

Durch Anwendung der Gleichung (3.6) wird die Leistung $P^i(t_k)$ der Komponente i in jedem Zeitschritt (t_k) ermittelt. Darin ist $P^{i, \text{set}}(t_k)$ die durch die Betriebsführung festgelegte Leistung in dem entsprechenden Zeitschritt, $P^{i, \max}$ und $P^{i, \min}$ die maximale und minimale Leistung der Komponenten und $P^{i, \max, \text{dyn}}$ und $P^{i, \min, \text{dyn}}$ die maximale und minimale dynamische Leistung der Komponenten. Die dynamische Leistung der Komponente i wird durch Addition der Leistung der Komponente i im vorherigen Zeitschritt und der maximalen Leistungsänderungsrate \dot{P}^i bestimmt.

$$P^{i, \max, \text{dyn}}(t_k) = P^i(t_{k-1}) + \dot{P}^i \cdot \Delta t \quad (3.7)$$

$$P^{i, \min, \text{dyn}}(t_k) = P^i(t_{k-1}) - \dot{P}^i \cdot \Delta t \quad (3.8)$$

Aus den spezifischen Führungsgrößen jeder Komponente werden durch die einzelnen Komponentenmodelle die weiteren Leistungen berechnet. Dies wird im Folgenden für die im System verwendeten Wandler erläutert. An dieser Stelle wird jedoch auf eine ausführliche Beschreibung der theoretischen Grundprinzipien und weiterführenden Berechnungsformeln verzichtet. Diese sind im Anhang A beschrieben. Ebenfalls im Anhang (B) sind die angewendeten technischen Parameter aufgeführt, zusammengestellt in Tabelle B.2 (a).

Festoxidbrennstoffzelle – SOFC

Die Gesamtenergiebilanz der SOFC (Gleichung 3.9) resultiert aus dem ersten Hauptsatz der Thermodynamik.

$$\sum_{\alpha} \dot{M}_{\alpha}^{\text{SOFC}} \cdot h_{\alpha}(T_{\text{in}}) = P_{\text{el,DC}}^{\text{SOFC}} + P_{\text{th}}^{\text{SOFC}} + Q_{\text{v}}^{\text{SOFC}} + \sum_{\beta} \dot{M}_{\beta}^{\text{SOFC}} \cdot h_{\beta}(T_{\text{out}}) \quad (3.9)$$

Hierbei ist $\sum_{\alpha} \dot{M}_{\alpha}^{\text{SOFC}} \cdot h_{\alpha}(T_{\text{in}})$ der Enthalpiestrom der Reaktionsedukte, $P_{\text{el,DC}}^{\text{SOFC}}$ die aus der elektrochemischen Reaktion nutzbare elektrische Leistung (DC), $P_{\text{th}}^{\text{SOFC}}$ die freiwerdende nutzbare thermische Leistung, $Q_{\text{v}}^{\text{SOFC}}$ die Verlustleistung (elektrisch und thermisch) und $\sum_{\beta} \dot{M}_{\beta}^{\text{SOFC}} \cdot h_{\beta}(T_{\text{out}})$ der Enthalpiestrom der Reaktionsprodukte. Zur Bestimmung dieser Terme werden keine konstitutiven Gleichungen aufgestellt, sondern die Wirkungsgradzusammenhänge genutzt, welche auf theoretischen und empirischen Annahmen basieren.

In den Analysen dieser Arbeit wird die SOFC primär eingesetzt, um elektrische Leistung zu erzeugen. Somit stellt die elektrische Wechselstromleistung die Führungsgröße dar und wird aus Gleichung (3.6) ermittelt. Aufgrund der Wechselrichterverluste ($\eta_{\text{DCAC}}^{\text{SOFC}}$) ist die produzierte Leistung $P_{\text{el,DC}}^{\text{SOFC}}$ höher als die tatsächliche Leistungsabgabe $P_{\text{el,AC}}^{\text{SOFC}}$.

$$P_{\text{el,DC}}^{\text{SOFC}} = \frac{P_{\text{el,AC}}^{\text{SOFC}}}{\eta_{\text{DCAC}}^{\text{SOFC}}} \quad (3.10)$$

Aus der erzeugten Leistung $P_{\text{el,DC}}^{\text{SOFC}}$ kann mittels Gleichung (3.11) der Brennstoffumsatz der SOFC berechnet werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die SOFC sowohl mit Wasserstoff als auch mit Erdgas betrieben werden kann. Der Zusammenhang zwischen den Enthalpieströmen und der elektrischen Leistung wird durch den elektrochemischen Wirkungsgrad der Brennstoffzelle hergestellt.

$$\dot{M}_{\text{NG}}^{\text{SOFC}} \cdot h_{\text{NG}} \cdot (1 - \varphi_{\text{H}_2}^{\text{SOFC}}) + \dot{M}_{\text{H}_2}^{\text{SOFC}} \cdot h_{\text{H}_2} \cdot \varphi_{\text{H}_2}^{\text{SOFC}} = \frac{P_{\text{el,DC}}^{\text{SOFC}} \cdot \eta^{\text{SOFC}}}{\varphi_{\text{FU}}^{\text{SOFC}}} \quad (3.11)$$

Die beiden Gase werden durch den leistungsbezogenen Anteil an Wasserstoff am Gesamtbrennstoffumsatz $\varphi_{\text{H}_2}^{\text{SOFC}}$ aufgeteilt. Dieser kann Werte zwischen 0 und 1 annehmen und ist von der Verfügbarkeit des Wasserstoffs abhängig. Eine zuverlässige Versorgung der Brennstoffzelle mit Brenngas ist aufgrund des Anschlusses an das Erdgasnetz gewährleistet. Auch ein Mischbetrieb mit beiden Gasen wird zugelassen. Der Wirkungsgrad η^{SOFC} wird aus der Strom-Spannungs-Kennlinie ermittelt. Um sicherzustellen, dass alle Zellen mit ausreichend Brenngas versorgt werden, wird die

SOFC mit mehr Gas durchströmt als eigentlich für die elektrochemische Reaktion benötigt wird. Dies ist über den Brennstoffausnutzungsgrad $\varphi_{\text{FU}}^{\text{SOFC}}$ berücksichtigt, der ausdrückt, wie viel von dem eingesetzten Gas durch die Reaktion umgesetzt wird.

Die thermische Leistung ergibt sich aus der Differenz des Enthalpiestroms und der produzierten elektrischen Leistung sowie den Systemverlusten Q_v^{SOFC} .

$$P_{\text{th}}^{\text{SOFC}} = \sum_{\alpha} (\dot{M}_{\alpha}^{\text{SOFC}} \cdot h_{\alpha}) \cdot \eta_{\text{ABu}}^{\text{SOFC}} - P_{\text{el,DC}}^{\text{SOFC}} - Q_v^{\text{SOFC}} \quad (3.12)$$

Dabei ist $\eta_{\text{ABu}}^{\text{SOFC}}$ der thermische Wirkungsgrad des Nachbrenners, der das nicht umgesetzte Brenngas in Wärme wandelt. Der mit dem Massenstrom der Reaktionsprodukte einhergehende Wärmestrom wird mittels Wärmeübertrager in nutzbare Wärmeleistung gewandelt.

Die Systemverluste Q_v^{SOFC} setzen sich aus einem variablen elektrischen $P_{\text{loss,el}}^{\text{SOFC}}$ und einem konstanten thermischen Anteil $P_{\text{loss,th}}^{\text{SOFC}}$ zusammen.

$$\begin{aligned} Q_v^{\text{SOFC}} &= P_{\text{loss,el}}^{\text{SOFC}} + P_{\text{loss,th}}^{\text{SOFC}} \\ P_{\text{loss,el}}^{\text{SOFC}} &= f_{\text{loss,el},1}^{\text{SOFC}} \cdot \frac{P_{\text{el}}^{\text{SOFC}}}{P_{\text{el}}^{\text{SOFC,N}}} + f_{\text{loss,el},2}^{\text{SOFC}} \cdot P_{\text{el}}^{\text{SOFC,N}} \\ P_{\text{loss,th}}^{\text{SOFC}} &= f_{\text{loss,th},1}^{\text{SOFC}} \cdot P_{\text{el}}^{\text{SOFC,N}} + \sum_{\beta} \dot{M}_{\beta}^{\text{SOFC}} \cdot h_{\beta}(T_{\text{out}}) \end{aligned} \quad (3.13)$$

Es wird angenommen, dass die Betriebstemperatur der SOFC unabhängig von der Leistungsabgabe ist und der Wärmeverlust über die Stackoberfläche somit konstant ist. Der elektrische Verlustterm resultiert aus der Systemperipherie, den Gebläsen sowie der SOFC-Systemsteuerung und ist somit leistungsabhängig. Diese Verlustterme sowie die weiteren technischen Werte sind in Tabelle B.2 (a) aufgeführt.

Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyseur – PEM-Ely

Auf die Herleitung der Gesamtenergiebilanz des Elektrolyseurs wird an dieser Stelle verzichtet, da die gleiche Systematik wie für die Brennstoffzelle angewendet wird. Daher werden im Folgenden nur die angewendeten Gleichungen der unterschiedlichen Leistungsterme erläutert. Der Elektrolyseur wird genutzt, um elektrische Energie in Wasserstoff zu wandeln. Die elektrische Wechselstromleistung $P_{\text{el,AC}}^{\text{Ely}}$ ist die Führungsgröße der Komponente und wird aus Gleichung (3.6) ermittelt. Die im System

nutzbare Gleichstromleistung $P_{el,DC}^{Ely}$ ergibt sich aus dem Wirkungsgrad des Gleichrichters η_{ACDC}^{Ely} :

$$P_{el,DC}^{Ely} = P_{el,AC}^{Ely} \cdot \eta_{ACDC}^{Ely} \quad (3.14)$$

Folglich kann die aufgenommene Leistung an der Systemgrenze des Elektrolyseurs höher als die maximale Systemleistung des Elektrolyseurs sein. Aus der Gleichstromleistung kann die Wasserstoffproduktion direkt ermittelt werden.

$$\dot{M}_{H_2}^{Ely} \cdot h_{H_2} = P_{el,DC}^{Ely} \cdot \eta^{Ely} \quad (3.15)$$

$$\dot{M}_{NG}^{Ely} \cdot h_{NG} = 0 \quad (3.16)$$

Darin ist η^{Ely} der lastabhängige elektrische Wirkungsgrad des Stacks, welcher aus der Strom-Spannungs-Kennlinie ermittelt wird. h_{H_2} ist wiederum die massenspezifische Enthalpie des Wasserstoffs. Erdgas ist nicht im Elektrolyse-System vorhanden.

Die Differenz aus elektrischer Leistung und der in H_2 gewandelten Leistung abzüglich der Systemverluste Q_v^{Ely} ergibt die thermische Leistung P_{th}^{Ely} . Je nach Betriebspunkt kann diese positive oder negative Werte annehmen, sodass bei geringen Leistungen dem System Wärme zugeführt werden muss.

$$P_{th}^{Ely} = P_{el,DC}^{Ely} - \dot{M}_{H_2}^{Ely} \cdot h_{H_2} - Q_v^{Ely} \quad (3.17)$$

Wie auch bei der SOFC setzen sich die Systemverluste Q_v^{Ely} aus einem konstanten thermischen Verlust $P_{loss,th}^{Ely}$ und einem leistungsabhängigen elektrischen Term $P_{loss,el}^{Ely}$, der durch die Systemperipherie, die Pumpen und weitere Verbraucher verursacht wird, zusammen.

$$Q_v^{Ely} = P_{loss,el}^{Ely} + P_{loss,th}^{Ely} \quad (3.18)$$

$$P_{loss,el}^{Ely} = f_{loss,el,1}^{Ely} \cdot \frac{P_{el}^{Ely}}{P_{el}^{Ely,N}} + f_{loss,el,2}^{Ely} \cdot P_{el}^{Ely,N}$$

$$P_{loss,th}^{Ely} = f_{loss,th,1}^{Ely} \cdot P_{el}^{Ely,N} + \sum_{\beta} \dot{M}_{\beta}^{Ely} \cdot h_{\beta}(T_{out})$$

Darin ist $\sum_{\beta} \dot{M}_{\beta}^{Ely} \cdot h_{\beta}(T_{out})$ der Enthalpiestrom der Reaktionsprodukte (Wasserstoff und Sauerstoff) inklusive des austretenden Wassers (flüssig und gasförmig).

Des Weiteren wird angenommen, dass der Elektrolyseur bei 50 °C betrieben wird, da die Deionisierungsharze des Ionentauschers nur bis zu Temperaturen von 55 °C resistent sind. Allerdings ist es möglich, das System durch Modifikationen im Sys-

temaufbau für höhere Temperaturen von etwa 80 °C zu ertüchtigen. Eine höhere Temperatur verbessert den elektrochemischen Wirkungsgrad des Elektrolyseurs und erhöht den Anteil der nutzbaren Wärme.

Kältemaschine

Der vom Elektrolyseur erzeugte Wasserstoff ist mit Wasserdampf gesättigt und wird mittels Wärmeabfuhr getrocknet, wofür eine Kältemaschine genutzt wird. Infolgedessen ist der Wasserstoffmassenstrom die Führungsgröße und resultiert indirekt aus Gleichung (3.6). Die benötigte Kühlleistung $P_{th}^{chiller}$ berechnet sich wie folgt:

$$P_{th}^{chiller} = \dot{M}_{H_2}^{chiller} \cdot q_t^{chiller} \quad (3.19)$$

Darin ist $q_t^{chiller}$ die spezifische Kühlleistung, welche aus der Enthalpieänderung des feuchten Wasserstoffs bestimmt wird. Diese wiederum setzt sich aus Enthalpieänderung des Wasserstoffs, des Wasserdampfes und dem Anteil des auskondensierenden Wassers zusammen. Aufgrund der Annahme der quasi-stationären Zustände ergibt sich $q_t^{chiller}$ als konstant.

Anschließend kann aus der tatsächlichen Kühlleistung die elektrische Leistung $P_{el,DC}^{chiller}$ ermittelt werden.

$$P_{el,DC}^{chiller} = \frac{P_{th}^{chiller}}{\epsilon_{EER}^{chiller}} \quad (3.20)$$

Dabei ist $\epsilon_{EER}^{chiller}$ die Leistungszahl der Kältemaschine (engl. energy efficiency ratio).

Außerdem wird angenommen, dass die elektrisch aufzuwendende Leistung eine Notwendigkeit darstellt, um den Wasserstoff zu trocknen. Der Trocknungsvorgang an sich bringt keine speziellen energetischen Vorteile für den Wasserstoff, weshalb der Verlust $Q_v^{chiller}$ wie folgt berechnet wird:

$$Q_v^{chiller} = P_{el,DC}^{chiller} + P_{th}^{chiller} \quad (3.21)$$

Für den in der Mobilität genutzten Wasserstoff gilt eine Reinheitsanforderung von 5.0-H₂, was einer Reinheit von 99,999 % entspricht und alle im Wasserstoff befindlichen chemischen Verbindungen, auch Wasser, einschließt. Wasserstoff, der mittels PEM-Elektrolyse hergestellt wird, enthält nur flüssiges und gasförmiges Wasser und kann unter Umständen Spuren von Sauerstoff enthalten. Die Kühl-trocknung erfolgt bei einer Temperatur von 4 °C und dem Druckniveau des Elektrolyseurs. Die verbleibende Restfeuchte des H₂ nach Austritt aus der Kältemaschine genügt jedoch noch

nicht der zuvor genannten Reinheitsanforderung. Wasser ist zwar nicht schädlich für die Brennstoffzelle des Autos, durch die Vorkühltemperatur bei der Betankung von $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ können sich jedoch Eiskristalle bilden, die in Kombination mit hoher Strömungsgeschwindigkeit und hohem Druck Gummidichtungen etc. beschädigen können. Deshalb wird für den finalen Trocknungsprozess ein Silica-Gel-Festbett eingesetzt, welches keiner separaten Leistungszuführung bedarf und damit nicht in der energetischen Bilanzierung berücksichtigt werden muss.

Kompressor

Soll der erzeugte Wasserstoff in den Hochdruckspeicher eingespeist werden, muss dieser komprimiert werden. Somit ist der Wasserstoffmassenstrom auch für den Kompressor die Führungsgröße. Aus dem Massenstrom kann direkt die benötigte Kompressionsleistung $P_{\text{el,DC}}^{\text{comp}}$ bestimmt werden.

$$P_{\text{el,DC}}^{\text{comp}} = \dot{M}_{\text{H}_2} \cdot w_{\text{t}}^{\text{comp}} + P_{\text{el,DC,cool}}^{\text{comp}} \quad (3.22)$$

Darin ist $w_{\text{t}}^{\text{comp}}$ die konstante spezifische Kompressionsleistung und $P_{\text{el,DC,cool}}^{\text{comp}}$ der elektrische Aufwand einer Wasserpumpe zur Zwischenkühlung. Diese wird genutzt, um die bei der Verdichtung entstehende Wärme abzuführen. Dabei wird angenommen, dass der Wasserstoff auf die Austrittstemperatur des Elektrolyseurs heruntergekühlt und die Wärme nicht genutzt wird. Zur Ermittlung der abzuführenden Wärmemenge wird der H_2 -Massenstrom mit der konstanten spezifischen Enthalpie q^{comp} multipliziert.

$$P_{\text{th}}^{\text{comp}} = \dot{M}_{\text{H}_2}^{\text{comp}} \cdot q^{\text{comp}} \quad (3.23)$$

Wie bei der Kältemaschine wird der Verdichtungsprozess als zusätzlicher Aufwand angesehen und demzufolge wird der Verlust wie folgt ausgewiesen:

$$Q_{\text{v}}^{\text{comp}} = P_{\text{el,DC}}^{\text{comp}} + P_{\text{th}}^{\text{comp}} \quad (3.24)$$

Luft-Wärmepumpe

Die Wärmepumpe wird ausschließlich genutzt, um überschüssige elektrische Leistung in thermische Leistung zu wandeln. Demzufolge ist die elektrische Leistung die Führungsgröße dieser Komponente und wird wiederum aus Gleichung (3.6) ermittelt. Aus der elektrischen Leistung wird mit Hilfe der Leistungszahl ε_{COP} (engl. Coefficient

of Performance, COP) und den Gleichrichterverlusten η_{ACDC}^{ASHP} direkt die thermische Leistung der Wärmepumpe ermittelt:

$$P_{th}^{ASHP} = P_{el,AC}^{ASHP} \cdot \eta_{ACDC}^{ASHP} \cdot \epsilon_{COP}^{ASHP} \quad (3.25)$$

Es treten keine Massenflüsse an der Systemgrenze der Wärmepumpe auf:

$$\dot{M}_{H2}^{ASHP} = 0 \quad (3.26)$$

$$\dot{M}_{NG}^{ASHP} = 0 \quad (3.27)$$

Womit der Verlustterm der Wärmepumpe wie folgt bestimmt wird:

$$Q_v^{ASHP} = P_{el,DC}^{ASHP} \cdot \epsilon_{COP}^{ASHP,rev} - P_{el,DC}^{ASHP} \cdot \epsilon_{COP}^{ASHP} \quad (3.28)$$

Elektrischer Heizstab

Wie bei der Wärmepumpe übernimmt die elektrische Leistung die Funktion der Führungsgröße. Aus dieser wird mit Hilfe des Wirkungsgrades η_{th}^{EH} und den Gleichrichterverlusten η_{ACDC}^{EH} die thermische Leistung berechnet:

$$P_{th}^{EH} = P_{el,AC}^{EH} \cdot \eta_{ACDC}^{EH} \cdot \eta_{th}^{EH} \quad (3.29)$$

Dabei wird der Wirkungsgrad als konstant über den gesamten Leistungsbereich angenommen.

Wie zuvor sind die zu bilanzierenden Massenströme gleich null.

$$\dot{M}_{H2}^{EH} = 0 \quad (3.30)$$

$$\dot{M}_{NG}^{EH} = 0 \quad (3.31)$$

Der Verlustterm ergibt sich schließlich aus der elektrischen und thermischen Leistung.

$$Q_v^{EH} = P_{el,DC}^{EH} + P_{th}^{EH} \quad (3.32)$$

Heizkessel

Die Führungsgröße des Heizkessels ist die thermische Bedarfsleistung und hieraus wird direkt die benötigte Brenngasmenge (vgl. Gleichung 3.33 und 3.34) bestimmt.

$$\dot{M}_{\text{H}_2}^{\text{boiler}} = 0 \quad (3.33)$$

$$\dot{M}_{\text{NG}}^{\text{boiler}} = \frac{P_{\text{th}}^{\text{boiler}}}{h_{\text{NG}} \cdot \eta^{\text{boiler}}} \quad (3.34)$$

Dabei ist η^{boiler} der thermische Wirkungsgrad des Heizkessels. Des Weiteren wird der Heizkessel ausschließlich mit Erdgas betrieben.

Die elektrische Leistung der Umwälzpumpen wird vernachlässigt:

$$P_{\text{el}}^{\text{boiler}} = 0 \quad (3.35)$$

Somit reduziert sich die Verlustleistung auf die Differenz vom Energieinhalt des zugeführten Erdgases und der erzeugten thermischen Leistung.

$$Q_{\text{v}}^{\text{boiler}} = \dot{M}_{\text{NG}}^{\text{boiler}} \cdot h_{\text{NG}} + P_{\text{th}}^{\text{boiler}} \quad (3.36)$$

3.1.3 Komponenten zur Energiespeicherung

Für die Speicher wird der gleiche Modellierungsansatz wie für die Wandler angewendet. Im Gegensatz zu den Wandlern wird für die Speicher eine zusätzliche Zustandsgröße, der Speicherfüllstand, benötigt. Durch die zusätzliche Variable wird außerdem eine weitere Zustandsgleichung benötigt. Entsprechend der Definition (Abbildung 3.1) stellen positive Leistungsflüsse das Laden und negative das Entladen des Speichers dar. Unter Berücksichtigung des Speicherfüllstandes ergibt sich das Gleichungssystem zur Ermittlung der Führungsgröße wie folgt:

$$P^i(t_k) = \begin{cases} P^{i,\text{set}}(t_k) & \text{wenn } P^{\text{set}}(t_k) < P_{\text{char}}^{i,\text{max}} \\ & \text{und } F^{i,\text{min}} \leq F^i(t_k) < F^{i,\text{max}} \\ P^{i,\text{set}}(t_k) & \text{wenn } -P_{\text{dchar}}^{i,\text{max}} < P^{\text{set}}(t_k) \\ & \text{und } F^{i,\text{min}} < F^i(t_k) \leq F^{i,\text{max}} \\ -P_{\text{dchar}}^{i,\text{max}} & \text{wenn } P^{\text{set}}(t_k) < -P_{\text{dchar}}^{i,\text{max}} \\ & \text{und } F^{i,\text{min}} < F^i(t_k) \leq F^{i,\text{max}} \\ P_{\text{char}}^{i,\text{max}} & \text{wenn } P^{\text{set}}(t_k) > P_{\text{char}}^{i,\text{max}} \\ & \text{und } F^{i,\text{min}} \leq F^i(t_k) < F^{i,\text{max}} \\ 0 & \text{anderenfalls} \end{cases} \quad (3.37)$$

Darin kennzeichnen die tiefgestellten Indizes $char$ das Laden sowie $dchar$ das Entladen des Speichers und min sowie max die minimalen oder maximalen Leistungen P^i und Füllstände F^i . Allen Komponenten zur Energiespeicherung ist gemein, dass es keine minimalen Lade-/Entladeleistungen gibt, weshalb diese in Gleichung (3.37) entfällt. Die maximale Lade- oder Entladeleistung $P_{char}^{i,max}$ bzw. $P_{dchar}^{i,max}$ wird durch das Leistungs-zu-Energieverhältnis $f_{P/E}^i$ und die Nenn-Kapazität $E^{i,R}$ des jeweiligen Speichers ermittelt.

$$P^{i,max} = f_{P/E}^i \cdot E^{i,R} \quad (3.38)$$

Der Füllstand lässt sich für den Ladefall nach der folgenden diskretisierten Vorschrift bestimmen:

$$F^i(t_k) = F^i(t_{k-1}) \cdot \exp\left(-\frac{\Delta t}{\tau^i}\right) + \frac{P^i(t_k) \cdot \tau^i}{\eta_{dchar} \cdot E^{i,R}(t_k)} \left(1 - \exp\left(-\frac{\Delta t}{\tau^i}\right)\right) \quad (3.39)$$

Und entsprechend gilt für das Laden:

$$F^i(t_k) = F^i(t_{k-1}) \cdot \exp\left(-\frac{\Delta t}{\tau^i}\right) + \frac{P^i(t_k) \cdot \eta_{char} \cdot \tau^i}{E^{i,R}(t_k)} \left(1 - \exp\left(-\frac{\Delta t}{\tau^i}\right)\right) \quad (3.40)$$

Dabei ist $F^i(t_{k-1})$ der Füllstand des Speichers i im vorherigen Zeitschritt, Δt die Länge des Zeitschrittes, η_{char} bzw. η_{dchar} der Lade- oder der Entladewirkungsgrad und τ^i die Selbstentladerate des Speichers i .

In dieser Arbeit sind die Speicher nur für eine der zu bilanzierenden Energieformen definiert, das heißt, sie werden ausschließlich zur Speicherung elektrischer bzw. thermischer Energie oder Wasserstoff genutzt. Somit ist die Herleitung der Führungsgröße trivial und auf die Ausführung der speicherspezifischen Gleichungen wird ebenfalls an dieser Stelle verzichtet. Die theoretischen Grundlagen der Speicher sowie der jeweiligen Modellgleichungen sind in Anhang A dargelegt. Die technischen Parameter für Batterie, Wärmespeicher und die beiden Wasserstoffspeicher sind ebenfalls im Anhang in Tabelle B.2 (b) zusammengestellt.

3.1.4 Anschlusspunkte an das öffentliche Versorgungsnetz

Die Netzanschlusspunkte übernehmen die Funktion der sicheren Quellen bzw. Senken im Energiesystem. Die elektrische Bezugsleistung, der Erdgas- und Wasserstoffbezug sind nicht begrenzt und stellen immer die geforderte Leistung bzw. Gasmenge bereit. Eine Besonderheit gilt für die elektrische Rückeinspeisung in das Netz. Hierfür ist eine maximal zugelassene Leistung definiert, die 50 % der installierten erneuer-

baren Gesamtleistung entspricht (Weniger *et al.*, 2016). Demzufolge müssen hohe Leistungsspitzen abgeregelt werden, wodurch das öffentliche Netz entlastet wird. Um auch in diesem Fall die elektrische Bilanz ausgleichen zu können, wird eine elektrische Senke definiert, welche abstrahiert die Abregelung der Anlage repräsentiert. Da kein Erdgas erzeugt wird, entfällt der Fall der Rückeinspeisung in das Erdgasnetz per definitionem. Außerdem wird die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz nicht zugelassen.

3.1.5 Betriebsführung des Systems

Die Forderung, die verschiedenen Leistungsbedarfe (vgl. Gleichung (3.1)-(3.3)) in jedem Zeitschritt auszugleichen, liegt der Betriebsführung des Gesamtsystems zugrunde. Die angewendete Betriebsführung soll einerseits verhältnismäßig einfach auf reale Systeme appliziert werden können und andererseits einen möglichst geringen Rechenaufwand für das Modell erzeugen. Daher wird für die gesamte Arbeit ein heuristisches, regelbasiertes Konzept in Form eines Ranglistenverfahrens angewendet. Hierbei wird eine feste Einsatzreihenfolge vorgegeben, mit der die Komponenten zum Lösen der Bilanzen aufgerufen werden. Dazu wird zunächst die auszugleichende elektrische Leistung im entsprechenden Zeitschritt $P_{el}^{\delta}(t_k)$ gebildet:

$$P_{el}^{\delta}(t_k) = P^{PV}(t_k) + P^{WT}(t_k) - P_{el}^L(t_k) \quad (3.41)$$

Die in Gleichung (3.41) enthaltenden Terme sind bereits aus Gleichung (3.1) bekannt. Damit kann die elektrische Bilanz unter Anwendung der nachfolgenden Gleichung gelöst werden:

$$\begin{aligned} P_{el}^{E1, set}(t_k) &= P_{el}^{\delta}(t_k) \\ P_{el}^{El, set}(t_k) &= P_{el}^{\delta}(t_k) - \sum_{m=1}^{l-1} P_{el}^{Em}(t_k) \quad \text{für } l = [2 : M - 1] \\ P_{el}^{EM}(t_k) &= P_{el}^{\delta}(t_k) - \sum_{m=1}^{M-1} P_{el}^{Em}(t_k) \end{aligned} \quad (3.42)$$

Dabei ist $P_{el}^{E1, set}(t_k)$ die geforderte elektrische Leistung der in der Rangliste zuerst aufgeführten Komponente, $P_{el}^{El, set}(t_k)$ die geforderte Leistung von der an l -ter Stelle und $P_{el}^{EM}(t_k)$ die Leistung der zuletzt gelisteten Komponente der Rangliste. $P_{el}^{Em}(t_k)$ ist die tatsächliche elektrische Leistung von der an m -ter Stelle in der Rangliste aufgeführten Komponente. Die letzte Gleichung in (3.42) folgt aus der elektrischen Bilanzgleichung (3.1) und stellt sicher, dass die Bilanz stets ausgeglichen werden

kann. Somit wird die elektrische Bilanz durch die Gleichungen (3.42), (3.6) und (3.37) gelöst.

Die auszugleichende thermische Leistung $P_{\text{th}}^{\delta}(t_k)$ wird im Anschluss an die elektrische Bilanz gelöst, analog zu Gleichung (3.42), und durch die nachfolgende Gleichung (3.43) ermittelt.

$$\begin{aligned}
 P_{\text{th}}^{\delta}(t_k) &= P_{\text{th}}^{\text{L,SH}}(t_k) + P_{\text{th}}^{\text{L,HW}}(t_k) \\
 P_{\text{th}}^{\text{El,set}}(t_k) &= P_{\text{th}}^{\delta}(t_k) \\
 P_{\text{th}}^{\text{El,set}}(t_k) &= P_{\text{th}}^{\delta}(t_k) - \sum_{m=1}^{l-1} P_{\text{th}}^{\text{Em}}(t_k) \quad \text{für } l = [2 : M - 1] \\
 P_{\text{th}}^{\text{EM}}(t_k) &= P_{\text{th}}^{\delta}(t_k) - \sum_{m=1}^{M-1} P_{\text{th}}^{\text{Em}}(t_k)
 \end{aligned} \tag{3.43}$$

Darin ist $P_{\text{th}}^{\text{El,set}}(t_k)$ die geforderte thermische Leistung der in der Rangliste zuerst aufgeführten Komponente, $P_{\text{th}}^{\text{El,set}}(t_k)$ die geforderte Leistung von der an l -ter Stelle und $P_{\text{th}}^{\text{EM}}(t_k)$ die Leistung der zuletzt gelisteten Komponente der Rangliste. $P_{\text{th}}^{\text{Em}}(t_k)$ ist wiederum die tatsächliche thermische Leistung von der an m -ter Stelle in der Rangliste aufgeführten Komponente. Mit der gleichen Systematik werden die Massenströme vom Wasserstoff und Erdgas bestimmt und gelöst.

3.2 Zielfunktion und weitere Kenngrößen zur Systembeschreibung

Unter der Prämisse, dass sich ein derartiges Energieversorgungssystem am ehesten gegen die gegenwärtige Energieversorgung durchsetzen wird, wenn sich für die Verbraucher bzw. Nutzer Kostenvorteile ergeben, nimmt die ökonomische Systemanalyse eine zentrale Säule des entwickelten Modells ein. Aus diesem Grund werden im nachfolgenden Abschnitt das finanzmathematische Modell erläutert sowie die ökonomischen Eingangsparameter des Modells definiert. Hieraus wird die Zielfunktion abgeleitet und der darauf angewendete Optimierungsalgorithmus beschrieben. Abschließend werden weitere, zur Systembeschreibung und -bewertung notwendige Kenngrößen eingeführt.

3.2.1 Finanzmathematisches Berechnungsmodell und Optimierungsalgorithmus

Ein Überblick zu den möglichen Zielfunktionen im Kontext der optimalen Auslegung von Energiesystemen wurde in Abschnitt 2.2.1 gegeben. Im Rahmen dieser Arbeit soll die Systemkonfiguration mit den geringsten jährlichen Gesamtkosten C_{TCO} (engl. total cost of ownership, TCO) ermittelt werden. Damit ergibt sich folgende Formulierung für die Zielfunktion:

$$\min_x C_{\text{TCO}}(x) \quad (3.44)$$

Darin umfasst x die Optimierungsvariablen des Systems. Zunächst sind das die Nennleistungen bzw. Dimensionierungen von PV, SOFC und Ely sowie die Kapazitäten von Batterie, Wärmespeicher, Nieder- und Hochdruck-H₂-speicher.

Die TCO ergeben sich aus der Anforderung, die jährlichen Energiebedarfe Strom, Wärme und Wasserstoff zu decken.

$$C_{\text{TCO}} = \sum_j C_{\text{op}}^j + \sum_i C_{\text{an}}^i \quad (3.45)$$

Diese schließen sowohl die Energiebezugskosten C_{op}^j als auch die Kosten der zur Energiebereitstellung benötigten Komponenten C_{an}^i ein. Die Annuität einer Komponente C_{an}^i setzt sich aus den annuisierten Investitions- und Betriebskosten, den Reinvestitionskosten C_{RV}^i sowie dem Restwert der Komponente C_{RI}^i zusammen.

$$C_{\text{an}}^i = (C_1^i \cdot P^{i,N} \cdot r_{\text{O\&M}}^i + C_{\text{RI}}^i - C_{\text{RV}}^i) \cdot f_{\text{an}}^i \quad (3.46)$$

Dabei ist f_{an}^i der Annuitätenfaktor, welcher im weiteren Verlauf eingeführt wird. Die weiteren Größen sind feste Parameter; $r_{\text{O\&M}}^i$ sind die spezifischen Wartungs- und Betriebskosten der Komponente i , C_1^i die spezifischen Investitionskosten der Komponente i und $P^{i,N}$ die Optimierungsvariable, die installierte Nennleistung der Komponente i .

Der Restwert, abdiskontiert sowie um den Inflationszinssatz bereinigt, wird linear abgeschrieben und berechnet sich wie folgt:

$$C_{\text{RV}}^i = C_1^i \cdot P^{i,N} \left(1 - \frac{T - n_{\text{RV}}^i \cdot T^i}{T^i} \right) / (1 + r_r)^T \quad (3.47)$$

Darin ist T die Abschreibungsdauer, n_{RV}^i die Anzahl an Reinvestitionen in der betrachteten Abschreibungsperiode, T^i die Lebensdauer der Komponente und r_r der

Realzins. Zur Ermittlung der Lebensdauer der Komponente wird die kalendarische oder technische Lebensdauer herangezogen. Der niedrigste der beiden Werte legt schließlich die Lebensdauer fest. Ist die Lebensdauer der Komponente geringer als die Abschreibungsdauer des Systems, muss die Komponente in dem entsprechenden Jahr, vor Ende der bestimmten Lebensdauer, ersetzt werden. Dies wird durch den Reinvestitionswert berücksichtigt und wie folgt berechnet:

$$C_{\text{RI}}^i = \sum_{\alpha} \frac{C_1^i \cdot P^{i,N}}{(1+r_r)^{T_{\text{RI}}^{i,\alpha}}} \quad (3.48)$$

Hierbei ist $T_{\text{RI}}^{i,\alpha}$ das Jahr, in dem Reinvestition der Komponente i getätigt werden muss, und α die Anzahl der notwendigen Reinvestitionen. Es wird eine vorschüssige Zahlung angenommen und demzufolge ergibt sich der Annuitätenfaktor wie folgt:

$$f_{\text{an}}^i = (1+r_r)^{T-1} \cdot \frac{r_r}{(1+r_r)^T - 1} \quad (3.49)$$

Durch den Realzins r_r wird der Diskontierungszinssatz r_i mit der zu erwartenden Inflationsrate r_{inf} verrechnet.

$$r_r = \frac{1+r_i}{1+r_{\text{inf}}} - 1 \quad (3.50)$$

Die Energiebezugskosten C_{op}^j ergeben sich aus der Summe aller zu beziehenden Energiemengen $\sum E^j(t_k)$ multipliziert mit den jeweiligen über die Abschreibungsdauer mittleren Energiebezugskosten C_{LCOE}^j (engl. levelized costs of energy, LCOE).

$$C_{\text{op}}^j = \sum P^j(t_k) \cdot C_{\text{LCOE}}^j \quad (3.51)$$

Die Energiebezugskosten, als Eingangsparameter, beziehen sich auf das Jahr der Anfangsinvestition, weshalb hierfür ebenfalls ein mittlerer Wert über die Abschreibungsdauer bestimmt werden muss. Die LCOE werden wie folgt bestimmt:

$$C_{\text{LCOE}}^j = C_{\text{LCOE},a0}^j \cdot C_{\text{anv}}^j \cdot f_{\text{an}}^j \quad (3.52)$$

Darin sind $C_{\text{LCOE},a0}^j$ die Energiebezugskosten im Jahr der Anfangsinvestition und C_{anv}^j der Rentenbarwert der entsprechenden Bezugsenergie. Der Rentenbarwert wandelt eine zu- oder abnehmende Zahlungsreihe in eine für den Anfang der Investition

gültige Kapitalsumme (White, 2003). Die nachfolgende Formel wird zur Berechnung angewendet:

$$C_{\text{anv}}^j = \left(1 - \left(\frac{1 - r_p}{1 + r_r} \right)^T \right) \cdot \left(1 - \frac{1 - r_p}{1 + r_r} \right)^{-1} \quad (3.53)$$

Dabei ist r_p die Steigerungs- oder Degressionsrate der Energiebezugskosten.

Neben den TCO steht mit den Energiegestehungskosten eine einfache, praktische und zugleich wertvolle Größe zum Bewerten und Vergleichen unterschiedlicher Erzeugungstechnologien zur Verfügung. Da die Energiegestehungskosten einen realen Zahlenwert in €/kWh annehmen, wird die Komplexität des Vergleichs deutlich reduziert. Die Energiegestehungskosten der Komponente $C_{\text{LCOE}, \gamma}^i$ werden anhand der Annuitätenmethode und der durchschnittlichen Energieproduktion berechnet (Fraunhofer ISE, 2013).

$$C_{\text{LCOE}, \gamma}^i = C_{\text{an}}^i \cdot \left(\frac{\sum_{t=1}^T E_{\gamma}^i}{T} \right)^{-1} \quad (3.54)$$

Der Index γ umfasst die unterschiedlichen Energieformen: elektrisch, thermisch, Wasserstoff und Erdgas. Damit ist es möglich, die Stromgestehungskosten der PV zu ermitteln. Im Rahmen dieser Arbeit muss bei der Interpretation dieser Größe jedoch berücksichtigt werden, dass gewisse Systemaspekte in Gleichung (3.54) nicht enthalten sind. Im Fall des Elektrolyseurs müssen die Wasserstoffgestehungskosten bestimmt werden. Die thermische Bilanzierung des Elektrolyseurs müsste für genauere Vergleiche ebenfalls in den Gestehungskosten berücksichtigt werden. Zudem hat die Einspeisevergütung ebenfalls einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit dieser Komponente.

3.2.2 Verwendeter Optimierungsalgorithmus

Aufgrund der lastabhängigen Wirkungsgrade und der minimalen Leistungen der Komponenten ist die Zielfunktion nichtlinear und unstetig. Der Lösungsraum ist angesichts der Anzahl an Optimierungsvariablen relativ komplex. Außerdem existieren ausgeprägte Bereiche, sogenannte Täler, in denen sich die Zielfunktion nur geringfügig ändert. Deshalb wird zur Minimierung der Zielfunktion ein genetischer Algorithmus (GA), der zur Klasse der evolutionären Algorithmen gehört, verwendet. Dazu wird der GA von MATLAB (GADS Toolbox, Version 2015b) genutzt. Für das hier vorliegende Optimierungsproblem erweist sich der GA sowohl robuster als auch genauer als die von MATLAB zur Verfügung stehenden gradientenbasierten Solver. Da

der GA auf stochastischen Verfahren basiert, können die Ergebnisse in einer gewissen Breite streuen. Außerdem können Konvergenzkriterien erfüllt sein, obwohl das globale Optimum noch nicht gefunden wurde. Des Weiteren hängen die Ergebnisse stark von den vorab definierten Startwerten sowie den festgelegten Optimierungsgrenzen ab. Um diese Unsicherheiten zu reduzieren und anstatt eines lokalen das globale Optimum finden zu können, wird der GA in eine Art Iterationsschleife eingebettet. Dafür rechnet der GA nicht bis zur Konvergenz, sondern wird nach einer festgelegten Anzahl an Generationen abgebrochen. Die Optimierungsergebnisse jedes Iterationsschrittes dienen als Startwerte des darauffolgenden Iterationsschrittes. Zusätzlich werden die Optimierungsgrenzen jedes neuen Optimierungsschrittes, abhängig von den Startwerten, beständig neu festgelegt. Das Abbruchkriterium für diese Schleife ist erfüllt, wenn der aktuelle Zielfunktionswert gleich den beiden vorherigen Werten ist. Bis auf den Heizkessel und die Netzanschlüsse können alle in Abbildung 3.1 dargestellten Komponenten bzw. Optimierungsgrößen vom Optimierer entfernt werden, wenn diese nicht wirtschaftlich eingesetzt werden können.

3.2.3 Weitere Systemkenngrößen

Neben der Dimensionierung der Systemkomponenten und den damit einhergehenden Kosten sollen die verschiedenen Systemkonfigurationen anhand charakteristischer Kenngrößen bewertet und verglichen werden. Die installierten Leistungen bzw. Kapazitäten der Komponenten ergeben sich direkt aus der Systemoptimierung. Die Leistungsaufnahme oder -abgabe der Komponenten wird durch Anwendung der Modellgleichungen aus Abschnitt 3.1.2 und 3.1.3 ermittelt. Durch Integration der jeweiligen Leistungsprofile der Komponenten kann anschließend die jährliche Leistungsaufnahme oder -abgabe von diesen bestimmt werden. Sie werden für die Bestimmung der TCO und der nachfolgend eingeführten Kenngrößen benötigt.

Der Eigenverbrauchsanteil des erneuerbar erzeugten Stroms lässt sich über den Eigenverbrauchsgrad $r_{el,EE}^{sc}$ (engl. self consumption, sc) ausweisen:

$$r_{el,EE}^{sc} = \frac{E_{el}^{EE} - E_{el,in}^{GCP}}{E_{el}^{EE}} \quad (3.55)$$

Darin ist E_{el}^{EE} die Summe der jährlichen Stromproduktion aus PV und WT und $E_{el,in}^{GCP}$ (engl. grid connection point, GCP) die von den beiden erneuerbaren Erzeugungsanlagen in das öffentliche Netz eingespeiste jährliche Energiemenge (beide in kWh). Hieraus wird ersichtlich, dass der Eigenverbrauchsgrad ohne weitere Kenngrößen

nur bedingt aussagekräftig ist, da nur der Verbrauch und nicht die Verwendung des eigenerzeugten Stroms berücksichtigt ist.

Mit dem elektrischen Eigenversorgungsgrad r_{el}^{ss} (engl. self sufficiency, ss) wird der Anteil des selbst produzierten Stroms an dem jährlichen gesamten Strombedarf quantifiziert.

$$r_{el}^{ss} = 1 - \left(\frac{E_{el,out}^{GCP}}{E_{el}^L} \right) \quad (3.56)$$

Darin ist $E_{el,out}^{GCP}$ die jährliche aus dem Netz bezogene Energiemenge und E_{el}^L der jährliche Strombedarf des Quartiers (beide in kWh).

Um zwischen konventioneller und erneuerbarer Stromerzeugung zu unterscheiden, wird der elektrische erneuerbare Deckungsgrad r_{el}^{rc} (engl. renewable coverage rate, rc) eingeführt, welcher sich wie folgt berechnet:

$$r_{el}^{rc} = 1 - \left(\frac{E_{el,out}^{GCP} + E_{el}^{SOFC} \cdot (1 - r_{SOFC}^{rc})}{E_{el}^L} \right) \quad (3.57)$$

Dabei ist E_{el}^{SOFC} die jährlich erzeugte elektrische Energie der SOFC und r_{SOFC}^{rc} der erneuerbare Deckungsgrad der Brenngaszusammensetzung der SOFC. Dieser wird im weiteren Verlauf definiert.

Die vierte Kenngröße, der thermische erneuerbare Deckungsgrad r_{th}^{rc} , beschreibt den Anteil erneuerbar erzeugter thermischer Energie bezogen auf den gesamten thermischen Bedarf des Quartiers.

$$r_{th}^{rc} = 1 - \left(\frac{E_{th}^{boiler} + E_{th}^{SOFC} \cdot (1 - r_{SOFC}^{rc})}{E_{th}^L} \right) \quad (3.58)$$

Darin ist E_{th}^{boiler} die kumulierte thermische Energieerzeugung des Heizkessels, E_{th}^{SOFC} die thermische Energieproduktion der SOFC und E_{th}^L der jährliche thermische Energiebedarf, bestehend aus Raumwärme und Warmwasser.

Mit dem erneuerbaren Deckungsgrad der Wasserstofftankstelle r_{HRS}^{sc} (engl. hydrogen refueling station, HRS) wird der Anteil des eigenerzeugten Wasserstoffs am gesamten Wasserstoffbedarf der FCEVs im Quartier ermittelt:

$$r_{HRS}^{rc} = 1 - \frac{M_{H_2}^{HRS}}{M_{H_2}^L} \quad (3.59)$$

Dabei ist $M_{H_2}^{HRS}$ die jährliche außerhalb des Quartiers zugekaufte Wasserstoffmenge und $M_{H_2}^L$ der jährliche Wasserstoffbedarf der Quartiers-HRS. Damit kann der

Nutzungsgrad der erneuerbaren Energien in allen drei Energiepfaden quantifiziert werden.

Zusammenfassend soll auch der erneuerbare Gesamtdeckungsgrad des Systems r_t^{rc} bestimmt werden. Dazu werden alle konventionell produzierten Energien aufsummiert und durch die unterschiedlichen Lasten dividiert.

$$r_t^{\text{rc}} = 1 - \left(\frac{E_{\text{el, out}}^{\text{GCP}} + (E_{\text{el}}^{\text{SOFC}} + E_{\text{th}}^{\text{SOFC}}) \cdot (1 - r_{\text{SOFC}}^{\text{rc}}) + E_{\text{th}}^{\text{boiler}} + M_{\text{H}_2}^{\text{HRS}} \cdot h_{\text{H}_2}}{E_{\text{el}}^{\text{L}} + E_{\text{th}}^{\text{L}} + M_{\text{H}_2}^{\text{L}} \cdot h_{\text{H}_2}} \right) \quad (3.60)$$

Zuletzt wird die Definition des bereits genannten erneuerbaren Deckungsgrades der Brenngaszusammensetzung der SOFC aufgeführt:

$$r_{\text{SOFC}}^{\text{rc}} = \frac{M_{\text{H}_2, \text{dchar}}^{\text{LPH}_2\text{V}} \cdot h_{\text{H}_2}}{M_{\text{H}_2}^{\text{SOFC}} \cdot h_{\text{H}_2} + M_{\text{NG}}^{\text{SOFC}} \cdot h_{\text{NG}}} \quad (3.61)$$

Dabei ist $M_{\text{H}_2, \text{dchar}}^{\text{LPH}_2\text{V}}$ die aus dem Niederdruckwasserstoffspeicher ausgespeicherte Wasserstoffmenge. Dieser wird ausschließlich mit eigenerzeugtem Wasserstoff geladen, welcher aus erneuerbaren Überschüssen hergestellt wird.

Eine wichtige Kenngröße zur Charakterisierung der Energiewandler des Systems sind die Volllaststunden N_{flh}^i . Diese kennzeichnen den Nutzungsgrad der technischen Anlage und ergeben sich aus der Division der jährlich erzeugten Energiemenge durch die installierte Leistung der Komponente i .

$$N_{\text{flh}}^i = \frac{E^i}{P_{i, \text{N}}} \quad (3.62)$$

Analog zu den Volllaststunden der Wandler werden die Volllastzyklen N_{flc}^i für die Speicher ausgewiesen. Um die Volllastzyklen zu bestimmen, wird die jährlich ausgespeicherte Energiemenge durch die installierte Kapazität der Komponente i dividiert.

$$N_{\text{flc}}^i = \frac{E_{\text{dchar}}^i}{E_{i, \text{N}}} \quad (3.63)$$

Eine weitere wichtige Kenngröße des Energiesystems stellen die Treibhausgasemissionen dar. Die Auswirkungen jeder Verbindung auf Erderwärmung wird auf die Umweltwirkung von Kohlenstoffdioxid (CO_2) normiert, zu einem CO_2 -Äquivalent

(CO₂-Äq.) zusammengefasst und im Modell über die Masse der CO₂-Äq.-Emissionen M_{CO_2} berücksichtigt. Diese wird mit folgender Gleichung bestimmt:

$$M_{CO_2} = E_{el}^{GCP} \cdot \varphi_{GCP,el}^{GWP} + E_{NG}^{GCP} \cdot \varphi_{NG}^{GWP} + E_{H_2}^{HRS} \cdot \varphi_{H_2}^{GWP} + E^{PV} \cdot \varphi_{PV}^{GWP} + E^{WT} \cdot \varphi_{WT}^{GWP} \quad (3.64)$$

Dabei ist E_{el}^{GCP} die aus dem öffentlichen Netz bezogene jährliche elektrische Energiemenge, E_{NG}^{GCP} die aus dem öffentlichen Netz bezogene jährliche Energiemenge von Erdgas, $E_{H_2}^{HRS}$ der jährliche zugekaufte Wasserstoff und E_{el}^{PV} und E_{el}^{WT} die von PV und WT produzierten elektrischen Energiemengen pro Jahr. Die Kennzahl φ^{GWP} wird als THG-Emissionsfaktor oder GWP bezeichnet. Somit werden die Emissionen durch das Treibhauspotenzial (engl. global warming potential, GWP) quantifiziert, welches alle für den Treibhauseffekt relevanten chemischen Verbindungen zusammenfasst.

3.3 Das betrachtete Quartier-Energiesystem

Im Rahmen der Analysen dieser Arbeit wird beispielhaft ein fiktives Quartier betrachtet. Das zugrunde gelegte Quartier ist in der Gebäudekonstellation an das Wohngebiet Wiesenau der Stadt Langenhagen (Region Hannover, Deutschland) angelehnt (Wiesenau, 2017). Zunächst wird der Standort Würzburg als repräsentatives Fallbeispiel für einen deutschen Standort mit hoher solarer Einstrahlung und geringer mittlerer Windgeschwindigkeit ausgewählt. Erste meteorologische Aktivitäten in Würzburg reichen bis in das 18. Jahrhundert zurück. Seit 1949 wird die dortige Wetterstation als Hauptamt im Stationslexikon des DWD geführt und seit 1958 wird die Sonneneinstrahlung ununterbrochen gemessen (Burger, B, 2018). Als Pendant dazu wird außerdem ein Standort mit geringerer solarer Einstrahlung, jedoch deutlich höheren mittleren Windgeschwindigkeiten analysiert. Als repräsentativer Standort hierfür wird Hamburg genommen.

Das fiktive Quartier setzt sich aus Einfamilien-, Mehrfamilienhäusern, Schul- sowie Bürogebäuden zusammen. Die konkrete Zusammenstellung ist in Tabelle 3.1 gegeben. Der Gebäudebestand des Quartiers wird nach der TABULA-Tabelle des Instituts Wohnen und Umwelt typologisiert (Loga *et al.*, 2015). Die mit dem Buchstaben J deklarierten Bauten wurden in dem Zeitraum zwischen 2002 und 2009 errichtet. Das Quartier umfasst 1300 Haushalte, in denen etwa 2600 Personen leben, wovon 19 % Kinder, 64 % Erwachsene im erwerbsfähigen Alter und 17 % Rentner sind.

Tabelle 3.1: Gebäudekonstellation und -charakterisierung des Modellquartiers angelehnt an Wiesenau (2017).

Gebäudetyp	Altersgruppe (Loga <i>et al.</i> , 2015)	Anzahl	Wohnraum
EFH	J	110	125 m ²
EFH	J	32	120 m ²
EFH	J	17	110 m ²
MFH	J	127	52 m ²
Schule	-	2	-
Bürogebäude	-	49	433 m ²

3.3.1 Lastprofile des Quartiers

Im Allgemeinen ist das Lastprofil abhängig von der Tageszeit, dem Wochentag (Arbeits-/Werkstag) sowie der Jahreszeit. Je nach Literaturquelle kann das Lastprofil auch als Lastgang, Lastkurve, Lastganglinie, Lastgangkennlinie oder Tages-/Jahresgang bezeichnet werden. Das Lastprofil beschreibt den zeitlichen Verlauf eines Leistungsbedarfs über eine zeitliche Periode. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden Jahreslastprofile für die elektrische Leistung, Leistung für Raumwärme und Warmwasser sowie Wasserstoffmenge für die Befüllung von Brennstoffzellenfahrzeugen (FCEVs) im Quartier angenommen. Außerdem beträgt die zeitliche Auflösung aller Profile 15 min, in äquidistanten Zeitschritten. Die Leistungswerte eines Zeitintervalls entsprechen somit viertelstündlichen Mittelwerten. Die angewendeten Lastprofile des Quartiers sind in Abbildung 3.3 gezeigt. Die Leistung ist in grau auf der vertikalen Primärachse und der kumulierte Energiebedarf pro Tag farblich auf der vertikalen Sekundärachse abgebildet. Das elektrische und die beiden thermischen Bedarfsprofile sind mit einem Werkzeug, dem Lastprofilgenerator, der Abteilung für zukünftige Gebäudesysteme des Zentralbereichs „Forschung und Voraentwicklung“ (CR) der Robert-Bosch GmbH erstellt worden.

Auf Basis statistisch verteilter Nutzer- und Anwesenheitsprofile sowie Wetterdaten können für jedes Gebäude kohärente Strom- und Wärmeprofile generiert werden. Hierfür wird die definierte Quartierskonstellation (Tabelle 3.1) verwendet. Es werden Einzelprofile generiert, die anschließend kumuliert die Quartiersprofile ergeben. Der resultierende elektrische Energiebedarf des Quartiers beträgt 3510 MWh/a mit einer mittleren Leistung von etwa 400 kW. Die parabolische Form der elektrischen Tagesenergie (Abbildung 3.3 (a)) resultiert u. a. aus der geringeren Beleuchtungsdauer der Gebäude während der Sommermonate. Das generierte elektrische Lastprofil

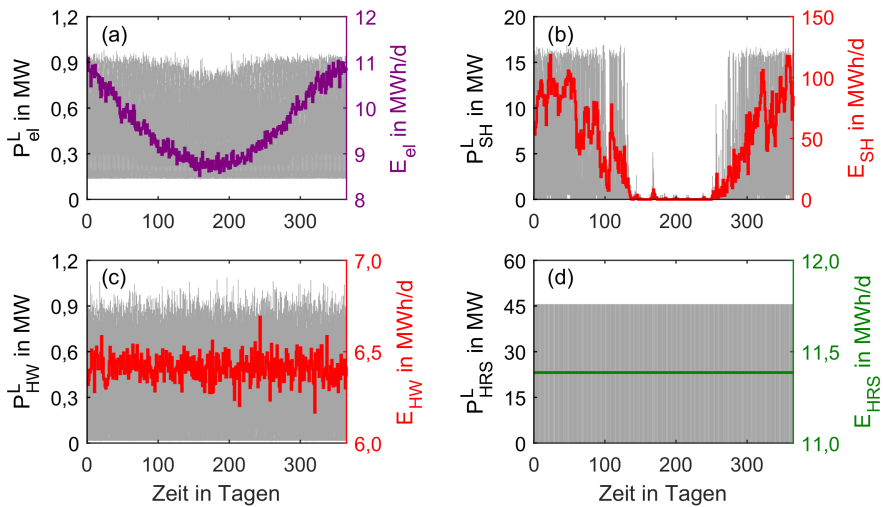


Abbildung 3.3: Jährliche Bedarfs- oder Lastprofile für das betrachtete Quartier: (a) Elektrisch, (b) Raumwärme, (c) Warmwasser, (d) Wasserstoff (HRS); der Leistungsbedarf ist in grau auf der vertikalen Primärachse und der Energiebedarf pro Tag auf der vertikalen Sekundärachse abgebildet.

weist große Ähnlichkeiten zum VDEW-Standardlastprofil H0 auf (VDEW, 2018), welches von Netzbetreibern zur Netzbilanzierung und von Energieversorgern zur Energiebereitstellung genutzt wird.

Zur Erstellung der synthetischen Wärmeprofile greift der Lastprofilgenerator auf eine TRNSYS Simulation im idealen Heizmodus zurück. Dabei wird angenommen, dass die Wohngebäude aus 5 Räumen bzw. Zonen bestehen: Wohnbereich, Küche, Bad, Schlafzimmer, Kinderzimmer und Dachboden. Der Raumwärmebedarf des gesamten Quartiers beträgt 14 300 MWh/a bei einer jährlichen Durchschnittstemperatur von 9,1 °C. Während der Sommermonate ist der Heizbedarf aufgrund der höheren Außentemperaturen sehr gering (siehe Abbildung 3.3 b)).

Für den Warmwasserbedarf wird ein täglicher Verbrauch von 150 l/d pro Haushalt angenommen. Dabei muss das Wasser von 12,5 °C, was der durchschnittlichen Kaltwassertemperatur entspricht, auf 55 °C erwärmt werden (indirekte Warmwasserbereitung). Daraus ergibt sich ein jährlicher Gesamtbedarf von 2340 MWh/a mit einer durchschnittlichen Leistung von 267 kW. Der Bedarf schwankt nur leicht während des gesamten Jahres (Abbildung 3.3 c)).

In einem zukünftigen Energieversorgungsszenario wird von einer hohen Marktdurchdringung der Brennstoffzellenfahrzeuge ausgegangen. In der repräsentativen Fallstudie wird angenommen, dass jeder Haushalt ein FCEV besitzt, mit dem eine

durchschnittliche Fahrtstrecke von 12 000 km pro Jahr zurückgelegt wird. Hierfür wird der Verbrauch des Toyota Mirai von 0,8 kg/100km (Toyota, 2018) angesetzt. Daraus ergibt sich ein Gesamt-H₂-Bedarf von etwa 125 t/a. Die Infrastruktur der Wasserstofftankstelle wird im Modell nicht explizit berücksichtigt. Der Betankungsvorgang wird auf eine Druck-Überstrombetankung vereinfacht, ohne Vorkühlung des Wasserstoffs, wodurch keine zusätzliche elektrische Energie für die Befüllung der FCEVs bereitgestellt werden muss. Demzufolge kann der Betankungsprozess annähernd unabhängig von den weiteren Leistungsflüssen definiert werden. Aufgrund der hohen Anzahl an Fahrzeugen wird im Modell von einer Gleichverteilung der Befüllung ausgegangen. Damit wird jeden Tag in den Abendstunden die gleiche Menge Wasserstoff benötigt. Eine Erweiterung der Betankungsdauer über mehrere Stunden des Tages würde bei diesem Ansatz nur einen geringen Einfluss auf das Ergebnis haben.

3.3.2 Erneuerbare Erzeugungprofile

Für die erneuerbaren Energieanlagen wird angenommen, dass die maximale installierte Leistung auf 11,5 kW pro Haushalt und damit auf 14,95 MW für das Quartier begrenzt ist. Bezogen auf die Photovoltaik-Module wäre das ein praktisch realisierbarer Wert, der sich aus Dach- und Freiflächeninstallation zusammensetzt. Die genaue Zusammenstellung wird in dieser Arbeit nicht thematisiert. Da beide Anlagen anhand der charakteristischen Erzeugungsstruktur, abhängig von der installierten Leistung, miteinander verglichen und bewertet werden sollen, gilt dieser maximale Leistungswert auch für die kombinierte Erzeugung aus beiden.

Zum Generieren des Photovoltaik-Erzeugungsprofils wird ein detailliertes technisches Simulationsmodell eines exemplarischen Solarmoduls, mc-Si M60 Bosch 230 W, angewendet. Die im Modell benötigten Wetterdaten eines repräsentativen Jahres stammen vom National Renewable Energy Laboratory (NREL) des U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (DOE, 2015), welches wiederum auf die Daten des Deutschen Wetterdienstes zurückgreift. Das Photovoltaik-Erzeugungsprofil geht normiert in die Jahresrechnung ein und kann somit beliebige installierte Leistungen, zwischen 0 und der maximal zulässigen Leistung, annehmen. Für das Windkraftenerzeugungsprofil werden die standortabhängigen Windgeschwindigkeiten eines repräsentativen Jahres benötigt. Diese stammen von der Firma WindFinder.com (Windfinder, 2018), die ebenfalls auf Messstationen des Deutschen Wetterdienstes zurückgreift. Die Erzeugungsprofile beider Anlagen sowie beider Standorte sind in Abbildung 3.4 abgebildet. Dabei sind die Profile jeweils auf ihre Nennleistung normiert.

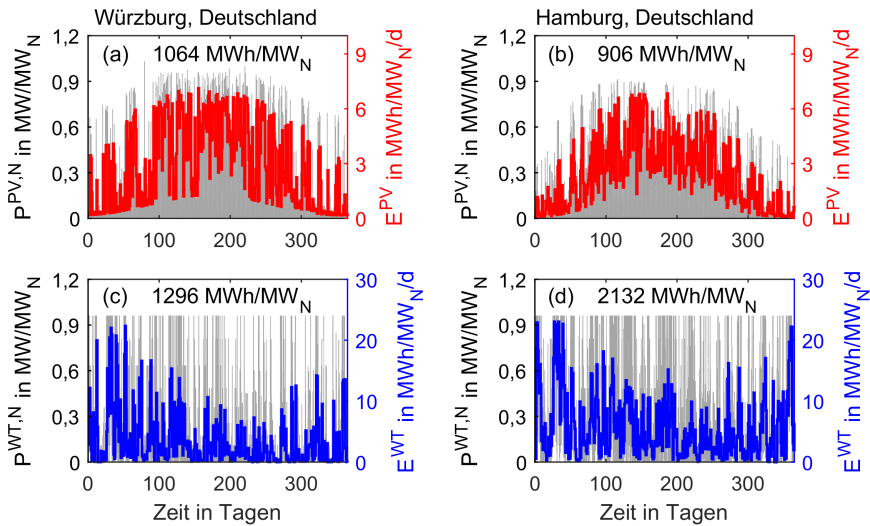


Abbildung 3.4: Normierte Erzeugungsprofile der Photovoltaik- und Windkraftanlagen für beide Standorte: (a) PV in Würzburg, (b) PV in Hamburg, (c) WT in Würzburg, (d) WT in Hamburg; die erzeugte Leistung ist in grau auf der vertikalen Primärachse und die erzeugte Energie pro Tag auf der vertikalen Sekundärachse dargestellt.

Das Leistungsprofil der Anlagen ist in grau auf der Ordinate (vertikale Primärachse) und die produzierte Energiemenge pro Tag farblich auf der Sekundärachse dargestellt. Außerdem ist die produzierte Jahresenergie aufgeführt. Die unterschiedlichen Erzeugungsprofile werden im weiteren Verlauf charakterisiert. Dabei werden diese nachfolgend nur kurz beschrieben. Die zugrunde liegenden Modelle werden ausführlich im Anhang A erläutert.

Geordnete Jahresdauerlinie der Erzeugungsanlagen

Zur Charakterisierung der Leistungserzeugung auf Basis der Jahresstunden ist die Jahresdauerlinie bzw. geordnete Jahresdauerlinie beider erneuerbarer Anlagen und beider Standorte in Abbildung 3.5 abgebildet. Darin sind die Jahresdauerlinien der beiden Photovoltaikanlagen in rot und die Windkraftprofile in blau dargestellt. Der Standort Hamburg ist durch die gestrichelten Kurven gekennzeichnet. Zusätzlich sind die Profile, wie zuvor in Abbildung 3.4, auf die installierte Nennleistung normiert. Für den Standort Würzburg sind die PV- und WT-Jahresdauerlinien zwischen 1000 und 4000 h relativ ähnlich. Dahingegen unterscheiden sich die Verläufe der Erzeugungsanlagen in Hamburg signifikant. Die Leistungsabgabe von Windkraftanlagen ist zwischen der Nenn- und Ausschaltgeschwindigkeit konstant, was je nach Modell Windgeschwindigkeiten zwischen 12 und 25 m/s entspricht. Daher ergeben sich für

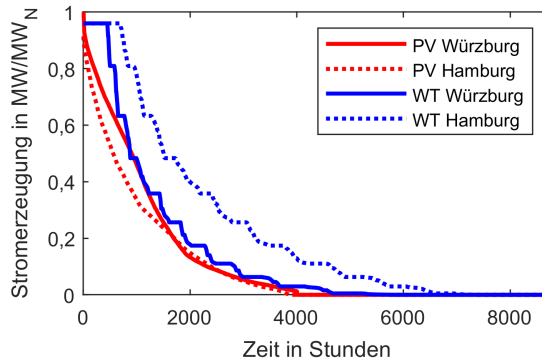


Abbildung 3.5: Normierte Jahresdauerlinie der Photovoltaik- und Windkraftanlage für Würzburg und Hamburg (Deutschland).

Hamburg etwa 1000 h bei maximaler Leistungsabgabe. Während der Jahresertrag der Windkraftanlage in Hamburg 64,5 % größer als in Würzburg ist, fällt der Jahresertrag der Photovoltaikanlage in Hamburg 14,8 % geringer aus als in Würzburg.

3.3.3 Umsetzung des Ranglistenverfahrens

Zum Lösen der Bilanzen wird eine feste Einsatzreihenfolge der verfügbaren Komponenten genutzt. Dabei wird eine Priorisierung der Komponenten vorgenommen und demnach wird die zuerst aufgeführte Komponente auch zuerst zum Lösen herangezogen und im Anschluss, je nach Bedarf, die darauffolgenden. Die zugrunde liegenden Gleichungen sind in Abschnitt 3.1.5 eingeführt worden. In Tabelle 3.2 ist die für das betrachtete System festgelegte Einsatzreihenfolge der verschiedenen Energieformen zusammengestellt. Diese wird den nachfolgenden Analysen zugrunde gelegt.

Wie bereits erwähnt, muss zum Lösen jeder zu bilanzierenden Energieform eine Komponente vorhanden sein, die jederzeit den Ausgleich der Bilanz gewährleisten muss. Diese Bedingung wird durch die jeweils zuletzt aufgeführte Komponente in Tabelle 3.2 erfüllt, indem diese zu jedem Zeitpunkt die maximal mögliche Leistung aufnehmen oder abgeben kann. Daher wird diese auch als sichere Quelle oder Senke bezeichnet. Für den Wärmebedarf resultiert hieraus, dass der Heizkessel nicht Bestandteil der optimalen Dimensionierung sein kann. Dieser muss zu jedem Zeitpunkt die maximale Wärmeleistung bereitstellen können, da dem Wärmespeicher keine gesicherte Leistung zugeschrieben wird.

Innerhalb der Leistungsbilanzen wird jeweils zwischen den zwei Fällen Überschuss und Bedarf unterschieden. Unter der Annahme, dass der direkte Verbrauch der erneuerbar erzeugten Leistung sinnvoller als jede Wandlung ist, wird zunächst

Tabelle 3.2: Angewendete Einsatzreihenfolge des festen Ranglistenverfahrens zur Lösung der zu bilanzierenden Energieformen.

1. Elektrische Leistung	
Strombedarf	Stromüberschuss
E1. SOFC	E1. Elektrolyseur
E2. Batterie	E2. Batterie
E3. Elektrisches Netz	E3. El. Luft-Wärmepumpe
	E4. El. Heizstab
	E5. Elektrisches Netz
	E6. Stromsenke
2. Thermische Leistung	
Wärmebedarf	Wärmeüberschuss
T1. Wärmespeicher	T1. Wärmespeicher
T2. Heizkessel	T2. Wärmesenke
3. Wasserstoffmassenfluss	
H ₂ -Bedarf	H ₂ -Überschuss
a) Hochdruck	H1. Hochdruckspeicher
H1a. Hochdruckspeicher	H2. Niederdruckspeicher
H2a. HRS	
b) Niederdruck	
H1b. Niederdruckspeicher	

eine Art Residuallast (Gleichung (3.41)) gebildet. Bei einer höheren Erzeugungsleistung der Erneuerbaren als elektrischem Bedarf resultiert der Fall Stromüberschuss. Ein Überschuss an thermischer Energie kann auftreten, wenn die Abwärme von Brennstoffzelle und Elektrolyseur höher als der thermische Bedarf ist oder durch die Betriebscharakteristik des Heizkessels eine höhere Leistung generiert als benötigt wird (Gleichung (3.43)). Für die Nieder- und Hochdruckwasserstoffbilanz wird der Überschuss einzig durch die Wasserstoffproduktion generiert und entsprechend der Rangliste verteilt. Im Bedarfsfall müssen beiden Wasserstoffbilanzen separiert betrachtet werden. Während der Wasserstoffbedarf der Brennstoffzellenfahrzeuge ausschließlich durch den Hochdruckspeicher bereitgestellt wird, wird der im Niederdruckspeicher enthaltene Wasserstoff als Brenngas der SOFC verwendet. Da keine Komponenten im Systemdesign enthalten sind, die Erdgas bzw. Methan produzieren, existiert für das Erdgas nur der Bedarfsfall, weshalb dieser auch nicht in Tabelle 3.2 aufgeführt ist.

Die Bilanzen eines Zeitschrittes werden nicht simultan, sondern aufeinanderfolgend gelöst. Zuerst wird die elektrische, danach die thermische und abschließend die beiden Massenbilanzen berechnet. Dennoch werden die Rückkopplungen zwischen den zu bilanzierenden Energieformen berücksichtigt. So muss beispielsweise der produzierte Wasserstoff zu jedem Zeitpunkt entweder eingespeichert oder direkt verwendet werden können. Anderenfalls muss der Elektrolyseur abgeregelt oder ausgeschaltet werden, sodass kein Wasserstoff produziert wird, der anschließend verworfen werden muss.

Um das Funktionsprinzip der festen Rangliste zu verdeutlichen, wird diese anhand eines Beispiels diskutiert, wobei sich diese Vorgehensweise auf die anderen Fälle übertragen lässt. Die auszugleichende Leistung wird durch Anwendung von Gleichung (3.41) ermittelt. Aus Gleichung (3.42) ergibt sich dann die geforderte Leistung für die erste Komponente. Ist die geforderte Leistung positiv, gilt der Fall Stromüberschuss und demzufolge wird nach Tabelle 3.2 zuerst der Elektrolyseur eingesetzt. Unter Anwendung von Gleichung (3.6) wird die mögliche Leistungsaufnahme des Elektrolyse-Systems bestimmt. Sollte der Elektrolyseur die gesamte Leistung aufnehmen können, ist die elektrische Bilanz gelöst und folglich kann die thermische Bilanz gelöst werden. Anderenfalls wird die darauffolgende Komponente aus Tabelle 3.2 aufgerufen. Im Falle der Batterie wird Gleichung (3.37) angewendet, um die mögliche Leistungsaufnahme zu bestimmen. Die nächste Möglichkeit um den Stromüberschuss auszugleichen, ist die Einspeisung in das öffentliche Netz. Außerdem wurde im Modell eine Randbedingung gesetzt, dass nur 50 % (Weniger *et al.*, 2016) der installierten erneuerbaren Leistung in das Netz eingespeist werden darf. Deshalb ist die zuverlässige Senke für den Fall Stromüberschuss eine numerische Stromsenke. In der praktischen Anwendung äußert sich dies in der Abregelung der erneuerbaren Anlagen.

Im Anschluss an die elektrische wird die thermische Bilanz gelöst. Die Abwärme von Elektrolyseur und SOFC wird entweder direkt zur Deckung des Wärmebedarfs genutzt oder im Wärmespeicher zwischengespeichert. Die Rücklauftemperatur des Heizkreises beträgt 30 °C. Daher wird angenommen, dass mit einem zweckmäßig ausgelegten Wärmetauscher der Abwärmestrom auf 35 °C gekühlt werden kann. Besteht weder Wärmebedarf noch Speicherkapazität, wird die Abwärme ungenutzt an die Umgebung abgegeben. Dies ist durch eine thermische Senke abgebildet.

Nach Tabelle 3.2 wird der produzierte Wasserstoff zuerst im Hochdruckspeicher gespeichert. Hat dieser die maximale Kapazität erreicht oder ist diese Komponente nicht in der optimalen Systemkonfiguration vorgesehen, wird der Niederdruckspeicher befüllt. Hat auch dieser seinen maximalen Füllstand erreicht und im weiteren System wird kein Wasserstoff benötigt, wird der Elektrolyseur ausgeschaltet. Da-

mit wird ausgeschlossen, dass produzierter Wasserstoff verworfen werden muss. Der Wasserstoff im Hochdruckspeicher wird ausschließlich zum Befüllen der FCEVs verwendet. Dieser Befüllungsprozess ist durch eine Druck-Überstrombetankung im Modell abgebildet. Wenn die eingespeicherte Menge nicht ausreicht, um den Wasserstoffbedarf des aktuellen Zeitschritts zu decken, wird der benötigte Wasserstoff angeliefert oder das Fahrzeug muss die entsprechende Menge an einer anderen Tankstelle beziehen. Der Wasserstoff des Niederdruckspeichers wird als Brenngas für die SOFC genutzt. Sobald Wasserstoff für die SOFC zur Verfügung steht, wird dieser auch primär verwendet. Da die SOFC auch mit Erdgas betrieben werden kann, wird die Leistungsabgabe der SOFC nicht durch die Brenngaszufuhr limitiert. Außerdem führt, nach Herstellerangaben, ein beliebiges An- und Ausschalten der SOFC zu einer schnelleren Degradation, weshalb eine „must-run“-Bedingung für den Betrieb formuliert ist. Damit wird die Komponente selbst bei Stromüberschuss nicht ausgeschaltet, sondern im minimal zulässigen Teillastbereich betrieben. Weiterhin wird die SOFC stromgeführt eingesetzt, wodurch die thermische Leistungsabgabe und -verwendung nicht die elektrische Leistungsabgabe der SOFC beeinflusst wird.

Die Kältemaschine und der Kompressor sind in Tabelle 3.2 nicht aufgeführt, da deren Leistungsaufnahme (vgl. Abschnitt 3.1.2) vom erzeugten Wasserstoffmassenstrom abhängig ist. Zusätzlich muss die für Trocknung und Verdichtung benötigte Leistung von den regenerativen Anlagen bereitgestellt werden. Netzstrom darf nach der verwendeten Betriebsführungsregel dazu nicht verwendet werden. Demzufolge kann dieser Prozessschritt direkte Rückkopplungen auf den Elektrolysebetrieb haben. Die Kältemaschine wird unabhängig vom Speicherziel des Wasserstoffs betrieben. Der Kompressor hingegen wird nur für die Hochdruckspeicherung benötigt, da der Elektrolyseur mit Differenzdruck betrieben wird und diese Druckdifferenz zur Einspeicherung in den Niederdruckwasserstoffspeicher ausreichend ist. Der weitere Trocknungsprozess wird durch ein Silica-Gel-Festbett realisiert und bedarf keiner zusätzlichen Leistungszuführung. Damit ist dieser Prozess nicht Bestandteil des Optimierungsmodells, sondern nur der Wirtschaftlichkeitsberechnung.

3.3.4 Ökonomische Eingangsparameter

Das finanzmathematische Modell setzt sich aus den Kosten der Komponenten sowie den Energiebezugskosten zusammen. Neben den spezifischen Investitionskosten der Komponenten zählen die Betriebskosten, die kalendarische sowie die technische Lebensdauer zu deren ökonomischen Eingangsparametern. Die angenommenen Werte des Referenzparametersatzes sind in Tabelle 3.3 aufgelistet. In dem in dieser Arbeit verwendeten finanzmathematischen Ansatz werden die Betriebs- und Wartungskos-

Tabelle 3.3: Referenz-Parametersatz: Spezifische ökonomische Parameter der verwendeten Komponenten (nach Durant *et al.* (2013) und DOE (2017)).

Parameter	C_I^i	$r_{O\&M}$	$T^{i,tech}$	$T^{i,depr}$
PV-System	1000 €/kWel	1 %	-	20 a
WT-System	2000 €/kWel	2 %	-	20 a
SOFC-System	4500 €/kWel	4 %	40 000 h	20 a
Ely-System	1100 €/kWel	4 %	60 000 h	20 a
Kältemaschine	2200 €/kWel	3 %	-	20 a
Kompressor	2000 €/kWel	4 %	-	20 a
Adsorbens	4 €/kg	-	-	-
Luft-Wärmepumpe	5000 €/kWel	2 %	30 000 h	20 a
El. Heizstab	20 €/kWel	1 %	40 000 h	20 a
Heizkessel	120 €/kWth	2 %	80 000 h	20 a
Batteriesystem	800 €/kWh	1 %	5000 cyc	10 a
Wärmespeicher	40 €/kWh	1 %	-	20 a
Niederdruck-H ₂ -Speicher	267 €/kgH ₂	1 %	-	30 a
Hochdruck-H ₂ -Speicher	400 €/kgH ₂	1 %	-	30 a

ten in Prozent des Gesamtinvestitionsvolumens der Komponenten angegeben. Je wartungsärmer und etablierter die Technologie, desto geringer kann der spezifische Wert angesetzt werden. Die vierte Spalte in Tabelle 3.3 beinhaltet die technische Lebensdauer der Komponente, die definiert, nach wie vielen Volllaststunden oder -zyklen diese ersetzt werden muss. Die Komponenten unterliegen neben der technischen auch einer natürlichen Alterung, unabhängig vom Nutzungsgrad. Deshalb ist die kalendarische Lebensdauer ebenfalls in Tabelle 3.3 aufgeführt. Das Ende der Lebens- oder Nutzungsdauer der Komponente wird von derjenigen Lebensdauer definiert, die zuerst überschritten ist. Die meisten Komponenten sind über die festgelegten Werte hinaus nutzbar, allerdings sinkt der Wirkungsgrad und die Ausfallwahrscheinlichkeit steigt, weshalb sie ausgetauscht werden sollten.

Die Parameter der Energiebezugskosten sind in Tabelle 3.4 dargestellt und umfassen die spezifischen Energiebezugskosten sowie eine prozentuale Preissteigerungsrate pro Jahr.

Für die Einspeisevergütung wird ein einheitlicher Wert festgelegt, der unabhängig von der Erzeugungstechnologie ist. Außerdem werden zwei unterschiedliche Wasserstoffkostensätze unterschieden. Die Verkaufskosten stellen den Wert dar, der an

Tabelle 3.4: Referenz-Parametersatz: Spezifische Energiebezugskosten und jährliche Preissteigerungsraten.

Parameter	$C_{\text{LCOE}, a0}^j$	r_p
Strombezugskosten	0,3 €/kWh	1,7 %/a
Einspeisevergütung	0,1 €/kWh	0 %/a
Erdgasbezugskosten	0,06 €/kWh	0,72 %/a
H ₂ -Herstellungskosten (HRS)	7 €/kg	1 %/a
H ₂ -Verkaufskosten (HRS)	9,5 €/kg	1 %/a

einer Tankstelle zu bezahlen wäre, und die wirtschaftliche Bewertung des eigenerzeugten Wasserstoffs muss auf die Herstellungskosten bezogen werden. Demzufolge muss die Eigenerzeugung des H₂ mittels der Erneuerbaren und Elektrolyse günstiger als die angegebenen Herstellungskosten sein. Die Differenz beider Werte entspricht Kosten in Höhe von 2,5 €/kgH₂ und impliziert die Kosten der Tankstelleninfrastruktur (u. a. Dispenser und Vorkühlung), die so auf die Herstellung umgelegt werden. Insgesamt sind die ökonomischen Annahmen eine Mischung aus bereits bestehenden (Basisjahr 2017) oder in naher Zukunft zu erreichenden Kosten. Die genaue Kostenherleitung ist nicht Gegenstand der vorliegenden Arbeit. Zuletzt wird die Inflationsrate auf 1 %, der Diskontierungszinssatz auf 5 % und die Abschreibungsdauer des Energiesystems auf 15 Jahre festgelegt.

Die technischen Parameter sind im Anhang, Abschnitt B, aufgeführt, da sie innerhalb der Analysen nicht verändert werden und in der nachfolgenden Interpretation der Ergebnisse nur bedingt benötigt werden.

3.3.5 Eingangparameter der Treibhausgasemissionen

Unter Anwendung der nachfolgend aufgeführten Methodik werden schließlich die zur Bewertung benötigten Treibhausgasemissionen des Energieversorgungssystems bestimmt. Hierbei wird auf die Norm DIN EN 15643-2 zurückgegriffen. Anhand von vier Kategorien werden dabei die über den gesamten Lebenszyklus einer technischen Komponente anfallenden Emissionen zusammengefasst. Diese sind wie folgt eingeteilt: 1. Herstellungsphase (Rohstoffgewinnung, Transport und Herstellung), 2. Errichtungsphase (Transport und Bau-/Einbauphase), 3. Nutzungsphase (Instandhaltung, Sanierung und eigentlicher Anlagenbetrieb) und 4. End-of-Life (Rückbau, Transport, Recycling/Wiederverwendung und Entsorgung).

Im Rahmen dieser Arbeit wird keine Gesamtlebenszyklusanalyse durchgeführt, sondern die Ergebnisauswertung auf sowohl die Faktoren ohne Vorketten als auch

Tabelle 3.5: Emissionsfaktoren der betrachteten Energieträger unterteilt nach den Vorketten der Erzeugung (nach BMU (2018) [1], IINAS (2018) [2], Reiter und Lindorfer (2015) [3] und eigener Annahme [4]).

Komponente	GWP ohne Vorketten	GWP mit Vorketten	Quelle
Strombezug Netz (2017)		0,537 kg/kWh	[1]
Erdgasbezug		0,209 kg/kWh (LHV)	[2]
Wasserstoffbezug (HRS)		0,3276 kg/kWh (LHV)	[3]
PKW-Benchmark		0,158 kg/km mit 51/100 km	[2]
PV-System	0 kg/kWh	0,055 kg/kWh	[2]
WT-System	0 kg/kWh	0,00973 kg/kWh	[2]
Weitere Komponenten	0 kg/kWh	0 kg/kWh	[4]

die mit Vorketten beschränkt. Für die erneuerbaren Erzeuger wird ohne Vorketten einzig der Energieeinsatz (Nutzungsphase) und mit Vorketten der Energieeinsatz, die Herstellung sowie Entsorgung berücksichtigt. Für den Strombezug aus dem öffentlichen Netz, den spezifischen Emissionen der PKWs sowie denen des bezogenen Erdgases und Wasserstoffs wird sowohl für das GWP ohne Vorketten als auch dem GWP mit Vorketten derselbe Wert angenommen. Die angewendeten Kennzahlen sind in Tabelle 3.5 zusammengestellt.

Insbesondere die spezifischen Emissionskennzahlen des Strombezugs hängen von der Zusammensetzung des Kraftwerkparks und damit vom Bezugsjahr ab. Je höher der Anteil der Erneuerbaren an der Stromproduktion ist, desto geringer sind in der Regel die spezifischen Emissionen. Der für das Jahr 2022 beschlossene Atomausstieg Deutschlands wird zu einem Anstieg der spezifischen Emissionen in den darauffolgenden Jahren führen. Nach Tabelle 3.5 sind Photovoltaik- und Windkraftanlagen nur CO₂-freie Erzeuger, wenn die Vorketten nicht berücksichtigt werden. Allerdings sind die Emissionsfaktoren mit Vorketten deutlich geringer als das GWP des deutschen Kraftwerkparks. Die in Tabelle 3.5 angegebenen Werte sind Durchschnittswerte und demzufolge von der angenommenen Volllaststundenzahl und Laufzeit abhängig. Detaillierter wäre der Ansatz die CO₂-Äq.-Emissionen pro installierter Leistung zu verwenden. Für die Berechnungen in dieser Arbeit wird hierauf verzichtet, da die Erzeugungsprofile der Erneuerbaren pro installierter Leistung während der Berechnungen als konstant angenommen werden. Außerdem werden die THG-Emissionsfaktoren der weiteren Komponenten (u. a. SOFC und Ely) vernachlässigt.

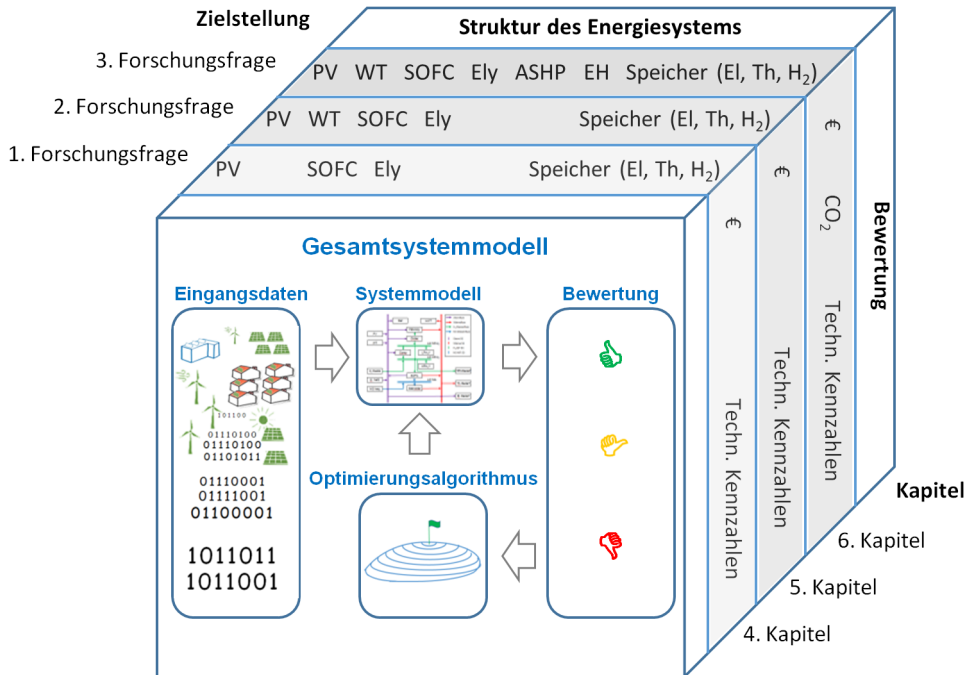


Abbildung 3.6: Systemschaubild: Aufbau und Ziele der vorliegenden Arbeit.

3.4 Struktur der Ergebnisanalysen

Im Verlauf dieses Kapitels wurde ein optimierungsbasierter Ansatz auf Basis einer Superstruktur eingeführt. Als Ziel der vorliegenden Arbeit wurde die Analyse und optimale Dimensionierung verschiedener Konfigurationen des dezentralen Energieversorgungssystems zur Deckung der unterschiedlichen Energiebedarfe festgelegt. Damit kann bei vorgegebener Betriebsführung für jeden Berechnungsfall die Systemkonfiguration mit den geringsten jährlichen Gesamtkosten ermittelt werden. Hierzu bedarf es fundierter Systemkenntnisse, weshalb in den nachfolgenden Ergebnisanalysen zunächst eine vereinfachte Struktur des Energiesystems angenommen wird, welche im Verlauf der Analysen sukzessiv erweitert wird.

Die Einordnung der Forschungsfragen in die Ergebniskapitel sowie die dazugehörige Struktur des Energiesystems und die Bewertungskenngrößen sind in dem Schaubild der Abbildung 3.6 gezeigt. Der Würfel veranschaulicht die unterschiedlichen Ebenen der Analysen, auf die im Folgenden eingegangen wird. Den Ausgangspunkt aller Untersuchungen bildet das Gesamtsystemmodell (Abbildung 3.1), das auf der Stirnfläche des Würfels abgebildet ist. Um die erste Forschungsfrage zu be-

arbeiten, wird ein reduziertes System analysiert, das die Komponenten PV, SOFC, Elektrolyseur, Batterie, Wärmespeicher sowie Nieder- und Hochdruckwasserstoffspeicher beinhaltet. Dabei stellen die jährlichen Gesamtkosten des Energiesystems die Zielgröße der Optimierung dar, wobei in der Auswertung ebenfalls die technischen Kenngrößen aus Abschnitt 3.2.3 diskutiert werden. Zur Untersuchung der zweiten Forschungsfrage wird im fünften Kapitel die Struktur des Energiesystems um die Windkraftanlage erweitert. Basierend auf den Erkenntnissen des vorherigen Kapitels wird in Kapitel 5 eine neue Auslegungssystematik zur Dimensionierung des Energiesystems eingeführt. Zuletzt wird aufbauend auf den vorherigen Kapiteln die dritte Forschungsfrage mit allen vorab diskutierten Komponenten im sechsten Kapitel betrachtet. Dazu wird die Optimierung der Gesamtkosten um die Optimierungsnebenbedingung der Treibhausgasemissionen des Energiesystems erweitert. Hierauf wird an der entsprechenden Stelle der Arbeit eingegangen.

Kapitel 4

Techno-ökonomische Systemanalyse

Basierend auf den Modellbeschreibungen des vorherigen Kapitels werden anschließend die techno-ökonomischen Auslegungszusammenhänge des dezentralen Energiesystems herausgestellt. Den Ausgangspunkt und Referenzfall der nachfolgenden Analysen stellt jene Systemkonfiguration dar, die sich aus der Systemoptimierung anhand der Gleichung (3.44) mit den ökonomischen Parametern der Tabellen 3.3 und 3.4 ergibt. Diese Konfiguration wird im weiteren Verlauf als Referenz-Energiesystem bzw. Referenzfall bezeichnet und wird anhand der eingeführten Systemkenngrößen bewertet. Anschließend wird in einer ausführlichen Parametervariation der Einfluss der wichtigsten ökonomischen Parameter auf die optimale Systemkonfiguration quantifiziert. Dabei wird zunächst nur ein Parameter variiert, während alle weiteren auf dem Referenzwert bleiben. Die dadurch erkennbaren Wechselwirkungen zwischen bestimmten Parametern werden in einer Zwei-Parametervariation weiterführend analysiert. Da in den meisten Fällen die Elektrolyse nur zur Wasserstoffproduktion für die FCEVs wirtschaftlich eingesetzt wird, ist die Entkopplung der Mobilitätsbereitstellung vom restlichen System Gegenstand der abschließenden Untersuchung. Die Auswirkung auf sowohl die Auslegung als auch die Kennzahlen des Systems wird anhand von drei repräsentativen Konfigurationen quantifiziert. Die Ergebnisse der folgenden Analyse basieren auf einer vorab veröffentlichten eigenen Arbeit (Wilke *et al.*, 2018).

4.1 Benchmark- und Referenzsystem

Im Gegensatz zum Referenz-Energiesystem resultiert das **Benchmark-Energieversorgungssystem** oder auch die konventionelle Systemkonfiguration aus der Forderung, die im Energiesystem berücksichtigten Bedarfe zu jedem Zeitpunkt ausschließlich mit den bestehenden Infrastrukturen decken zu können. Demzufolge wird im Benchmark-Energieversorgungssystem der Strombedarf gänzlich durch das öffentliche Netz abgedeckt. Zur Wärmebereitstellung besitzt jeder Haushalt in dem Benchmark-System einen Heizkessel mit einer Leistung von 12 kW sowie einen kleinen sensiblen

Tabelle 4.1: Ermittelte optimale Systemkonfiguration für den Referenz-Parametersatz

Komponente	Installierte Leistung / Kapazität	Kennzahl	Ergebnis
$P_{el}^{PV,N}$	14,95 MW	TCO	3,52 Mio.€/a
$P_{el}^{SOFC,N}$	0,357 MW	TCO Einsparungen	0,65 Mio.€/a
$P_{el}^{Ely,N}$	0,817 MW	r_{el}^{ss}	0,80
$E^{Bat,N}$	0 MWh	r_{el}^{rc}	0,42
$E^{HWT,N}$	3,278 MWh	r_{th}^{rc}	0,03
$M^{LPH2V,N}$	0 kg	r_{HRS}^{rc}	0,43
$M^{HPH2V,N}$	234,8 kg	r_{SOFC}^{rc}	0
		r_t^{rc}	0,14

Wärmespeicher (Wasser) mit einer Kapazität von etwa 0,32 kWh. Der Heizkessel wird mit Erdgas betrieben, welches aus der öffentlichen Infrastruktur bezogen wird. Für die Mobilität werden konventionelle, direkteinspritzende Otto-Verbrennungsmotor-PKWs genutzt. Diese Systemkonfiguration ergibt sich aus dem Optimierungsmodell, wenn die ökonomischen Eingangsparameter der Simulation so gewählt werden, dass keine der in Abbildung 3.1 aufgeführten Komponenten wirtschaftlich betrieben werden können. Die Gesamtkosten für die Energiebereitstellung im Benchmark-System betragen 4,17 Mio.€ pro Jahr oder 3,2 T€ pro Jahr und Haushalt.

Zur Bestimmung des **Referenz-Energiesystems** werden die ökonomischen Parameter aus den Tabellen 3.3 und 3.4 angewendet. Die resultierenden Optimierungsergebnisse sind in Tabelle 4.1 zusammengefasst. Die linke Spalte zeigt die Auslegungsergebnisse der Komponenten und die Rechte die Systemkenngrößen. Die Analysen dieses Kapitels nutzen ausschließlich die Photovoltaikanlage als regenerative Erzeugungsanlage. Die kombinierte Erzeugung aus Photovoltaik und Windkraft ist Gegenstand des 5. Abschnitts. Das Energiesystem des Referenzfalls beinhaltet keine Batterie und keinen Niederdruckwasserstoffspeicher. Demzufolge wird der erzeugte Wasserstoff nur zur Befüllung der Wasserstofffahrzeuge genutzt und die SOFC ausschließlich mit Erdgas betrieben. Somit ist auch der erneuerbare Deckungsgrad r_{SOFC}^{rc} der Brennstoffzuführung der SOFC gleich null. Die angegebenen TCO-Einsparungen beziehen sich auf die Einsparungen gegenüber dem zuvor eingeführten Benchmark-Energiesystem.

Neben der tabellarischen Zusammenfassung der Dimensionierungen und Kenngrößen sind die Energieflüsse des Referenzfalls graphisch in Abbildung 4.1 in Form eines Sankey-Diagramms dargestellt. Dieses visualisiert die über das Jahr kumulierten Energieflüsse und Wirkzusammenhänge der Komponenten. Für das PV-System wird die maximal zulässige Leistung installiert. Damit wird eine sehr große Photovoltaik-Energie erzeugt, sodass mit nur 9 % der erzeugten Energie rund 42 % des elektrischen Quartierbedarfs abgedeckt werden können. Allerdings wird 60 % der erzeugten Energie direkt in das öffentliche Netz eingespeist. Die Überdimensionierung des PV-Systems wird außerdem anhand der jährlichen Energieproduktion verdeutlicht; die Stromproduktion des PV-Systems ist fünfmal höher als der Strombedarf des Quartiers. Die hohen Verluste, in grau dargestellt, resultieren vor allem aus der Begrenzung der Einspeiseleistung auf 50 % der installierten PV-Gesamtleistung. Für die weiteren Komponenten ist es nicht notwendig, die maximale Leistung zu begrenzen, da diese ausschließlich zur Deckung der Lastprofile eingesetzt werden und es keine ökonomischen Anreize für eine Überdimensionierung gibt. Aus Gleichung (3.54) errechnen sich mittlere Stromgestehungskosten des PV-System von 0,089 €/kWh und somit ein Gewinn von 0,018 € pro eingespeister Kilowattstunde, weshalb die maximale PV-Leistung installiert wird. Im Vergleich dazu können bei direkter Stromnutzung Strombezugskosten vermieden werden, was bezogen auf die Kilowattstunde einem deutlich höheren Gewinn gegenüber der Einspeisung entspricht.

Das Elektrolyse-System nimmt mit einer elektrischen Jahresenergie von rund 3100 kWh den zweitgrößten Anteil der Photovoltaik-Energie auf. Der mittlere elektrische Systemwirkungsgrad (elektrisch zu H₂) beträgt nur rund 58 % (LHV) und umfasst bereits die Inverter- und Systemperipherieverluste. Aufgrund der Betriebstemperatur des Elektrolyseurs von 50 °C ist der Anteil der nutzbaren Abwärme mit 14 % der elektrisch zugeführten Energie sehr gering. Insgesamt summieren sich die Systemverluste auf 28 %. Die Prozesskette der Wasserstofftrocknung und -kompression ist ebenfalls in Abbildung 4.1 ersichtlich. Der gesättigte Wasserstoff durchströmt den Wärmeübertrager der Kältemaschine, wird dabei abgekühlt, wodurch ein gewisser Teil des Wasserdampfes auskondensiert. Um weiteren Wasserdampf zu entfernen und die Reinheitsanforderung von 5.0-H₂ darzustellen, durchströmt der Wasserstoff anschließend ein Silica-Gel-Festbett. Dieser Prozessschritt bedarf keiner Energiezuführung und ist deshalb auch nicht im Sankey-Diagramm dargestellt. Danach wird der Wasserstoff mit einem mehrstufigen Kolbenkompressor auf den Zieldruck der Tankstelle verdichtet. Ein Energiebedarf, der etwa 10 % des LHVs vom Wasserstoff entspricht, muss für die Trocknung und Verdichtung aufgewendet werden.

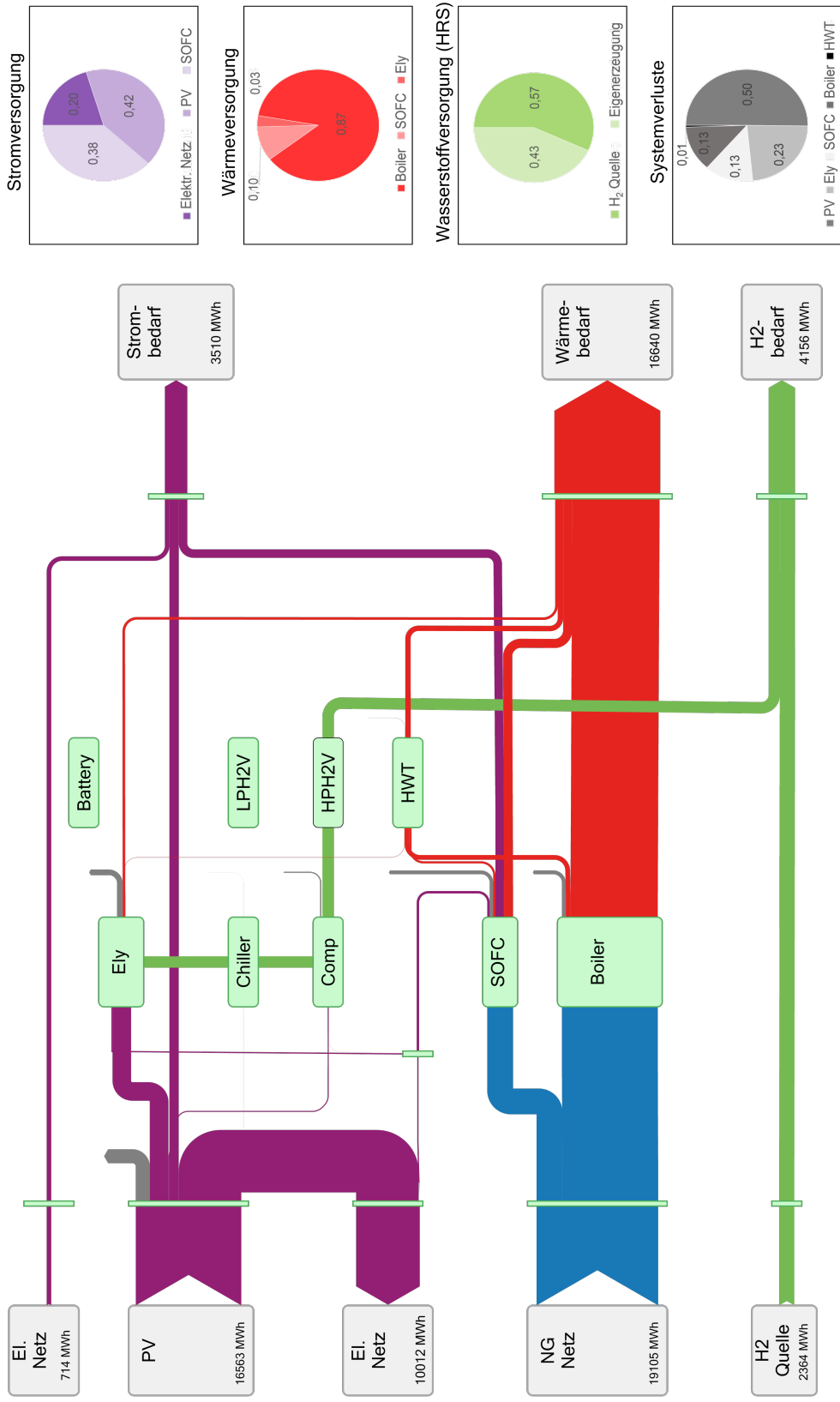


Abbildung 4.1: Sankey-Diagramm der jährlichen Energieflüsse (bezogen auf den LHV) für die optimale Systemkonfiguration des Referenz-Parametersatzes (Tabelle 3.3 und 3.4).

Die SOFC kann zwar in einem relativ breiten Bereich, zwischen 30 und 105 % der Nennleistung, modulieren, jedoch darf diese durch die „must-run“ Bedingung nicht ausgeschaltet werden. Demzufolge produziert das System auch bei Stromüberschuss zusätzlichen Strom und wird hierbei im minimal zulässigen Teillastbereich betrieben. Daher werden Elektrolyse, Kältemaschine und Kompressor auch mit einem kleinen Anteil elektrischer Leistung aus der SOFC versorgt. Des Weiteren wird ein gewisser Teil der SOFC-Leistung in das öffentliche Netz eingespeist. Hierfür wird die gleiche Einspeisevergütung wie für die PV-Leistung angenommen. Mittels der SOFC können 38 % des Strombedarfs des Quartiers gedeckt werden und folglich müssen nur noch 20 % der elektrischen Energie aus dem öffentlichen Netz bezogen werden. Der größte Teil der mit der SOFC erzeugten Wärme kann direkt genutzt und nur 20 % hiervon müssen im Wärmespeicher zwischengespeichert werden. Insgesamt produziert die SOFC Strom und Wärme zu etwa gleichen Anteilen.

Durch Elektrolyseur und Hochdruckwasserstoffspeicher werden 43 % des Wasserstoffbedarfs der FCEVs mit dem dezentralen System lokal erzeugt. Die verbleibenden 57 % müssen entweder angeliefert oder an anderen Tankstellen zu den angegebenen Verkaufskosten (Tabelle 3.4) bezogen werden. Da die SOFC ausschließlich mit Erdgas betrieben wird und der Referenzfall keine Komponenten beinhaltet, die elektrische Leistung direkt in thermische umwandeln kann, kann nur die Abwärme der Elektrolyse für den thermischen Deckungsgrad bilanziert werden. Damit ergibt sich nach Gleichung (3.58) ein erneuerbarer thermischer Deckungsgrad von nur 3 % und schließlich ein erneuerbarer Gesamtdeckungsgrad von 14,3 %.

4.2 Einfluss einzelner ökonomischer Parameter

Die Annahmen zur zukünftigen Entwicklung der ökonomischen Randbedingungen sind mit Unsicherheiten behaftet und beeinflussen die Ausgestaltung der optimalen Systemkonfiguration. Im Folgenden werden die für das Systemdesign relevantesten ökonomischen Parameter variiert, um die Auswirkung auf die optimale Systemkonfiguration zu quantifizieren. Das sind im Einzelnen die spezifischen Investitionskosten für PV, Elektrolyse, SOFC, Batterie und Hochdruckwasserstoffspeicher sowie die Energiebezugskosten, insbesondere die Einspeisevergütung, die Wasserstoffherstellungs-, die Strombezugs- und die Erdgasbezugskosten. In der folgenden Ein-Parameter-Analyse wird nur der entsprechende Parameter variiert, während die anderen Parameter konstant auf den Referenzwerten aus den Tabellen 3.3 und 3.4 belassen werden. Hierbei wird die optimale Systemkonfiguration für jeden Berechnungsschritt neu bestimmt. Da sich die installierten Leistungen der Kältemaschine und des Kompressors

direkt aus der installierten Leistung des Elektrolyse-Systems ergeben, sind diese nicht Gegenstand der nachfolgenden Analyse. Der Einfluss der spezifischen Investitionskosten kann dennoch indirekt durch die Variation der Kosten für den Elektrolyseur spezifiziert werden. Da das Referenzsystem keinen Niederdruckwasserstoffspeicher beinhaltet, ist dieser auch nicht Gegenstand der Ein-Parameter-Variation. Zunächst werden die Parameter analysiert, die maßgeblich den Wasserstofferzeugungspfad beeinflussen, und anschließend jene, die die Stromerzeugung beeinflussen. Der thermische Pfad ist von dieser Analyse ausgenommen, da keine der zu optimierenden Komponenten zur direkten Wärmeerzeugung eingesetzt wird.

4.2.1 Variation der Parameter zur Wasserstofferzeugung

In einem ersten Schritt können fünf von den neun betrachteten Parameter identifiziert werden, die den Wasserstofferzeugungspfad des Systems beeinflussen. Der Gesamtprozess von der H₂-Erzeugung bis zur H₂-Speicherung wird durch die spezifischen Investitionskosten der PV, der Elektrolyse und des Hochdruckwasserstoffspeichers repräsentiert. Die Einspeisevergütung des lokal erzeugten Stroms beeinflusst ebenso die Wirtschaftlichkeit wie die Wasserstoffherstellungskosten.

Variation der spezifischen Investitionskosten des PV-Systems

Als primäre Energieerzeugungsquelle des Quartiersystems sind die spezifischen Investitionskosten des PV-Systems prädestiniert für den Einstieg in die erste Analyse. Der Fokus dieser Auswertung liegt auf den Komponenten, welche hierbei eine signifikante Änderung erfahren. Die installierte PV- (a) sowie die Elektrolyse-Leistung (b) sind in Abbildung 4.2 dargestellt. Die Dimensionierung der weiteren Komponenten wird an dieser Stelle nicht aufgeführt, da sich diese nur geringfügig ändern und die prinzipiellen Zusammenhänge in den weiteren Analysen diskutiert werden. Zur Einordnung der Ergebnisse ist der Referenzfall als vertikal gepunktete Linie in Abbildung 4.2 (a) und (b) eingezeichnet.

Zwischen spezifischen PV-Investitionskosten von 0 und 1080 €/kW wird die maximal zugelassene PV-Nennleistung von 14,95 MW installiert. Bei höheren Kosten ändert sich die installierte Leistung signifikant. Bei spezifischen Investitionskosten von 1090 €/kW werden nur noch 1,4 MW installiert, was einer Reduzierung um den Faktor 10 entspricht. Ein weiterer Anstieg der Kosten lässt die installierte PV-Leistung monoton abfallen bis schließlich ab 1800 €/kW die PV aus der optimalen Systemkonfiguration entfällt. Außerdem gilt, dass je kleiner die installierte PV-Leistung ist, desto mehr SOFC-Leistung installiert wird (hier nicht gezeigt). Die Gesamtkosten des Systems C_{TCO} sind auf der sekundären Achse in Abbildung 4.2 (a) dargestellt. Diese

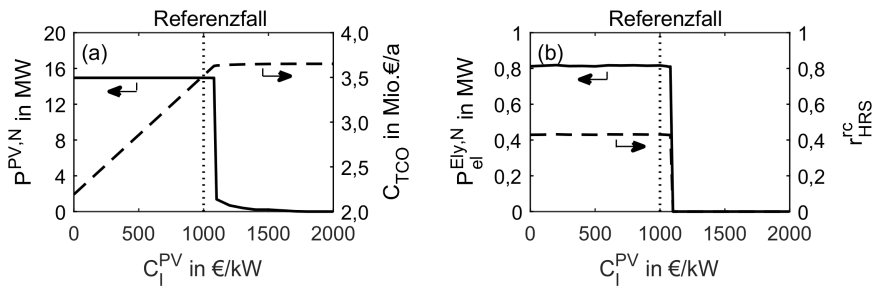


Abbildung 4.2: Einfluss der spez. PV-Investitionskosten auf die (a) installierte PV-Leistung und (b) installierte Elektrolyse-Leistung.

steigen linear bis zu dem Wert von 1080 €/kW an, bei dem zuletzt die maximale PV-Leistung installiert wird. Höhere Investitionskosten beeinflussen die Gesamtkosten dann nur noch marginal, da die installierte PV-Leistung in diesem Bereich sehr gering ist.

In dem Bereich der maximalen PV-Installation ist die installierte Leistung des Elektrolyseurs ebenfalls konstant (Abbildung 4.2 (b)). Des Weiteren sind auch die Leistungen bzw. Kapazitäten aller weiteren Komponenten in diesem Bereich konstant und entsprechen damit den Werten des Referenzfalls (Tabelle 4.1). Durch die signifikante PV-Reduktion, ab spezifischen Investitionskosten von 1090 €/kW, ist das Elektrolyse-System, einschließlich Trocknung und Verdichtung sowie Hochdruckwasserstoffspeicher, nicht mehr Bestandteil der optimalen Systemkonfiguration. Durch die geringe PV-Leistung sind kaum noch nutzbare Stromüberschüsse vorhanden. Die Jahrestunden mit nutzbaren Überschüssen reduzieren sich von fast 3700 h (bei maximaler PV-Leistung) auf 1400 h bei etwa 1 MW und 120 h bei 0,3 MW. Der erneuerbare Deckungsgrad der HRS, dargestellt auf der Sekundärachse in Abbildung 4.2 (b), zeigt einen qualitativ gleichen Verlauf wie die installierte Elektrolyse-Leistung.

Zusammenfassung der weiteren wasserstoffspezifischen Parameter

Die weiteren vier Parameter, die den Wasserstoffproduktionspfad beeinflussen, sind in Abbildung 4.3 zusammengefasst. Dabei wird jeweils die Elektrolyse-Leistung auf der Primär- und der erneuerbare Deckungsgrad der Wasserstofftankstelle auf der Sekundärachse dargestellt. Der Referenzfall ist wiederum durch die gepunktete vertikale Linie gekennzeichnet.

Durch steigende spezifische Elektrolyse-Investitionskosten fällt die installierte Elektrolyse-Leistung monoton ab (Abbildung 4.3 (a)). Ab spezifischen Ely-Investitionskosten von mehr als 1500 €/kW kann diese nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden.

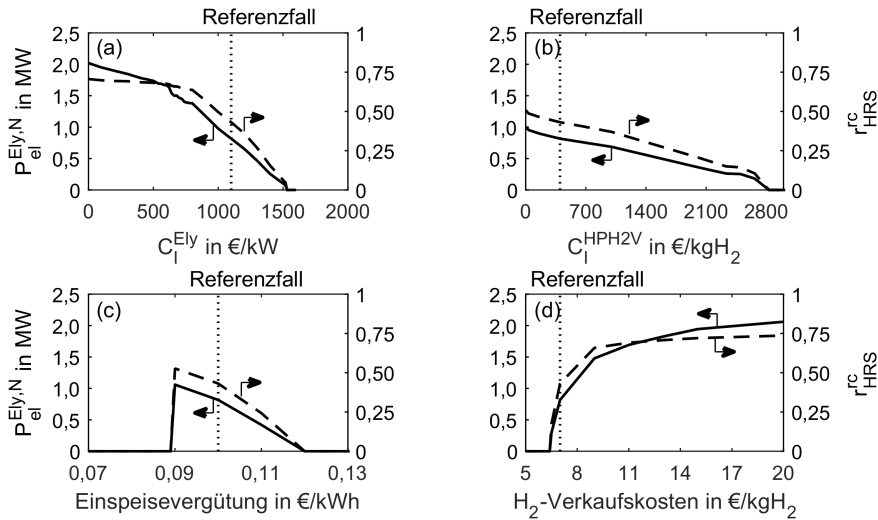


Abbildung 4.3: Einfluss der weiteren Wasserstoffproduktionsparameter; installierte Elektrolyse-Leistung in Abhängigkeit von: (a) spez. Investitionskosten des Elektrolyseurs, (b) spez. Investitionskosten des Hochdruck-H₂-Speichers, (c) Einspeisevergütung, (d) H₂-Verkaufskosten.

Zwischen 500 und 800 €/kW gibt es diverse Systemkonfigurationen mit fast identischen Zielfunktionswerten, weshalb die numerische Bestimmung des Optimums zu leicht voneinander abweichenden Ergebnissen führt und der Verlauf dadurch etwas schwankt. Bei geringeren Kosten als 600 €/kW ändert sich der erneuerbare Deckungsgrad der Tankstelle nur noch marginal (gestrichelte Linie). Mit den zugrunde liegenden Randbedingungen wird ein maximaler Deckungsgrad von rund 71 % erreicht und damit müssten selbst bei sehr geringen Elektrolyse-Kosten noch 30 % des Wasserstoffbedarfs außerhalb des Quartiers gedeckt oder die fehlende Menge angeliefert werden.

Der Einfluss der spezifischen Investitionskosten des Hochdruckwasserstoffspeichers auf die Dimensionierung des Elektrolyseurs ist in Abbildung 4.3 (b) dargestellt. Die dazugehörige Speicherkapazität verläuft qualitativ ähnlich der Elektrolyse-Leistung und wird deshalb nicht separat ausgewiesen. In dem Bereich von 0 bis 2300 €/kg ergibt sich eine lineare Abnahme der Elektrolyse-Leistung. Darauf folgt ein kleines Plateau mit konstanter Leistung und abschließend wiederum eine verstärkte Leistungsabnahme. Bei höheren spezifischen Speicherkosten als 2800 €/kg ist die Wasserstoffherzeugung durch die hohen Speicherkosten nicht mehr wirtschaftlich. Der Verlauf der Speicherkapazität spiegelt sich direkt in dem Wasserstoffdeckungsgrad wider.

Die Variation der Einspeisevergütung zeigt einen Bereich wirtschaftlicher Wasserstoffproduktion zwischen 0,09 und 0,12 €/kWh auf (Abbildung 4.3 (c)). Innerhalb dieses Bereiches nimmt die Elektrolyse-Leistung fast linear von 0,09 bis zu 0,12 €/kWh ab. Die höchste Elektrolyse-Leistung von 1,06 MW wird bei 0,09 €/kWh installiert. Bei einer Einspeisevergütung von 0,089 €/kWh wird das Elektrolyse-System sprunghaft aus der Systemkonfiguration entfernt, da die installierte PV-Leistung vom maximalen Wert auf nur noch 0,13 MW abfällt. Zur Erklärung dieses Zusammenhangs können wiederum die Stromgestehungskosten des PV-Systems genutzt werden. Diese wurden zuvor bereits auf 0,089 €/kWh beziffert und stellen mit diesem Wert die wirtschaftliche Grenze einer hohen PV-Installation dar. Auf die Darstellung dieses Zusammenhangs wird an dieser Stelle verzichtet, da die installierte PV-Leistung in Abhängigkeit der Einspeisevergütung sowie der spezifischen PV-Investitionskosten im weiteren Verlauf analysiert wird. Bei geringen PV-Leistungen wird der größte Teil der produzierten Energie direkt zur Deckung des elektrischen Bedarfs genutzt, sodass keine signifikanten Überschüsse für die Elektrolyse genutzt werden können. Mit steigenden Einspeisevergütungen wird es wirtschaftlicher, den produzierten Strom in das Netz einzuspeisen als Wasserstoff zu produzieren. Der Abfall der Elektrolyse-Leistung ist ähnlich zu der in Abbildung 4.2 (b) dargestellten Diskontinuität.

Zuletzt ist der Einfluss der Wasserstoffbezugskosten durch die Variation der H₂-Produktionskosten in Abbildung 4.3 (d) abgebildet. Unterhalb von 6,5 €/kg ist die lokale Wasserstoffproduktion für den Referenzparametersatz nicht wirtschaftlich darstellbar. Zwischen 6,5 und 9 €/kg steigt die installierte Elektrolyse-Leistung sowie der erneuerbare Wasserstoff-Deckungsgrad der HRS signifikant an. Darüber hinaus nimmt die Elektrolyse-Leistung weiter zu, der Deckungsgrad hingegen flacht ab und nimmt nur noch gering zu.

4.2.2 Variation der Parameter zur Stromerzeugung

Nachdem die Parameter analysiert wurden, die hauptsächlich die Wasserstoffherzeugung beeinflussen, werden im folgenden Abschnitt die Stromerzeugungsparameter diskutiert. Dazu zählen die spezifischen Investitionskosten der SOFC und Batterie sowie die Strombezugskosten. Da die Dimensionierung von SOFC und Batterie ebenfalls die Auslegung des Elektrolyseurs beeinflusst, wird dessen Leistung in jeder Auswertung aufgeführt.

Variation der spezifischen Investitionskosten des SOFC-Systems

Der Einfluss der spezifischen SOFC-Investitionskosten auf die Systemkonfiguration ist in Abbildung 4.4 anhand der installierten SOFC-Leistung (a), Batterie-Kapazität (b),

Elektrolyse-Leistung (c) sowie zwei repräsentativen Systemkenngrößen gezeigt (d). Der Referenzfall ist weiterhin als vertikale gepunktete Linie dargestellt.

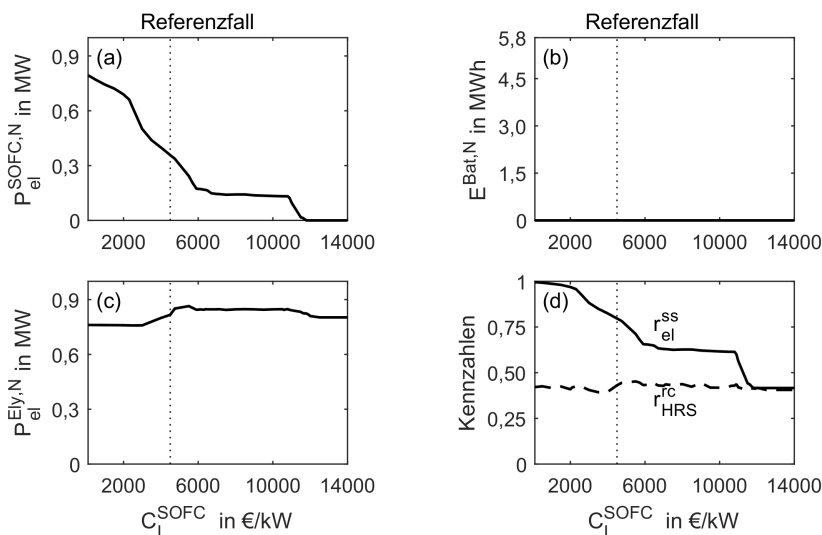


Abbildung 4.4: Einfluss der spez. SOFC-Investitionskosten auf die optimale Systemkonfiguration: (a) SOFC-Leistung, (b) Batterie-Kapazität, (c) Elektrolyse-Leistung und (d) den elektrischen Eigenversorgungsgrad ($r_{\text{el}}^{\text{SS}}$) sowie den erneuerbaren Deckungsgrad der Wasserstofftankstelle ($r_{\text{HRS}}^{\text{SC}}$).

Der Verlauf der installierten Leistung der SOFC, abhängig von den spezifischen Investitionskosten der SOFC (Abbildung 4.4 (a)), wird in drei verschiedene Bereiche unterteilt. Bis 6000 €/kW sinkt die installierte SOFC-Leistung signifikant von über 770 auf 170 kW. Zwischen 6000 und 10 800 €/kW liegt ein annähernd konstantes Nenn-Leistungsplateau bei rund 140 kW. Der dritte Bereich ist wiederum durch eine starke Nenn-Leistungsreduzierung der SOFC gekennzeichnet. Für höhere Kosten als 11 800 €/kW kann die SOFC nicht mehr wirtschaftlich im Systemverbund eingesetzt werden.

Die spezifischen Investitionskosten der SOFC haben innerhalb des gesamten Variationsbereiches keinen Einfluss auf die Batteriedimensionierung (Abbildung 4.4 (b)). Selbst wenn durch hohe Investitionskosten die SOFC aus dem Energiesystem entfernt wird, ist der Einsatz der Batterie nicht wirtschaftlich darstellbar.

Die installierte Leistung des Elektrolyseurs (Abbildung 4.4 (c)) wird ebenfalls in drei Bereiche eingeteilt. Bis zu spezifischen SOFC-Kosten von 2000 €/kW ist die installierte Leistung des Elektrolyseurs konstant. Durch die signifikante Reduktion der SOFC-Leistung steigt die optimale Leistung zwischen 4000 und 8000 €/kW signifikant an. Dieser direkte Zusammenhang resultiert aus der „must-run“-Bedingung der SOFC,

wodurch die SOFC auch bei Stromüberschuss im minimal zulässigen Teillastbereich betrieben wird und Strom generiert. Sinkt das Stromangebot für den Elektrolyseur, muss die Leistungsaufnahme steigen, um die gleiche Menge Wasserstoff produzieren zu können.

Der elektrische Eigenversorgungsgrad verläuft qualitativ ähnlich der SOFC-Leistung. Mit der höchsten SOFC-Leistung kann fast der gesamte Strombedarf des Quartiers gedeckt werden. Durch die weiterhin maximale PV-Leistung sinkt der elektrische Eigenversorgungsgrad ohne SOFC auf 45 %. Die Leistungszunahme des Elektrolyse-Systems ist ebenfalls im erneuerbaren Deckungsgrad der Wasserstofftankstelle ersicht-lich. Ansonsten verläuft diese Kennzahl annähernd konstant. Da die Brennstoffzelle ausschließlich mit Erdgas betrieben und keine Batterie im System eingesetzt wird, ist der elektrische erneuerbare Deckungsgrad konstant bei 42 %.

Variation der spezifischen Investitionskosten des Batterie-Systems

Da die optimale Systemkonfiguration keine Batterie beinhaltet, liegt der Fokus dieser Analyse auf geringeren spezifischen Investitionskosten der Batterie. Die Ergebnisse sind analog zu der Darstellungsform aus Abbildung 4.4 abgebildet.

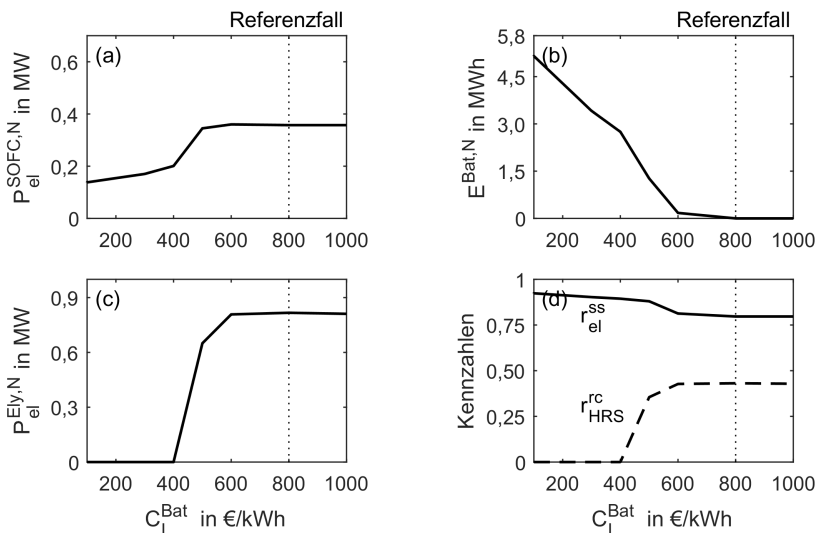


Abbildung 4.5: Einfluss der spez. Batterie-Investitionskosten auf die optimale Systemkonfiguration: (a) SOFC-Leistung, (b) Batterie-Kapazität, (c) Elektrolyse-Leistung und (d) den elektrischen Eigenversorgungsgrad (r_{el}^{ss}) sowie den erneuerbaren Deckungsgrad der Wasserstofftankstelle (r_{HRS}^{rc}).

Die Batterie-Kapazität, abhängig von den spezifischen Investitionskosten der Batterie, ist in Abbildung 4.5 (b) dargestellt. Eine sehr kleine Batterie wird bei etwa

700 €/kWh installiert. Unterhalb von 600 €/kWh steigt die optimale Kapazität signifikant an. Für 500 €/kWh ergibt sich eine Batterie-Kapazität von 1,5 kWh und bei 200 €/kWh verdreifacht sich dieser Wert.

Die Dimensionierung der Batterie hat direkte Auswirkungen auf die Leistung der SOFC, ersichtlich in Abbildung 4.5 (a). Je größer die Batterie-Kapazität ist, desto kleiner wird die installierte Leistung der SOFC. Die größte Leistungsabnahme ergibt sich bei spezifischen Investitionskosten zwischen 500 und 400 €/kWh. Bei der höchsten Batterie-Kapazität halbiert sich die installierte SOFC-Leistung, bezogen auf den Referenzfall.

Während der Einfluss der SOFC-Leistung auf die Dimensionierung des Elektrolyseurs insgesamt gering ausfällt, ist die Wechselwirkung zwischen Batterie und Elektrolyseur stärker ausgeprägt. Ab spezifischen Investitionskosten von 400 €/kWh verdrängt die Batterie das Elektrolyse-System aus der optimalen Systemkonfiguration. Da beide Komponenten den erneuerbaren Photovoltaik-Strom aufnehmen, entsteht für diesen Fall eine Konkurrenzsituation zwischen den beiden.

Dementsprechend folgt der erneuerbare Deckungsgrad der Wasserstofftankstelle (Abbildung 4.5 (d)) dem Verlauf des Elektrolyseurs. Bezogen auf den Anteil des eigenerzeugten Stroms wird die Leistungsreduktion der SOFC durch die höhere Batterie-Kapazität mehr als nur kompensiert. Der elektrische Eigenversorgungsgrad steigt von 80 %, ohne Batterie, bis auf 92 %, mit der größten installierten Batterie-Kapazität. Da die Batterie den erneuerbaren Strom einspeichert, kann der elektrische erneuerbare Deckungsgrad bis auf 72 % gesteigert werden (hier nicht dargestellt).

Variation der spezifischen Strombezugskosten

Der Einfluss der spezifischen Strombezugskosten wird nach der gleichen Systematik wie die beiden vorherigen Parameter abgehandelt und ist in Abbildung 4.6 gezeigt.

Der Untersuchungsraum wird vor allem durch die installierte Leistung der SOFC determiniert (Abbildung 4.6 (a)). Die SOFC kann ab Strombezugskosten von mehr als 0,15 €/kWh wirtschaftlich betrieben werden. Die Leistungszunahme der SOFC auf rund 0,136 MW bei geringen Strombezugskosten ist spiegelverkehrt ähnlich zu dem in Abbildung 4.4 (a) dargestellten Abfall der SOFC-Leistung bei hohen spezifischen SOFC-Investitionskosten. Zwischen 0,18 und 0,21 €/kWh ist der Anstieg der Leistung zunächst sehr gering. Von 0,25 bis 0,5 €/kWh nimmt die optimale SOFC-Leistung signifikant zu. Danach flacht die Leistungszunahme ab und endet schließlich bei einer konstanten Leistung von rund 0,673 MW.

Ab Strombezugskosten in Höhe von 0,32 €/kWh kann ebenfalls die Batterie wirtschaftlich betrieben werden (Abbildung 4.6 (b)). Die höchste Batterie-Kapazität

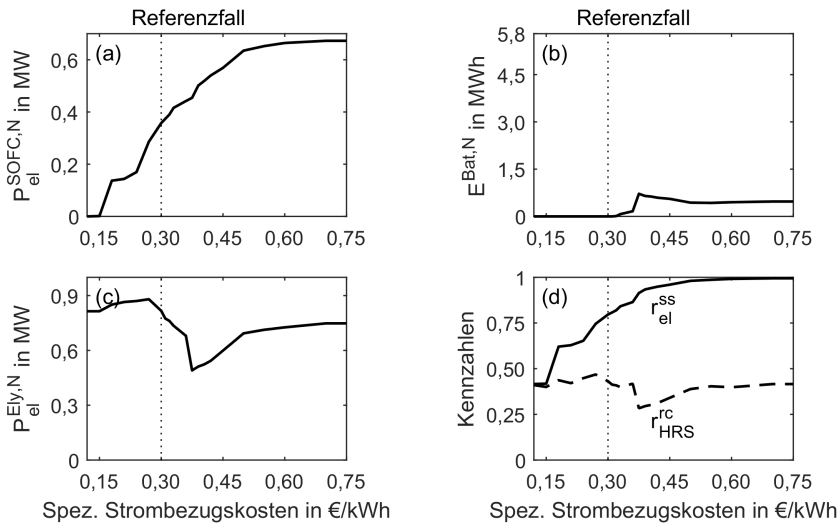


Abbildung 4.6: Einfluss der spez. Strombezugskosten auf die optimale Systemkonfiguration: (a) SOFC-Leistung, (b) Batterie-Kapazität, (c) Elektrolyse-Leistung und (d) den elektrischen Eigenversorgungsgrad (r_{el}^{ss}) sowie den erneuerbaren Deckungsgrad der Wasserstofftankstelle (r_{HRS}^{sc}).

(0,72 MWh) ergibt sich bei 0,375 €/kWh. Danach sinkt die optimale Batterie-Kapazität wieder durch die monoton steigende SOFC-Leistung und nimmt schließlich bei hohen Strombezugskosten eine konstante Kapazität von 0,47 MWh an.

Wie zuvor wird die optimale Elektrolyse-Leistung (Abbildung 4.6 (c)) durch die Dimensionierung von SOFC und Batterie beeinflusst. Sowohl die Systemerweiterung um die SOFC zwischen 0,15 und 0,18 €/kWh als auch die höchste Batterie-Kapazität bei 0,375 €/kWh sind in der installierten Leistung des Elektrolyseurs zu erkennen.

Die Leistung des Elektrolyseurs und des erneuerbaren Deckungsgrades der HRS verlaufen in dieser Analyse qualitativ ähnlich (Abbildung 4.6 (d)). Zudem wird ab Stromkosten in Höhe von 0,60 €/kWh der gesamt-benötigte Strom selbst produziert, wobei hiervon nur 45 % regenerativ hergestellt werden.

4.2.3 Variation der spezifischen Erdgasbezugskosten

In den bisher diskutierten Ausführungen wird die SOFC ausschließlich mit Erdgas betrieben und der gesamte lokal produzierte Wasserstoff für die Betankung der FCEVs genutzt. Ein wichtiger Parameter für die Nutzung des Wasserstoffs als Brenngas für die SOFC ist das Kostenverhältnis von Erdgasbezug und Wasserstoffherstellung. Abbildung 4.7 zeigt die installierten Leistungen von (a) SOFC und (b) Elektrolyseur, (c) die Kapazitäten der beiden Wasserstoffdruckspeicher sowie (d) die erneuerbaren

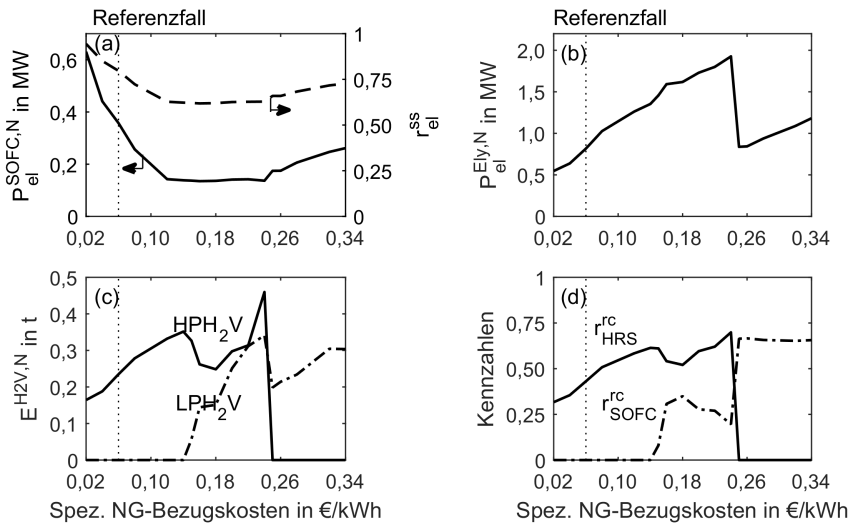


Abbildung 4.7: Einfluss der spez. Erdgasbezugskosten auf die optimale Systemkonfiguration: (a) SOFC-Leistung, (b) Elektrolyse-Leistung, (c) Kapazität von Nieder- und Hochdruckwasserstoffspeicher und (d) den erneuerbaren Deckungsgrad der Wasserstofftankstelle sowie der SOFC.

Deckungsgrade der Wasserstoffnutzung jeweils in Abhängigkeit der Erdgasbezugskosten.

Die Variation des Gasbezugspreises hat keine Auswirkung auf die installierte PV-Leistung, weshalb diese auf dem maximalen Wert bleibt.

Das Ergebnis der installierten Leistung der SOFC (Abbildung 4.7 (a)) wird in drei Hauptbereiche unterteilt. Zuerst sinkt die optimale Leistung der SOFC signifikant bis zu spezifischen NG-Kosten von 0,12 €/kWh. Zwischen 0,12 und 0,24 €/kWh ergibt sich ein Plateau konstanter SOFC-Leistung und anschließend nimmt die Leistung wieder zu. Dabei würde ohne die H_2 -Rückverstromung die SOFC ab Erdgasbezugskosten von über 0,20 €/kWh aus dem Energiesystem entfernt werden. Da es keine Batterie im System gibt, folgt der Anteil selbst produzierten Stroms den Auslegungsergebnissen der SOFC (Sekundärachse in Abbildung 4.7 (a)).

Die optimale Leistung des Elektrolyseurs steigt annähernd linear bis 0,24 €/kWh (Abbildung 4.7 (b)). Zwischen 0,24 und 0,25 €/kWh besteht eine Diskontinuität, bei der die Leistung sprunghaft von fast 2 MW auf 0,84 MW sinkt. Ab 0,25 €/kWh nimmt die Leistung wieder kontinuierlich zu.

Die Dimensionierungsergebnisse der SOFC und des Elektrolyseurs lassen sich auf die Kapazitäten der beiden Wasserstoffspeicher zurückführen, welche in Abbildung 4.7 (c) abgebildet sind. Bei geringen Erdgasbezugskosten wird nur der Hoch-

druckspeicher installiert und daher der produzierte Wasserstoff ausschließlich für die Mobilität genutzt. Da die Leistung des Elektrolyseurs steigt, nimmt auch die Kapazität des Hochdruckspeichers zu. Ab Erdgasbezugskosten von $0,14 \text{ €/kWh}$ wird der Niederdruckspeicher in das optimale Systemdesign aufgenommen. Hierdurch sinkt die Kapazität des Hochdruckspeichers, steigt jedoch im weiteren Verlauf wieder an. Dahingegen steigt die Kapazität des Niederdruckspeichers nur monoton. Das größte Speichervolumen haben beide Speicher bei Erdgasbezugskosten von $0,24 \text{ €/kWh}$. Ab Erdgasbezugskosten von $0,25 \text{ €/kWh}$ entfällt der Hochdruckspeicher aus dem Energieversorgungssystem, sodass der gesamt-produzierte Wasserstoff für die Rückverstromung in der SOFC genutzt wird. Darin ist der gleichzeitige Abfall der Elektrolyse-Leistung zu begründen (Abbildung 4.7 (b)), wodurch ebenfalls die Kapazität des Niederdruckspeichers abfällt. Eine weitere Zunahme der Erdgaskosten bewirkt wiederum die zunehmende wirtschaftliche Verwendung der SOFC und demzufolge die steigende Kapazität des Niederdruckspeichers und der SOFC-Leistung.

Die beiden erneuerbaren Wasserstoffdeckungsgrade zeigen einen ähnlichen Verlauf wie die dazugehörigen Wasserstoffspeicher (Abbildung 4.7 (c)) und untermauern somit das beschriebene Verhalten. Mit einer Ausnahme, nämlich dem Bereich zwischen $0,18$ und $0,24 \text{ €/kWh}$. Hier steigt der Deckungsgrad der HRS, während der Anteil an Wasserstoff am SOFC Brenngasumsatz sinkt. Der Wegfall des Hochdruckspeichers erhöht den Wasserstoffumsatz der SOFC signifikant sowie auch sprunghaft.

4.3 Einfluss der simultanen Variation mehrerer ökonomischer Parameter

Die wichtigsten Einflüsse und Zusammenhänge auf die Auslegung der Komponenten sowie Systemkenngrößen wurden durch die Variation ausgewählter ökonomischer Parameter, ausgehend vom Referenzparametersatz, herausgestellt. Allerdings können durch die separate Parametervariation auch wichtige Bereiche oder Zusammenhänge übersehen werden. Dazu werden im Folgenden drei Aspekte der vorherigen Analyse aufgegriffen und durch die gleichzeitige Variation von mindestens zwei Parametern ausführlicher untersucht. Zuerst wird die Abhängigkeit zwischen Elektrolyseur und Batterie mittels Variation der jeweiligen Investitionskosten herausgestellt. Gegenstand der zweiten Untersuchung sind die beiden Parameter, die eine Diskontinuität bezüglich der Elektrolyse-Leistung hervorgerufen haben: die spezifischen PV-Investitionskosten und die Einspeisevergütung. Abschließend wird in der dritten Analyse die Rückverstromung des Wasserstoffs detailliert betrachtet. Dafür werden neben den

zuvor genannten Parametern die spezifischen Investitionskosten des Elektrolyseurs sowie die Erdgasbezugskosten variiert.

4.3.1 Variation der spezifischen Investitionskosten der Elektrolyse und Batterie

In der folgenden Ausführung werden die spezifischen Investitionskosten des Elektrolyseurs und der Batterie simultan variiert, während die anderen ökonomischen Parameter weiterhin dem Referenzparametersatz aus Tabelle 3.3 und 3.4 entsprechen. Damit wird die in Abbildung 4.5 (c) identifizierte Konkurrenzsituation zwischen beiden Komponenten detaillierter untersucht. Dementsprechend wird die Darstellung der Ergebnisse auf die Dimensionierung des Elektrolyseurs (Farbverlauf in Abbildung 4.8 (a)) und der Batterie (Farbverlauf in Abbildung 4.8 (b)) beschränkt. Die vertikal gepunktete Linie entspricht den in Abbildung 4.3 (a) dargestellten Ergebnissen und die horizontal gepunktete Linie denen in Abbildung 4.5 (c). Der Schnittpunkt beider Linien ergibt die Konfiguration des Referenzsystems.

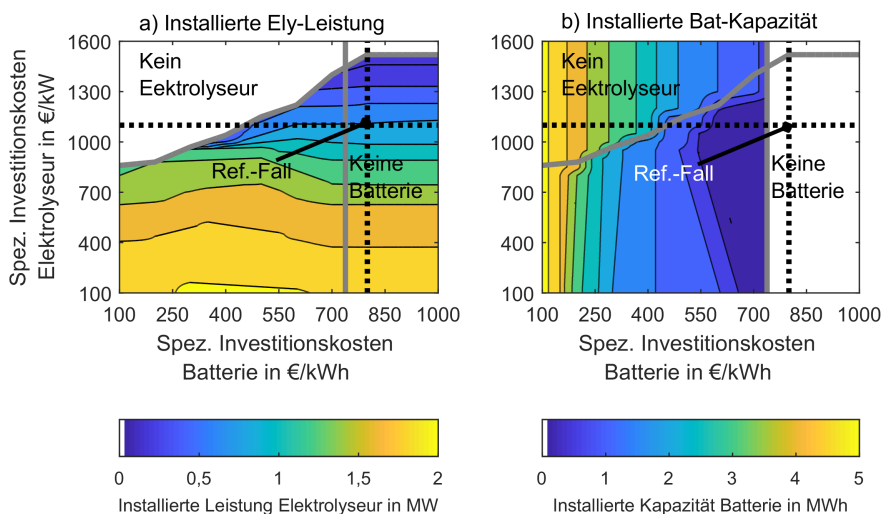


Abbildung 4.8: Einfluss der spez. Investitionskosten von Batterie und Elektrolyseur auf: (a) installierte Leistung des Elektrolyseurs und (b) installierte Kapazität der Batterie.

Falls kein Elektrolyseur oder keine Batterie installiert wird, ist der jeweilige Bereich nicht eingefärbt. Zusätzlich sind diese Bereiche in beiden Abbildungen durch eine graue Linie von Bereichen mit Leistungen oder Kapazitäten größer als null abgegrenzt. Die vertikale graue Gerade wird im Folgenden als ökonomische Grenzlinie

der Batterie und die horizontal ansteigende graue Linie als ökonomische Grenzlinie des Elektrolyseurs bezeichnet.

Diese teilen die Ergebnisse in vier Bereiche; bei hohen spezifischen Investitionskosten beider Komponenten ist weder der Elektrolyseur noch die Batterie Bestandteil des Energiesystems. Hier ist die Einspeisung des Stroms gegenüber der lokalen Verwendung vorzuziehen. Die spezifischen Investitionskosten, bei denen die Komponenten nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können, entsprechen der zuvor identifizierten ökonomischen Grenze von 1520 €/kW für den Elektrolyseur und 750 €/kWh für die Batterie. Der zweite Bereich befindet sich im rechten Bildrand von Abbildung 4.8 (a). Die Dimensionierungsergebnisse entsprechen hier der Leistung des Elektrolyseurs ohne Batterie im System und sind demzufolge konstant in horizontaler Richtung.

Der dritte Bereich ist im oberen Bildrand von Abbildung 4.8 (b) zu finden und stellt die Ergebnisse der optimalen Batterie-Kapazität ohne einen Elektrolyseur im System dar. Diese sind in vertikaler Bildrichtung bis zur ökonomischen Grenzlinie des Elektrolyseurs konstant. In diesem Bereich verdrängt die Batterie den Elektrolyseur aus der optimalen Systemkonfiguration. Bei sehr günstigen Batteriekosten erstreckt sich dieser Bereich bis zu Elektrolyse-Kosten von 860 €/kW. Unterhalb dieser Kosten wird der Elektrolyseur nicht mehr durch die Batterie aus dem System verdrängt.

Der vierte Bereich befindet sich unterhalb der ökonomischen Grenzlinie des Elektrolyseurs und links der ökonomischen Grenzlinie der Batterie. Der vertikale Verlauf der ökonomischen Grenzlinie der Batterie zeigt, dass die spezifischen Investitionskosten des Elektrolyseurs hier keinen Einfluss auf die Lage dieser, sondern nur auf die installierte Kapazität haben (Abbildung 4.8 (b)). Bis auf den Bereich sehr günstiger Investitionskosten der Komponenten wird durch den Elektrolyseur eine recht geringe Batterie-Kapazität installiert. Dieser Abfall ist deutlich im Bereich links des Schnittpunktes beider Grenzlinien erkennbar. Dort ändert sich die Batterie-Kapazität um etwa 1 MWh zwischen der Systemkonfiguration ohne Elektrolyseur zu jener mit einem Elektrolyseur. Für Batterieinvestitionskosten zwischen 600 und 750 €/kWh steigt die Batterie-Kapazität in vertikaler Bildrichtung durch geringere Investitionskosten des Elektrolyseurs. Dies resultiert vor allem aus der zugrunde liegenden Betriebsführung des Energiesystems. Zum Ausgleich des Stromüberschusses wird zuerst der Elektrolyseur und danach die Batterie verwendet. Allerdings wird die Batterie auch geladen, wenn die überschüssige Leistung kleiner als die zulässige minimale Leistungsaufnahme des Elektrolyse-Systems ist. Je größer der Elektrolyseur ausgelegt ist, desto größer die Leistung unterhalb dessen die Batterie geladen werden kann. Innerhalb beider Grenzlinien, unterhalb von 800 €/kW für den Elektrolyseur und 500 €/kWh für die Batterie, ist die Dimensionierung der Komponenten haupt-

sächlich von den jeweiligen Investitionskosten abhängig. Im Bereich der spezifischen Investitionskosten der Batterie von 400 bis zu 600 €/kWh ergibt sich bezogen auf die horizontale Bildrichtung die höchste Elektrolyse-Leistung.

Die Abhängigkeit zwischen Batterie- und Elektrolyse-Dimensionierung wird innerhalb des gesamten dargestellten Bereiches der Abbildung 4.8 ersichtlich. Eine signifikante Konkurrenzsituation zwischen beiden Komponenten existiert allerdings nur oberhalb der ökonomischen Grenzlinie des Elektrolyseurs. Für den Großteil der berechneten Fälle ist es vorteilhaft, beide Komponenten zu kombinieren.

4.3.2 Variation der spezifischen Investitionskosten der PV und der Einspeisevergütung

Gegenstand der folgenden Analyse ist die gleichzeitige Variation der spezifischen PV-Investitionskosten und der Einspeisevergütung. Die Veränderung beider Parameter hat in den vorherigen Untersuchungen eine sprunghafte Änderung der installierten Elektrolyse-Leistung bewirkt. Abbildung 4.9 zeigt die installierten Leistungen ausgewählter Komponenten in Abhängigkeit dieser Parameter. Die vertikal gepunktete Linie entspricht wieder den in Abbildung 4.3 (c) dargestellten Ergebnissen und die Horizontale denen in Abbildung 4.2. Dementsprechend zeigt der Schnittpunkt beider Linien die Dimensionierungsergebnisse des Referenzsystems.

Im Gegensatz zur vorherigen Analyse verändert sich die installierte PV-Leistung im untersuchten Parameterraum (Abbildung 4.9 (a)). Die Ergebnisse werden in drei Bereiche eingeteilt, die durch die roten Linien verdeutlicht sind. Zur besseren Interpretation werden diese Linien ebenfalls in den Abbildungen 4.9 (b) – (d) dargestellt. Der Bereich der maximal zulässigen PV-Leistung ist gelb dargestellt unterhalb der roten Gerade. Für diesen Bereich gilt, dass sowohl durch die Direktnutzung des eigenerzeugten Photovoltaik-Stroms als auch durch die Einspeisung in das öffentliche Netz Erlöse erzielt werden. Der zweite Bereich, dunkelblau dargestellt, zeichnet sich durch eine sehr geringe PV-Leistung aus. Hier wird der größte Anteil des Photovoltaik-Stroms direkt genutzt. Durch die Einspeisung des Stroms wird kein monetärer Gewinn generiert. Der dritte Bereich befindet sich zwischen den beiden zuvor genannten und nimmt somit Werte zwischen der maximalen und minimalen PV-Leistung an. Dieser Bereich ist im Folgenden als Übergangsbereich bezeichnet. Die kleinste PV-Leistung in diesem Bereich beträgt allerdings 6 MW, sodass sich ein deutlicher Leistungssprung an der Grenzlinie ergibt. Ohne Einspeisevergütung ist der Übergangsbereich am breitesten ausgeprägt und verengt sich mit zunehmender Einspeisevergütung. Ab einer Einspeisevergütung von 0,08 €/kWh bildet sich kein Übergangsbereich mehr aus und der Bereich maximaler PV-Leistung grenzt direkt an den minimaler PV-Leistung. Der

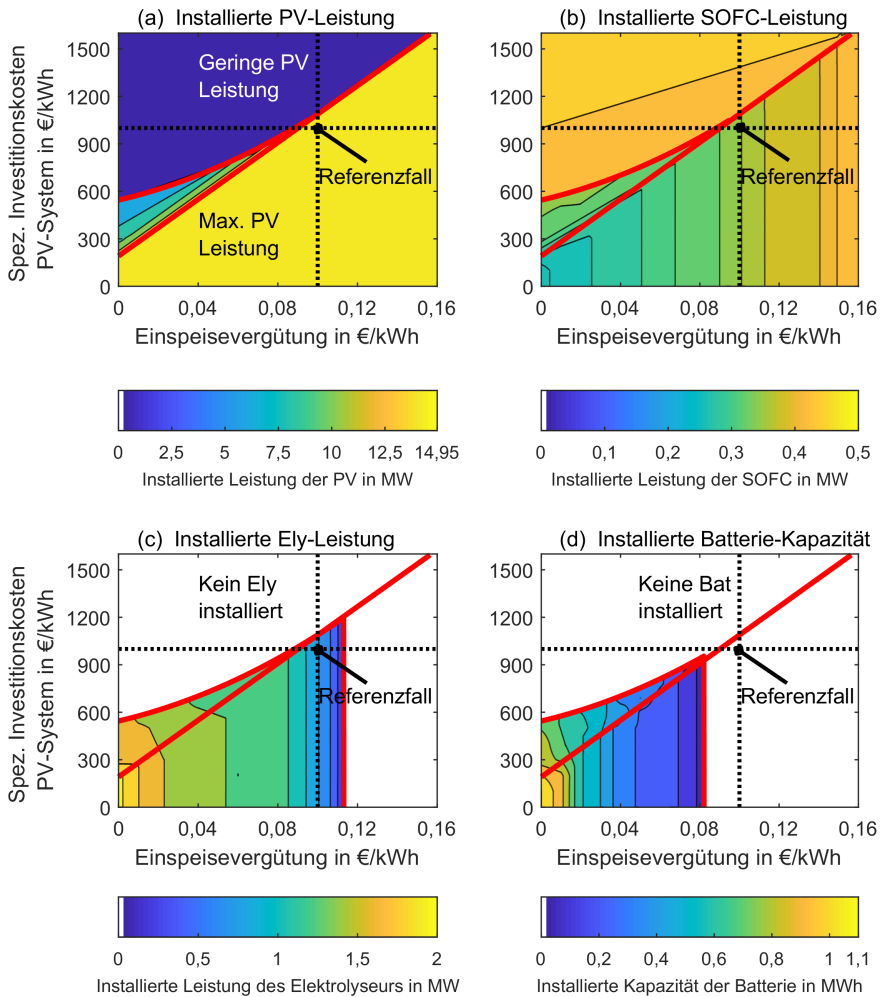


Abbildung 4.9: Einfluss der spez. PV-Investitionskosten und Einspeisevergütung auf: (a) installierte Leistung der PV, (b) installierte Leistung der SOFC, (c) installierte Leistung des Elektrolyseurs und (d) installierte Kapazität der Batterie.

sich hierbei ergebene Leistungssprung der PV-Leistung wurde in der ersten Analyse aufgezeigt (Abbildung 4.2). Der hier dargestellte Übergangsbereich existiert in dieser Ausprägung nur aufgrund des Einsatzes des Elektrolyseurs und der Batterie.

In Abbildung 4.9 (c) ist die Dimensionierung des Elektrolyseurs und demzufolge der Bereich wirtschaftlicher Wasserstoffproduktion dargestellt. Der Elektrolyseur findet nur für geringere Einspeisevergütungen als $0,112 \text{ €/kWh}$ einen wirtschaftlichen Einsatz. Diese Grenze ist unabhängig von den spezifischen PV-Investitionskosten gültig und wird ebenfalls durch eine rote Gerade gekennzeichnet. Die zweite ökonomische Grenze resultiert aus der installierten PV-Leistung. Wie zuvor erläutert

müssen signifikante PV-Überschüsse vorhanden sein, um den Elektrolyseur wirtschaftlich einsetzen zu können. Daher ergibt die Grenzlinie zwischen Übergangsbereich sowie maximaler PV-Leistung (ab Einspeisevergütungen größer $0,09 \text{ €/kWh}$) und minimaler PV-Leistung die zweite ökonomische Betriebsgrenze des Elektrolyseurs. Demzufolge wird die wirtschaftliche Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse durch die Grenzlinien der Einspeisevergütung sowie der Grenzlinie der minimalen PV-Leistung bestimmt. Während die installierte Leistung des Elektrolyseurs mit zunehmender Einspeisevergütung in horizontaler Richtung kontinuierlich abnimmt, fällt sie in vertikaler Richtung diskontinuierlich bzw. sprunghaft ab. Im Bereich konstanter PV-Leistung hängen die Leistungen des Elektrolyseurs, der SOFC und der Batterie nur von der Einspeisevergütung ab. Mit abnehmender PV-Leistung sinkt die optimale Elektrolyse-Leistung, was auf die abnehmenden Überschüsse zurückzuführen ist. Die größte Leistung des Elektrolyseurs ergibt sich bei geringen spezifischen PV-Investitionskosten sowie geringer oder keiner Einspeisevergütung.

Obwohl der Referenzfall keine Batterie enthält, wird im Rahmen dieser Analyse ein wirtschaftlicher Bereich der Batterie identifiziert. Unterhalb einer Einspeisevergütung von $0,08 \text{ €/kWh}$ wird der Einsatz der Batterie wirtschaftlich. Die obere Grenzlinie entspricht wie zuvor der Grenzlinie der minimalen PV-Leistung. Bis auf die vertikale ökonomische Grenzlinie der Einspeisevergütung ist dieser Bereich demzufolge qualitativ ähnlich dem des Elektrolyseurs. Durch die direkte Stromnutzung sowie Anwendung der beiden Komponenten ist es ökonomisch sinnvoll, eine PV-Leistung zwischen der minimalen und maximalen Leistung zu installieren. Daher wird die Wirtschaftlichkeit der PV in diesem Bereich nicht primär über die Einspeisevergütung definiert.

Abbildung 4.9 (d) zeigt, dass die Batterie den größten Einfluss auf die Dimensionierung der SOFC hat. Die spezifischen PV-Investitionskosten und Einspeisevergütung haben einen indirekten Einfluss auf die Dimensionierung der SOFC über die beiden vorherigen Komponenten. Je größer die Batterie-Kapazität, desto kleiner wird die optimale SOFC-Leistung. Da das PV-System den elektrischen Bedarf des Quartiers reduziert, wird die maximale SOFC-Leistung im Bereich der minimalen PV-Leistung eingesetzt.

Einfluss auf die jährlichen Einsparungen gegenüber der Benchmark-Systemkonfiguration

In Abbildung 4.9 wurden diverse Systemkonfigurationen gezeigt, bei denen die gegenseitigen Abhängigkeiten bei der Komponenten-Auslegung ersichtlich wurden. Deshalb sind in Abbildung 4.10 die monetären Einsparungen pro Jahr, abhängig

von den spezifischen PV-Investitionskosten und der Einspeisevergütung, dargestellt. Dazu werden die Ergebnisse auf die jährlichen Kosten des Benchmark-Systems mit konventioneller Energieversorgung bezogen. Die Achsen in Abbildung 4.10 entsprechen den vorherigen Abbildungen.

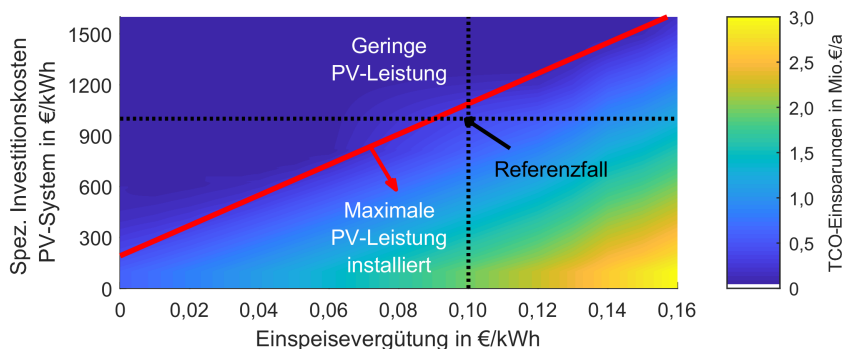


Abbildung 4.10: Einfluss der spez. PV-Investitionskosten und Einspeisevergütung auf die jährlichen Einsparungen bezogen auf die Benchmark-Systemkonfiguration.

Ausgehend von den jährlichen Kosteneinsparungen können keine direkten Rückschlüsse auf die zugrunde liegende Systemkonfiguration gezogen werden, da diese kontinuierlich verlaufen. Am ehesten kann der Bereich maximaler PV-Leistung identifiziert werden. Hier steigen die Kosteneinsparungen kontinuierlich (ab der rot eingezeichneten Grenzlinie) bei sinkenden spezifischen PV-Investitionskosten und steigenden Einspeisevergütungen. Der Übergang von dem Bereich minimaler PV-Leistung zum Übergangsbereich folgt ebenfalls dem kontinuierlichen Verlauf und kann somit nicht in Abbildung 4.10 herausgestellt werden.

Einfluss auf den Bereich wirtschaftlicher Wasserstoffherzeugung

Bei der Diskussion von Abbildung 4.9 wurde postuliert, dass der gezeigte Übergangsbereich der PV-Leistung abhängig von der Wirtschaftlichkeit der Elektrolyse oder Batterie ist. Daher wird im Folgenden der Einfluss der spezifischen Investitionskosten der Elektrolyse anhand von drei exemplarischen Kosten auf den wirtschaftlichen Bereich der H₂-Produktion herausgestellt. Dazu ist in Abbildung 4.11 nur der Bereich wirtschaftlicher Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyse farblich gekennzeichnet. In den weißen Bereichen ist demzufolge der Einsatz des Elektrolyseurs unwirtschaftlich. Der Bereich maximaler PV-Leistung ist hiervon unberührt und wird durch die rote Gerade gekennzeichnet. Die obere Grenze der jeweiligen Elektrolyse-Flächen (grün dargestellt) entspricht der Grenzlinie des Photovoltaik-Übergangsbereiches.

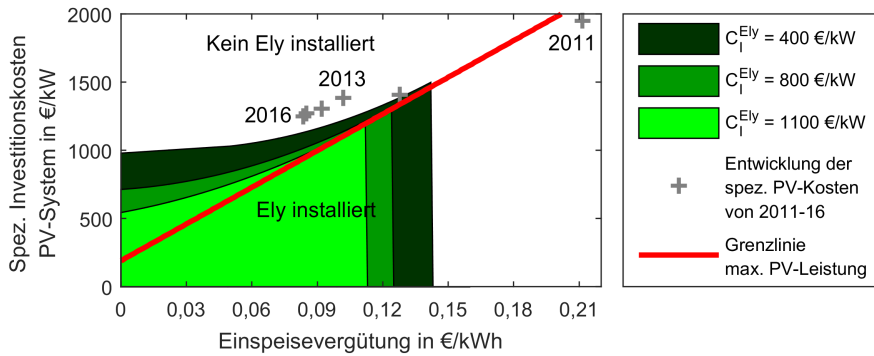


Abbildung 4.11: Einfluss der spez. PV-Investitionskosten und Einspeisevergütung auf den Bereich wirtschaftlicher Wasserstoffherzeugung für spez. Investitionskosten der Elektrolyse von (a) 1100, (b) 800 und (c) 400 €/kW; die Werte für die spez. Investitionskosten der PV sowie Einspeisevergütung für die Jahre 2011 bis 2016 beziehen sich auf Deutschland und stammen aus dem jährlichen Bericht des Fraunhofer-ISE (Wirth und Schneider, 2017).

Der Bereich wirtschaftlicher Wasserstoffproduktion vergrößert sich bei geringeren spezifischen Investitionskosten des Elektrolyseurs. Dabei ergibt sich eine annähernd konstante Zunahme der Fläche um etwa 10 % pro Kostenreduktion um 100 €/kW. In der Vergangenheit haben sich in Deutschland die spezifischen PV-Investitionskosten in Abhängigkeit der weltweit produzierten Menge, der installierten Leistung und der Einspeisevergütung entwickelt. Demzufolge existiert ein kausaler Zusammenhang zwischen diesen beiden ökonomischen Parametern. Diese Werte aus den Jahren 2011-2016 für Deutschland (nach Wirth und Schneider (2017)) sind ebenfalls in Abbildung 4.11 aufgetragen. Aus den Daten ist ersichtlich, dass die dezentrale Wasserstoffproduktion in der Vergangenheit selbst für sehr günstige Elektrolyse-Kosten von 400 €/kW nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Dennoch ist eine Annäherung an den wirtschaftlichen Bereich durch die kontinuierliche Kostendegression zu erkennen. Des Weiteren ist anzunehmen, dass in naher Zukunft die Einspeisevergütung für alle Anlagengrößen durch Selbstvermarktungskonzepte ersetzt wird. Je nach Anlagengröße sind Vergütungen unterhalb von 0,04 €/kWh, aber auch ein Wegfall der Vergütung denkbar. Bei dieser Kostenstruktur wird der Elektrolyseur bei 400 €/kW ab PV-Kosten von 980 €/kW wirtschaftlich. Für die höheren spezifischen Elektrolyse-Kosten ergibt sich die Grenze der Wirtschaftlichkeit wie folgt: bei 800 €/kW (Ely) unterhalb 750 €/kW (PV) und für 1100 €/kW (Ely) erst unterhalb von 500 €/kW (PV).

4.3.3 Analyse der Parameter zur Rückverstromung des Wasserstoffs

Ein Energieversorgungssystem, das einen Elektrolyseur zur Wasserstoffproduktion für die Mobilität und eine SOFC, die ausschließlich mit Erdgas betrieben wird, beinhaltet, konnte bereits in Abbildung 4.9 gezeigt werden. Da beide Komponenten jedoch nicht über die Rückverstromung des Wasserstoffs miteinander gekoppelt sind, werden in der letzten Parametervariation die hierfür limitierenden Parameter untersucht. Dazu wird, wie in den vorherigen Abbildungen, der Bereich wirtschaftlicher Wasserstoffproduktion in Abhängigkeit der spezifischen PV-Investitionskosten sowie der Einspeisevergütungen dargestellt. Zusätzlich ist in Abbildung 4.12 der Bereich der wirtschaftlichen Rückverstromung rosa hervorgehoben. Für eine praktisch-relevante Umsetzung wird hierfür ein jährlicher Mindestumsatz von 1 kg Wasserstoff pro Haushalt gefordert. Damit ist diese Definition zwar unabhängig von der SOFC-Leistung, entspricht jedoch in etwa einem erneuerbaren Deckungsgrad der SOFC Brenngaszufuhr größer als 1%.

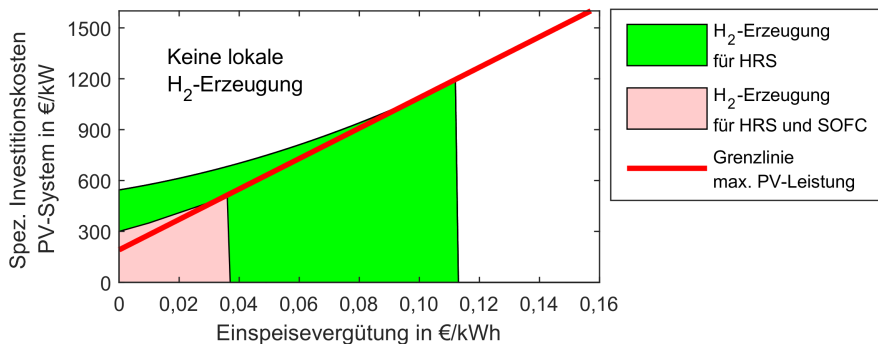


Abbildung 4.12: Einfluss der spez. PV-Investitionskosten und Einspeisevergütung auf den Bereich wirtschaftlicher Wasserstoffproduktion für spez. Investitionskosten der Elektrolyse von 1100 €/kW; innerhalb dieses Bereiches ist die zusätzliche Nutzung des H₂ zur Rückverstromung in der SOFC rosa hervorgehoben.

In dem grün eingefärbten Bereich von Abbildung 4.12 wird der produzierte Wasserstoff ausschließlich für die Betankung der FCEVs und in dem rosa eingefärbtem Bereich zusätzlich zur Rückverstromung in der SOFC genutzt.

Positiv ist festzustellen, dass es einen Bereich wirtschaftlicher Rückverstromung selbst bei recht hohen Elektrolyse-Kosten von 1100 €/kW gibt, allerdings beschränkt sich dieser sowohl auf sehr geringe PV-Investitionskosten als auch geringe Einspeisevergütungen. Zudem entspricht dieser Bereich einem Anteil von nur 16% des gesamten Wasserstoffproduktionsbereiches. Rückblickend auf die Entwicklung der PV-Kosten und der Einspeisevergütung der vergangenen Jahre (Abbildung 4.11) ist

es höchst unwahrscheinlich, mit dem angewendeten Kostensatz eine wirtschaftliche Rückverstromung in den nächsten Jahren darstellen zu können. Wie zuvor gezeigt beeinflussen die Erdgasbezugskosten signifikant die Rückverstromung, da die SOFC mit beiden Gasen betrieben werden kann. Außerdem haben die Elektrolyse-Kosten Einfluss auf die produzierte Menge, weshalb beide Parameter in die abschließende Analyse einbezogen werden. Zu diesem Zweck sind in Abbildung 4.13 ausschließlich die Bereiche der H₂-Rückverstromung gezeigt. Auch in diesem Bereich wird der größte Teil des produzierten Wasserstoffs weiterhin für die Mobilität genutzt. Im Folgenden wird deshalb zur Vereinfachung nur die Bezeichnung Rückverstromung genutzt.

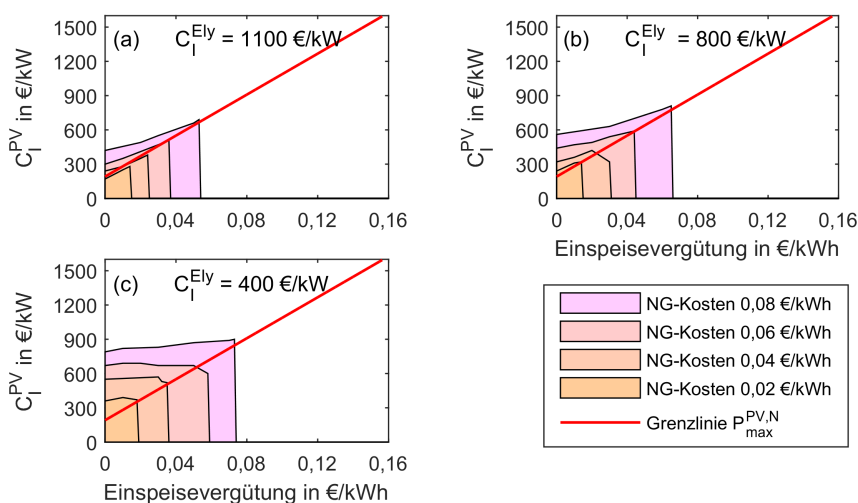


Abbildung 4.13: Einfluss der spez. PV-Investitionskosten und Einspeisevergütung auf den Bereich wirtschaftlicher Wasserstoffproduktion für Mobilität und Rückverstromung in Abhängigkeit der Erdgasbezugskosten von 0,02, 0,04, 0,06 und 0,08 €/kWh sowie der spez. Ely-Investitionskosten von (a) 1100, (b) 800 und (c) 400 €/kW.

In Abbildung 4.13 ist der Bereich der Wasserstoffrückverstromung für spezifische Investitionskosten der Elektrolyse in Höhe von 1100 (a), 800 (b) und 400 €/kW (c) dargestellt. Außerdem werden darin die Erdgasbezugskosten variiert. Selbst für spezifische Investitionskosten des Elektrolyseurs in Höhe von 1100 €/kW und Erdgasbezugskosten von nur 0,02 €/kWh kann Wasserstoff in einem kleinen Bereich wirtschaftlich rückverstromt werden (Abbildung 4.13 (a)).

Hier wird ein erneuerbarer Deckungsgrad des Brenngases der SOFC von etwa 16% mit Erdgasbezugskosten von 0,06 €/kWh erreicht. Durch spezifische Investitionskosten des Elektrolyseurs von 800 €/kW vergrößert sich der Bereich der wirt-

schaftlichen Rückverstromung und der erneuerbare Deckungsgrad auf 26 %. Eine weitere Erhöhung der Fläche und des Deckungsgrades (38 %) wird durch spezifische Investitionskosten des Elektrolyseurs von 400 €/kW erzielt. Bei Erdgasbezugskosten von 0,08 €/kWh können hiermit sogar bis zu 45 % (etwa 30 kg H₂ pro Haushalt) dargestellt werden.

Zusammenfassend ergibt sich für eine Zunahme der Erdgasbezugskosten um 0,02 €/kWh eine Verdopplung des Rückverstromungsbereiches. Durch Reduzierung der Elektrolyse-Kosten um 100 €/kW (bei konstanten Erdgasbezugskosten) erhöht sich der Bereich der Rückverstromung wie bereits zuvor um etwa 10 %. In allen hier dargestellten Fällen konnte ein Bereich wirtschaftlicher Wasserstoff-Rückverstromung identifiziert werden. Die meisten Fälle sind aufgrund der geringen PV-Investitionskosten eher theoretisch anzusehen. Eine Möglichkeit, PV-Kosten unterhalb von 300 €/kW zu realisieren, wäre die Bestandsanlagen, die aus der EEG-Förderung auslaufen, aufzuwerten und über die 20 Jahre hinaus zu betreiben. Ein größerer Markt ergibt sich, falls spezifische Ely-Investitionskosten von 400 €/kW erreicht werden, da hier die H₂-Rückverstromung bereits für spezifische PV-Investitionskosten größer als 500 €/kW wirtschaftlich ist.

4.4 Einfluss der integrierten Energiebereitstellung auf die Systemkonfiguration

Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse für die Befüllung der Brennstoffzellenfahrzeuge ist in den meisten Untersuchungsbeispielen wirtschaftlich darstellbar. Dahingegen ist der zweite Anwendungsfall, die Rückverstromung in der SOFC, für den Großteil der Fälle unwirtschaftlich. In Abschnitt 4.2.3 und 4.3.3 wurde gezeigt, dass die spezifischen Investitionskosten von Elektrolyse und PV sowie die Einspeisevergütung deutlich abgesenkt werden müssen, um die H₂-Rückverstromung ökonomisch motiviert zu realisieren. Je nach Entwicklung des Marktes oder der politischen Randbedingungen werden die hierfür notwendigen Kosten mindestens fünf bis zehn Jahre später erreicht als der Kostensatz für die H₂-Herstellung für die reine Mobilitätsanwendung. Demzufolge würde unter Berücksichtigung der geringsten jährlichen Gesamtkosten die Wasserstoffproduktion zunächst auf die Mobilität beschränkt und anschließend auf die H₂-Rückverstromung ausgeweitet werden. Die vorherigen Ergebnisse haben gezeigt, dass es Wechselwirkungen zwischen der Auslegung der SOFC und des Elektrolyseurs gibt, da der Elektrolyseur durch die „must-run“-Bedingung auch zu einem gewissen Teil mit SOFC-Strom betrieben wird.

Eine direkte physikalische Kopplung zwischen beiden Komponenten existiert jedoch nicht.

Deshalb wird in diesem letzten Abschnitt herausgestellt, welche Vorteile der integrierte Systemverbund aus SOFC und Elektrolyse gegenüber der einzelnen Installation aufweist. Dazu wird das Energiesystem dieser Arbeit, welches Strom, Wärme und Wasserstoff bereitstellt (Energiesystem I), gegen ein System verglichen, welches nur Strom und Wärme bereitstellt und davon lokal getrennt den Wasserstoff generiert (Energiesystem II). Das ursprüngliche System wird somit in zwei Teilsysteme aufgeteilt. Der Wasserstoff in diesem Energiesystem wird ebenfalls mittels Elektrolyse aus Photovoltaik-Strom sowie demselben Erzeugungsprofil hergestellt. Zusätzlich wird dieser Vergleich anhand von drei repräsentativen, unterschiedlich komplexen Systemkonfigurationen vorgenommen. Systemkonfiguration (a) folgt aus dem Referenzparametersatz und beinhaltet damit die SOFC und den Elektrolyseur (gesamte Konfiguration ist in Tabelle 4.1 aufgeführt). Für die zwei weiteren Konfigurationen werden die ökonomischen Parameter so variiert, dass sukzessiv Komponenten hinzukommen, um den Einfluss der umfangreicheren Systemkonfiguration zu quantifizieren. Systemkonfiguration (b) wird zusätzlich durch die Batterie und Systemkonfiguration (c) durch Batterie und Niederdruckwasserstoffspeicher erweitert. Die angewendeten ökonomischen Parameter werden im dazugehörigen Unterabschnitt aufgeführt. Die maximale PV-Leistung wird im Energiesystem II zu gleichen Anteilen auf das Teilsystem II.1, welches Strom und Wärme bereitstellt, und Teilsystem II.2, welches Wasserstoff für die Mobilität bereitstellt, aufgeteilt. Der Vergleich beider Energiesysteme anhand der drei Systemkonfigurationen erfolgt zunächst durch die jährliche prozentuale Kosteneinsparung, welche in Tabelle 4.2 zusammengestellt ist. Dazu werden als Bezugs- oder Anfangswert die jährlichen Gesamtkosten des Benchmark-Systems verwendet.

Die Tabellenspalte Energiesystem I ($El + Th + Mobil$) zeigt die Ergebnisse des in dieser Arbeit analysierten Energiesystems. Demzufolge sind die Ergebnisse der beiden Teilsysteme für die lokal getrennte Wasserstoffproduktion in der Spalte $El + Th$ sowie $Mobil$ zu finden. Für Energiesystem II werden zunächst die Einsparungen des Teilsystem 1 und 2 separat ausgewiesen und anschließend zum besseren Vergleich aufaddiert. In der letzten Tabellenspalte ist die Differenz aus den Einsparungen beider Energiesysteme aufgeführt. Demzufolge ist die Deckung der Bedarfe Strom, Wärme und Wasserstoff im Systemverbund für alle drei Systemkonfigurationen geringfügig vorteilhaft gegenüber der getrennten Herstellung. Dabei nimmt der monetäre Vorteil der kombinierten Bereitstellung mit zunehmender Systemkomplexität zu.

Tabelle 4.2: Gegenüberstellung der prozentualen monetären Einsparungen des integrierten Ansatzes zur Strom-, Wärme- und H₂-Erzeugung (Energiesystem I) und der entkoppelten Strom- und Wärmeerzeugung (System II.1) von der H₂-Produktion (System II.2) bezogen auf die Benchmark-Systemkonfiguration.

	Energiesystem I El + Th + Mobil	Energiesystem II		Differenz beider Systeme
		II.1	II.2	
Systemkonfig. (a)	17,54 %	20,68 %	6,64 %	
		16,16 %		1,4 %
Systemkonfig. (b)	26,51 %	27,57 %	18,65 %	
		24,7 %		1,8 %
Systemkonfig. (c)	30,53 %	28,50 %	28,07 %	
		28,36 %		2,2 %

Nachfolgend wird zusätzlich auf die jeweiligen Systemkonfigurationen der Energiesysteme eingegangen. Dazu werden sowohl die relevanten Dimensionierungsergebnisse als auch weitere Kennzahlen zusammengestellt.

Systemkonfiguration (a)

Bezogen auf die Anzahl der Komponenten stellt Systemkonfiguration (a) das einfachste der drei Energiesysteme dar. Hierfür wurden die ökonomischen Parameter aus den Tabellen 3.3 und 3.4 angewendet. Die für den Vergleich der Energiesysteme wichtigsten Ergebnisse sind in Tabelle 4.3 aufgeführt.

Die Ergebnisse der ersten Spalte entsprechen danach denen aus Tabelle 4.1. Der Anteil lokal produzierten Stroms ist im Energiesystem II um 2,5 Prozentpunkte höher als im Verbundsystem, was auf die größere SOFC zurückzuführen ist. Diese resultiert wiederum aus der geringeren PV-Leistung. Hierdurch ist allerdings der erneuerbare elektrische Deckungsgrad im Verbundsystem gut 3 Prozentpunkte größer als im Energiesystem II. Des Weiteren kann durch die größere PV-Leistung im Verbundsystem eine höhere Elektrolyse-Leistung als im Teilsystem installiert werden, was zu einem fast 20 Prozentpunkte größeren erneuerbaren Deckungsgrad der HRS führt. Durch die Trennung des Elektrolyseurs vom restlichen System im Teilsystem kann dessen Abwärme nicht genutzt werden. Folglich kann keine erneuerbare Wärme im Energiesystem II genutzt werden. Somit ist der erneuerbare Gesamtdeckungsgrad im Verbund fast 6 Prozentpunkte größer als im Teilsystem. Der erneuerbare Gesamtdeckungsgrad umfasst die nachfolgend aufgeführten Zusatzaufwendungen sowie Verluste und kann daher nicht direkt aus den vorherigen Kenngrößen be-

Tabelle 4.3: Vergleich beider Energiesysteme (I und II) bezüglich relevanter Kenngrößen und Auslegungsergebnisse für Systemkonfiguration (a).

	Energiesystem I		Energiesystem II	
	El + Th + Mobil		El + Th	Mobil
r_{el}^{SS}	78,17 %		80,67 %	-
r_{el}^{rc}	41,61 %		38,44 %	-
r_{th}^{rc}	3,15 %		0 %	-
r_{HRS}^{rc}	66,49 %		-	47,70 %
r_{SOFC}^{rc}	0 %		0 %	-
r_t^{rc}	17,79 %		4,69 %	47,70 %
			12,04 %	
$P_{el}^{PV,N}$	14,95 MW		7,475 MW	7,475 MW
$P_{el}^{SOFC,N}$	0,336 MW		0,375 MW	-
$P_{el}^{Ely,N}$	1,17 MW		-	0,826 MW
$E^{Bat,N}$	-		-	-

stimmt werden. Durch die „must-run“-Bedingung produziert die SOFC auch bei elektrischen Überschüssen weiterhin Strom und verbraucht dabei Erdgas oder Wasserstoff, der später durch Erdgas substituiert werden muss. Die untere Teillastgrenze des Heizkessels führt ebenfalls zu einer gewissen thermischen Überproduktion. Die überschüssige Wärme kann zwar gespeichert werden, durch die Be- und Endladungs- sowie Selbstentladungsverluste des Wärmespeichers treten jedoch zusätzliche Verluste auf. Bezogen auf die Ausnutzung des Photovoltaik-Stroms ist die Gleichverteilung der maximalen Leistung für diese Konfiguration nicht optimal gewählt. Da jedoch alle drei Systemkonfigurationen anhand gleicher Randbedingungen verglichen werden sollen, wird davon abgesehen, die maximale PV-Leistung im Teilsystem entsprechend der jeweiligen Systemkonfiguration aufzuteilen.

Systemkonfiguration (b)

Um die Batterie im Energiesystem wirtschaftlich zu integrieren, wurden folgende Parameter geändert:

- Einspeisevergütung: 0,08 €/kWh
- spez. Investitionskosten PV: 800 €/kW_{el}
- spez. Investitionskosten SOFC: 2000 €/kW_{el}

Tabelle 4.4: Vergleich beider Energiesysteme (I und II) bezüglich relevanter Kenngrößen und Auslegungsergebnisse für Systemkonfiguration (b).

	Energiesystem I		Energiesystem II	
	El + Th + Mobil		El + Th	Mobil
r_{el}^{ss}	97,48 %		97,78 %	-
r_{el}^{rc}	46,75 %		45,18 %	-
r_{th}^{rc}	3,22 %		0 %	-
r_{HRS}^{rc}	74,56 %		-	64,91 %
r_{SOFC}^{rc}	0 %		0 %	-
r_t^{rc}			4,65 %	64,91 %
	20,00 %		14,95 %	
$p_{el}^{PV,N}$	14,95 MW		7,475 MW	7,475 MW
$p_{el}^{SOFC,N}$	0,585 MW		0,557 MW	-
$p_{el}^{Ely,N}$	1,588 MW		-	1,502 MW
$E^{Bat,N}$	0,697 MWh		0,941 MWh	-

- spez. Investitionskosten Ely: 400 €/kW_{el}
- spez. Investitionskosten Bat: 350 €/kWh

Die nicht aufgeführten ökonomischen Parameter bleiben unverändert. Die hieraus resultierenden Ergebnisse sind in Tabelle 4.4 zusammengefasst.

Der Anteil selbstproduzierten Stroms ist in beiden Energiesystemen annähernd gleich. Aufgrund der Batterie ist der erneuerbare elektrische Deckungsgrad in beiden Energiesystemen etwas höher als in der vorherigen Systemkonfiguration. Der Unterschied zwischen Energiesystem I und II beträgt nur noch 1,5 Prozentpunkte. Durch die geringeren Investitionskosten des Elektrolyseurs steigt der erneuerbare H₂-Deckungsgrad der HRS und der Unterschied zwischen beiden Energiesystemen halbiert sich auf nur noch 10 Prozentpunkte. Damit ist der erneuerbare Gesamtdeckungsgrad im Verbund immer noch 5 Prozentpunkte größer als im Teilsystem.

Systemkonfiguration (c)

Um neben der Batterie auch den Niederdruckwasserstoffspeicher im Energiesystem wirtschaftlich einzusetzen, wurden, bezogen auf den vorherigen Parametersatz der Systemkonfiguration (b), nochmals folgende zwei Parameter geändert:

- Einspeisevergütung: 0,04 €/kWh

Tabelle 4.5: Vergleich beider Energiesysteme (I und II) bezüglich relevanter Kenngrößen und Auslegungsergebnisse für Systemkonfiguration (c).

	Energiesystem I	Energiesystem II	
	El + Th + Mobil	El + Th	Mobil
r_{el}^{SS}	95,24 %	95,15 %	-
r_{el}^{rc}	61,14 %	50,01 %	-
r_{th}^{rc}	7,56 %	0,85 %	-
r_{HRS}^{rc}	78,23 %	-	66,44 %
r_{SOFC}^{rc}	22,68 %	4,22 %	-
r_t^{rc}		6,32 %	66,44 %
	28,32 %	16,60 %	
$P_{el}^{PV,N}$	14,95 MW	7,475 MW	7,475 MW
$P_{el}^{SOFC,N}$	0,453 MW	0,451 MW	-
$P_{el}^{Ely,N}$	2,296 MW	0,094 MW	1,615 MW
$E^{Bat,N}$	1,369 MWh	1,452 MWh	-

- spez. Investitionskosten PV: 400 €/kW_{el}

Damit ergeben sich die in Tabelle 4.5 aufgelisteten Ergebnisse. Auch in der Systemkonfiguration (c) ist der Anteil des eigenerzeugten Stroms beider Energiesysteme annähernd gleich, sinkt jedoch leicht, bezogen auf die Werte der Systemkonfiguration (b). Durch den verwendeten Kostensatz kann in beiden Systemen Wasserstoff für die Rückverstromung in der SOFC genutzt werden. Im Verbund wird allerdings deutlich mehr Wasserstoff in der SOFC umgesetzt als im Teilsystem. Dies wird im erneuerbaren elektrische Deckungsgrad besonders deutlich sichtbar; es wird sowohl eine signifikante Verbesserung dieses Deckungsgrades erzielt als auch eine Verbesserung um 10 Prozentpunkte gegenüber Energiesystem II. Durch die Nutzung des Wasserstoffs steigt der thermische erneuerbare Deckungsgrad sowie der H₂-Deckungsgrad der HRS. Dabei ist der Anstieg der Kennzahl im Verbundsystem jeweils etwas höher als im Teilsystem. Somit nehmen ebenfalls die erneuerbaren Gesamtdeckungsgrade in beiden Systemen zu, sodass mit dem Verbundsystem ein fast 12 Prozentpunkte höherer Deckungsgrad mit dem Teilsystem erzielt wird.

Während der reine monetäre Systemvergleich nur geringe Unterschiede zwischen den Konfigurationen aufgezeigt hat, zeigen die Deckungsgrade und Auslegungsergebnisse des Systems die Vorteile des Verbundsystems gegenüber Energiesystem II deutlich auf.

Kapitel 5

Einfluss der erneuerbaren Erzeugerstruktur auf die optimale Systemauslegung

Im vorherigen Kapitel wurde der Einfluss der für die Systemdimensionierung relevantesten ökonomischen Parameter untersucht. Dabei wurde vor allem der Einfluss dieser Parameter auf die Systemkonfiguration, die Dimensionierung der Komponenten sowie die Systemkenngrößen herausgestellt. Hierbei wurde jedes Ergebnis durch Optimierung bzw. Minimierung der Systemgesamtkosten bestimmt. Um die Komplexität der ersten, grundlegenden Analyse zu reduzieren, wurde die Stromerzeugung ausschließlich durch Photovoltaikanlagen und ohne Nutzung von Windkraftanlagen betrachtet. Aufgrund der hohen Leistungsmodularität von Photovoltaikanlagen sowie der einfach zu bestimmenden solaren Einstrahlungsintensität für verschiedene Aufstellungsorte ist der vorherige Anwendungsfall (nur PV) für das Quartiersversorgungskonzept auch technisch einfacher umzusetzen als die kombinierte Erzeugung beider Anlagen. Die Leistungsmodularität der Windkraftanlagen ist weniger flexibel als bei den Photovoltaikanlagen. Außerdem muss vor der Installation einer Windkraftanlage die Eignung jedes einzelnen Standortes separat mittels einer umfangreichen Windmessung über mindestens ein Jahr geprüft werden. Dennoch bietet die kombinierte Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie, wie bereits in Abschnitt 2.3.2 erläutert, u. a. monetäre Vorteile und eine erhöhte Versorgungssicherheit durch die zumeist tages- und jahreszeitlich versetzte Stromerzeugung. Die Dimensionierungsergebnisse der Photovoltaikanlage aus Kapitel 4 zeigen, dass die angenommene Quartiersgröße die Installation von Großwindanlagen größer 1 MW grundsätzlich ermöglicht. Daher wird in den weiterführenden Analysen die Windkraftanlage in das Systemdesign mit aufgenommen.

In einem ersten Abschnitt wird zunächst eine neue Auslegungssystematik zur Optimierung des Energiesystems eingeführt. Anschließend wird hiermit für die zwei repräsentativen Standorte der Einfluss verschiedener Photovoltaik- und Windkraft-

Kombinationen auf das Energiesystem ermittelt. Dabei werden, abhängig von der Konstellation der beiden Energieerzeugungsanlagen, die Dimensionierungsergebnisse und Systemkennzahlen herausgestellt. Im dritten Abschnitt wird mit derselben Vorgehensweise der Einfluss der Einspeisevergütung dargelegt. Neben den Kosten nehmen die Treibhausgasemissionen, ausgedrückt durch die CO₂-Äq.-Emissionen, des Energiesystems einen immer höheren Stellenwert bei der Planung zukünftiger Energieversorgungssysteme ein (Schmid (2016)). Daher werden im letzten Abschnitt die Systemkonfigurationen herausgearbeitet, mit denen sukzessiv die erneuerbaren Deckungsgrade im System erhöht und Treibhausgasemissionen eingespart werden können. Im Rahmen dieser Untersuchung werden zunächst die wichtigsten theoretischen Grundlagen vorgestellt und dann wiederum die Dimensionierungsergebnisse und Kennzahlen in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamt-Deckungsgrades ermittelt.

5.1 Vorüberlegungen

Die vorherigen Analysen, insbesondere die Ergebnisse aus dem Abschnitt 4.4, haben gezeigt, dass es monetär vorteilhafter ist, die benötigten Energien von Strom, Wärme und Mobilität im Systemverbund und nicht getrennt voneinander bereitzustellen. Je vielfältiger die Konfiguration des Energiesystems ist, desto deutlicher werden die Unterschiede dieses Systems zu Systemen, die eine geringere Anzahl von zu bilanzierenden Energieformen bedienen. Dazu bedarf es jedoch einer deutlichen Kostendegression der Komponenten, weshalb für die weiteren Analysen ein in der Zukunft liegender Bezugspunkt angenommen wird. Das heißt, für die nachfolgenden Analysen wird ein neuer ökonomischer Parametersatz verwendet. Dieser entspricht größtenteils dem Kostensatz aus Abschnitt 4.4 und ist nochmals vollständig in Tabelle 5.1 zusammengefasst. Hierbei wird angenommen, dass zukünftig eine Kostenreduktion der Komponenten durch deren industrialisierte Fertigung erreicht wird.

Die spezifischen Energiebezugskosten bleiben unverändert (Tabelle 3.4) ebenso wie Abschreibungsdauer, Inflationsrate und Diskontierungszinssatz. Neben dem Extremfall einer sehr hohen Einspeisevergütung von 0,10 €/kWh wird ebenfalls die resultierende optimale Systemkonfiguration ohne eine Einspeisevergütung analysiert. Der zuletzt genannte Fall kann mit der Annahme gleichgesetzt werden, dass kein Strom in das öffentliche Netz eingespeist wird und die Anlagen abgeregelt werden, sobald die lokalen Überschüsse nicht mehr im Energiesystem verwertet werden können.

Tabelle 5.1: Ökonomische Parameter der Komponenten abgeleitet aus Durant *et al.* (2013) und DOE (2017)).

Parameter	C_i^i	$r_{O\&M}$	$T^{i, tech}$	$T^{i, depr}$
PV-System	0-3000 €/kW	1 %	-	20 a
WT-System	0-3000 €/kW	2 %	-	20 a
SOFC-System	2000 €/kW	4 %	40 000 h	20 a
Ely-System	400 €/kW	4 %	60 000 h	20 a
Kältemaschine	2200 €/kW	3 %	-	20 a
Kompressor	2000 €/kW	4 %	-	20 a
Adsorbens	4 €/kg	-	-	-
Heizkessel	120 €/kW	2 %	80 000 h	20 a
Batteriesystem	350 €/kWh	1 %	5000 c	10 a
Wärmespeicher	40 €/kWh	1 %	-	20 a
Niederdruck-H ₂ -Speicher	267 €/kgH ₂	1 %	-	30 a
Hochdruck-H ₂ -Speicher	400 €/kgH ₂	1 %	-	30 a

Mit Hilfe der Ergebnisse des vorherigen Kapitels wird im Folgenden eine neue Auslegungssystematik zur Optimierung des Energiesystems eingeführt. Es wurde gezeigt, dass die optimale PV-Leistung aus den spezifischen Investitionskosten der PV sowie der Einspeisevergütung resultiert (siehe Abbildung 4.9). Damit ergibt sich entweder die maximale oder eine sehr geringe installierte PV-Leistung. Durch Komponenten, welche den Photovoltaik-Strom speichern oder wandeln können, wie Batterie und Elektrolyseur, prägt sich ein Übergangsbereich aus, der durch beliebige Werte zwischen diesen Leistungen gekennzeichnet ist. Dieser Zusammenhang ist erneut, unter Anwendung des Parametersatzes aus Tabelle 5.1, in Abbildung 5.1 veranschaulicht. Dazu sind für die Windkraftanlage sehr hohe spezifische Investitionskosten angesetzt, sodass die folgenden Ausführungen zunächst auf das reine PV-System beschränkt sind. Die Übertragung dieser Erkenntnisse auf die kombinierte Erzeugung aus PV und WT wird im Anschluss daran erläutert.

Der qualitative Verlauf der PV-Leistung ist ähnlich zu dem in Abbildung 4.2 (a), auch wenn für diese Analyse andere ökonomische Parameter angewendet wurden. Die installierte PV-Leistung ist hier in vier unterschiedliche Bereiche eingeteilt. Bis zu spezifischen Investitionskosten von 190 €/kW wird die maximal erlaubte PV-Leistung installiert (Bereich I). Der Übergangsbereich (Bereich II) ist wiederum gekennzeichnet durch eine PV-Leistung kleiner als der maximal erlaubten sowie einer

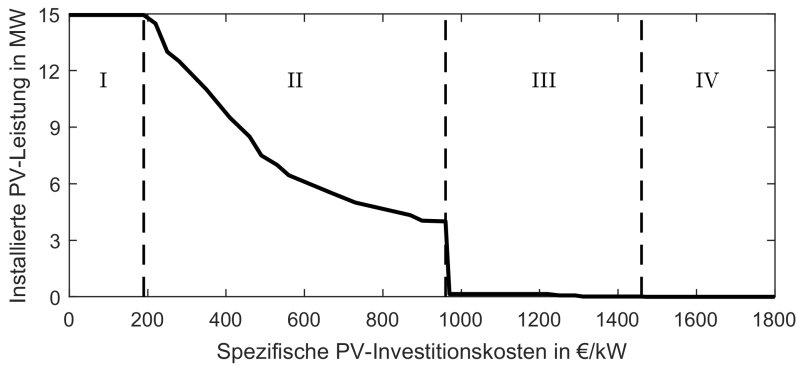


Abbildung 5.1: Einfluss der spez. PV-Investitionskosten auf die installierte PV-Leistung ohne Einspeisevergütung für Würzburg; die Bereiche unterschiedlicher PV-Leistung sind durch die römischen Ziffern gekennzeichnet.

Leistung größer als 4 MW. Für höhere PV-Investitionskosten fällt die installierte PV-Leistung sprunghaft auf etwa 0,1 MW ab (Bereich III) und ab 1470 €/kW ist die PV schließlich unwirtschaftlich (Bereich IV).

Die Dimensionierungsergebnisse der weiteren Komponenten hängen nur indirekt, über die installierte PV-Leistung, von den spezifischen PV-Investitionskosten ab. Die weitere Systemkonfiguration wird im Verlauf des Kapitels ausführlich thematisiert und daher an dieser Stelle nicht aufgeführt.

Mit dem aus dem vorherigen Kapitel aufgebauten Systemverständnis ist es möglich, aus den Ergebnissen der Abbildung 5.1 eine neue Auslegungssystematik abzuleiten. Dazu wird die installierte PV-Leistung vorgegeben und auf beliebige Werte zwischen null und der maximalen Leistung gesetzt. Damit werden die optimalen Leistungen der Wandler und die optimalen Kapazitäten der Speicher bestimmt. Die damit ermittelten jährlichen Gesamtkosten beinhalten in diesem Ansatz zunächst nicht die Kosten des PV-Systems. Demzufolge müssen die spezifischen Investitionskosten der PV bis dahin auch nicht definiert werden. Aus diesem Grund wird in Tabelle 5.1 ein Bereich der zu untersuchenden spezifischen Investitionskosten für die PV sowie WT angegeben. In einem anschließenden Berechnungsschritt wird die Verknüpfung zwischen der installierten PV-Leistung und den spezifischen PV-Investitionskosten hergestellt. Dazu wird die finanzmathematische Berechnung für alle ermittelten Systemkonfigurationen mit verschiedenen Investitionskosten des PV-Systems erneut durchgeführt und somit die Konfiguration mit den hierfür geringsten jährlichen Gesamtkosten bestimmt. Diese Methodik hat den Vorteil, dass die PV-Leistung, welche die Systemkonfiguration maßgeblich beeinflusst, direkt vorgegeben ist und nicht indirekt über die spezifischen Investitionskosten des PV-Systems. Zusätzlich fördert dieses Vorgehen die schnelle

Konvergenz des verwendeten genetischen Algorithmus, insbesondere wenn durch die mögliche Nutzung der WT eine weitere Optimierungsvariable entsteht. Eine weitere Motivation dieses Ansatzes ist die Systemdimensionierung der Wandler und Speicher für bereits bestehende erneuerbare Erzeugungsanlagen.

Auf die kombinierte Photovoltaik- und Windkrafterzeugung kann dieser Ansatz ebenso angewendet werden. Hierfür gilt weiterhin die maximal zulässige erneuerbare Leistung von 14,95 MW für das Quartier, die auch durch die Kombination beider Erzeuger nicht überschritten werden darf.

5.2 Optimale Systemkonfigurationen ohne Einspeisevergütung

Im Rahmen der Untersuchungen in dieses Kapitels wird der Einfluss verschiedener Erzeugungsprofile auf die Systemdimensionierung anhand von fünf vorgegebenen Leistungsverhältnissen aus Photovoltaik und Windkraft analysiert. Die Systeme mit 90 % und 100 % anteiliger Photovoltaik-Leistung werden als PV-basierte Systeme und die mit einer anteiligen Leistung von 0 % und 10 % als WT-basierte Systeme zusammengefasst. Im Folgenden wird der Einfluss dieser PV-/WT-Kombinationen auf die Systemkonfiguration, die Systemdimensionierung sowie die erneuerbaren Deckungsgrade hin untersucht. Zuerst wird diese Analyse für den Standort Würzburg ohne Vergütung des eingespeisten Stroms durchgeführt. An diesem Beispiel wird der Einfluss der WT auf die Systemkonfiguration und die Kennzahlen herausgestellt. Danach wird der Einfluss anderer Erzeugungsprofile anhand des zweiten betrachteten Standorts Hamburg evaluiert. Während die WT in Würzburg (siehe Abbildung 3.4) einen nur 22 % höheren jährlichen Ertrag als die PV liefert, dominiert in Hamburg die Erzeugung mittels WT, mit einem 135 % höheren Ertrag als die PV. Die Ergebnisse beider Standorte werden anhand derselben Vorgehensweise diskutiert.

5.2.1 Analyse des Standorts Würzburg

Für die Analyse des Standorts Würzburg werden zuerst die erneuerbaren Deckungsgrade in Abhängigkeit der gesamt-installierten erneuerbaren Leistung quantifiziert und danach die Dimensionierungsergebnisse der wichtigsten Systemkomponenten aufgeführt. Abschließend werden die zugrunde liegenden installierten Leistungen beider erneuerbarer Erzeugungsanlagen anhängig der spezifischen Investitionskosten ermittelt.

Systemkennzahlen

Der erneuerbare elektrische, thermische, Wasserstoff- (HRS) und Gesamtdeckungsgrad in Abhängigkeit der erneuerbaren Anlagenleistung ist in Abbildung 5.2 gezeigt. Während die Ordinatenachse in Abbildung 5.2 (a) und (c) von 0 bis 1 reicht, sind die Ordinaten in Abbildung 5.2 (b) und (d) unterschiedlich skaliert, um die verschiedenen Verläufe besser unterscheiden zu können.

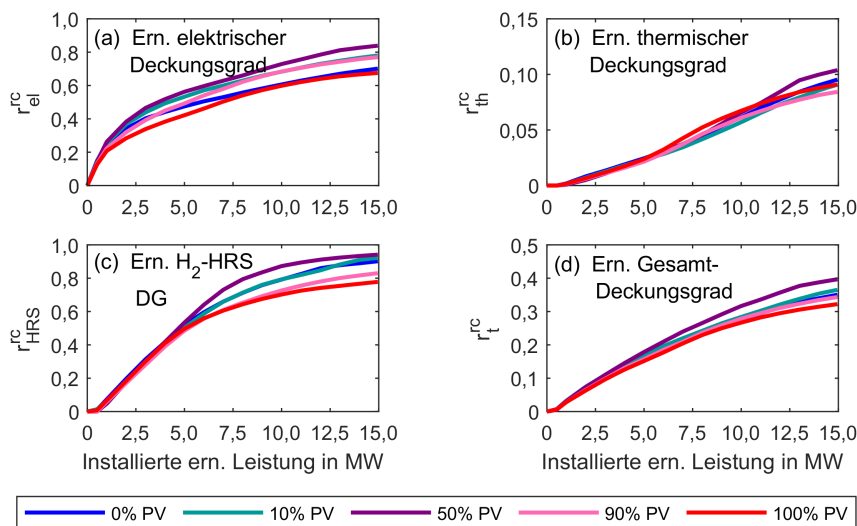


Abbildung 5.2: Würzburg - Einfluss der installierten erneuerbaren Leistung auf folgende erneuerbare Deckungsgrade: (a) elektrischer, (b) thermischer, (c) H₂ (HRS), (d) gesamt (ohne Einspeisevergütung); die Legendeneinträge beziehen sich auf die anteilig installierte PV-Leistung.

Im Allgemeinen steigen die erneuerbaren Deckungsgrade (Abbildung 5.2) monoton durch Zunahme der installierten erneuerbaren Anlagenleistungen. Der Unterschied zwischen den fünf PV-/WT-Erzeugungsprofilen steigt ebenfalls mit zunehmender erneuerbarer Leistung, sodass die Deckungsgrade bei geringen erneuerbaren Leistungen ähnlich sind und sich mit zunehmender Leistung stärker unterscheiden. Bei der maximal-installierten erneuerbaren Leistung werden die höchsten erneuerbaren Deckungsgrade erreicht, wobei sich deutliche Unterschiede zwischen den realisierbaren Deckungsgraden der unterschiedlichen anteiligen PV-Leistungen ergeben. Die höchsten erneuerbaren Deckungsgrade werden mit einer 50 % anteiligen PV-Leistung an der Gesamterzeugungsleistung erzielt, was auf die höchste Anzahl an Stunden mit Leistungsüberschüssen zurückzuführen ist (Abbildung C.2 (a)). Die wenigsten Stunden mit Überschüssen ergeben sich für die reine Photovoltaik-Erzeugung. Ohne erneuerbare Erzeugungsanlagen sind die erneuerbaren Deckungsgrade gleich null.

Durch eine installierte Leistung von 0,5 MW kann bereits ein elektrischer erneuerbarer Deckungsgrad von etwa 14 % für alle fünf PV-/WT-Kompositionen erreicht werden. Der größtmögliche elektrische erneuerbare Deckungsgrad, der mit den gegebenen Randbedingungen erreicht werden kann, beträgt 84 %. Die elektrischen erneuerbaren Deckungsgrade der 10 % und 90 % anteiligen PV-Leistungen sind ab einer installierten Leistung von 7,5 MW ähnlich. Weiterhin kann mit diesen anteiligen Leistungen ein Deckungsgrad von fast 78 % erreicht werden. Ein ähnliches Verhalten ergibt sich ebenfalls für die reine Photovoltaik- und Windkrafterzeugung, wobei mit diesen nur ein elektrischer erneuerbarer Deckungsgrad von bestenfalls 70 % realisiert werden kann. Generell zeigen die fünf Verläufe eine ausgeprägte Ähnlichkeit zu den entsprechenden Verläufen der Jahresstunden mit überschüssiger elektrischer Leistung, dargestellt in Abbildung C.2 (a).

Da für den thermischen erneuerbaren Deckungsgrad (Abbildung 5.2 (b)) nur die Abwärme der SOFC aus dem Wasserstoffbetrieb und die des Elektrolyseurs zur Verfügung stehen, wird dieser erst ab einer erneuerbaren Leistung von 1 MW größer als null. Folglich sind die erzielbaren Deckungsgrade stark begrenzt und der höchste Deckungsgrad beträgt nur etwa 10 %. Die Werte der anderen PV- und WT-Kombinationen fallen nur etwa ein bis zwei Prozentpunkte geringer aus. Im Allgemeinen steigen die thermischen Deckungsgrade fast linear über den gesamten Bereich an und der Unterschied zwischen den verschiedenen Erzeugungsstrukturen ist gering. Demzufolge wird die Raumwärme und das Warmwasser größtenteils konventionell mittels Erdgas erzeugt.

Die Wasserstofftankstelle (Abbildung 5.2 (c)) wird ebenfalls erst ab einer erneuerbaren Leistungen größer als 1 MW regenerativ versorgt. Mit der maximal zulässigen erneuerbaren Leistung sowie der 50 % anteiligen PV-Leistung können bis zu 94 % des jährlichen Wasserstoffbedarfs der HRS mittels Elektrolyse gedeckt werden. Außerdem können bereits mit 10 MW erneuerbarer Leistung 87 % des Bedarfs gedeckt werden. Durch die WT-basierten Systeme können bis zu 92 % des jährlichen Wasserstoffbedarfs lokal erzeugt werden. Die Deckungsgrade der beiden PV-basierten Systeme sind bis zu einer erneuerbaren Leistung von 8 MW gleich. Darüber hinaus verbessert sich der Deckungsgrad der 90 % anteiligen PV-Leistung und ergibt ein Maximum von etwa 83 %. Mit der reinen Photovoltaik-Stromerzeugung kann bis zu 78 % des benötigten Wasserstoffs für die Mobilität bereitgestellt werden, woraus folgt, dass ein hoher Anteil der privaten Mobilität abgedeckt werden kann.

Der erneuerbare Gesamtdeckungsgrad (Abbildung 5.2 (d)) spiegelt die Merkmale der vorherigen Deckungsgrade wider. Wie zuvor beschrieben, können die vorherigen Deckungsgrade nicht direkt auf den Gesamtdeckungsgrad übertragen werden, da dieser die elektrischen Überschüsse der SOFC, die thermischen Überproduktion des

Heizkessels sowie die Speicherverluste berücksichtigt. Dies trägt zu einer höheren Ähnlichkeit der Deckungsgrade bei geringen erneuerbaren Leistungen bei. Somit ergeben sich erst mit zunehmender erneuerbarer Leistung merkbare Vorteile der kombinierten Photovoltaik-/Windkraft-Erzeugung. Je höher die installierten erneuerbaren Leistungen sind, desto geringer steigen die Stunden mit elektrischen Überschüssen und demzufolge reduziert sich bei hohen Leistungen der Hebel für weitere Verbesserungen des Deckungsgrades. Aufgrund des hohen thermischen Energiebedarfs können nur bis zu 40 % vom Gesamtenergiebedarf des Quartiers mit der 50 % anteiligen PV-Leistung bereitgestellt werden. Mit der reinen Photovoltaik-Lösung kann noch fast ein Drittel des Energiebedarfs für Strom, Wärme und Mobilität regenerativ bereitgestellt werden.

Systemdimensionierung

Nachdem die erneuerbaren Deckungsgrade der unterschiedlichen Erzeugungsstrukturen diskutiert wurden, werden als nächstes die dazugehörigen Systemkonfigurationen analysiert. Die Ergebnisse des vorherigen Kapitels zeigen, dass hierbei die Auswertung auf die Dimensionierungsergebnisse der folgenden Komponenten beschränkt werden kann: Elektrolyseur (Abbildung 5.3 (a)), Batterie (b) und SOFC (c). Die Kapazität der Wasserstoffspeicher ist qualitativ vergleichbar mit der Leistung des Elektrolyseurs. Dahingegen ist die Kapazität des Wärmespeichers abhängig von der Dimensionierung der SOFC und des Elektrolyseurs. Je geringer die nutzbare Abwärme ist, desto kleiner ist der Wärmespeicher, wobei die Änderung der Kapazität insgesamt gering ist.

Die in Abbildung 5.3 (a)–(d) dargestellten Ergebnisse zeigen, analog zu den Deckungsgraden, ein monotonen Verhalten über den abgebildeten Bereich.

Die installierte Elektrolyse-Leistung steigt bei geringen erneuerbaren Leistungen stark an und flacht mit zunehmenden erneuerbaren Leistungen ab. Diese Abflachung ist so weit ausgeprägt, dass ab 12 MW erneuerbarer Leistung die Leistung des Elektrolyseurs für alle fünf Fälle nahezu konstant bleibt. Die geringste Elektrolyse-Leistung wird bei der anteiligen PV-Leistung von 50 % installiert. Bei der maximalen erneuerbaren Leistung wird ein Elektrolyseur mit 2,67 MW installiert. Demzufolge wird mit der kleinsten Elektrolyse-Leistung der höchste Wasserstoffdeckungsgrad realisiert. Die höchsten Elektrolyse-Leistungen sind bei den reinen Photovoltaik- und Windkraftsystemen vorgesehen. Diese ist für beide identisch und beträgt 3,25 MW, was auf die Ähnlichkeiten in den für die Auslegung relevanten Bereichen mittlerer bis kleiner erneuerbarer Leistungen zurückzuführen ist (Abbildung 3.5). Gleich dimensioniert sind ebenfalls die Elektrolyseure der 10 % und 90 % anteiligen PV-Leistung.

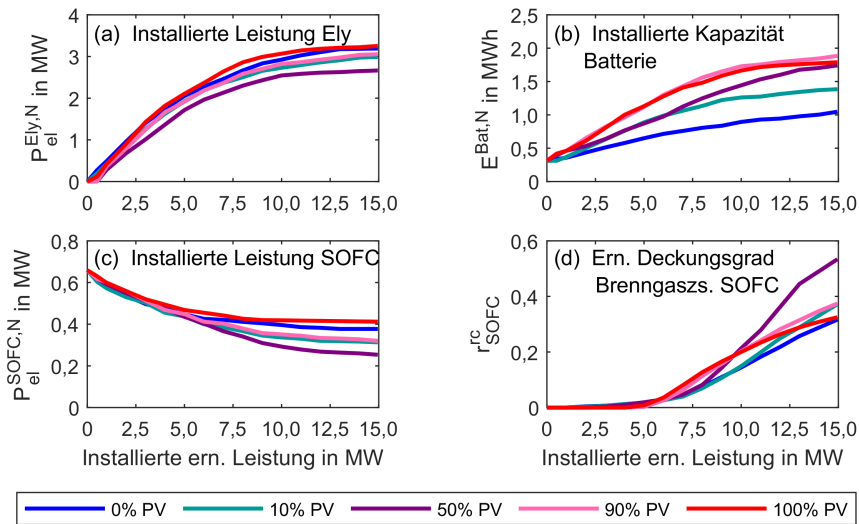


Abbildung 5.3: Würzburg - Einfluss der installierten erneuerbaren Leistung auf: (a) Elektrolyse-Leistung, (b) Batterie-Kapazität, (c) SOFC-Leistung und (d) Wasserstoffnutzungsgrad der SOFC.

Die unterschiedlichen Dimensionierungsergebnisse der reinen Erzeugungsstrukturen gegenüber den Mischsystemen basiert hauptsächlich auf zwei Aspekten. Bei den reinen Erzeugungsstrukturen werden höhere Elektrolyse-Leistungen benötigt, da sich weniger Stunden mit elektrischen Überschüssen als bei den Mischsystemen ergeben. Zudem teilt sich die installierte erneuerbare Leistung nicht auf die beiden Anlagen auf, sodass insgesamt höhere erneuerbare Leistungen installiert werden. Da die Windkraftanlage mehr Energie produziert als die Photovoltaikanlage, werden trotz unterschiedlicher Dimensionierung mit den PV- und WT-basierten Erzeugerstrukturen ähnliche Mengen an Wasserstoff produziert.

In Abbildung 5.3 (b) ist die installierte Batterie-Kapazität abgebildet. Selbst ohne erneuerbare Erzeuger ist eine Batterie mit einer Kapazität von 0,3 MWh vorgesehen, was auf die Dimensionierungsergebnisse der SOFC zurückzuführen ist. Die unterschiedlichen PV-/WT-Kombinationen haben großen Einfluss auf die Dimensionierung der Batterie. Die kleinste Batterie-Kapazität wird bei einer reinen Windkraft-erzeugungsstruktur und die Größte bei den PV-basierten Systemen installiert. Demzufolge bedingt der Profilverlauf der PV höhere Kapazitäten sowie höhere Lade- und Entladeleistungen der Batterie.

Die Ergebnisse der Dimensionierung der SOFC sind in Abbildung 5.3 (c) abgebildet. Ohne Photovoltaik- und Windkraftanlagen beträgt die optimale SOFC-Leistung 0,656 MW. Mit steigender erneuerbarer Leistung nimmt die SOFC-Leistung ab, da

der Bedarf an elektrischer Leistung durch den Direktverbrauch der Erneuerbaren reduziert wird und größere Batterie-Kapazitäten installiert werden können. Bei geringen installierten erneuerbaren Leistungen wird durch Zubau weiterer Leistung der elektrische Energiebedarf des Quartiers verhältnismäßig stark reduziert, sodass die SOFC-Leistung dort am stärksten abfällt. Die Kombination von PV und WT zu gleichen Anteilen reduziert den elektrischen Energiebedarf des Quartiers signifikant, sodass die optimale SOFC-Leistung auf 0,32 MW sinkt. Im Fall der reinen Erzeugerstrukturen besteht ein höherer Energiebedarf, weshalb höhere SOFC-Leistungen installiert werden.

Abschließend ist der erneuerbare Deckungsgrad des Brenngases der SOFC in Abbildung 5.3 (d) dargestellt. Erst ab einer erneuerbaren Leistung von 5 MW wird es durch die zunehmenden Überschüsse wirtschaftlich, Wasserstoff in der SOFC rückzuerstromen. Der Deckungsgrad der 50 % anteiligen PV-Leistung ist bis zu erneuerbaren Leistungen von 7,5 MW gleich dem der WT-basierten Lösungen. Bei höheren Leistungen nimmt der Deckungsgrad signifikant zu. Etwa die Hälfte des Energiebedarfs der SOFC kann bei der maximal-installierten erneuerbaren Leistung durch den eigenerzeugten Wasserstoff gedeckt werden. Dies ist auf die geringe SOFC-Leistung in Kombination mit der höchsten Wasserstoffproduktion zurückzuführen. Die größtmöglichen Deckungsgrade der anderen Erzeugerstrukturen betragen 33 % und 38 %.

Erneuerbare Erzeugungsleistung

Bislang wurde die Systemanalyse unabhängig von den spezifischen PV- und WT-Investitionskosten durchgeführt. Ohne die Investitionskosten der beiden Komponenten sinken die TCO kontinuierlich mit zunehmender erneuerbarer Leistung (Abbildung C.4 (a)). Insbesondere die Dimensionierungsergebnisse von Elektrolyseur und SOFC bestimmen die unterschiedlichen Kostenverläufe, sodass sich die geringsten Kosten für die anteilige PV-Leistung von 50 % ergeben und die höchsten bei der reinen Photovoltaik-Erzeugung.

Im nächsten Schritt wird die Auswertung komplettiert, indem der Zusammenhang zwischen den spezifischen Investitionskosten der beiden Erzeugungsanlagen und den installierten erneuerbaren Leistungen sowie den anteiligen PV-Leistungen hergestellt wird. Dazu sind in der nachfolgenden Abbildung die spezifischen PV-Investitionskosten auf der Abszisse und die spezifischen WT-Investitionskosten auf der Ordinate aufgetragen. Die installierte erneuerbare Leistung ist in Abbildung 5.4 (a) durch den zuvor verwendeten Farbverlauf gekennzeichnet. Mittels der gewählten Farbgebung

von Photovoltaik (rot) und Windkraft (blau) ist die anteilige PV-Leistung durch einen Farbverlauf in Abbildung 5.4 (b) dargestellt.

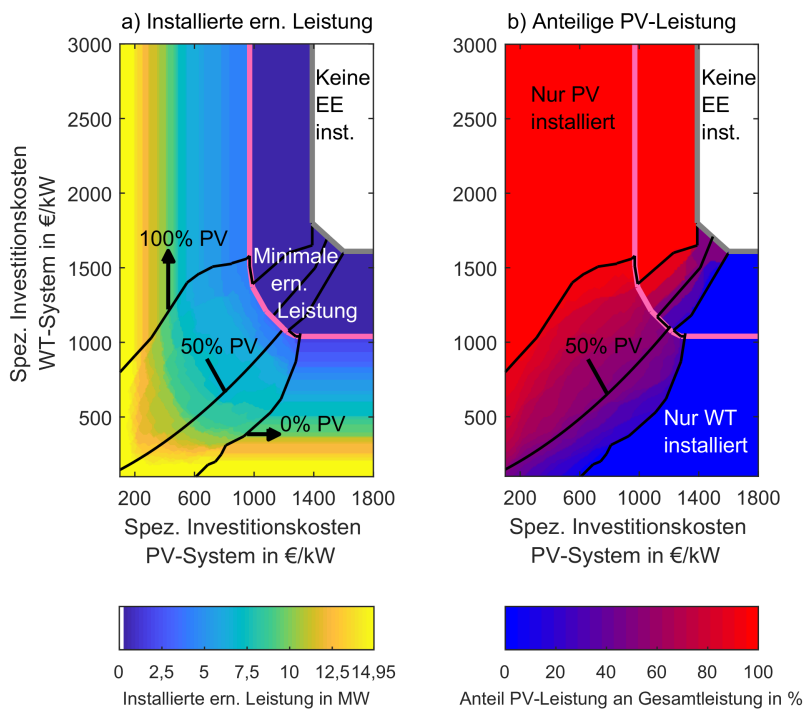


Abbildung 5.4: Würzburg - Einfluss der spez. PV- und WT-Investitionskosten auf: (a) installierte erneuerbare Leistung und (b) Anteil der PV-Leistung an der erneuerbaren Gesamtleistung.

Der weiß dargestellte Bereich in Abbildung 5.4, abgegrenzt durch eine graue Linie vom farbigen Bereich, kennzeichnet die Kostenstrukturen, bei denen die beiden Erzeuger nicht mehr wirtschaftlich eingesetzt werden können und aus der optimalen Systemkonfiguration entfallen. Die dazugehörige Systemkonfiguration entspricht den in Abbildung 5.3 auf der Ordinate aufgetragenen Ergebnissen und beinhaltet demzufolge die SOFC sowie Batterie in Ergänzung zur Benchmark-Konfiguration. Des Weiteren stellt die vertikale graue Linie den Übergang von der reinen PV-Erzeugungsstruktur (ohne Windkraft) zur Energiebereitstellung aus konventionellen Energieträgern dar. Dieser Übergang ist bei spezifischen PV-Investitionskosten von 1390 €/kW lokalisiert. Somit kennzeichnet die horizontale graue Linie den Übergang von der Erzeugung einzig aus Windkraft zum Systemdesign ohne erneuerbare Erzeuger. Aufgrund des höheren Ertrags der Windkraftanlage liegt dieser bei 1610 €/kW spezifischen WT-Investitionskosten. Im dunkelblauen Bereich, eingegrenzt von der

grauen und hellroten Kurve, wird nur eine geringe erneuerbare Leistung installiert (Bereich III). Hierdurch entstehen zwar keine merklichen Leistungsüberschüsse, der Anteil der Erneuerbaren kann jedoch bis zu 8 % der elektrischen Leistung des Quartiers abdecken. Zudem ändert sich die Anzahl der Systemkomponenten hierbei nicht. Die lokale Wasserstoffherzeugung ist in dem unterhalb der hellroten Kurve eingeschlossenem farbigen Bereich wirtschaftlich. Die ökonomische Grenze liegt, in dem hier berechneten Fall, für die reinen Erzeugungsstrukturen bei spezifischen Investitionskosten der PV von 970 €/kW oder der WT von 1040 €/kW. Während bei dem reinen PV-System die installierte Leistung von rund 0,15 MW direkt auf 4 MW springt, ergibt sich für das reine WT-System eine deutlich geringere Leistung von 1,7 MW am Grenzbereich zwischen geringer erneuerbarer Leistung und Übergangsbereich (hellrote Linie).

Die Kombination von PV und WT erlaubt einen wirtschaftlichen Betrieb beider Erzeugungsanlagen zu höheren spezifischen Investitionskosten als mit den reinen Erzeugern. Bezogen auf den Bereich wirtschaftlicher H₂-Produktion kann das PV-System, in Kombination mit einem hohen Anteil der WT, bis zu spezifischen PV-Investitionskosten von 1300 €/kW wirtschaftlich integriert werden, was 34 % höheren Investitionskosten als bei der reinen Photovoltaik-Systemlösung entspricht. Hiermit wird eine erneuerbare Leistung von 2,3 MW installiert, womit das Systemdesign zunächst nur die Wasserstoffherstellung für die FCEVs umfasst, denn nach Abbildung 5.3 (d) müssen mindestens 5 MW vorhanden sein, um zusätzlichen Wasserstoff für die Rückverstromung in der SOFC zu produzieren. Andererseits würden theoretische WT-Investitionskosten von nur 100 €/kW den wirtschaftlichen Einsatzbereich der PV auf 610 €/kW reduzieren. Bei höheren PV-Kosten ist die ausschließliche Windkraftenerzeugung wirtschaftlicher. Derselbe Zusammenhang gilt ebenfalls für die spezifischen WT-Investitionskosten.

5.2.2 Analyse des Standorts Hamburg

Als nächstes wird der Einfluss unterschiedlicher Erzeugungsprofile auf die optimale Systemkonfiguration herausgestellt. Dazu wird als repräsentativer Standort die norddeutsche Stadt Hamburg herangezogen. Dieser Standort ist durch eine geringere solare Einstrahlung und deutlich höhere mittlere Windgeschwindigkeiten gekennzeichnet. Der Standort Hamburg wird nach derselben Vorgehensweise wie Würzburg im vorherigen Abschnitt analysiert. Bis auf das Erzeugungsprofil der Photovoltaik- und Windkraftanlagen bleiben die Eingangsparameter unverändert.

Systemkennzahlen

Wie auch bei der Analyse des Standorts Würzburg sind zunächst die erneuerbaren Deckungsgrade in Abbildung 5.5 (a) – (d) dargestellt.

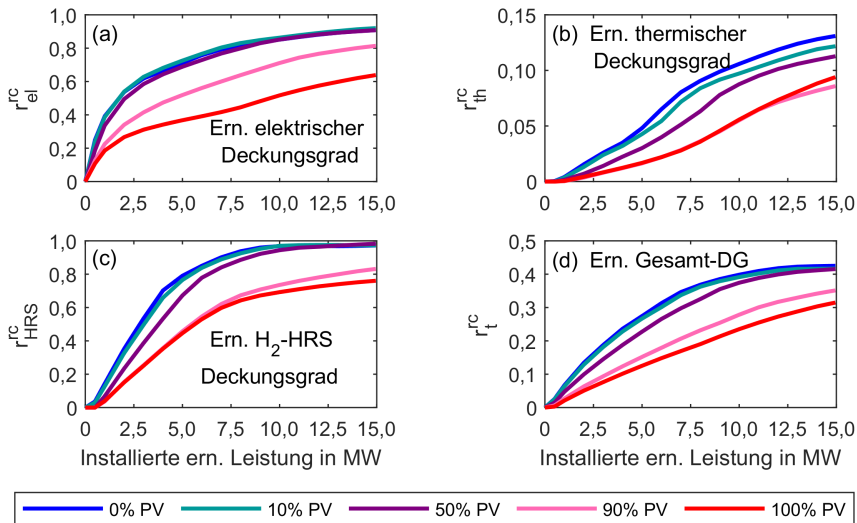


Abbildung 5.5: Hamburg - Einfluss der installierten erneuerbaren Leistung auf folgende erneuerbare Deckungsgrade: (a) elektrischer, (b) thermischer, (c) H₂ (HRS), (d) gesamt (ohne Einspeisevergütung).

Analog zu Abbildung 5.2 steigen die Deckungsgrade in Abbildung 5.5 monoton durch die zunehmende erneuerbare Leistung an. Auch ähnlich zur vorherigen Analyse sind die resultierenden Deckungsgrade des reinen PV-Systems. Wieder werden die geringsten Deckungsgrade mit dem reinen PV-System erzielt. Im Gegensatz zum Standort Würzburg werden die höchsten Deckungsgrade nicht mit der 50 % anteiligen PV-Leistung sondern mit dem reinen WT-System erreicht. Dabei sind die Deckungsgrade des reinen WT-Systems und des mit 10 % anteiliger PV-Leistung über den gesamten Bereich ähnlich. Mit zunehmender erneuerbarer Leistungen nähern sich die mit 50 % anteiliger PV-Leistung realisierbaren Deckungsgrade den zuvor genannten an. Aufgrund der deutlich höheren Ertragsleistung der Windkraftanlage in Hamburg sind Stunden mit elektrischen Überschüssen höher als zuvor (Abbildung C.2 (b)). Hierdurch prägen sich die Unterschiede zwischen den geringsten und höchsten Deckungsgraden deutlicher aus als in der vorherigen Analyse.

Die erneuerbaren Deckungsgrade des elektrischen Bedarfs (a) sowie der Wasserstofftankstelle (c) sind im Bereich geringer erneuerbarer Leistungen stark erhöht. Mit zunehmender Leistung reduziert sich der Hebel für Verbesserungen, sodass die Deckungsgrade nur noch gering zunehmen. Bis zu 92 % des elektrischen Bedarfs und

sogar 98 % des Tankstellenbedarfs können mit dem optimierten System regenerativ bereitgestellt werden. Demzufolge werden Verbesserungen um 8 Prozentpunkte und um 4 Prozentpunkte gegenüber dem Standort Würzburg erzielt. Wie zuvor sind die erneuerbaren Deckungsgrade der Wasserstofftankstelle und die erneuerbaren Gesamtdeckungsgrade (d) erst ab 1 MW erneuerbarer Leistung größer als null. Im Gegensatz zum Standort Würzburg unterscheiden sich für Hamburg die thermischen erneuerbaren Deckungsgrade (b) der PV-/WT-Kombinationen deutlicher.

Aufgrund der vorherigen Deckungsgradverläufe sind die erneuerbaren Gesamtdeckungsgrade der beiden WT-basierten Systeme über den kompletten Bereich ähnlich. Der höchste Gesamtdeckungsgrad beträgt 42 % und ist nur 2 Prozentpunkte höher als der beste Wert der Würzburger Analyse. Wie zuvor ist die Korrelation zwischen den Jahrestunden mit elektrischer Überschussleistung und den erneuerbaren elektrischen Deckungsgraden am größten und mit den thermischen Deckungsgraden am geringsten (Abbildung C.2 (b)).

Systemdimensionierung

Im Folgenden sind die Dimensionierungsergebnisse von Elektrolyseur, Batterie und SOFC in Abbildung 5.6 (a) – (c) gezeigt. Der Anteil des lokal hergestellten Wasserstoffs am Gesamtumsatz der SOFC ist wiederum in Abbildung 5.6 (d) abgebildet.

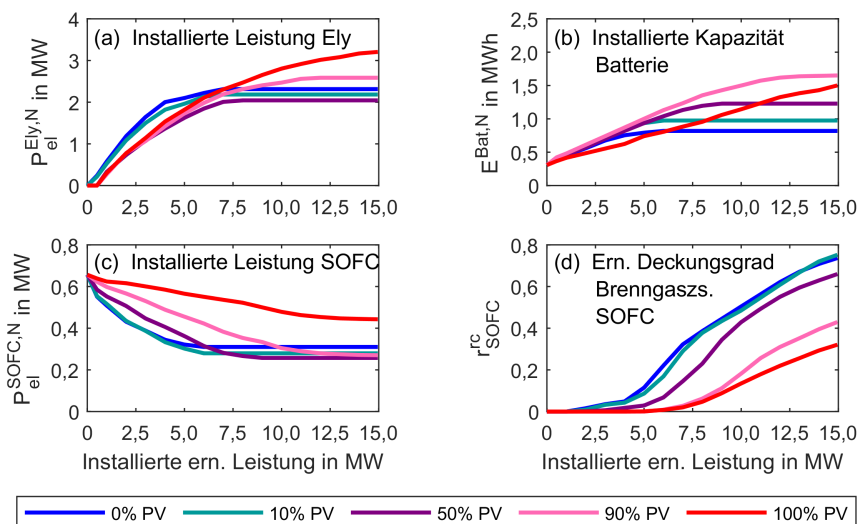


Abbildung 5.6: Hamburg - Einfluss der installierten erneuerbaren Leistung auf: (a) Elektrolyse-Leistung, (b) Batterie-Kapazität, (c) SOFC-Leistung und (d) Wasserstoffnutzungsgrad der SOFC.

Ohne erneuerbare Erzeuger ergeben sich für beide Standorte dieselben Eingangsparmeter, womit die optimale SOFC-Leistung 0,656 MW und die optimale Batterie-Kapazität 0,3 MWh beträgt. Wie zuvor sind die Zusammenhänge zwischen den Deckungsgraden und den Dimensionierungsergebnissen der Komponenten deutlich zu erkennen. Die Dimensionierungsergebnisse des Elektrolyseurs (a) und der SOFC (c) sind qualitativ ähnlich zum Standort Würzburg. Bei geringen erneuerbaren Leistungen ändern sich die Leistungen signifikant und ab Leistungen von etwa 8 MW sind die Leistungen des Elektrolyseurs und der SOFC nahezu konstant, was auf die zugrunde liegenden Erzeugungsprofile zurückzuführen ist. Davon ausgenommen sind die Ergebnisse des reinen PV-Systems, die bei allen drei Komponenten ein qualitativ unterschiedliches Verhalten zeigen. Die Komponenten sind im kostenoptimalen Fall nicht auf die maximalen Überschussleistungen ausgelegt, wodurch die elektrischen Überschüsse, bezogen auf die erneuerbare Gesamtenergie, vergleichsweise weniger genutzt werden als am Standort Würzburg.

Die kleinsten Leistungen des Elektrolyseurs und der SOFC werden auch bei 50 % anteiliger PV-Leistung installiert. Ebenfalls gleich für beide Standorte ist, dass die geringste Batterie-Kapazität (b) bei der ausschließlichen Windkraft-Erzeugung und die größte bei der 90 % anteiligen PV-Leistung vorgesehen sind. Deshalb fällt die SOFC-Leistung des zuletzt genannten Systems bei hohen erneuerbaren Leistungen stark ab. Die Batterie-Kapazitäten der dazwischenliegenden PV-/WT-Kombinationen ergeben sich entsprechend der anteiligen PV-Leistung.

Der Anteil des genutzten Wasserstoffs am Gesamt-Gasumsatz der SOFC ist in Abbildung 5.6 (d) dargestellt. Die geringste wird mit der reinen PV-Erzeugungsstruktur und die meiste Wasserstoffmenge mit den beiden WT-basierten Lösungen umgesetzt; hier können Anteile von bis zu 75 % erreicht werden. Mittels der 50 % anteiligen PV-Leistung werden 66 % des Brennstoffverbrauchs der SOFC durch Wasserstoff abgedeckt und somit 13 Prozentpunkte mehr als in dem Äquivalent vom Standort Würzburg. Der Wasserstoffumsatz der SOFC für die 90 % anteilige PV-Leistung ist vergleichbar zu dem in Würzburg.

Ohne die spezifischen Investitionskosten der beiden erneuerbaren Erzeuger sinken die TCO kontinuierlich bei zunehmender Leistung (Abbildung C.4 (b)). Erneut bestimmen die Dimensionierungsergebnisse von Elektrolyseur und SOFC die Kostenverläufe am stärksten, sodass sich die geringsten Kosten für die anteiligen PV-Leistungen von 50 %, 10 % und 0 % ergeben.

Erneuerbare Erzeugungleistung

Im nächsten Schritt wird die Auswertung durch die Verknüpfung der vorherigen Ergebnisse mit den spezifischen Investitionskosten beider Erzeugungsanlagen komplettiert. Die installierte erneuerbare Leistung ist in Abbildung 5.7 (a) und die anteilige PV-Leistung in Abbildung 5.7 (b) abgebildet.

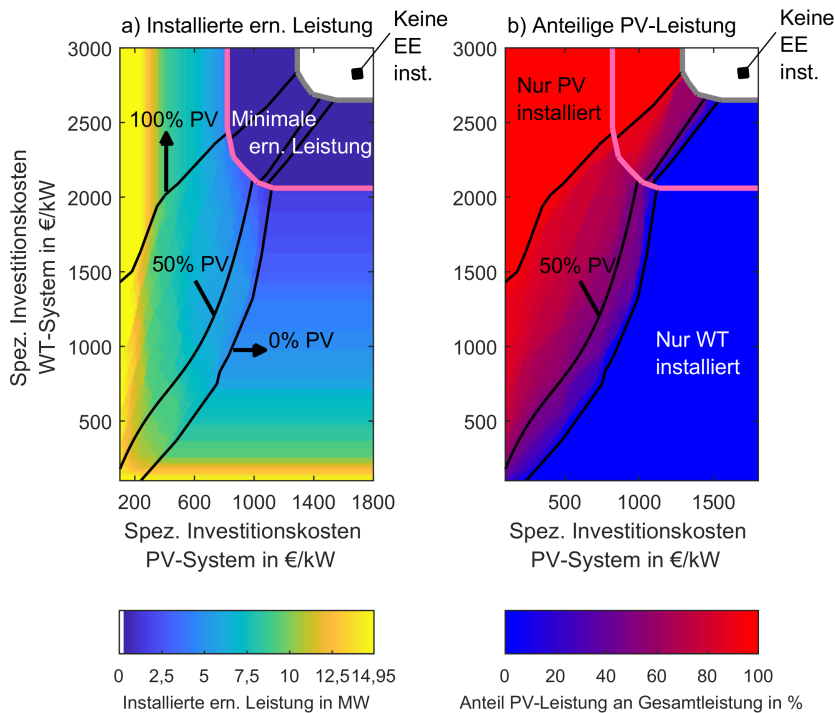


Abbildung 5.7: Hamburg - Einfluss der spez. PV- und WT-Investitionskosten auf: (a) installierte erneuerbare Leistung und (b) Anteil der PV-Leistung an der erneuerbaren Gesamtleistung.

Der weiße Bereich in Abbildung 5.7 kennzeichnet, wie zuvor, die Systemkonfigurationen ohne erneuerbare Erzeuger. Die zugrunde liegende Systemkonfiguration dieses Bereiches ist äquivalent zu der in Würzburg, wobei die Fläche deutlich geringer ist. Die graue Kurve kennzeichnet wiederum die ökonomische Grenze, bis zu der die Photovoltaik- und Windkraftanlagen wirtschaftlich eingesetzt werden können. Bei höheren Investitionskosten wird die Energie aus konventionellen Energieträgern bereitgestellt. Die hellrote Kurve begrenzt den Bereich wirtschaftlicher Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse. Der vertikale Schnitt der hellroten Kurve liegt bei spezifischen PV-Investitionskosten von 820 €/kW und der der grauen Kurve bei

1290 €/kW. Das entspricht 150 €/kW und 100 €/kW geringeren Kosten als in der vorherigen Analyse. Dahingegen betragen die spezifischen WT-Investitionskosten 2060 €/kW und 2650 €/kW und sind somit 1020 €/kW und 1040 €/kW höher als zuvor.

Wie bereits für den Standort Würzburg gezeigt, werden im dunkelblauen Bereich noch keine Leistungsüberschüsse generiert. Der Anteil der Erneuerbaren an der elektrischen Energieversorgung des Quartiers steigt jedoch aufgrund des höheren Ertrags bis auf 11 % (+ 3 Prozentpunkte gegenüber Würzburg). Wieder erlaubt die Kombination von PV und WT einen wirtschaftlichen Betrieb beider Komponenten zu höheren spezifischen Investitionskosten als bei den reinen Erzeugungsstrukturen. Beispielsweise kann durch Kombination der Windkraftanlage mit einer anteiligen PV-Leistung von 10 % ein wirtschaftlicher Betrieb der WT bis zu spezifischen Investitionskosten von 2550 €/kW realisiert werden. Aufgrund der hohen Erträge der WT wird die wirtschaftliche Grenze der PV bei theoretischen WT-Investitionskosten von nur 100 €/kW auf 240 €/kW herabgesetzt.

Annähernd ähnlich zum Standort Würzburg springt die installierte Leistung am Grenzbereich zwischen geringer erneuerbarer Leistung (III) und Übergangsbereich (II) (hellrote Linie) im Fall des reinen PV-Systems von rund 0,15 MW auf 4,7 MW (+0,7 MW gegenüber WÜ) und beim reinen WT-Systems auf 1,3 MW (-0,4 MW gegenüber WÜ). Ein weiterer Unterschied zum Standort Würzburg sind die spezifischen Investitionskosten, unterhalb derer die maximale Leistung installiert wird. Für die reinen Erzeugungsstrukturen liegen diese für die PV bei 240 €/kW und für die WT bei 110 €/kW. Damit ist hier der Bereich maximaler PV-Leistung größer und der Bereich maximaler WT-Leistung geringer ausgeprägt als zuvor. Auf der Ordinate zwischen 130 und 560 €/kW spezifischen WT-Investitionskosten reduziert die Kombination von Photovoltaik und Windkraft die erneuerbare Gesamtleistung, sodass weniger WT als die maximale Leistung installiert wird. Demzufolge wird in diesem Bereich das erneuerbare Angebot so weit ausgenutzt, dass trotz geringer Investitionskosten keine weiteren Systemvorteile bei Erhöhung der erneuerbaren Leistung erzielt werden können.

5.3 Einfluss der Einspeisevergütung auf die Systemkenngößen

Die Einspeisevergütung hat ermöglicht, Photovoltaik-, Windkraft- sowie Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen konkurrenzfähig am Markt zu etablieren. In den vorherigen Analysen wurde jedoch gezeigt, dass mit den angenommenen ökonomischen Pa-

rametern eine wirtschaftliche Anwendung der Komponenten auch ohne staatliche Förderung möglich ist. Daher wird im nächsten Schritt untersucht, welche Auswirkungen die Einspeisevergütung auf das dezentrale Energieversorgungskonzept hat.

Erneuerbare Erzeugungsleistung

Im Gegensatz zur vorherigen Ergebnisdiskussion wird zuerst die installierte erneuerbare Leistung abhängig von den spezifischen Investitionskosten beider Erzeuger diskutiert. Die Darstellung und Skalierung entspricht den vorherigen Konturdiagrammen, allerdings werden die Ergebnisse der Einspeisevergütung von 0,1 €/kW für beide Standorte zusammenhängend erläutert. Somit umfasst Abbildung 5.8 die installierte erneuerbare Leistung für Würzburg (a), den Anteil der installierten PV-Leistung an der erneuerbaren Gesamtleistung für Würzburg (b), die installierte erneuerbare Leistung für Hamburg (c) und den Anteil der installierten PV-Leistung an der erneuerbaren Gesamtleistung für Hamburg (d).

Die weißen Flächen in Abbildung 5.8 kennzeichnen wie zuvor die Bereiche ohne erneuerbare Erzeuger, aber mit einer für beide Standorte zugrunde liegenden identischen Systemkonfiguration. Im Gegensatz zu den vorherigen Konturdiagrammen separiert eine zusätzliche graue Kurve den Bereich der maximalen erneuerbaren Leistung (Bereich I) vom Übergangsbereich (Bereich II). Die hellrote Kurve begrenzt die Fläche mit erneuerbaren Leistungen von mindestens 1 MW, was wiederum dem Bereich wirtschaftlicher Wasserstoffproduktion entspricht. Der dunkelblaue Bereich, umschlossen von der hellroten und äußeren grauen Kurve, kennzeichnet sehr geringe erneuerbare Leistungen, die größtenteils für den Direktverbrauch der erzeugten Energie vorgesehen sind.

Die Kombination von PV und WT führt wiederum zur Erweiterung des wirtschaftlichen Bereiches beider Erzeuger, wobei die Zunahme längst nicht so deutlich ausgeprägt ist wie in den beiden vorherigen Fällen ohne Einspeisevergütung. Der Bereich, in dem PV oder WT wirtschaftlich eingesetzt werden können, liegt für den Standort Würzburg bei spezifischen Investitionskosten der PV von 1480 €/kW (+90 €/kW) und der WT von 1670 €/kW (+60 €/kW) und für den Standort Hamburg bei 1350 €/kW (+60 €/kW) und 2740 €/kW (+90 €/kW). Die umklammerten Werte entsprechen der Kostendifferenz zu den Fällen ohne Einspeisevergütung. Die positiven Werte kennzeichnen die Erweiterung des wirtschaftlichen Bereiches, wobei diese Zunahme sehr gering ausfällt. Somit hat die Einspeisevergütung kaum Einfluss auf den allgemeinen Einsatzbereich beider Erzeuger.

Die von der hellroten Kurve umschlossene Fläche nimmt durch die hohe Einspeisevergütung stärker zu. Die Erweiterung liegt für beide Standorte im Bereich

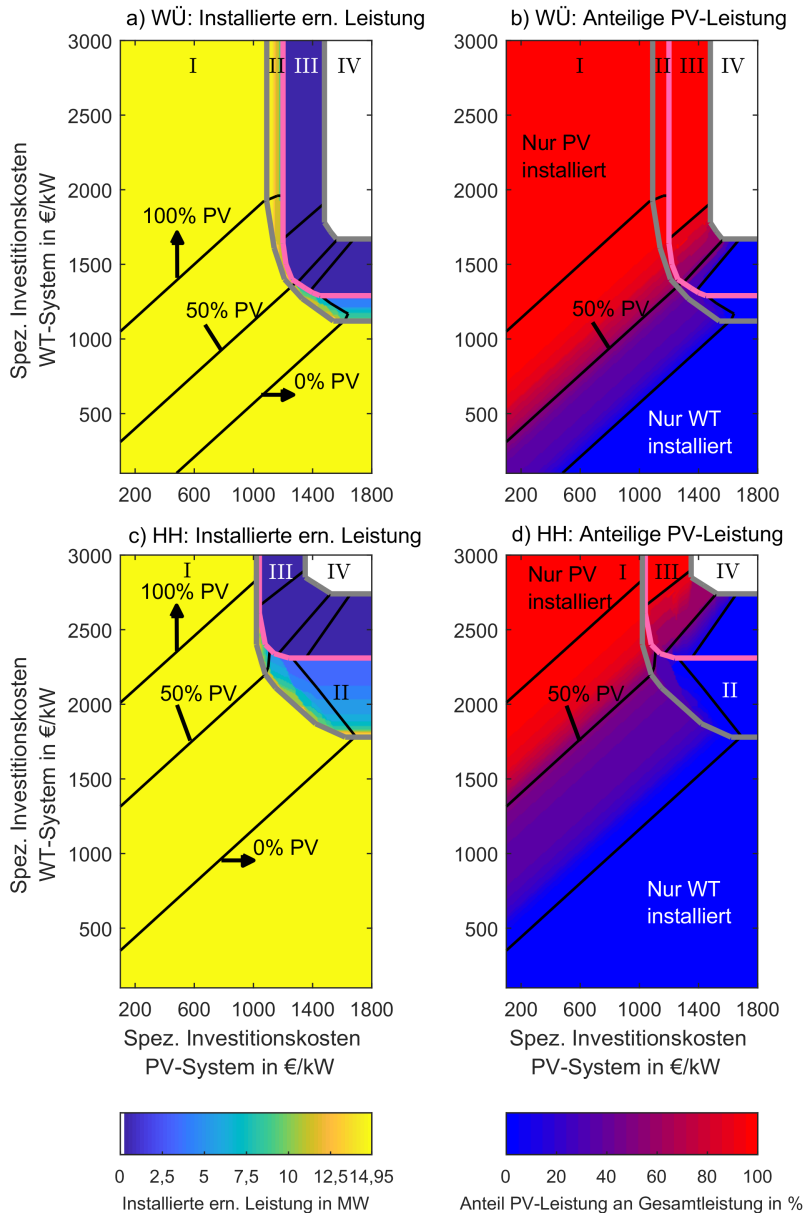


Abbildung 5.8: Einfluss der spez. PV- und WT-Investitionskosten auf: (a) installierte erneuerbare Leistung (WÜ), (b) Anteil der installierten PV-Leistung an der erneuerbaren Gesamtleistung (WÜ), (c) installierte erneuerbare Leistung (HH) und (d) Anteil der installierten PV-Leistung an der erneuerbaren Gesamtleistung (HH) bei einer hohen Einspeisevergütung von 0,1 €/kW.

spezifischer Investitionskosten von 220 bis 250 €/kW. Demzufolge führt die hohe Einspeisevergütung dazu, dass die Wasserstoffproduktion bei höheren spezifischen Investitionskosten der beiden Erneuerbaren durchgeführt wird. Wie auch zuvor ist der Übergang zwischen den Bereichen II und III durch die sprunghafte Änderung der Leistung von etwa 3,1 MW auf rund 0,1 MW gekennzeichnet.

Signifikant nehmen die spezifischen Investitionskosten zu, bis zu denen die maximale erneuerbare Leistung installiert wird. Für den Standort Würzburg liegen diese im Fall der PV bei 1090 €/kW (+900 €/kW) und für die WT bei 1120 €/kW (+920 €/kW). Für den Standort Hamburg liegt diese Grenze für die PV bei 1020 €/kW (+780 €/kW) und im Fall der WT bei 1780 €/kW (+1670 €/kW). Demzufolge bewirkt die hohe Einspeisevergütung für den Bereich wirtschaftlicher H₂-Produktion eine Umkehrung des Flächenverhältnisses von maximaler Leistung und Übergangsbereich, sodass hier zumeist die maximal zulässige erneuerbare Leistung installiert wird. Bis auf den Fall der reinen Windkraft-Erzeugung in Hamburg ist der Übergangsbereich durch ein Band spezifischer Investitionskosten kleiner als 150 €/kW charakterisiert. In Würzburg entfällt der Übergangsbereich fast vollständig durch die Kombination von Photovoltaik und Windkraft.

Auch die Lage des Bereiches kombinierter Photovoltaik- und Windkraft-Stromerzeugung wird durch die Einspeisevergütung beeinflusst. Aufgrund der hohen Ertragsleistung der Windkraft am Standort Hamburg ist der Bereich der kombinierten Photovoltaik-/Windkraft-Erzeugung größer als am Standort Würzburg. Demzufolge können für die kombinierte Erzeugung in Hamburg die spezifischen Investitionskosten in einem breiteren Band variieren. Im Bereich der maximalen erneuerbaren Leistung (I) weisen die unterschiedlichen Anteile an installierter PV-Leistung ein lineares Verhalten auf. Die hieraus resultierenden parallel verschobenen Geraden haben für beide Standorte einen fast identischen Anstieg, das heißt, entlang der Geraden sind die zugrunde liegenden Systemkonfigurationen identisch.

Wie zuvor in Abbildung 4.10 können, ausgehend von den jährlichen Kosteneinsparungen (Abbildung C.6), keine direkten Rückschlüsse auf die zugrunde liegende Systemkonfiguration gezogen werden, da diese kontinuierlich verlaufen.

Aufgrund des für beide Standorte kleinen Übergangsbereiches (II) wird angenommen, dass diesem nur eine geringe praktische Relevanz zukommt. Im Falle der praktischen Anwendung werden die Systemkonfigurationen entweder mit maximaler oder minimaler erneuerbarer Leistung oder ohne erneuerbare Erzeuger umgesetzt. Die Ergebnisse werden im Folgenden herausgestellt.

Systemanalyse für eine minimale beziehungsweise ohne erneuerbare Leistung

Die wichtigsten Kennzahlen und Auslegungsergebnisse dieser Fälle sind in Tabelle 5.2 zusammengefasst. Da die installierte Leistung von unter 0,1 MW in den Bereich der Kleinwindkraftanlagen fällt und diese vorab von der Untersuchung ausgeschlossen wurden, wird in diesem Rahmen nur die PV-Installation aufgeführt. Für die minimale PV-Leistung wird der Mittelwert dieses Bereiches (0,05 MW) angesetzt.

Tabelle 5.2: Kennzahlen und optimale Systemkonfiguration für die Fälle ohne erneuerbare Erzeugungsstruktur sowie minimaler erneuerbarer Leistung bei hoher Einspeisevergütung.

Kenngrößen	Ohne EE	Würzburg	Hamburg
r_{el}^{SS}	98,2 %	98,5 %	98,4 %
r_{el}^{rc}	-	4,9 %	4,5 %
$p^{PV,N}$	-	0,074 MW	0,074 MW
$p_{el}^{SOFC,N}$	0,656 MW	0,665 MW	0,664 MW
$E^{Bat,N}$	0,3 MWh	0,32 MWh	0,32 MWh
$E^{HWT,N}$	2,7 MWh	2,8 MWh	2,8 MWh

Die Konfiguration ohne erneuerbare Erzeuger wird nicht durch die hohe Einspeisevergütung beeinflusst und ist demzufolge identisch zu den vorherigen Ergebnissen ohne Einspeisevergütung. Ansonsten ändern die geringen PV-Leistungen die Dimensionierungsergebnisse der weiteren Komponenten nur geringfügig.

Systemkennzahlen bei maximal zugelassener erneuerbarer Leistung

Anschließend wird die bekannte Auswertungsroutine zur Diskussion der Systemkonfigurationen der maximalen erneuerbaren Leistung angewendet. Aufgrund der Eingrenzung auf die maximale Erzeugungsleistung werden die erneuerbaren Deckungsgrade (Abbildung 5.9) und darauffolgend die Dimensionierungsergebnisse für die maximale Leistung (Abbildung 5.10) in Abhängigkeit der anteiligen PV-Leistung diskutiert. Um sowohl die aktuellen Ergebnisse untereinander als auch diese mit den vorherigen vergleichen zu können, werden die Ergebnisse aus der Analyse beider Standorte und Einspeisevergütungen zusammenfassend dargestellt.

Die schwarz und grau dargestellten Verläufe stellen die vorherigen Ergebnisse für Würzburg und Hamburg ohne Einspeisevergütung dar. Die Ergebnisse mit hoher Einspeisevergütung sind grün und dunkelgelb abgebildet. Generell sind die erneuerbaren Deckungsgrade der hohen Einspeisevergütungen deutlich geringer als die ohne

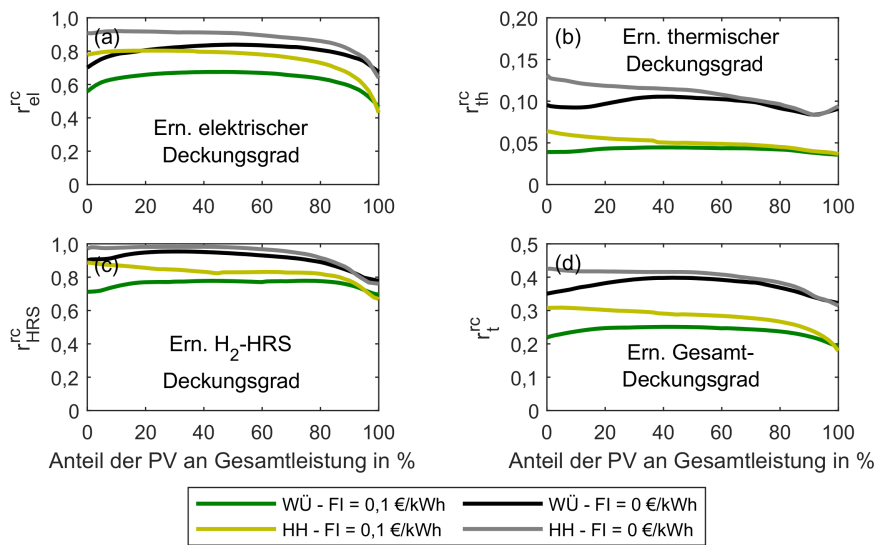


Abbildung 5.9: Einfluss der anteiligen PV-Leistung auf die erneuerbaren Deckungsgrade: (a) elektrisch, (b) thermisch, (c) H₂ (HRS), (d) gesamt (für WÜ und HH bei der maximal zugelassenen erneuerbaren Leistung (14,95 MW)).

Vergütung. Dabei sind, wie bereits zuvor, die Deckungsgrade des reinen PV-Systems am geringsten und die der gleichen Standorte weisen einen qualitativ ähnlichen Verlauf auf.

Aufgrund der deutlich höheren Ertragsleistung der Windkraftanlage am Standort Hamburg treten bei hohen Anteilen der WT deutliche Abweichungen zwischen beiden Standorten auf. Mit zunehmenden Anteilen der PV-Leistungen werden diese geringer, sodass schließlich bei der reinen PV-Erzeugungsleistung die Deckungsgrade der beiden Standorte gleich sind und nur noch von der Einspeisevergütung abhängen. Demzufolge hat vor allem die jährlich erzeugte Energiemenge Einfluss auf die Deckungsgrade und weniger die zeitliche Komponente der Erzeugungsprofile.

Bei hoher Einspeisevergütung fällt der elektrische erneuerbare Deckungsgrad (a) für Würzburg im Schnitt 15 Prozentpunkte geringer aus gegenüber der vorherigen Analyse. Für Hamburg ergibt sich eine mittlere Differenz von etwa 10 Prozentpunkten zwischen beiden Fällen. Auch auf den erneuerbaren Deckungsgrad der HRS (c) hat die Einspeisevergütung am Standort Würzburg einen höheren Einfluss als am Standort Hamburg. Demzufolge zeigen die Ergebnisse für letzteren Standort eine geringere Abhängigkeit von der Einspeisevergütung. Dies lässt sich auf die Erzeugungsprofile der Windkraftanlage zurückführen. Durch die höhere Stundenanzahl mit maximaler Windkraftleistung (Abbildung 3.5) werden die Ergebnisse stärker von der Nebenbedingung, der Begrenzung der zulässigen Einspeiseleistung auf 50 % der installierten

erneuerbaren Gesamtleistung, beeinflusst. Gegenüber dem Standort Würzburg kann ein höherer Anteil der produzierten Energiemengen nicht eingespeist werden und wird deshalb durch die Systemkomponenten genutzt.

Mit der hohen Einspeisevergütung betragen die thermischen erneuerbaren Deckungsgrade (b) beider Standorte durchschnittlich nur noch 5 % und sind bereits ab einer anteiligen PV-Leistung von 60 % hauptsächlich von der Einspeisevergütung abhängig.

Ohne Einspeisevergütung werden primär die Wandler- und Speicheroptionen des Systems genutzt, um die Einspeisung in das elektrische Netz zu vermeiden, sodass höhere Deckungsgrade dargestellt werden können. Generell beträgt die Abhängigkeit von der Einspeisevergütung, je nach Deckungsgrad, zwischen 10 und 30 Prozentpunkte.

Systemdimensionierung bei maximal zugelassener erneuerbarer Leistung

Abschließend sind die Dimensionierungsergebnisse der Komponenten (Abbildung 5.10 (a)–(c)) sowie der anteilige Wasserstoffumsatz in der SOFC (Abbildung 5.10 (d)) in Abhängigkeit der anteiligen PV-Leistung gezeigt.

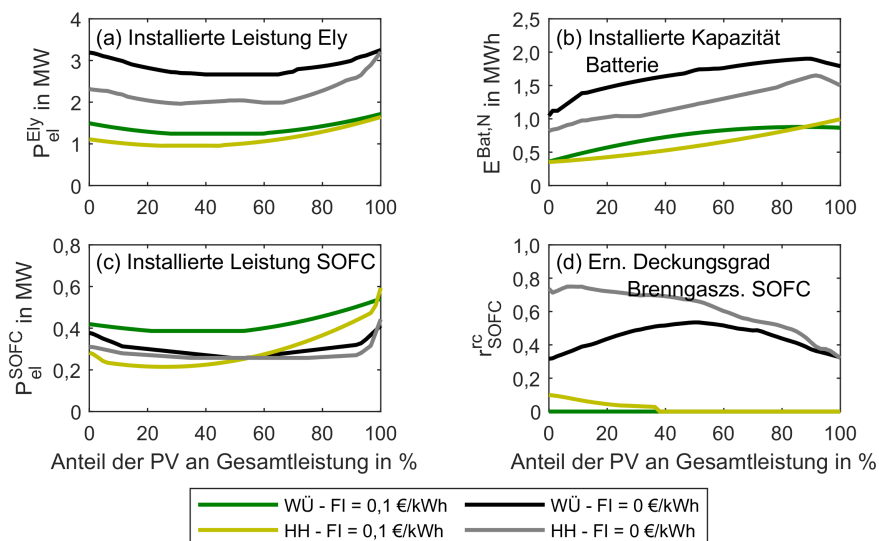


Abbildung 5.10: Einfluss der anteiligen PV-Leistung auf: (a) installierte Elektrolyse-Leistung, (b) installierte Batterie-Kapazität, (c) installierte SOFC-Leistung und (d) Wasserstoffnutzungsgrad der SOFC (für WÜ und HH bei der maximalen erneuerbaren Leistung (14,95 MW)).

Die qualitativen Verläufe der drei Komponenten sind für beide Standorte ähnlich. Die größten Unterschiede ergeben sich bei der reinen WT-Erzeugungsstruktur. Für

die reine PV-Erzeugungsstruktur hingegen stimmen die Dimensionierungsergebnisse fast überein und sind hauptsächlich von der Einspeisevergütung abhängig.

Durch die hohe Einspeisevergütung werden deutlich größere Energiemengen der Erneuerbaren in das Netz eingespeist, wodurch die Dimensionierung des Elektrolyseurs sowie der Batterie weniger an die charakteristischen Leistungsverläufe der Erzeugungsprofile angelehnt sind. Dies führt dazu, dass die Leistungen bzw. Kapazitäten beider Komponenten durch die hohe Einspeisevergütung reduziert werden und beide Komponenten über den gesamten Bereich ähnlich dimensioniert sind. Die Annäherung der Dimensionierungsergebnisse wird zusätzlich durch die Nebenbedingung der begrenzten Einspeiseleistung gefördert.

Im Gegensatz zu den beiden vorherigen Komponenten nimmt die SOFC-Leistung bei hoher Einspeisevergütung zu. Des Weiteren sind die Leistungsunterschiede der SOFC zwischen beiden Standorten höher als ohne Einspeisevergütung. Aufgrund der geringeren Ertragsleistung der WT werden für den Standort Würzburg die höchsten SOFC-Leistungen installiert. Bei ausschließlicher Photovoltaik-Erzeugung kehrt sich dies um, sodass eine minimal höhere SOFC-Leistung am Standort Hamburg installiert wird. Von den drei analysierten Komponenten weist damit die SOFC die größte Abhängigkeit von der Erzeugungsstruktur bei hoher Einspeisevergütung auf.

Zuletzt führt die hohe Einspeisevergütung dazu, dass in Würzburg kein H_2 in der SOFC umgesetzt wird und in Hamburg nur durch hohe WT-Anteile H_2 wirtschaftlich in der SOFC rückverstromt werden kann (Abbildung 5.10 (d)). Dabei beläuft sich der größte H_2 -Umsatz in der SOFC auf nur noch 10 % und ist somit um bis zu 60 Prozentpunkte geringer gegenüber dem ermittelten Anteil ohne Einspeisevergütung.

5.4 Reduzierung der Treibhausgasemissionen

Um den Ausstoß von Treibhausgasen zu reduzieren und die gesetzten Klimaschutzziele der BRD und EU zu erreichen, wird der Anteil erneuerbarer Erzeugungsanlagen an der Energiebereitstellung zunehmend wichtiger (Schmid, 2016). Zuvor wurden bereits wirtschaftliche Systemkonfigurationen aufgezeigt, mit denen fast 40 % des gesamten Quartier-Energiebedarfs mittels der Erneuerbaren gedeckt werden konnten. Um die Treibhausgasemissionen signifikant zu reduzieren, sind allerdings deutlich höhere Gesamtdeckungsgrade notwendig. Dies ist Gegenstand der abschließenden Untersuchung dieses Kapitels. Im Rahmen dieser Analyse wird zunächst die angewendete Methodik erläutert. Anschließend werden die resultierenden Gesamtkosten und Treibhausgasemissionen sowie die Dimensionierungsergebnisse des Sys-

tems in Abhängigkeit der erneuerbaren Gesamtdeckungsgrade gezeigt. Abschließend werden die wichtigsten Ergebnisse dieser Analyse zusammengefasst.

Bislang wurde stets die Systemkonfiguration mit den geringsten jährlichen Gesamtkosten ermittelt. Im vorherigen Abschnitt wurde gezeigt, dass die optimale Kombination von PV und WT vom Erzeugungsprofil bzw. dem Standort abhängig ist und die zu erreichenden erneuerbaren Deckungsgrade bedingt. Durch den hohen Ertrag an Windenergie am Standort Hamburg können höhere Deckungsgrade als in Würzburg erreicht werden. Deshalb wird angenommen, dass es am Standort Würzburg aufwendiger ist, die erneuerbaren Deckungsgrade zu erhöhen. Demzufolge beschränkt sich die folgende Analyse auf den Standort Würzburg, wobei es mit dem aufgebauten Wissen möglich ist, die nachfolgenden Ergebnisse auf den Standort Hamburg zu übertragen. Außerdem wird nur der Fall der gleichverteilten Leistung durch Photovoltaik und Windkraft analysiert (50 % PV), da hiermit die höchsten Gesamtdeckungsgrade für den süddeutschen Standort erzielt werden konnten.

5.4.1 Methodik der Bewertung

Zur Ermittlung der Treibhausgasemissionen des Energiesystems wird der erneuerbare Gesamtdeckungsgrad als zusätzliche Bezugsgröße gewählt. Dieser wird direkt aus der Bilanzierung der erneuerbaren und konventionellen Energiemengen berechnet. Das übergeordnete Ziel ist, weiterhin die Systemkonfiguration mit den geringsten Gesamtkosten zu bestimmen. Folglich muss die Zielfunktion des Optimierungsproblems auf die neue Fragestellung angepasst werden. Dazu werden zunächst die für diese Analyse benötigten Grundlagen eingeführt.

Die Forderung, die minimalen Systemkosten für einen bestimmten erneuerbaren Gesamtdeckungsgrad zu ermitteln, ergibt zunächst ein beschränktes Optimierungsproblem. Durch Einführung eines Strafterms, das heißt Verschlechterung der Zielfunktion beim Verlassen der Gleichungsnebenbedingung, kann das beschränkte Problem in ein Unbeschränktes überführt werden. Dazu wird die Zielfunktion wie folgt modifiziert:

$$\min_x \left(C_{\text{TCO}}(x) + \max[r_{t, \text{target}}^{\text{rc}} - r_t^{\text{rc}}(t_k), 0] \cdot \sigma \right) \quad (5.1)$$

Darin ist C_{TCO} die jährlichen Gesamtkosten des Systems, $r_{t, \text{target}}^{\text{rc}}$ der vorgegebene erneuerbare Gesamtdeckungsgrad, r_t^{rc} der tatsächliche Gesamtdeckungsgrad, σ ein Gewichtungsfaktor und x die Optimierungsvariable des Systems. Dies sind wie zuvor die Leistungen von SOFC und Ely sowie die Kapazitäten von Batterie, Wärmespeicher, Nieder- und Hochdruck-H₂-Speicher. Für Werte größer oder gleich der Nebenbe-

dingung greift der Strafterm nicht. Für den Gewichtungsfaktor können prinzipiell beliebige positive Werte angenommen werden. Diese sollten sich jedoch am Wert der Zielfunktion orientieren, denn durch zu geringe Werte kann die Nebenbedingung nicht erfüllt werden und zu hohe Werte verschlechtern die Sensitivität für den eigentlichen Zielfunktionswert. Wichtig ist, dass der Wert innerhalb der Optimierungsiteration konstant ist, da der Solver sonst nicht konvergieren kann. Bei geringer installierter erneuerbarer Leistung ist der realisierbare erneuerbare Gesamtdeckungsgrad kleiner als 100 %. Der größtmögliche Gesamtdeckungsgrad, das physikalische Maximum, wird unabhängig von den Kosten durch die Optimierung des Deckungsgrades bestimmt.

$$\min_x (-r_t^{rc}(x)) \quad (5.2)$$

Für die Ermittlung der CO₂-Äq.-Einsparungen wird das Verhältnis aus CO₂-Äq. des jeweiligen Energiesystems M_{CO_2} und den Emissionen des Benchmark-Systems $M_{CO_2}^{BS}$ gebildet. Somit sind die relativen Emissionseinsparungen ΔM_{CO_2} wie folgt definiert:

$$\Delta M_{CO_2} = 1 - \frac{M_{CO_2}}{M_{CO_2}^{BS}} \quad (5.3)$$

Außerdem bleibt der ökonomische Parametersatz gleich bis auf folgende drei Parameter:

- Einspeisevergütung: 0 €/kWh
- spez. Investitionskosten PV: 500 €/kW
- spez. Investitionskosten WT: 1000 €/kW

Dieser Parametersatz wird im Folgenden als progressiver Parametersatz bezeichnet und ist in Tabelle B.1 nochmals vollständig aufgeführt.

5.4.2 Emissionseinsparungen und Gesamtkosten

Aufgrund der von den Photovoltaik- und Windkraftanlagen bereitgestellten Energiemengen sowie unter Berücksichtigung der Wandlungsverluste muss zwangsläufig mehr als das bisherige Maximum von 14,95 MW erneuerbarer Leistung zugelassen werden, um die gesamte Energieversorgung aus den erneuerbaren Erzeugern abdecken zu können. Daher wird die installierte erneuerbare Leistung so weit erhöht, bis ein erneuerbarer Gesamtdeckungsgrad von 100 % erreicht wird. Im Rahmen der Emissionsanalyse werden sowohl die jährlichen Gesamtkosten als auch die daraus

resultieren Systemkonfigurationen, einschließlich ausgewählter Kenngrößen, untersucht.

Jährliche Systemgesamtkosten

Zunächst sind die resultierenden jährlichen Gesamtkosten verschiedener erneuerbarer Leistungen in Abhängigkeit des Gesamtdeckungsgrades in Abbildung 5.11 dargestellt. Die erneuerbare Leistung wird hierfür von 14,95 bis zu 112,125 MW sukzessiv erhöht. Die abgebildeten Verläufe der erneuerbaren Leistungen werden so eingeteilt, dass die niedrigsten Gesamtdeckungsgrade der jeweiligen Verläufe den kostengünstigsten Systemkonfigurationen ohne Deckungsgradnebenbedingung entsprechen (Gleichung (3.44)). Diese werden im Folgenden als wirtschaftliches Optimum der jeweiligen installierten Leistung bezeichnet. Anschließend wird der Deckungsgrad sukzessiv erhöht (mittels Gleichung (5.1)), bis der maximale physikalische Gesamtdeckungsgrad erreicht ist (Gleichung (5.2)). Ein höherer Deckungsgrad als das physikalische Maximum kann mit der Systemkonfiguration und den sonstigen Randbedingungen nicht erreicht werden. Zusätzlich kennzeichnet die gestrichelte schwarze Linie den kostenoptimalen Gesamtverlauf (TCO-Optimum), der aus den unterschiedlichen installierten Leistungen resultiert.

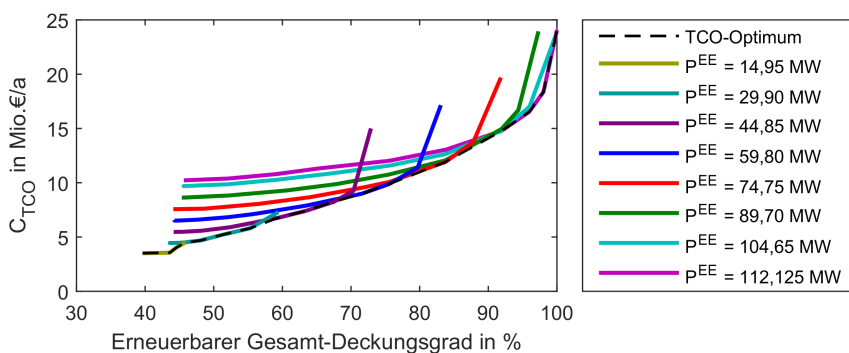


Abbildung 5.11: Ermittelte jährliche Systemgesamtkosten in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades für verschiedene erneuerbare Leistungen (für Standort WÜ, mit 50 % anteiliger PV-Leistung, ohne Einspeisevergütung und mit progressivem ökonomischen Parametersatz, siehe Tabelle B.1).

Wie in der vorherigen Analyse aufgezeigt, ist mit einer installierten erneuerbaren Leistung von 14,95 MW im wirtschaftlichen Optimum ein erneuerbarer Gesamtdeckungsgrad von 39 % darstellbar. Durch die Nebenbedingung kann dieser lediglich bis auf etwa 45 % gesteigert werden. Bei 14,95 MW wird bereits im wirtschaftlichen Optimum ein großer Anteil der erneuerbaren Leistung im System genutzt, weshalb

der Gesamtdeckungsgrad nur gering gesteigert werden kann. Bei einer Verdopplung der erneuerbaren Leistung ergeben sich bereits 43 % im wirtschaftlichen Optimum und der Gesamtdeckungsgrad kann dann bis auf 60 % erhöht werden. In den darauffolgenden fünf Verläufen wird die erneuerbare Leistung jeweils um 14,95 MW erhöht. Während der Deckungsgrad im wirtschaftlichen Optimum sich hierdurch kaum ändert (43 % - 44 %), kann der Gesamtdeckungsgrad im physikalischen Maximum deutlich gesteigert werden. Zwischen den wirtschaftlichen Optima der jeweiligen erneuerbaren Leistungen nehmen die Gesamtkosten kontinuierlich zu. Zudem ist auffällig, dass bei 14,95 MW und 29,9 MW die Gesamtkosten zum maximalen Deckungsgrad hin nur leicht ansteigen und ab 44,85 MW installierter Leistung diese vor dem Erreichen des physikalischen Maximum signifikant zunehmen. Mit 112,125 MW kann der gesamte Energiebedarf mittels der Erneuerbaren gedeckt werden. Dies bringt jährliche Gesamtkosten von 24 Mio.€ mit sich. Auf die einzelnen Haushalte heruntergerechnet würde dies einer Leistung von 86,25 kW und jährlichen Kosten von 18,5 T€ entsprechen. Verglichen mit dem Benchmark-System bedeutet das eine Erhöhung der Gesamtkosten um 477 %. Durch einen weiteren Zubau von erneuerbaren Erzeugungsleistungen nehmen die Kosten kontinuierlich zu.

Einsparungen von Treibhausgasemissionen

Nachdem die verschiedenen Systemkonfigurationen anhand des monetären Aufwands eingeordnet wurden, wird im nächsten Auswertungsschritt der Bezug zwischen dem erneuerbaren Gesamtdeckungsgrad und den vermiedenen Treibhausgasemissionen hergestellt. Dazu werden die Gesamtemissionen des Systems zum einen ohne (Abbildung 5.12 (a)) und zum anderen mit Vorketten der Herstellung der Komponenten (Abbildung 5.12 (b)), entsprechend den Emissionsfaktoren aus Tabelle 3.5, bestimmt. Die Treibhausgasemissionen sind in Abhängigkeit des Gesamtdeckungsgrades dargestellt. Die gestrichelte schwarze Linie kennzeichnet wieder den kostenoptimalen Gesamtverlauf.

Ohne die Vorketten der Emissionen ergibt sich für die installierten erneuerbaren Leistungen ein linearer Zusammenhang zwischen den CO₂-Äq.-Emissionen und dem erneuerbaren Gesamtdeckungsgrad (Abbildung 5.12 (a)). Bei einem Gesamtdeckungsgrad von 100 % fallen keine Emissionen an. Dieses Ergebnis ändert sich qualitativ, wenn die Vorketten des GWP von PV und WT berücksichtigt werden (Abbildung 5.12 (b)).

Bei konstanter erneuerbarer Leistung besteht weiterhin ein linearer Zusammenhang zwischen den Emissionseinsparungen und dem erneuerbaren Gesamtdeckungsgrad. Allerdings überlagern sich die Geraden nicht mehr, sondern verlaufen versetzt vonein-

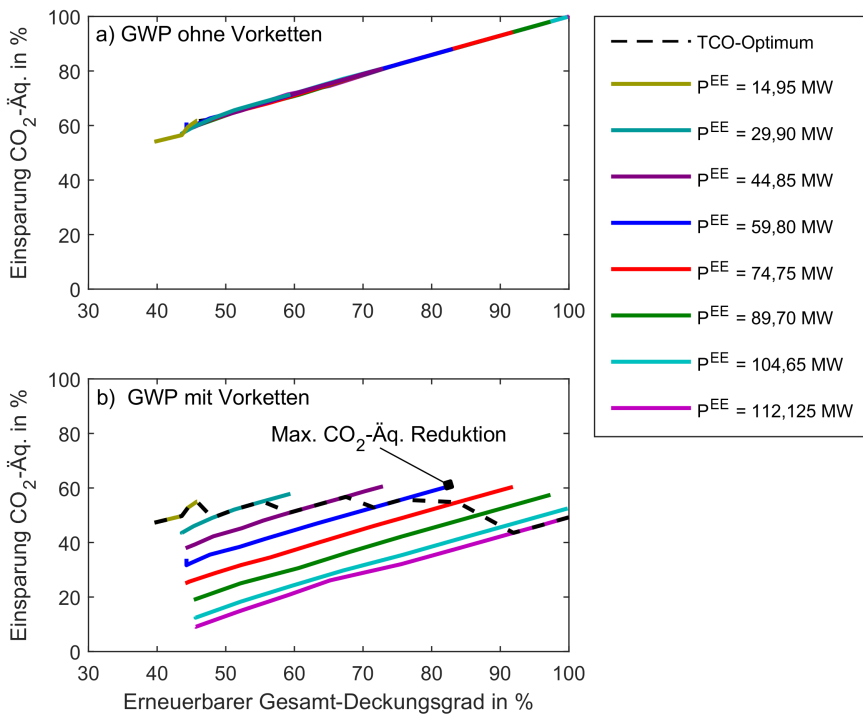


Abbildung 5.12: Ermittelte Einsparungen von Treibhausgasemissionen gegenüber dem Benchmark-System für verschiedene erneuerbare Leistungen in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades unter Berücksichtigung des: (a) GWP ohne Vorketten und (b) GWP mit Vorketten (für Standort WÜ, mit 50 % anteiliger PV-Leistung, ohne Einspeisevergütung und mit progressivem ökonomischen Parametersatz, siehe Tabelle B.1).

ander. Dabei ist der Anstieg der unterschiedlichen Geraden annähernd identisch. Je größer die erneuerbare Leistung ist, desto höher ist auch der Einfluss der Vorkette. Somit sind die Ergebnisse der erneuerbaren Leistung von 14,95 MW am geringsten von der Bilanzierungsmethode der Emissionen abhängig. Bei zunehmender erneuerbarer Leistung ergibt sich eine annähernd konstante Reduzierung der Emissionseinsparungen in den jeweiligen wirtschaftlichen Optima.

Unter Berücksichtigung der Vorketten können mit einer erneuerbaren Leistung von 59,8 MW 61 % der Emissionen gegenüber dem Benchmark-System vermieden werden. Bei weiterer Erhöhung der installierten erneuerbaren Leistung kann zwar der Gesamtdeckungsgrad erhöht werden, jedoch sinken die Emissionseinsparungen. Dies resultiert aus den erhöhten Leistungen von PV und WT sowie den Wandlungsverlusten im System. Bei der ausschließlichen Nutzung der Erneuerbaren zur Energiever-

sorgung (112,1 MW) werden nur 49,2 % der Emissionen gegenüber dem Benchmark-System eingespart.

Emissions-zu-Gesamtkostenverhältnis

Zum Abschluss der Emissionsgesamtkostenanalyse werden die Gesamtkosten mit den Emissionen verknüpft. Dazu ist in Abbildung 5.13 der Quotient aus den Emissionseinsparungen mit Vorketten und den jährlichen Gesamtkosten in Abhängigkeit des Gesamtdeckungsgrades dargestellt. Hiermit wird angegeben, wie viel CO₂-Äq.-Emissionen pro jährliche Gesamtkosten, bezogen auf den Einzelhaushalt, eingespart werden können.

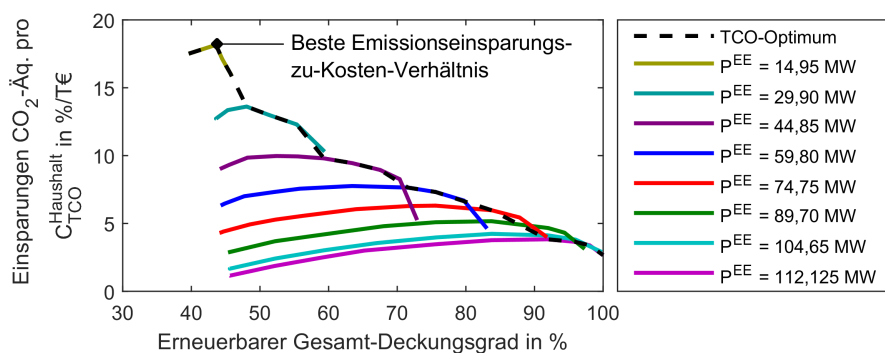


Abbildung 5.13: Emissions-zu-Gesamtkostenverhältnis, bezogen auf den Einzelhaushalt, für verschiedene erneuerbare Leistungen in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades unter Berücksichtigung des GWP mit Vorketten (für Standort WÜ, mit 50 % anteiliger PV-Leistung, ohne Einspeisevergütung und mit progressivem ökonomischen Parametersatz, siehe Tabelle B.1).

Generell gilt, dass die gebildete Kenngröße, ausgehend vom wirtschaftlich optimalen Deckungsgrad, mit zunehmendem Deckungsgrad ansteigt. Anfänglich können mit geringem monetären Mehraufwand deutliche Emissionseinsparungen erzielt werden, weshalb die Kenngröße zunimmt. Mit zunehmendem Gesamtdeckungsgrad wird der Hebel für die Emissionseinsparungen jedoch geringer. Die Kosten steigen überproportional gegenüber den Emissionseinsparungen an, sodass die Kenngröße abfällt. Je größer die installierte erneuerbare Leistung ist, desto größer ist der anfängliche Hebel der Emissionsreduktion bei geringem Kostenmehraufwand. Daher steigt die Kennzahl bei der höchsten erneuerbaren Leistung bis zu einem Gesamtdeckungsgrad von etwa 90 % an. Das beste Emissions-zu-Kosten-Verhältnis ergibt sich bei 14,95 MW installierter Leistung und einem Gesamtdeckungsgrad von 43,6 %.

Unter Berücksichtigung der THG-Emissionen sollte der Fokus der Auslegung nicht einzig auf der Minimierung der Gesamtkosten liegen. Je nach verfügbarem Kapital sollte wenigstens das beste Emissions-zu-Kosten-Verhältnis angestrebt werden.

5.4.3 Systemdimensionierung

Anschließend wird die Systemkonfiguration sowie die Betriebscharakteristik der Komponenten, abhängig vom Gesamtdeckungsgrad, herausgestellt. Zunächst wird die Dimensionierung der beiden Wandler und danach die der Speicher analysiert. Die optimale Leistung von Elektrolyseur und SOFC, in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades, sind in Abbildung 5.14 (a) und (b) gezeigt. Aufgrund der überproportionalen Zunahme der Leistungen ist die Ordinate logarithmisch dargestellt.

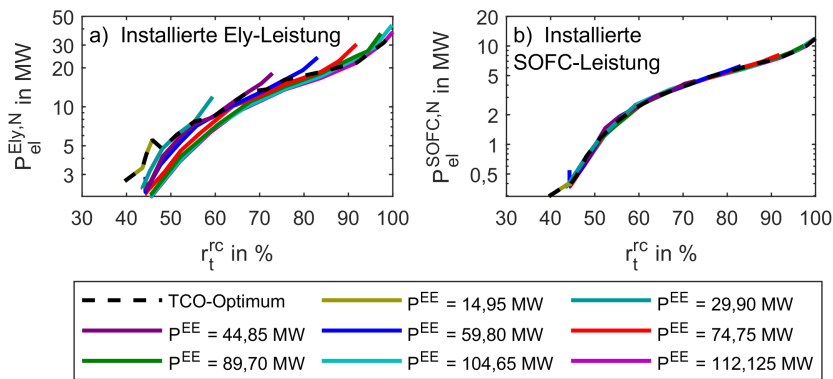


Abbildung 5.14: Optimale Leistung der Wandler: (a) Elektrolyseur und (b) SOFC für verschiedene erneuerbare Leistungen in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades (für Standort WÜ, mit 50 % anteiliger PV-Leistung, ohne Einspeisevergütung und mit progressivem ökonomischen Parametersatz siehe Tabelle B.1).

Im dargestellten Bereich der Abbildung 5.14 gilt für beide Wandler: Je höher der erneuerbare Deckungsgrad ist, desto größer ist ebenfalls die installierte Leistung.

Die Leistungen des Elektrolyseurs (Abbildung 5.14 (a)) variieren zwischen 2 und 40 MW. Bis auf den Bereich der jeweiligen physikalischen Maxima ist die Leistung des Elektrolyseurs hauptsächlich vom Gesamtdeckungsgrad abhängig. Etwa 5 Prozentpunkte vor den jeweiligen maximalen Deckungsgraden steigen die optimalen Elektrolyse-Leistungen deutlich an, sodass sie von dem kostenoptimalen Gesamtverlauf unterschieden werden können.

In Abbildung 5.3 (c) wurde gezeigt, dass mit zunehmender erneuerbarer Leistung die installierte SOFC-Leistung abnimmt. Im Kontext der deutlich höheren erneuerbaren Leistungen in Abbildung 5.14 (b) steigt die optimale SOFC-Leistung mit zunehmenden erneuerbaren Leistungen wiederum leicht an. Des Weiteren ist die SOFC-Leistung ebenfalls hauptsächlich vom Gesamtdeckungsgrad abhängig, wodurch sich die unterschiedlichen Verläufe größtenteils überlagern. Das Leistungsspektrum der SOFC reicht von 0,2 MW bis zu 12,5 MW.

Die optimalen Speicherkapazitäten von Batterie, Wärmespeicher sowie Nieder- und Hochdruckwasserstoffspeicher sind in Abbildung 5.15 (a) – (d) dargestellt. Die installierten Kapazitäten der Speicher sind logarithmisch abgebildet.

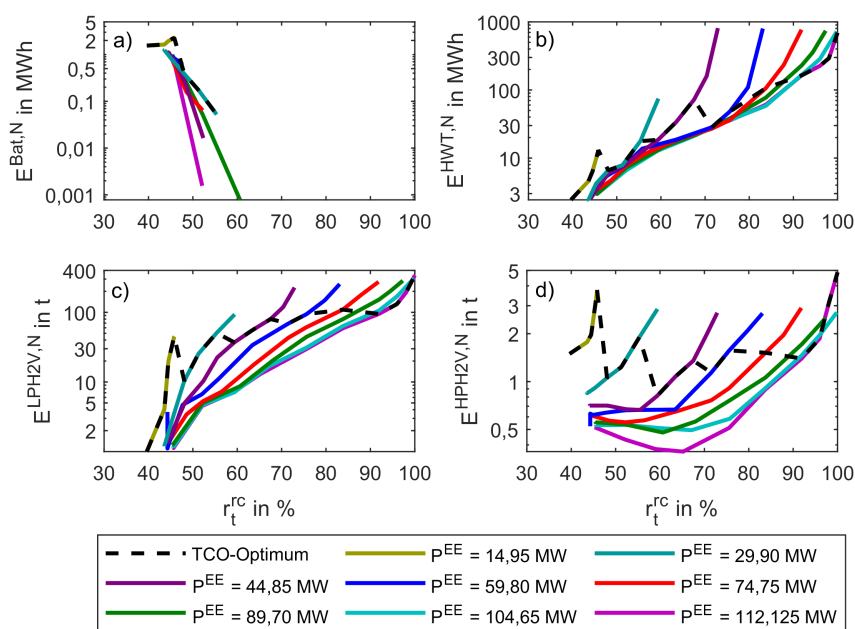


Abbildung 5.15: Optimale Kapazität der Speicher: (a) Batterie, (b) Wärmespeicher, (c) Niederdruckwasserstoffspeicher und (d) Hochdruckwasserstoffspeicher für verschiedene erneuerbare Leistungen in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades (für Standort WÜ, mit 50 % anteiliger PV-Leistung, ohne Einspeisevergütung und mit progressivem ökonomischen Parametersatz siehe Tabelle B.1).

Die Dimensionierung der Batterie (Abbildung 5.15 (a)) wird maßgeblich von der Auslegung der SOFC beeinflusst. Aufgrund der Notwendigkeit, die SOFC als Heizaggregat zu nutzen, wird ab etwa 50 % Gesamtdeckungsgrad eine ausreichend große SOFC-Leistung installiert, sodass die maximal auftretende elektrische Last abgedeckt werden kann. Damit wird die Batterie in diesem Energiesystem mit der zugrunde

gelegten Betriebsführung überflüssig und aus der optimalen Systemkonfiguration entfernt.

Ähnlich den beiden Wandlern ist die Kapazität des Wärmespeichers hauptsächlich vom Deckungsgrad abhängig, wobei der Kapazitätsanstieg zu den jeweiligen maximalen Deckungsgraden deutlich ausgeprägter ist als bei den Wandlern. Bis zum jeweiligen physikalischen Maximum verlaufen die verschiedenen Kapazitäten gleich dem kostenoptimalen Gesamtverlauf. Insgesamt steigt die Kapazität von etwa 2,8 bis auf fast 700 MWh, was einer Zunahme der Kapazität um den Faktor 250 entspricht.

In der Nähe der jeweiligen wirtschaftlich optimalen Gesamtdeckungsgrade ist die Dimensionierung des Niederdruckwasserstoffspeichers (Abbildung 5.15 (c)) ebenfalls vom Deckungsgrad abhängig. Die Abweichungen zwischen den Verläufen beginnen allerdings deutlich früher als beispielsweise beim Wärmespeicher und die maximale Kapazität des Niederdruckspeichers ist deutlich geringer als die des Wärmespeichers.

In den Dimensionierungsergebnissen des Hochdruckwasserstoffspeichers (Abbildung 5.15 (d)) sind Auslegungsmerkmale aller zuvor thematisierten Speicher zu finden. Ähnlich der Batterie weicht der Verlauf für die erneuerbare Leistung von 14,95 MW von den weiteren Leistungen ab. Dabei ist die Speicherkapazität von 0,06 MWh im wirtschaftlichen Optimum der kleinsten erneuerbaren Leistung mehr als doppelt so groß wie die der höheren erneuerbaren Leistungen (0,024 MWh). Die Kapazitäten in den Systemen der höheren erneuerbaren Leistungen sinken zunächst und nehmen dann wieder zu, was auf die Wechselwirkungen mit dem Niederdruckspeicher zurückzuführen ist. Denn die lokalen Minima sind bei den Deckungsgraden lokalisiert, bei denen sich die dazugehörigen Verläufe der Niederdruckspeicher-Kapazität vom kostenoptimalen Gesamtverlauf zu unterscheiden beginnen. Die Unterschiede zwischen den installierten Kapazitäten umfassen nur einen Faktor von 10 und variieren demzufolge deutlich geringer als bei den vorherigen Speichern.

Zusammenfassend schwanken die Auslegungsergebnisse der Speicher zwischen dem wirtschaftlich optimalen und dem maximalen physikalischen Gesamtdeckungsgrad (1524–35 521 %) um ein vielfaches mehr als die der Wandler (1320–3956 %).

Aufgrund der signifikanten Leistungs- bzw. Kapazitätzunahme der Komponenten im abgebildeten Bereich werden abschließend vier ausgewählte erneuerbare Gesamtdeckungsgrade der optimalen TCO-Kennlinie detaillierter analysiert. Dazu werden die ermittelten Volllaststunden (FLH), Volllastzyklen (FLC) sowie die erzeugte elektrische Energie aus PV, WT und SOFC in Tabelle 6.3 zusammengefasst. Der angegebene Nutzungsgrad beschreibt, wieviel von der erzeugten Energie im System verwendet werden kann. Der Rest wird entweder in das öffentliche elektrische Netz eingespeist oder muss verworfen werden.

Während die Volllaststunden des Elektrolyseurs durch den erhöhten Wasserstoffbedarf bis auf 3757 h ansteigen, sinken die Volllaststunden der SOFC bereits ab 76 % erneuerbaren Gesamtdeckungsgrad auf 2628 h und bleiben dann konstant. Folglich ist die Verwendung beider SOFCs, trotz unterschiedlicher Dimensionierung, gleich im System. Am deutlichsten sinken Volllastzyklen des Wärmespeichers und unterstreichen dessen Einsatz als saisonalen Speicher. Die Volllastzyklen des Niederdruckspeichers sind allgemein gering, sodass die Verfügbarkeit von Wasserstoff ganzjährig bereits bei geringeren Deckungsgraden sichergestellt wird.

Der Nutzungsgrad der beiden Erneuerbaren ist innerhalb der Beispiele ähnlich, wobei der der PV etwas höher ist als der der WT. In den ersten drei Beispielen ist es wirtschaftlich, den Energiebedarf durch eine kontinuierliche Erhöhung der installierten Leistungen abzudecken. Dementsprechend hohe Energiemengen werden abgegelt. Erst bei der ausschließlich regenerativen Energiebereitstellung werden rund 85 % der Erneuerbaren genutzt.

In allen Beispielen kann ein gewisser Anteil der von der SOFC produzierten elektrischen Energie nicht im Energiesystem genutzt werden. Bei dem Gesamtdeckungsgrad von 48 % werden etwa 25 % der erzeugten Energie verworfen und in den weiteren drei Beispielen wird sogar fast die Hälfte der produzierten elektrischen Energie verworfen. Hieran wird die Nutzung der SOFC als Heizaggregat, betrieben mit Wasserstoff, verdeutlicht. In Anbetracht dessen wäre es technisch und wirtschaftlich sinnvoller, den Heizkessel auf den Wasserstoffbetrieb umzustellen, um dadurch die Wärme emissionsfrei erzeugen zu können. Dazu ist neben der technischen Umrüstung, wie der Verwendung spezieller Brennerdüsen, eine besondere sicherheitstechnische Ausstattung mit u. a. weiteren Sensoren notwendig. Daher sind die spezifischen Investitionskosten dieser Systeme deutlich höher. Demzufolge ist der Betrieb mit Wasserstoff mit deutlich höherem Aufwand verbunden, weshalb auf diesen Ansatz im Rahmen dieser Arbeit verzichtet wird.

Aufgrund der hohen installierten Leistungen ist es fraglich, ob das System in dieser Konfiguration zur Erhöhung des Gesamtdeckungsgrades eingesetzt werden kann. Zudem ist bei Berücksichtigung der Vorketten von PV und WT die Emissionseinsparung gegenüber dem Benchmark-System auf 61 % begrenzt. Dies ist vor allem auf die Notwendigkeit zurückzuführen, die SOFC als Heizgerät zur erneuerbaren Wärmebereitstellung einzusetzen, und kann bei Verwendung von Komponenten, die Strom direkt in Wärme wandeln können, umgangen werden. Hierzu wird die bisherige Systemkonfiguration um einen elektrischen Heizstab und eine elektrische Luft-Wärmepumpe erweitert. Die Analysen dazu werden im nächsten Kapitel ausgeführt.

Tabelle 5.3: Kenngrößen ausgewählter Energiesysteme der optimalen TCO-Kennlinie mit unterschiedlichen erneuerbaren Gesamtdeckungsgraden (für WÜ, ohne Einspeisevergütung und mit einer anteiligen PV-Leistung von 50 %).

Gesamtdeckungsgrad → Kennzahlen ↓	Erneuerbarer			
	48 %	76 %	92 %	100 %
p^{EEN}	29,9 MW	59,8 MW	112,125 MW	112,125 MW
ΔM_{CO_2}	49,1 %	55,7 %	43,5 %	49,2 %
N_{flh}^{SOFC}	3357 h	2628 h	2628 h	2628 h
N_{flh}^{Ely}	3133 h	3230 h	3757 h	3298 h
N_{flc}^{Bat}	106 cyc	-	-	-
N_{flc}^{HWT}	183 cyc	67 cyc	30 cyc	7 cyc
N_{flc}^{LPH2V}	13 cyc	5 cyc	7 cyc	3 cyc
N_{flc}^{HPH2V}	164 cyc	99 cyc	89 cyc	26 cyc
PV-System				
Netto-Stromerzeugung	16,6 MWh	33,1 MWh	62,1 MWh	62,1 MWh
Anteilige Nutzung im System	43,2 %	69,7 %	51,2 %	86,7 %
WT-System				
Netto-Stromerzeugung	20,2 MWh	40,3 MWh	75,7 MWh	75,7 MWh
Anteilige Nutzung im System	40,8 %	68,8 %	50,1 %	84,1 %
SOFC-System				
Netto-Stromerzeugung	2,5 MWh	12,6 MWh	19,9 MWh	31,5 MWh
Anteilige Nutzung im System	75,3 %	54,2 %	50 %	52,1 %

Kapitel 6

Analyse und Bewertung der optimalen Systemauslegung mit zusätzlichen Power-to-Heat-Komponenten

Die Menschheit emittiert momentan mehr Treibhausgase als je zuvor in der Geschichte. Erfolgt nicht bald ein Umdenken in der weltweiten Energiewirtschaft, können die in Paris formulierten Klimaziele nicht erreicht werden. Fundierte quantitative Aussagen zum anthropogenen Klimawandel können anhand der verhältnismäßig geringen Anzahl an Messjahren zwar nicht getroffen werden, allerdings fügen sich die vergangenen Jahrzehnte sehr gut in die Szenarien von einem langfristigen globalen Temperaturanstieg (UBA, 2019d). So war das Wetter in Nordeuropa im Jahr 2018 durch extreme Wetterphänomene und insbesondere durch die überdurchschnittlich heißen und trockenen Frühjahrs- und Sommermonate geprägt.

Im letzten Abschnitt des vorherigen Kapitels wurde herausgestellt, wie die Gesamtemissionen des Quartier-Energieversorgungssystems reduziert werden können und mit welchem monetären Aufwand dies verbunden ist. Bezogen auf das Benchmark-System konnte eine Reduktion der CO₂-Äq.-Emissionen von bis zu 61 % gezeigt werden. Um den anthropogenen Klimawandel zu reduzieren, bedarf es jedoch deutlich höherer Emissionseinsparungen und das zu deutlich geringeren Gesamtkosten. Der angegebene Wert umfasst zwar die spezifischen Emissionswerte der genutzten Energieträger sowie die Vorketten der Photovoltaik- und Windkraftanlagen, jedoch nicht die Emissionen der anderen Systemkomponenten.

In der vorherigen Analyse konnte die erneuerbare Wärmebereitstellung nur mittels Abwärmenutzung von Elektrolyseur und SOFC, betrieben mit H₂, dargestellt werden. Des Weiteren bedingt die Verwendung der SOFC als Heizgerät die Produktion von nicht nutzbaren Stromüberschüssen. Diese Art der Wärmebereitstellung wirkt sich aufgrund der hohen Wandlungs- und Speicherverluste sowie der hohen benötigten erneuerbaren Leistungen ungünstig auf die maximal-realiserbaren Emissionseinsparungen sowie Gesamtkosten aus. Dies kann geändert werden, indem die

Komponenten eingesetzt werden, die den überschüssigen erneuerbaren Strom direkt in Wärme wandeln können.

Die technisch-einfachste Komponente dazu ist der elektrische Heizstab bzw. ein Durchlauferhitzer. Diese ist am Markt etabliert, hat geringe Investitions- sowie Betriebskosten und erreicht einen elektrischen Wirkungsgrad von etwa 1. Dahingegen nutzen Wärmepumpen die Umgebungsenergie zur Wärmeerzeugung, sodass ein höherer Ertrag an Wärme generiert als an Strom zugeführt wird, jedoch zu deutlich höheren Investitions- und Betriebskosten.

In der nachfolgenden Analyse wird durch die Aufnahme dieser beiden Komponenten in das Systemdesign quantifiziert, inwieweit die maximalen CO₂-Äq.-Emissionen reduziert werden können. Dafür werden zunächst beide Komponenten in die Systemstruktur eingeordnet und dann in Bezug auf die ökonomischen Ergebnisse und Erkenntnisse aus Kapitel 4 analysiert. Durch die Systemerweiterung muss bei dem Fall Stromüberschuss die elektrische Leistung auf vier Komponenten verteilt werden. Die Ermittlung der besten Rangliste ist Gegenstand des darauffolgenden Abschnitts (6.2). Danach werden mit der gleichen Vorgehensweise wie in Abschnitt 5.4 die optimalen Systemkonfigurationen identifiziert. Anschließend wird in Abschnitt 6.4 der Einfluss veränderter Randbedingungen auf die Systemkonfiguration sowie die Gesamtemissionen untersucht. Das ist zum einen der Wärmebedarf des Quartiers und zum anderen die spezifischen Emissionen des genutzten Erdgases. Zum Abschluss werden die Ergebnisse der unterschiedlichen Emissionsanalysen zusammengefasst.

6.1 Techno-ökonomische Einordnung der neuen Komponenten

Durch die Erweiterung der Systemkonfiguration wird zunächst der Einfluss auf die in Abschnitt 4.1 diskutierten Ergebnisse quantifiziert. Daher wird als erneuerbare Erzeugungsanlage ausschließlich die PV genutzt und entsprechend die Leistung der Windkraftanlage auf null gesetzt. Damit soll herausgestellt werden, wie sich die beiden neuen Komponenten in das bisherige Gesamtbild einordnen. Entsprechend der techno-ökonomischen Analyse aus Kapitel 4 wird dann wiederum nur ein Parameter variiert und mittels deren ausführlicher Variation der Einfluss auf die optimale Systemkonfiguration quantifiziert. Anschließend wird in einer Zwei-Parametervariation der Einfluss der Einspeisevergütung und der spezifischen Investitionskosten des PV-Systems auf die Systemgestaltung ermittelt.

Um eine direkte Vergleichbarkeit mit den Ergebnissen aus Abschnitt 4.1 zu gewährleisten, werden zunächst die ökonomischen Parameter aus Tabelle 3.3 und 3.4

angenommen. Zum Lösen der Bilanzen wird demzufolge die in Abschnitt 3.3.3 definierte Einsatzreihenfolge (Tabelle 3.2) angewendet.

Die Modellerweiterung hat keinen Einfluss auf den Referenzfall (Tabelle 4.1). Weder die Wärmepumpe noch der elektrische Heizstab können bei den angenommenen ökonomischen Parametern und den weiteren Randbedingungen wirtschaftlich betrieben werden.

6.1.1 Einfluss einzelner ökonomischer Parameter

In den Abschnitten 4.2.2 und 4.3.2 wurde gezeigt, dass die Batterie, welche ebenfalls nicht im Referenzfall enthalten ist, durch die Reduzierung der spezifischen Investitionskosten oder der gleichzeitigen Variation der spezifischen PV-Investitionskosten und der Einspeisevergütung ökonomisch sinnvoll eingesetzt werden kann. Daher werden zunächst die spezifischen Investitionskosten der Wärmepumpe und die des Heizstabs variiert. Da beide Komponenten Wärme erzeugen, sind die spezifischen Erdgasbezugskosten ebenfalls ein relevanter, im Rahmen dieser Ein-Parametervariation zu untersuchender Parameter. Die weiteren Parameter aus Abschnitt 4.2 können in dieser Analyse vernachlässigt werden.

Variation der spezifischen Investitionskosten der Wärmepumpe und des Heizstabs

Der Einfluss der spezifischen ASHP-Investitionskosten auf die optimale Systemkonfiguration ist anhand der Leistung der Wärmepumpe (Abbildung 6.1 (a)) sowie der Leistung des Elektrolyseurs (Abbildung 6.1 (b)) gezeigt. Der Referenzfall ist wiederum durch die vertikale, gepunktete Linie gekennzeichnet.

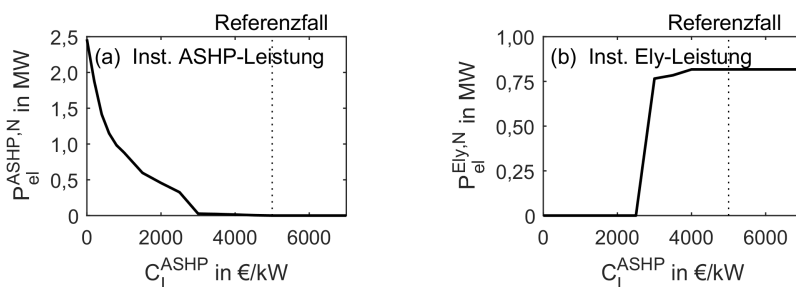


Abbildung 6.1: Einfluss der spezifischen ASHP-Investitionskosten auf die optimale Leistung von: (a) Wärmepumpe und (b) Elektrolyseur (mit 100 % anteiliger PV-Leistung, Zielfunktion nach Gleichung (3.44) und ökonomischem Referenz-Parametersatz, siehe Tabelle 3.3 und 3.4).

Für spezifische ASHP-Investitionskosten größer als 4000 €/kW ist es nicht wirtschaftlich, die Wärmepumpe zu betreiben. Aufgrund der Achsenskalierung der Ordinate von Abbildung 6.1 (a) ist die geringe Zunahme der installierten Wärmepumpenleistung ab 4000 €/kW kaum sichtbar. Bei 3000 €/kW wird eine Leistung von etwa 27 kW installiert und bei 2500 €/kW bereits 320 kW. Eine weitere Reduzierung der spezifischen Investitionskosten fördert die Wirtschaftlichkeit der Wärmepumpe, was an dem signifikanten Anstieg der installierten Leistung sichtbar ist.

Der Einfluss der installierten Leistung der Wärmepumpe auf die optimale Leistung des Elektrolyseurs (Abbildung 6.1 (b)) verhält sich analog zu der Wechselwirkung von Batterie und Elektrolyseur, dargestellt in Abbildung 4.5 (c). Mit zunehmender Leistung der Wärmepumpe sinkt die Leistung des Elektrolyseurs. Ab 2500 €/kW wird der Elektrolyseur durch die Wärmepumpe aus der optimalen Systemkonfiguration verdrängt. Mit der zugrunde liegenden Rangliste wird die Wärmepumpe nach dem Elektrolyseur eingesetzt. Wenn die spezifischen Investitionskosten sinken, kann die Wärmepumpe Wärme wirtschaftlicher bereitstellen als der Elektrolyseur den Wasserstoff. Hierdurch entsteht eine direkte Konkurrenzsituation zwischen beiden Komponenten, welche durch den deutlich höheren Wärme- als Wasserstoffbedarf zusätzlich verstärkt wird.

Die Änderung der Kapazität des Hochdruckspeichers ist wiederum qualitativ ähnlich den Auslegungsergebnissen des Elektrolyseurs, während die Änderung der SOFC-Leistung bei unter 15 % liegt. Dementsprechend sind beide Komponenten an dieser Stelle nicht abgebildet.

Eine Reduzierung der spezifischen Investitionskosten des elektrischen Heizstabs hat keinen Einfluss auf die optimale Systemkonfiguration. Selbst bei dem Entfall der Investitionskosten kann dieser nicht wirtschaftlich im Rahmen des Referenzkostensatzes betrieben werden. Demzufolge gelten über den gesamten Bereich die Auslegungsergebnisse aus Tabelle 4.1.

Variation der spezifischen Erdgasbezugskosten

Da beide Komponenten den erneuerbaren Strom in Wärme wandeln, sind die Kosten der Wärmeabgabe mittels Heizkessel ebenfalls ein Parameter, der für die Wirtschaftlichkeit beider Komponenten relevant ist. Daher bilden die Erdgasbezugskosten den Abschluss dieser Parametervariation. Abbildung 6.2 zeigt den Einfluss auf die Auslegung von (a) elektrischem Heizstab, (b) Wärmespeicher, (c) SOFC und (d) Elektrolyseur.

Die Variation der spezifischen Erdgasbezugskosten führt nicht zu einer Wirtschaftlichkeit der Wärmepumpe, weshalb sie nicht in Abbildung 6.2 enthalten ist. Da-

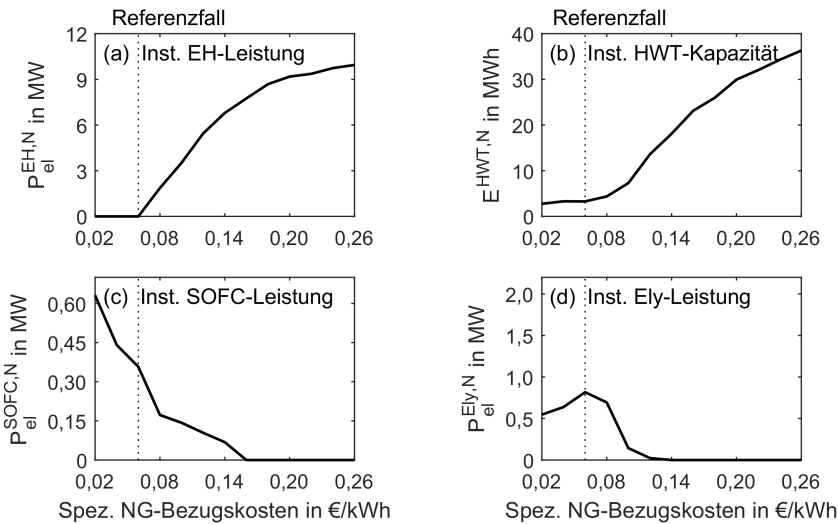


Abbildung 6.2: Einfluss der spezifischen Erdgasbezugskosten auf die optimale Auslegung von: (a) El. Heizstab, (b) Wärmespeicher, (c) SOFC und (d) Elektrolyseur (mit 100 % anteiliger PV-Leistung, Zielfunktion nach Gleichung (3.44) und ökonomischem Referenz-Parametersatz, siehe Tabelle 3.3 und 3.4).

hingegen kann der elektrische Heizstab, nahe dem Referenzfall, ab 0,08 €/kWh ökonomisch sinnvoll im Systemverbund eingesetzt werden (Abbildung 6.2 (a)). Die installierte Leistung des Heizstabs steigt bei mittleren Erdgasbezugskosten stark an und flacht bei hohen Erdgasbezugskosten ab, sodass bei 0,26 €/kWh etwa 10 MW installiert werden. Diese hohe Leistung ist aufgrund der installierten konstanten PV-Leistung (14,95 MW) möglich.

Die hohen Leistungen des Heizstabs führen zu einer signifikanten Erhöhung der Wärmespeicher-Kapazität (Abbildung 6.2 (b)). Während im Referenzszenario nur 3,3 MWh vorgesehen werden, wird durch den Heizstab die Speicherkapazität auf bis zu 36 MWh erhöht.

Wie in der äquivalenten Untersuchung in Abbildung 4.7 (a) sinkt die installierte SOFC-Leistung mit zunehmenden Erdgasbezugskosten (Abbildung 6.2 (c)). Bis zu 0,08 €/kWh sind die Verläufe der Abbildungen 4.7 (a) und 6.2 (c) identisch. Bei weiterer Zunahme der Erdgasbezugskosten bildet sich allerdings ab 0,12 €/kWh kein Leistungsplateau aus, sondern die SOFC-Leistung fällt kontinuierlich ab. Der Betrieb der SOFC wird ab 0,16 €/kWh unwirtschaftlich, sodass die Komponente aus der optimalen Systemkonfiguration entfällt. Aufgrund der direkten Konkurrenz zwischen Heizstab und Elektrolyseur wird der Elektrolyseur bereits ab 0,14 €/kWh aus der Systemkonfiguration entfernt. In der Analyse von Abschnitt 4.2.3 konnte die SOFC

für höhere spezifische Erdgasbezugskosten als $0,16 \text{ €/kWh}$ wirtschaftlich betrieben werden, da der vom Elektrolyseur erzeugte Wasserstoff vermehrt als Brenngas der SOFC genutzt wurde.

Durch die Variation der spezifischen Investitionskosten der beiden neu hinzugekommenen Komponenten konnte der Einfluss des Verhältnisses von Wärme zu Strom auf die optimale Systemkonfiguration herausgestellt werden. Im Gegensatz zum Heizstab kann hierdurch die Wärmepumpe wirtschaftlich in das System integriert werden. Dahingegen konnte sich der Heizstab aufgrund der geringen Investitionskosten bei der Analyse der Erdgasbezugskosten durchsetzen. Der Einfluss der spezifischen PV-Investitionskosten und der Einspeisevergütung wird im Folgenden, im Rahmen einer simultanen Parametervariation, analysiert.

6.1.2 Einfluss der simultanen Variation mehrerer ökonomischer Parameter

Der Einfluss der beiden neuen Wandler auf die weiteren Komponenten des Gesamtsystems wird stärker hervorgehoben, indem höhere Leistung der jeweiligen Komponenten installiert werden. Daher wird der progressive Kostensatz (Tabelle B.1) für die simultane Variation der spezifischen PV-Investitionskosten und der Einspeisevergütung angewendet. Abbildung 6.3 zeigt die installierten Leistungen ausgewählter Komponenten in Abhängigkeit dieser Parameter. Auf die Darstellung der installierten PV-Leistung wird verzichtet, jedoch sind die Bereiche der unterschiedlichen PV-Leistungen gekennzeichnet. Die maximale PV-Leistung (Bereich I) wird unterhalb (in Bildrichtung) der annähernd diagonal verlaufenden roten Linie installiert. Zwischen den beiden roten Linien befindet sich der Übergangsbereich (II) und oberhalb der roten Linien folglich der Bereich minimaler PV-Leistung (Bereich III). Auf die Kennzeichnung des Bereiches ohne PV-Leistung (Bereich IV) wird in Abbildung 6.3 verzichtet, da der Fokus auf der Dimensionierung der zuvor genannten Wandler liegt.

Die Grenzlinie der minimalen PV-Leistung stellt wiederum die obere wirtschaftliche Grenze des Elektrolyseurs dar. Diese Grenzlinie ist identisch mit der in Abbildung 4.11 gezeigten bei gleichen spezifischen Ely-Investitionskosten (400 €/kW). Die vertikale Grenzlinie dieses Bereiches liegt bei einer Einspeisevergütung von $0,135 \text{ €/kWh}$ und ist somit $0,008 \text{ €/kWh}$ geringer als zuvor. Daraus folgt, dass der Bereich wirtschaftlicher H_2 -Produktion durch die progressiven Kosten nur marginal beeinflusst wird. Zwischen $0,05$ und $0,135 \text{ €/kWh}$ ist die Leistung des Elektrolyseurs relativ gering und annähernd konstant. Ansonsten ist der Verlauf der installierten Leistung qualitativ ähnlich zu dem in Abbildung 4.9 (c) Gezeigten.

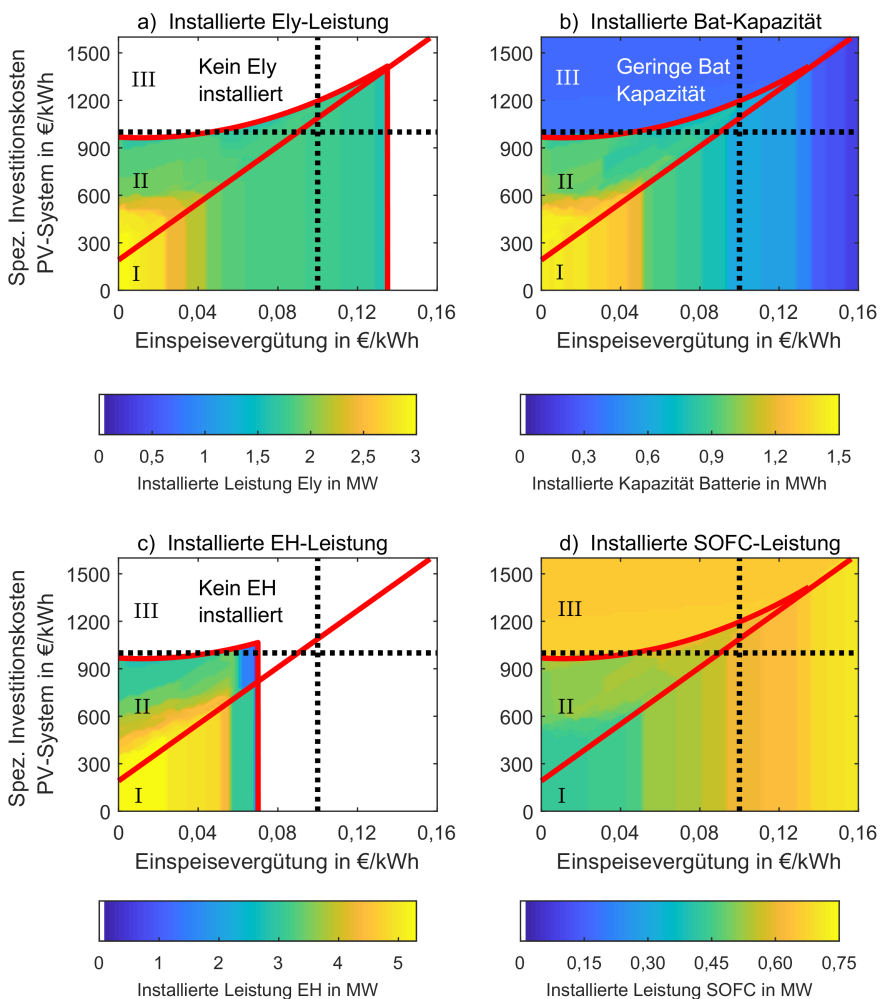


Abbildung 6.3: Einfluss der spezifischen PV-Investitionskosten und Einspeisevergütung auf: (a) Elektrolyse-Leistung, (b) Batterie-Kapazität, (c) Heizstab-Leistung und (d) SOFC-Leistung; die roten Linien kennzeichnen die unterschiedlichen Bereiche der PV-Leistung (mit 100 % anteiliger PV-Leistung, Zielfunktion nach Gleichung (3.44) und progressivem ökonomischen Parametersatz, siehe Tabelle B.1).

Wie in Abbildung 5.3 (b) wird durch den progressiven ökonomischen Parametersatz auch ohne PV-Leistung eine kleine Batterie vorgesehen, die unterstützend zur SOFC eingesetzt wird. Wie zuvor steigt die Batterie-Kapazität innerhalb des Bereiches maximaler PV-Leistung kontinuierlich durch geringe spezifischen PV-Investitionskosten sowie geringe Einspeisevergütungen an.

Die wirtschaftliche Verwendungsgrenze des Heizstabs liegt bei einer Einspeisevergütung von 0,068 €/kWh (Abbildung 6.3 (c)) und ist somit deutlich geringer als

die des Elektrolyseurs. Ab dieser vertikalen Grenzlinie wird direkt eine hohe Leistung von 3 MW installiert. Bei einer Einspeisevergütung von 0,05 €/kWh beträgt die optimale Leistung des Heizstabs bereits 5 MW und steigt durch geringere oder keine Vergütungen bis auf 5,5 MW (im Bereich der maximalen PV-Leistung). Im Übergangsbereich der PV-Leistung beträgt die Leistung des Heizstabs zwischen 3 und 4 MW.

Abbildung 5.3 (d) zeigt das bekannte charakteristische SOFC-Dimensionierungsverhalten, in dem sich die Dimensionierungsergebnisse der zuvor beschriebenen Komponenten widerspiegeln. Die höchste SOFC-Leistung ergibt sich für die Bereiche mit geringer installierter PV-Leistung. Im Koordinatenursprung wird die geringste SOFC-Leistung vorgesehen, welche der mittleren Bedarfsleistung des Quartiers (400 kW) entspricht (siehe Abschnitt 3.3.1).

Detaillierung an einem ausgewählten Fall

Folglich hat die Systemerweiterung keinen Einfluss auf die Bereiche, in denen die Komponenten der einfachen Systemkonfiguration ökonomisch sinnvoll eingesetzt werden können. Abschließend wird ein Schnitt bei spezifischen PV-Investitionskosten von 500 €/kW gesetzt, um den Einfluss des elektrischen Heizstabs auf die installierten Leistungen der weiteren Komponenten bei unterschiedlichen Einspeisevergütungen zu quantifizieren. Dazu sind in Abbildung 6.4 die Auslegungsergebnisse für die erweiterte Systemkonfiguration mit Heizstab (grau) und die einfache Konfiguration ohne Heizstab (schwarz) gezeigt. Der Heizstab ist für diesen Vergleich nicht abgebildet.

Die Schnitte in den Abbildungen 6.4 (a)–(d) verlaufen identisch für höhere Einspeisevergütungen als 0,068 €/kWh, da der Heizstab erst unterhalb der Einspeisevergütung von 0,068 €/kWh Bestandteil der optimalen Systemkonfiguration ist.

Die SOFC-Leistung (Abbildung 6.4 (a)) wird in dem gesamten abgebildeten Bereich nicht von der Systemerweiterung beeinflusst. Durch die Erweiterung der Systemkonfiguration wird die installierte Leistung bzw. Kapazität von Elektrolyseur und Batterie etwas verringert. Der Unterschied zwischen den Dimensionierungsergebnissen des Elektrolyseurs und der Batterie, mit und ohne elektrischem Heizstab, sind weitestgehend konstant. Die größte prozentuale Abweichung beträgt beim Elektrolyseur 10,3 % und bei der Batterie 14,7 %. Größeren Einfluss hat die installierte Leistung des elektrischen Heizstabs auf die Dimensionierung des Wärmespeichers.

Die Analysen dieses Abschnitts haben gezeigt, dass die in den vorherigen Kapiteln ausgearbeiteten Zusammenhänge auch für die erweiterte Systemkonfiguration gültig sind. Damit können die im Rahmen dieser Arbeit gewonnenen Erkenntnisse sowohl

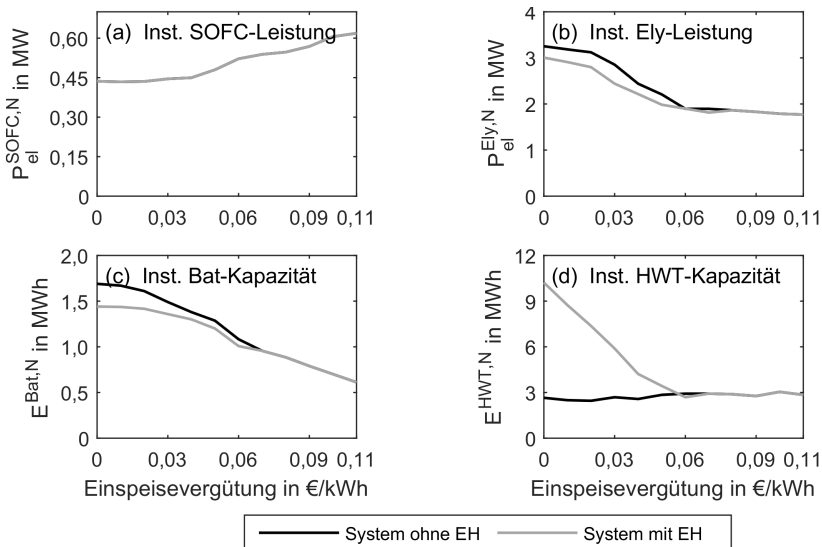


Abbildung 6.4: Darstellung der Dimensionierungsergebnisse für die Systemkonfiguration mit (grau) und ohne (schwarz) Heizstab in Abhängigkeit der Einspeisevergütung für: (a) SOFC-Leistung, (b) Elektrolyse-Leistung, (c) Batterie-Kapazität und (d) Wärmespeicher-Kapazität (mit 100 % anteiliger PV-Leistung, Zielfunktion nach Gleichung (3.44) und bei spezifischen PV-Investitionskosten von 500 €/kW mit progressivem ökonomischen Parametersatz, siehe Tabelle B.1).

auf den Heizstab als auch die Wärmepumpe übertragen werden. Bislang wurde für alle Komponenten die vorab definierte Rangliste verwendet. Inwiefern die Kombination der Komponenten die Gesamtkosten des Systems und die Systemdimensionierung beeinflusst, wird im nachfolgenden Abschnitt herausgestellt. Dabei wird der Fokus der Analyse im Speziellen auf die Rangliste der überschüssigen elektrischen Leistung gelegt, da diese nach der Systemerweiterung die umfangreichste Rangliste ist.

6.2 Auswahl des Betriebsführungskonzepts

In allen bisherigen Berechnungen wurde die in Tabelle 3.2 definierte Betriebsführungsstrategie angewendet. Die Optimierungsergebnisse sowie TCO hängen von einer sinnvollen Wahl der Betriebsführung ab. Deshalb wird im Folgenden der Einfluss verschiedener Ranglisten untersucht. Da der Heizkessel auf die maximale Wärmelast ausgelegt ist und er damit weder vom Optimierungsalgorithmus noch von der Ranglistenfolge abhängig ist, wird der thermische Pfad diesbezüglich nicht detailliert analysiert. Damit reduziert sich die Analyse der Einsatzreihenfolge auf Strombedarf, -überschuss sowie Befüllung der Wasserstoffspeicher.

Strombedarf

Die SOFC sollte möglichst durchgängig betrieben werden und dabei nicht zwischen minimaler und maximaler Leistung in kürzester Zeit moduliert werden. Daher kann sie für Grund- und Mittellastanforderungen im Systemverbund eingesetzt werden. Je nach installierter Leistung ist es ebenfalls möglich, gewisse Lastspitzen durch kurzzeitigen Überlastbetrieb abzudecken. Außerdem ist diese Betriebsführung in Anbetracht der „must-run“-Bedingung sinnvoll, da wiederholtes An- und Abschalten die Degradation der SOFC beschleunigt. Dahingegen sind die Ansprechzeiten der Batterie signifikant kürzer, weshalb je nach Dimensionierung eine Spitzenlastdeckung möglich ist. Im Gegensatz zur SOFC ist die verfügbare Energie der Batterie durch den Speicherinhalt limitiert, sodass sie in der Regel bei maximaler Leistungsabgabe innerhalb einer relativ kurzen Zeitspanne entladen ist. Daher kann in den meisten Fällen der Bezug aus dem öffentlichen elektrischen Netz reduziert werden, wenn die SOFC bei Strombedarf zuerst Leistung bereitstellt und anschließend die Batterie. Dieses Verhalten spiegelt sich ebenfalls in den Gesamtkosten wider. In keinem der betrachteten Fälle ist es kostengünstiger, die Batterie zuerst zu entladen und im Fall weiteren Bedarfs die SOFC zu betreiben, weshalb auf eine Detaillierung an dieser Stelle verzichtet wird.

Wasserstoffspeicherbefüllung

Die Reihenfolge der Wasserstoffspeicherbefüllung hat zwar einen geringeren Einfluss auf die Gesamtkosten des Systems als die Kombination von SOFC und Batterie, jedoch einen großen Einfluss auf die entsprechende Systemkonfiguration. Wird der Niederdruckspeicher zuerst befüllt, wird der eingespeicherte H_2 direkt für die Rückverstromung in der SOFC genutzt. Demzufolge wird weniger Wasserstoff für die Mobilität produziert. Für den größten Teil der Ergebnisse führt diese Konstellation zur Entfernung des Niederdruckspeichers, da die reinen Wasserstoffgestehungskosten der Elektrolyse höher als die Erdgasbezugskosten sind. Erst bei einer deutlichen Verteuerung der Erdgasbezugskosten bringt diese Reihenfolge Kostenvorteile. Es wird erwartet, dass diese Kosten in den nächsten Jahren nicht erreicht werden, weshalb dieser Fall keine praktische Relevanz hat (u.a. COMESA (2018) und eia (2018)). Wird der Hochdruckspeicher zuerst geladen, kann durch den Niederdruckspeicher der Elektrolyseur über den maximalen Füllstand des Hochdruckspeichers hinaus betrieben werden. Damit wird weniger Strom in das Netz eingespeist, wodurch diese Lösung bei geringer oder keiner Einspeisevergütung besonders vorteilhaft ist. Somit wird für die weiteren Untersuchungen die bisherige Reihenfolge weiterhin präferiert.

Stromüberschuss

Im Gegensatz zu den beiden vorherigen Fällen bedarf die elektrische Überschussleistung einer ausführlicheren Diskussion. Im komplettierten Gesamtsystem können insgesamt vier Komponenten bei diesem Fall betrieben werden, womit sich 24 theoretische Kombinationsmöglichkeiten der Komponenten ergeben. Daher ist es notwendig, das am besten geeignete Betriebsführungskonzept für die nachfolgenden Analysen zu bestimmen. Deshalb erfolgt die Bewertung sowohl auf Basis der im wirtschaftlichen Optimum als auch bei Erhöhung des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades resultierender Ergebnisse.

Jedem der Kombinationsmöglichkeiten wird eine Identifikationsnummer (ID) zugewiesen. Diese sind in Tabelle 6.1 zusammengestellt. Die Komponenten der ersten Spalte (E1) werden zuerst und die der Spalte E4 zuletzt aufgerufen, um die elektrischen Leistungsüberschüsse zu verwerten.

Zunächst werden die jährlichen Gesamtkosten der 24 Kombinationsmöglichkeiten ermittelt. Dazu wird einerseits der progressive Kostensatz angewendet (Tabelle B.1) und andererseits eine installierte erneuerbare Leistung von 14,95 MW angenommen, die sich zu gleichen Teilen auf PV und WT aufteilen (50 % PV-Anteil). Die Analysen beschränken sich ausschließlich auf den Standort Würzburg. Im Rahmen der ersten Bewertung wird nur das jeweilige wirtschaftliche Optimum, ohne Nebenbedingung der Emissionen, bestimmt (Gleichung (3.44)). Dazu sind in Abbildung 6.5 die jährlichen Gesamtkosten in Abhängigkeit der Ranglisten-ID aufgetragen. Zudem ist Abbildung 6.5 in vier unterschiedliche Blöcke eingeteilt, die durch die unterschiedlichen Farbgebungen gekennzeichnet sind. Diese ergeben sich aus den jeweils ersten, gleichen Komponenten der Kombinationsmöglichkeiten aus Tabelle 6.1.

Generell schwanken die Gesamtkosten in Abbildung 6.5 in einem recht geringen Band zwischen 3,3 und 3,42 Mio.€/a. Dabei ist auffällig, dass bestimmte Ranglisten identische Kosten aufweisen. Das ist damit zu begründen, dass in allen 24 Fällen die Wärmepumpe nicht Bestandteil der optimalen Systemkonfiguration ist. Deshalb werden im Folgenden nur die Kombinationsmöglichkeiten der drei Komponenten Elektrolyseur, Batterie und Heizstab untersucht. Folglich reduziert sich die Komplexität von 24 auf 6 Kombinationsmöglichkeiten, welche durch die Ranglisten-IDs 13 bis 18 gekennzeichnet sind. Die Ranglisten-ID 13 entspricht der angewendeten Rangliste der vorherigen Analysen.

Die niedrigsten Gesamtkosten werden durch ID13 und ID15 erreicht, welche annähernd identische Kosten aufweisen. In beiden Ranglisten-IDs wird der Heizstab zuletzt aufgerufen, um den Überschuss zu verwerten. Darauf folgen ID14 und dann ID16, bei denen der Heizstab an zweiter Position steht. Die höchsten Kosten ergeben

Tabelle 6.1: Definition der unterschiedlichen Einsatzreihenfolgen für Elektrolyseur, Batterie, Heizstab und Wärmepumpe bei elektrischer Überschussleistung.

Ranglisten-ID	E1	E2	E3	E4
ID01	Ely	Bat	ASHP	EH
ID02	Ely	Bat	EH	ASHP
ID03	Ely	ASHP	Bat	EH
ID04	Ely	ASHP	EH	Bat
ID05	Ely	EH	Bat	ASHP
ID06	Ely	EH	ASHP	Bat
ID07	Bat	Ely	ASHP	EH
ID08	Bat	Ely	EH	ASHP
ID09	Bat	ASHP	Ely	EH
ID10	Bat	ASHP	EH	Ely
ID11	Bat	EH	Ely	ASHP
ID12	Bat	EH	ASHP	Ely
ID13	ASHP	Ely	Bat	EH
ID14	ASHP	Ely	EH	Bat
ID15	ASHP	Bat	Ely	EH
ID16	ASHP	Bat	EH	Ely
ID17	ASHP	EH	Ely	Bat
ID18	ASHP	EH	Bat	Ely
ID19	EH	Ely	Bat	ASHP
ID20	EH	Ely	ASHP	Bat
ID21	EH	Bat	Ely	ASHP
ID22	EH	Bat	ASHP	Ely
ID23	EH	ASHP	Ely	Bat
ID24	EH	ASHP	Bat	Ely

sich, wenn der Heizstab zuerst genutzt wird, um den Überschuss auszugleichen, weil somit weniger Leistung für die Stromspeicherung und Wasserstoffherzeugung zur Verfügung steht. Strom und Wasserstoff haben höhere spezifische Energiebezugskosten als die Wärme. Insgesamt ist der prozentuale Kostenunterschied wieder sehr gering und beträgt zwischen ID13 und ID18 nur 3,8%. Demzufolge ist der Einfluss der verwendeten Rangliste für elektrische Überschussleistung gering und bezüglich der bislang herausgestellten Zusammenhänge vernachlässigbar.

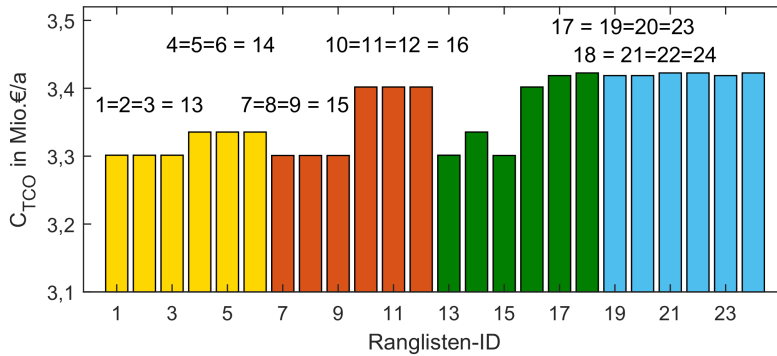


Abbildung 6.5: Resultierende jährliche Gesamtkosten der unterschiedlichen Einsatzreihenfolgen (mit 14,95 MW erneuerbarer Leistung, 50 % anteiliger PV-Leistung, Zielfunktion nach Gleichung (3.44), ohne Einspeisevergütung und mit progressivem ökonomischen Parametersatz, siehe Tabelle B.1).

Systemdimensionierung

Die Dimensionierung von SOFC, Elektrolyseur, Heizstab sowie der Batterie, abhängig von der Betriebsführung, ist in Abbildung 6.6 (a)–(d) gezeigt. Auf die Darstellung der anderen Speicherkapazitäten wird im Rahmen dieser Analyse verzichtet.

Im Gegensatz zu den Kosten ist die Variation der Dimensionierungsergebnisse der Komponenten signifikanter ausgeprägt. Die prozentuale Zunahme von der geringsten Leistung oder Kapazität zur Höchsten beträgt: 65 % bei der SOFC, 44 % bei dem Elektrolyseur, 140 % bei der Batterie und 228 % bei der Wärmepumpe. Die Abhängigkeit zwischen den Auslegungsergebnissen von SOFC und Batterie ist besonders deutlich zu erkennen. Eine geringe Batterie-Kapazität von etwa 1 MWh wird installiert, wenn die Batterie als letzte Komponente (ID14) oder der Heizstab zuerst aufgerufen wird (ID17 und ID18). Ansonsten wird eine Batterie-Kapazität von etwa 2 MWh vorgesehen. Umgekehrt hierzu verteilt sich die SOFC-Leistung zwischen 0,2 und 0,3 MW. Eine weitere Abhängigkeit besteht zwischen den Dimensionierungsergebnissen des Elektrolyseurs und des Heizstabs. Wird der Elektrolyseur vor dem Heizstab betrieben, ergeben sich Leistungen des Elektrolyseurs von etwa 2 MW und etwa 6 MW für den Heizstab. Wird der Elektrolyseur nach dem Heizstab betrieben, steigt die optimale Leistung des Elektrolyseurs und die des Heizstabs sinkt. Dabei ergibt sich für beide Komponenten in etwa die gleiche Leistung von ungefähr 3 MW. Generell sind die Dimensionierungsergebnisse der jeweils kostengleichen Ranglisten ID13 und ID15 sowie ID17 und ID18 weitestgehend ähnlich.

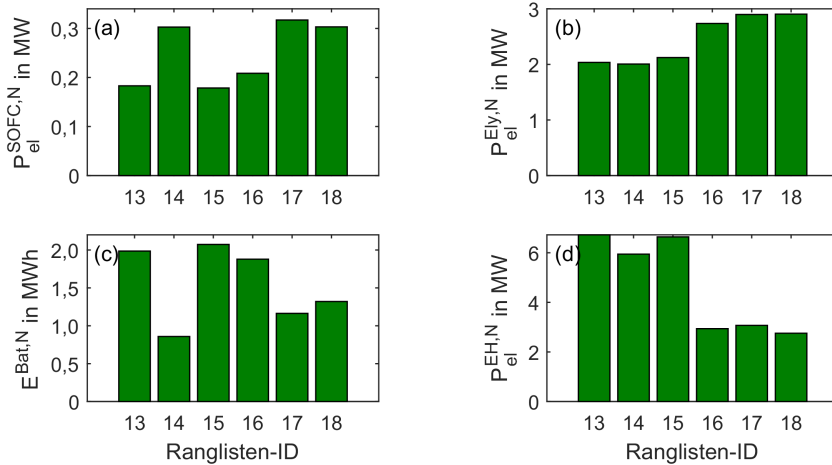


Abbildung 6.6: Resultierende Auslegungsergebnisse der Einsatzreihenfolgen ID13–ID18: (a) SOFC, (b) Elektrolyseur, (c) Batterie und (d) Heizstab (mit 14,95 MW erneuerbarer Leistung, 50 % anteiliger PV-Leistung, Zielfunktion nach Gleichung (3.44), ohne Einspeisevergütung und mit progressivem ökonomischen Parametersatz, siehe Tabelle B.1).

Weiterführende Detaillierung der Analyse

Bevor aus den 24 Ranglisten-IDs für die nachfolgenden Analysen dieses Abschnitts festgelegt wird, welche am geeignetsten dafür ist, wird das System in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades untersucht (Gleichung (5.2)). Die Ergebnisse werden zum einen anhand der jährlichen Gesamtkosten (a) und zum anderen anhand der Einsparungen an CO_2 -Äq.-Emissionen (b) gegenüber dem Benchmark-System verglichen. Dazu ist in Abbildung 6.7 eine Auswahl an IDs, das heißt zwei repräsentative IDs für jeden der vier Blöcke aus Tabelle 6.1, dargestellt.

Der erneuerbare Gesamtdeckungsgrad aller IDs variiert im wirtschaftlichen Optimum nur zwischen 47 und 49 %. Durch die sukzessive Erhöhung des Deckungsgrades ergeben sich zwei charakteristische Verläufe, zu welchen die unterschiedlichen IDs zu gleichen Anteilen zugeordnet werden können. Die Zuweisung der IDs zu den zwei charakteristischen Verläufen ist in Tabelle 6.2 aufgeführt. Bei der einen Klasse von IDs steigen die TCO bis zu 70 % Gesamtdeckungsgrad nur geringfügig an und im physikalischen Maximum können etwa 85 % erreicht werden (bei rund 11 – 13 Mio.€/a). Der andere Hauptverlauf ist dem vorherigen Verlauf bis zu einem Gesamtdeckungsgrad von 55 % ähnlich. Bei höheren Deckungsgraden steigen die Kosten deutlich an und es sind nur 72 % Gesamtdeckungsgrad im physikalischen Maximum möglich. Die

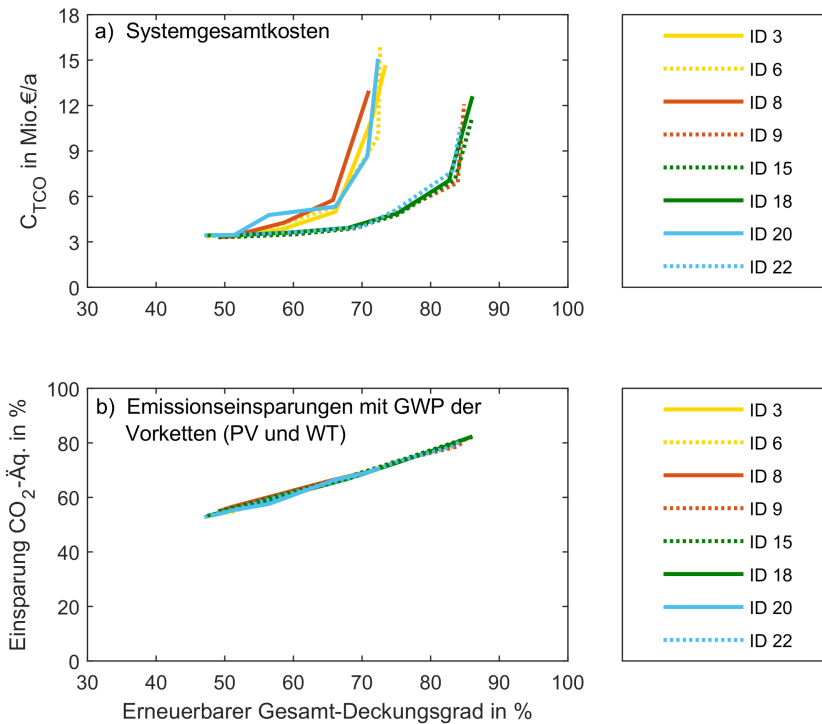


Abbildung 6.7: Darstellung der (a) jährlichen Gesamtkosten und (b) Einsparungen von Treibhausgasemissionen (mit Vorketten) für ausgewählte Ranglisten-IDs in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades (mit 14,95 MW erneuerbarer Leistung, 50 % anteiliger PV-Leistung, Zielfunktion nach Gleichung (5.1), ohne Einspeisevergütung und mit progressivem ökonomischen Parametersatz, siehe Tabelle B.1).

Zuordnung der unterschiedlichen IDs zu den zwei Kurvenverläufen ist in Tabelle 6.2 aufgeführt. Generell haben die IDs von Kurvenverlauf 1 den Elektrolyseur an erster bzw. vorderer Position gemein. Die Abweichungen der gezeigten Kostenverläufe von den im wirtschaftlichen Optimum identischen IDs, wie beispielsweise ID08 und ID15, lässt sich auf die Erweiterung der Systemkonfiguration um die Wärmepumpe zurückführen. Die Dimensionierungsergebnisse werden in den weiteren Analysen diskutiert und an dieser Stelle nicht aufgeführt.

Da die installierte erneuerbare Leistung konstant ist, ordnen sich die Emissionseinsparungen (mit Vorketten) der verschiedenen IDs auf einer Geraden an (Abbildung 6.7 (b)). Bis zu 82,9 % der Treibhausgasemissionen des Benchmark-Systems könnten mittels der Ranglisten-ID 13 oder 23 vermieden werden, wobei die Gesamtkosten von ID23 deutlich höher sind als die von ID13. Die Ranglisten-ID 13 wiederum ist größtenteils kosten- und emissionsäquivalent zu ID15. Im physikalischen maxi-

Tabelle 6.2: Zuordnung der unterschiedlichen Ranglisten-IDs zu den qualitativ unterschiedlichen Hauptverläufen der TCO abhängig vom erneuerbaren Gesamtdeckungsgrad.

Kurvenverlauf 1 Max. Deckungsgrad etwa 72 %	Kurvenverlauf 2 Max. Deckungsgrad etwa 85 %
<ul style="list-style-type: none"> • ID01 - ID06 • ID07, ID08, ID11 • ID19 - ID21 	<ul style="list-style-type: none"> • ID13 - ID18 • ID09, ID10, ID12 • ID22 - ID24

malen Deckungsgrad sind Emissionseinsparungen bei ID15 nur 0,8 Prozentpunkte geringer als bei ID13, jedoch zu 4 % geringeren Kosten, weshalb für die nachfolgenden Berechnungen die Ranglisten-ID 15 präferiert wird.

6.3 Einfluss der erweiterten Systemkonfiguration auf die Treibhausgasemissionen

Nach der gleichen Vorgehensweise wie in Abschnitt 5.4 wird im Folgenden der Einfluss der erweiterten Systemkonfiguration auf die Gesamtkosten, Treibhausgasemissionen sowie Systemdimensionierung in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades untersucht. Hierzu wird bei allen Optimierungsberechnungen der Standort Würzburg, die gleichverteilte Leistungsbereitstellung aus PV und WT, die Ranglisten-ID15 sowie der progressive Kostensatz verwendet.

6.3.1 Emissionseinsparungen und Gesamtkosten

Im vorherigen Abschnitt wurde gezeigt, dass bei einer installierten erneuerbaren Leistung von 14,95 MW und ID15 bereits 82,1 % der Treibhausgasemissionen (mit Vorketten) bezogen auf das Benchmark-System vermieden werden können. Verglichen mit der einfachen Systemkonfiguration (SOFC, Elektrolyseur und Batterie) aus Abschnitt 5.4 entspricht dies bereits einer 21 Prozentpunkte höheren Emissionseinsparung bei 33,5 % geringeren Gesamtkosten. Daher werden im Rahmen dieser Analyse auch kleinere erneuerbare Leistungen als 14,95 MW untersucht. Die Gesamtkosten verschiedener erneuerbarer Leistungen in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades sind in Abbildung 6.8 (a) abgebildet. Die gestrichelte schwarze Linie

kennzeichnet wieder den kostenoptimalen Gesamtverlauf (TCO-Optimum), der aus den unterschiedlichen installierten erneuerbaren Leistungen resultiert.

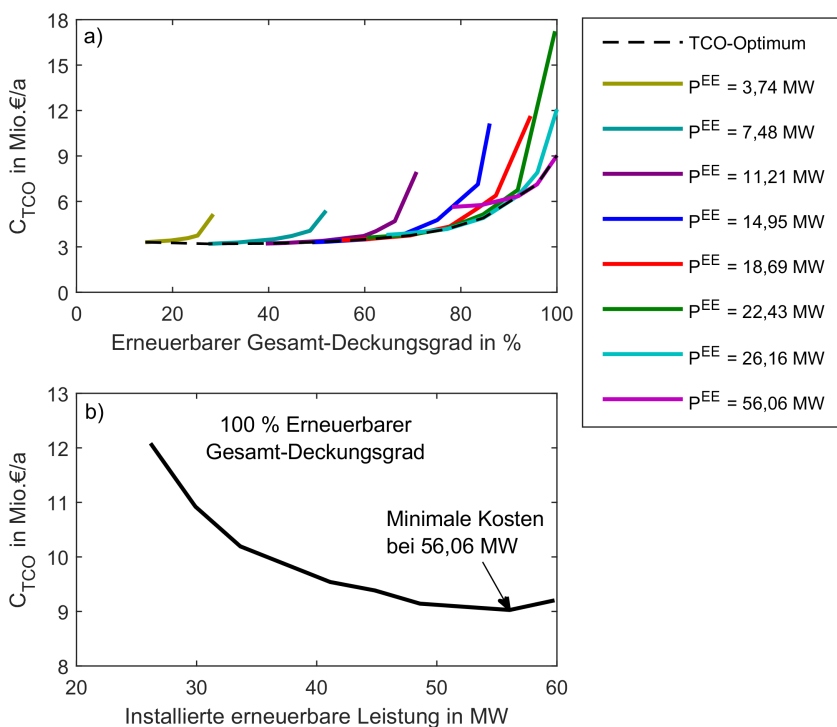


Abbildung 6.8: Darstellung der (a) jährlichen Systemgesamtkosten in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades für verschiedene erneuerbare Leistungen und (b) jährlichen Systemgesamtkosten in Abhängigkeit der erneuerbaren Leistung bei 100 % Gesamtdeckungsgrad für die erweiterte Systemkonfiguration (mit 50 % anteiliger PV-Leistung, Zielfunktion nach Gleichung (5.1), ohne Einspeisevergütung und mit progressivem ökonomischen Parametersatz, siehe Tabelle B.1).

Die Gesamtkosten der wirtschaftlichen Optima oder des kostenoptimalen Gesamtverlaufs sinken zunächst bei Erhöhung der installierten erneuerbaren Leistung. Die geringsten Kosten sind bei etwa 11,21 MW lokalisiert. Bei geringer Erhöhung der jeweiligen Gesamtdeckungsgrade steigen die Kosten zunächst annähernd quadratisch an. Je näher der Gesamtdeckungsgrad dem maximalen physikalischen Gesamtdeckungsgrad kommt, desto stärker nehmen die Kosten zu. Mit einer erneuerbaren Leistung von 22,43 MW können bereits 99,6% des Gesamtenergiebedarfs mittels Photovoltaik und Windkraft abgedeckt werden. Im Gegensatz zu der vorherigen Deckungsgradanalyse (Abschnitt 5.4) können die Gesamtkosten bei 100 % Deckungsgrad durch die weitere Erhöhung der installierten Leistung reduziert werden.

Die Entwicklung der Gesamtkosten bei der ausschließlichen Energiebereitstellung mittels der Erneuerbaren in Abhängigkeit der installierten Leistung ist in Abbildung 6.8 (b) gezeigt. Die Darstellung beginnt bei 26,16 MW, da hiermit erstmals 100% Gesamtdeckungsgrad realisiert werden konnten. Die geringsten Gesamtkosten können mit einer, noch immer verhältnismäßig hohen, installierten erneuerbaren Leistung von 56,06 MW realisiert werden.

Einsparungen von Treibhausgasemissionen

Wie zuvor gezeigt, kann ein hoher Deckungsgrad nicht mit der größtmöglichen Reduzierung an Treibhausgasemissionen gleichgesetzt werden. Deshalb sind in Abbildung 6.9 (a) die Emissionseinsparungen ohne Vorketten und in 6.9 (b) die Einsparungen mit Vorketten der erneuerbaren Erzeugungsanlagen, in Abhängigkeit des Gesamtdeckungsgrades, aufgeführt.

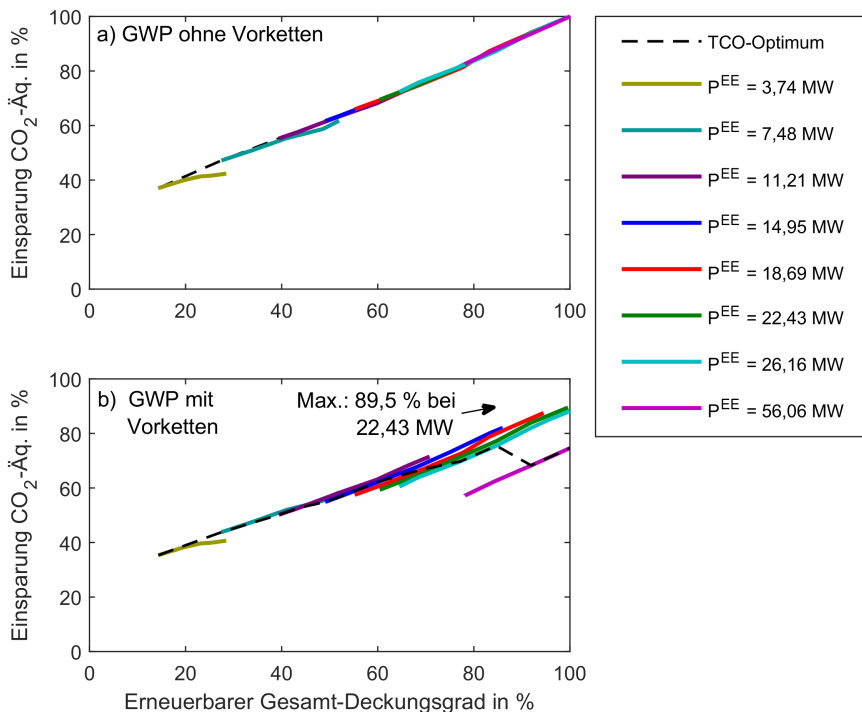


Abbildung 6.9: Einsparungen von Treibhausgasemissionen gegenüber dem Benchmark-System für verschiedene erneuerbare Leistungen in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades unter Berücksichtigung des: (a) GWP ohne Vorketten und (b) GWP mit Vorketten für die erweiterte Systemkonfiguration.

Ähnlich wie in Abbildung 5.12 (a) korreliert der erneuerbare Gesamtdeckungsgrad mit den Einsparungen an CO₂-Äq. für die verschiedenen installierten Leistungen. Damit liegen die Emissionseinsparungen deckungsgleich auf einer Geraden.

Das lineare Verhalten bleibt bei Berücksichtigung der Emissionen mit Vorkette weiterhin erhalten (Abbildung 6.9 (b)). Im Gegensatz zu Abbildung 5.12 (b) liegen die Geraden hier bis zu der installierten erneuerbaren Leistung von 29,9 MW weitestgehend, mit nur sehr geringem Versatz, übereinander. Bei höheren Leistungen wird die Parallelverschiebung deutlicher sichtbar und hiermit die Überdimensionierung der Erneuerbaren gekennzeichnet. Die größte Treibhausgasreduktion ist mit einer deutlich geringeren installierten erneuerbaren Leistung von 22,43 MW möglich. Bis zu 89,5 % der Emissionen des Benchmark-Systems können hiermit vermieden werden, was zusätzlichen Emissionseinsparungen in Höhe von 28,5 Prozentpunkten gegenüber der einfachen Systemkonfiguration entspricht. Allerdings bedingt diese Systemkonfiguration auch die höchsten jährlichen Kosten. Beispielsweise können ebenfalls bei 100 % Gesamtdeckungsgrad und 26,16 MW installierter Leistung Emissionseinsparungen von 88,1 % oder bei einem Gesamtdeckungsgrad von 85 % Emissionseinsparungen von 77 % (22,43 MW) zu deutlich geringeren Kosten realisiert werden.

Emissions-zu-Gesamtkostenverhältnis

Um die Emissionseinsparungen mit den Gesamtkosten zu verknüpfen, wird wieder das Emissions-zu-Kosten-Verhältnis gebildet und dies ist in Abbildung 6.10 dargestellt. Damit wird die Systemkonfiguration identifiziert, mit der die größte Emissionsreduktion bei geringstem jährlichen monetären Aufwand erzielt werden kann.

Die abgebildeten Kurven verlaufen qualitativ ähnlich wie zuvor in Abbildung 5.13. Während zwischen dem erneuerbaren Gesamtdeckungsgrad und den Emissionseinsparungen ein linearer Zusammenhang besteht, folgen die TCO, in Abhängigkeit des Gesamtdeckungsgrades, einem quadratischen Funktionsverlauf. Zuerst steigen die Emissionseinsparungen stärker an als die TCO, mit zunehmenden Deckungsgraden übersteigen jedoch die Kosten die Emissionseinsparungen. Das beste Emissions-zu-Kosten-Verhältnis wird mit 14,95 MW (die maximal zugelassene Leistung der vorherigen Kapitel) bei etwa 60 % Gesamtdeckungsgrad erreicht, was einer Emissionseinsparung von rund 62,5 % gegenüber dem Benchmark-System entspricht. Ein ähnlich guter Wert kann mit 18,69 MW und etwa 70 % Gesamtdeckungsgrad realisiert werden, das heißt, dass hieraus 67 % geringere Treibhausgasemissionen resultieren.

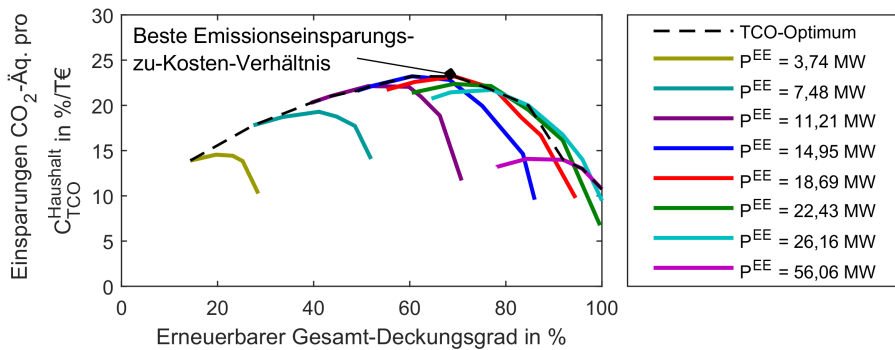


Abbildung 6.10: Emissions-zu-Gesamtkostenverhältnis, bezogen auf den Einzelhaushalt, für verschiedene erneuerbare Leistungen in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades unter Berücksichtigung des GWP mit Vorketten für die erweiterte Systemkonfiguration.

6.3.2 Systemdimensionierung

Nachdem die Kosten und Emissionen der jeweiligen erneuerbaren Leistungen diskutiert wurden, werden als nächstes die Dimensionierungsergebnisse der Speicher und Wandler analysiert. In Abbildung 6.11 sind die Leistungen des Elektrolyseurs (a), der SOFC (b), des elektrischen Heizstabs (c) und der Wärmepumpe (d) gezeigt.

Die Leistungen des Elektrolyseurs sind deutlich geringer als in der einfachen Systemkonfiguration, da der Wasserstoff nicht zwingend zur Wärmebereitstellung genutzt werden muss. Die höchste Leistung im wirtschaftlichen Optimum ergibt sich bei einer erneuerbaren Leistung von 11,21 MW. Darüber hinaus sind hinreichende Überschüsse vorhanden, sodass die installierten Leistungen des Elektrolyseurs reduziert werden können. Die größte Leistung des Elektrolyseurs bleibt unterhalb von 15 MW.

Die Ergebnisse der SOFC-Dimensionierung lassen sich in zwei qualitativ unterschiedliche Verläufe einteilen (Abbildung 6.11 (b)). Bis zu einer erneuerbaren Leistung von 14,95 MW führt die Erhöhung des Deckungsgrades zum Entfall der SOFC aus der optimalen Systemkonfiguration. Der kostenoptimale Gesamtverlauf (TCO-Optimum) zeigt ein Plateau mit konstanter Leistung, ähnlich der Variation der spezifischen SOFC-Investitionskosten in Abbildung 4.4 (a). Ab 18,69 MW erneuerbarer Leistung ändert sich schließlich das Auslegungsverhalten; zunächst bleibt die SOFC-Leistung konstant, steigt dann aber mit zunehmendem Deckungsgrad. Demzufolge werden ausreichende Mengen überschüssiger erneuerbarer Leistung oder Energie benötigt, bevor die SOFC, im Kontext des dezentralen Energiesystems, zur Erhöhung des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades beitragen kann. Bei der Systemkonfiguration

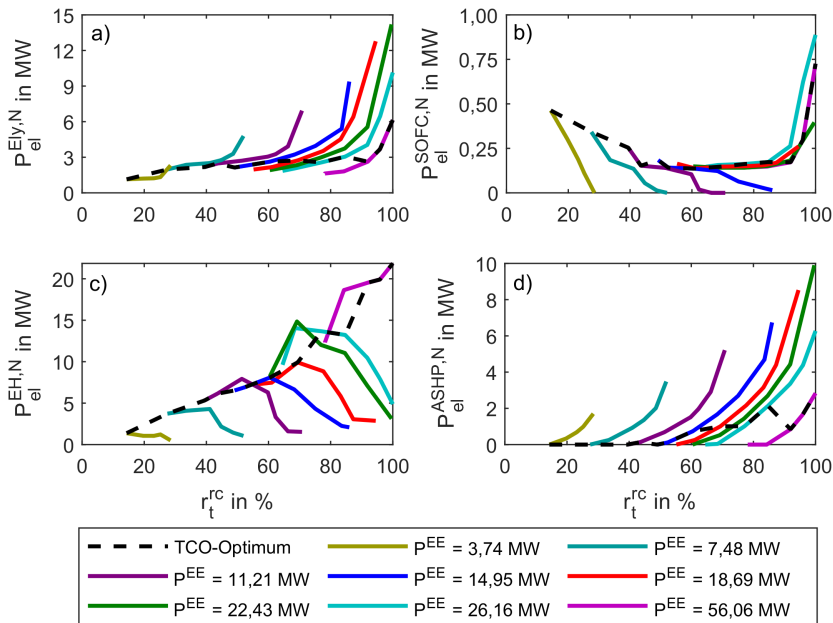


Abbildung 6.11: Dimensionierungsergebnisse der Wandler bei erweiterter Systemkonfiguration für verschiedene erneuerbare Leistungen in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades: (a) Elektrolyseur, (b) SOFC, (c) Heizstab und (d) Wärmepumpe.

mit den höchsten Emissionseinsparungen wird eine SOFC-Leistung von etwa 0,4 MW installiert, was wiederum der mittleren Bedarfsleistung des Quartiers entspricht.

Die Leistungen des elektrischen Heizstabs steigen in den wirtschaftlichen Optima kontinuierlich mit zunehmender erneuerbarer Leistung. Bis auf den Leistungsverlauf der größten erneuerbare Leistung sind die Verläufe bei Erhöhung des Deckungsgrades qualitativ ähnlich. Zuerst resultiert die Erhöhung des Deckungsgrades in einer Zunahme und anschließend in einer Abnahme der Leistung. Eine Ursache für diese Verläufe ist in der Dimensionierung der Wärmepumpe zu finden (Abbildung 6.11 (d)). Im wirtschaftlichen Optimum ist diese in keinem der Fälle in der optimalen Systemkonfiguration enthalten. Je geringer die erneuerbare Leistung ist, desto eher wird die Wärmepumpe bei Erhöhung des Gesamtdeckungsgrades in die Systemkonfiguration aufgenommen. Da die überschüssige Energie limitiert ist, ist die hohe Leistungszahl vorteilhaft für die Wärmeerzeugung und demzufolge für die Erhöhung des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades. Durch die signifikante Leistungszunahme der Wärmepumpe und des Elektrolyseurs werden die Leistungen des Heizstabs deutlich reduziert bzw. können sogar entfallen.

Abbildung 6.12 zeigt die Kapazitäten der vier Speicher. Aufgrund der überproportionalen Zunahme der Kapazitäten ist die Ordinate logarithmisch dargestellt.

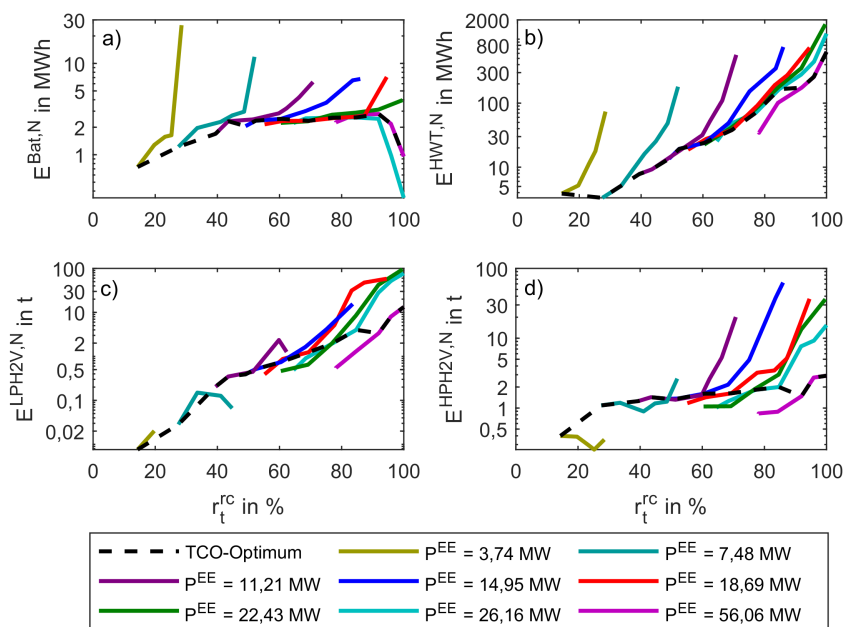


Abbildung 6.12: Dimensionierungsergebnisse der Speicher bei erweiterter Systemkonfiguration für verschiedene erneuerbare Leistungen in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades: (a) Batterie, (b) Wärmespeicher, (c) Niederdruckwasserstoffspeicher und (d) Hochdruckwasserstoffspeicher.

Bei bis auf die Bereiche nahe des maximalen physikalischen Deckungsgrades ist die optimale Batterie-Kapazität (Abbildung 6.12 (a)) hauptsächlich vom Deckungsgrad abhängig. Zwischen 40 und 90 % Gesamtdeckungsgrad liegt die Kapazität fast konstant bei etwa 2,4 MWh. Die Wechselwirkung zwischen den Dimensionierungsergebnissen der SOFC und denen der Batterie ist deutlich zu erkennen. Für die erneuerbaren Leistungen, bei denen die SOFC aus dem System entfernt wird, steigt die Batterie-Kapazität signifikant an.

Die Auslegung des Wärmespeichers wird hauptsächlich von der eingespeicherten Wärmemenge beeinflusst, sodass die Ergebnisse in Abbildung 6.12 (b) von den Leistungen des elektrischen Heizstabs und der Wärmepumpe am stärksten beeinflusst werden. Für den Fall der größten erneuerbaren Leistung steigt die Kapazität des Wärmespeichers um 1731 % und bei maximaler Emissionsreduktion sogar um 7480 % (22,43 MW erneuerbare Leistung) gegenüber der Kapazität im wirtschaftlichen Optimum.

Bei bis zu 14,95 MW erneuerbarer Leistung sind die Leistungsüberschüsse zu gering, um mittels H₂-Rückverstromung den Gesamtdeckungsgrad zu erhöhen. Hier wird der Wasserstoff bevorzugt für die Abdeckung der Mobilität genutzt. Folglich wird neben der SOFC auch der Niederdruckspeicher im Verlauf der Deckungsgraderhöhung aus der Systemkonfiguration entfernt. Ab 18,69 MW erneuerbarer Leistung steigen die Speicherkapazitäten signifikant an, sodass die SOFC mit Wasserstoff betrieben werden kann. Somit wird in der Systemkonfiguration mit dem besten Emissions-zu-Kosten-Verhältnis sowie in den Konfigurationen mit hohen Emissionseinsparungen die SOFC hauptsächlich mit H₂ betrieben.

Im Gegensatz zum Niederdruckspeicher bleibt der Hochdruckspeicher in allen Berechnungen Bestandteil der optimalen Systemkonfiguration. Demzufolge bietet die Mobilität einen großen Hebel, um den erneuerbaren Gesamtdeckungsgrad und die Emissionen ökonomisch sinnvoll zu reduzieren. Für eine signifikante Zunahme der Speicherkapazität werden erneuerbare Leistungen von mindestens 11,21 MW benötigt. Die maximalen Kapazitäten bei den höheren erneuerbaren Leistungen sinken aufgrund der größeren verfügbaren Überschussleistungen.

Abschließend sind die relevantesten Ergebnisse für die beiden Fälle der maximalen Emissionseinsparungen sowie dem besten Emissions-zu-Kosten-Verhältnis in Tabelle 6.3 zusammengestellt. Besonders auffällig im Fall der maximalen Emissionseinsparungen ist die sehr hohe prozentuale Ausnutzung der PV- und WT-Leistung ($r_{el}^{sc,PV}$, $r_{el}^{sc,WT}$). Dahingegen ist die Ausnutzung der Erneuerbaren im besten Emissions-zu-Kosten-Verhältnis um 30 Prozentpunkte geringer. Die Volllaststunden und -zyklen der Komponenten verdeutlichen die Überdimensionierung und den saisonalen Speichercharakter im Fall der maximalen Emissionseinsparungen, was ebenfalls in den Gesamtkosten sichtbar wird.

6.4 Einfluss der Randbedingungen auf die Treibhausgasemissionen

Mit der vorherigen Systemkonfiguration konnte bereits eine erhebliche Reduktion der CO₂-Äq.-Emissionen dargestellt werden. Die hierfür aufzubringenden Investitionskosten sind deutlich höher als die Kosten des Benchmark-Energiesystems. Des Weiteren werden hohe erneuerbare Leistungen benötigt. Zur Bereitstellung der benötigten PV-Leistung müssten neben den Dachflächen auch zusätzliche Freiflächen genutzt werden. Die dabei in Anspruch genommenen Flächen können nicht anderweitig genutzt werden. Dahingegen müssen bei Windkraftanlagen zwar gewisse

Tabelle 6.3: Kenngrößen und Auslegungsergebnisse des Energiesystems mit maximalen Emissionseinsparungen und dem mit bestem Emissions-zu-Kosten-Verhältnis.

Kenngröße	Maximale Emissions- einsparungen	bestes Emissions- zu-Kosten- Verhältnis
$\Delta C_{\text{TCO}}^{\text{BS}}$	+313 %	-16 %
ΔM_{CO_2}	89,5 %	62,5 %
$P_{\text{EE,N}}$	22,43 MW	14,95 MW
$r_{\text{el}}^{\text{sc,PV}}$	98,7 %	74 %
$r_{\text{el}}^{\text{sc,WT}}$	98,7 %	79 %
$P^{\text{SOFC,N}}/N_{\text{flh}}^{\text{SOFC}}$	0,4 MW/3854 h	0,14 MW/5110 h
$P^{\text{Ely,N}}/N_{\text{flh}}^{\text{Ely}}$	14,2 MW/867 h	2,63 MW/2810 h
$P^{\text{EH,N}}/N_{\text{flh}}^{\text{EH}}$	3,12 MW/134 h	6 MW/316 h
$P^{\text{ASHP,N}}/N_{\text{flh}}^{\text{ASHP}}$	9,9 MW/955 h	0,74 MW/2612 h
$E^{\text{Bat,N}}/N_{\text{flc}}^{\text{Bat}}$	3,96 MWh/77 cyc	2,47 MWh/192 cyc
$E^{\text{HWT,N}}/N_{\text{flc}}^{\text{HWT}}$	1,706 MWh/5 cyc	23,9 MWh/106 cyc
$E^{\text{LPH2V,N}}/N_{\text{flc}}^{\text{LPH2V}}$	95,2 t/1 cyc	0,74 t/26 cyc
$E^{\text{HPH2V,N}}/N_{\text{flc}}^{\text{HPH2V}}$	36,2 t/3 cyc	1,61 t/68 cyc

Abstände zueinander und zum Quartier einhalten werden, dafür können die Flächen, bis auf den unmittelbaren Umkreis der Windkraftanlage, weiterhin u. a. landwirtschaftlich genutzt werden. Indessen stehen in vielen Quartieren, insbesondere in den Ballungsgebieten, die hierfür benötigten Freiflächen nicht zur Verfügung und sind erheblich teurer als in ländlichen Regionen.

Den sowohl größten Anteil am Energiebedarf des Quartiers als auch an den Treibhausgasemissionen stellt die Bereitstellung der Wärme dar. Der Bedarf an Raumwärme kann in einem zukünftigen Quartier durch Passivhäuser deutlich reduziert werden. Zusätzlich kann das Warmwasser mittels elektrischer Durchlauferhitzer bereitgestellt werden. Die Auswirkung dieser veränderten Lastprofile auf die benötigten erneuerbaren Leistungen, die Systemkonfiguration sowie die Treibhausgasemissionen ist Gegenstand der folgenden Untersuchung. Anschließend wird eine Alternative bzw. Ergänzung zur lokalen erneuerbaren Energieerzeugung analysiert. Darin wird das Quartier mit synthetischem Methan versorgt, welches aus erneuerbaren Energien außerhalb des Quartiers hergestellt wurde. Die hieraus resultierenden Emissionen

und Systemkonfigurationen werden in der letzten Untersuchung thematisiert. Auf die geänderten Randbedingungen wird im jeweiligen Abschnitt genauer eingegangen. Alle weiteren Annahmen entsprechen denen des vorherigen Kapitels.

6.4.1 Reduzierung des Wärmebedarfs im Quartier

Für den reduzierten Raumwärmebedarf wird das gleiche Lastprofil wie zuvor verwendet unter der Annahme, dass der Jahresenergiebedarf durch Sanierungsmaßnahmen auf ein Fünftel des Ausgangsprofils reduziert wird und somit dem Passivhausstandard entspricht. Der Passivhausstandard ist durch einen Heizwärmebedarf kleiner oder gleich $15 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$ definiert. Damit verringert sich die Leistung des Heizkessels ebenfalls um den angegebenen Faktor. Zur Bereitstellung des Warmwassers werden in jedem Gebäude elektrische Durchlauferhitzer mit einem Wirkungsgrad von 99 % verwendet. Für die zusätzlichen Durchlauferhitzer werden keine Investitionskosten angesetzt. Das elektrifizierte Warmwasserprofil wird auf das elektrische Lastprofil aufaddiert. Damit ist der elektrische Energiebedarf der größte Bedarf im System. Die resultierenden Lastprofile und Jahresenergiemengen sind im Anhang in Abbildung C.7 zusammengefasst. Das zugrunde liegende Benchmark-Energiesystem bleibt unverändert. Analog der bisherigen Vorgehensweise sind in Abbildung 6.13 (a) zunächst die Gesamtkosten in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades gezeigt.

Durch den reduzierten Raumwärmebedarf ergeben sich deutlich geringere Gesamtkosten als im vorherigen Beispiel. Die Kosten verlaufen weiterhin nach der aus Abbildung 6.8 (a) bekannten Charakteristik, wobei die gestufte, versetzte Form bis zum Erreichen von 100 % Gesamtdeckungsgrad weniger ausgeprägt ist als zuvor. Die Kostenzunahme bei hohen Gesamtdeckungsgraden ist deutlich geringer als zuvor. Ab 14,95 MW erneuerbarer Leistung kann der gesamte Energiebedarf durch die Erneuerbaren gedeckt und die Gesamtkosten können durch die Installation weiterer erneuerbarer Leistungen bis zu 29,9 MW gesenkt werden. Verglichen mit dem vorherigen Beispiel der erweiterten Systemkonfiguration entsprechen diese Werte einer Reduktion der erneuerbaren Leistungen um 11,21 MW und 26,16 MW.

Die Emissionseinsparungen unter Berücksichtigung der Vorketten von Photovoltaik und Windkraft sind in Abbildung 6.8 (b) dargestellt. Auch hierbei ergibt sich der bekannte Verlauf, allerdings mit einer deutlichen Parallelverschiebung der Geraden zu geringeren Emissionseinsparungen. Bereits 80,4 % der Emissionen des Benchmark-Systems können mit 14,95 MW erneuerbarer Leistung im wirtschaftlichen Optimum vermieden werden und sogar bis zu 93,2 % bei Erhöhung des Gesamtdeckungsgrades. Das beste Emissions-zu-Kosten-Verhältnis ergibt sich ebenfalls bei dieser Leistung

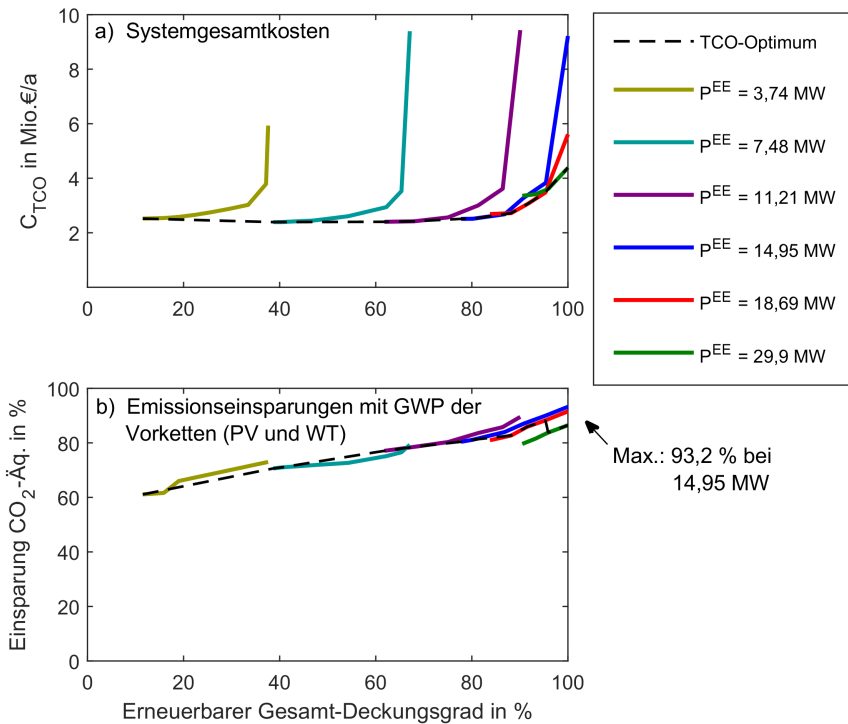


Abbildung 6.13: Darstellung der (a) jährlichen Gesamtkosten und (b) Einsparungen von Treibhausgasemissionen (mit Vorketten) für unterschiedliche erneuerbare Leistungen in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades für den wärmereduzierten Fall.

in unmittelbarer Nähe des wirtschaftlichen Optimums bei einem Deckungsgrad von 80 % mit Emissionseinsparungen von 81,1 %.

Systemdimensionierung der Wandler

Die Dimensionierungsergebnisse der Wandler sind in Abbildung 6.14 (a) – (d) abgebildet. Generell stimmen die Auslegungsergebnisse von Elektrolyseur, SOFC, Heizstab und Wärmepumpe qualitativ mit denen der vorherigen Analyse (Abbildung 6.11) überein. Wie aus Abbildung 6.14 (a) ersichtlich, ergibt sich bei einer erneuerbaren Leistung von 7,48 MW in etwa dieselbe Elektrolyse-Leistung wie im vorherigen Beispiel. Bei geringerer erneuerbarer Leistung wird eine höhere Elektrolyse-Leistung und bei höherer erneuerbarer Leistung eine geringere Elektrolyse-Leistung als zuvor installiert. Ein weiterer Unterschied zu Abbildung 6.11 (a) ist das Angleichen der Ely-Leistungsverläufe ab 14,95 MW erneuerbarer Leistung.

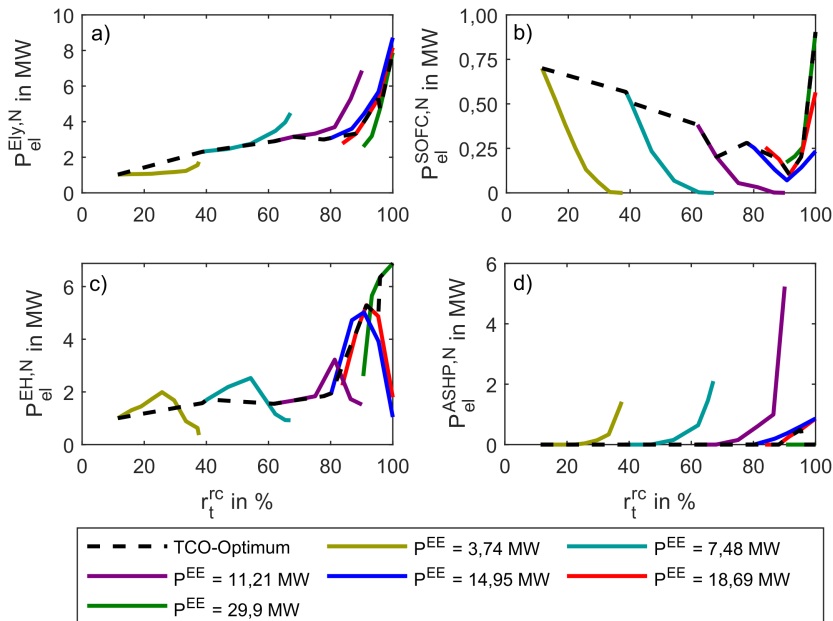


Abbildung 6.14: Dimensionierungsergebnisse der Wandler für den wärmereduzierten Fall für verschiedene erneuerbare Leistungen in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades: (a) Elektrolyseur, (b) SOFC, (c) Heizstab und (d) Wärmepumpe.

Aufgrund des erhöhten elektrischen Bedarfs sind die installierten Leistungen der SOFC in den wirtschaftlichen Optima bzw. des kostenoptimalen Verlaufs höher als davor. Die SOFC bleibt bereits ab 14,95 MW erneuerbarer Leistung über den gesamten Bereich Bestandteil des optimalen Systems und trägt zu einem höheren erneuerbaren Gesamtdeckungsgrad bei.

Der deutlich geringere Wärmebedarf reduziert die Leistungen der beiden Power-to-Heat-Komponenten, insbesondere die des Heizstabs. Außerdem bilden sich in den Leistungsverläufen des Heizstabs lokale Maxima aus, annähernd mittig zwischen wirtschaftlichem Optimum und physikalischem Maximum, welche wiederum auf die Dimensionierungsergebnisse der Wärmepumpe zurückzuführen sind. Davon ausgenommen ist der kontinuierlich ansteigende Verlauf des Heizstabs bei einer erneuerbarer Leistung von 29,9 MW. Hier entfällt die Wärmepumpe für den gesamten Bereich aus der Systemkonfiguration.

Systemdimensionierung der Speicher

Abschließend ist die Dimensionierung der Speicher in Abbildung 6.15 (a) – (d) dargestellt. Aufgrund der überproportionalen Kapazitätzunahme ist die Ordinate wieder logarithmisch dargestellt.

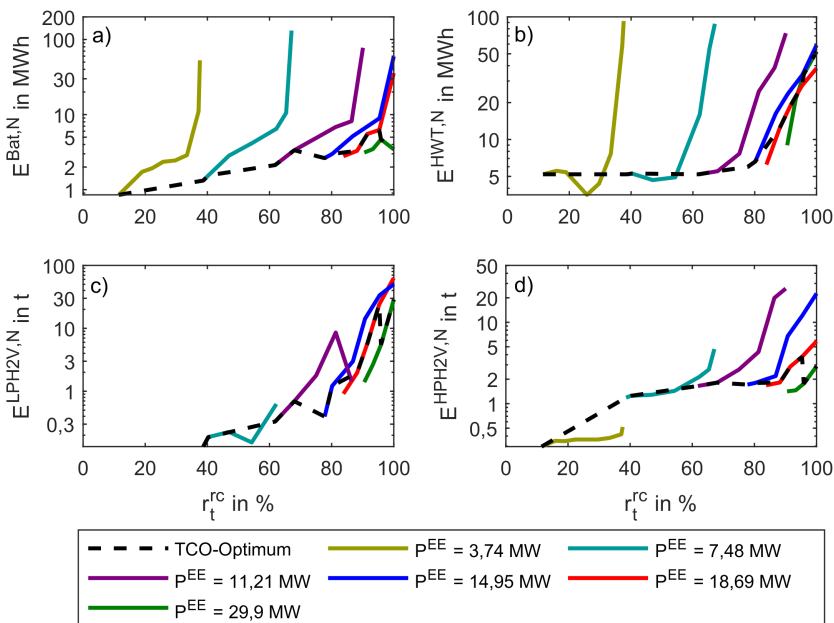


Abbildung 6.15: Dimensionierungsergebnisse der Speicher für den wärmereduzierten Fall für verschiedene erneuerbare Leistungen in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades: (a) Batterie, (b) Wärmespeicher, (c) Niederdruckwasserstoffspeicher und (d) Hochdruckwasserstoffspeicher.

Durch den höheren elektrischen Bedarf steigt die maximale Batterie-Kapazität zwar um etwa das Fünffache gegenüber Abbildung 6.12 (a), allerdings sind die Batterie-Kapazitäten des TCO-Optimums in beiden Abbildungen (6.12 und 6.12) ähnlich. Die hohen Speicherkapazitäten, bei geringen erneuerbaren Leistungen, resultieren wiederum aus dem Entfernen der SOFC aus der Systemkonfiguration.

Aufgrund des deutlich geringeren Wärmebedarfs und der kleineren Auslegung der Power-to-Heat-Komponenten steigt die Kapazität des Wärmespeichers erst bei Gesamtdeckungsgraden über 80 % signifikant an. Dabei reduziert sich die höchste dargestellte Kapazität der Wärmespeicher annähernd um den Faktor 20. In den meisten Ergebnissen bleibt die maximale Kapazität unter 50 MWh und in den wirtschaftlichen Optima zwischen 5 und 10 MWh (im vorherigen Beispiel zwischen 5 und 40 MWh).

Die veränderte thermische Randbedingung beeinflusst auch die maximalen Kapazitäten der Wasserstoffspeicher. Infolge der deutlich geringeren Leistungen der Wärmepumpe steht mehr überschüssige Leistung für den Elektrolyseur zu Verfügung, sodass die Vollastzyklen der H₂-Speicher erhöht werden und folglich die maximalen Speicherkapazitäten um etwa die Hälfte kleiner ausfallen.

6.4.2 Verwendung von synthetischem Methan

Für die abschließende Analyse werden wieder die ursprünglichen Lastprofile (Abbildung 3.3) verwendet. Im Gegensatz zu den vorausgegangenen Untersuchungen wird hier angenommen, dass das Erdgas durch erneuerbar hergestelltes Methan substituiert wird, welches durch die Methanisierung von Wasserstoff gewonnen wird. Der Wasserstoff wird mittels Elektrolyse aus Windkraftanlagen generiert. Hierfür können entweder aktive Bestandsanlagen oder auch abgeschriebene, aus der EEG-Förderung auslaufende Anlagen genutzt werden. Diese Windkraftanlagen müssen sich nicht in der Nähe des Quartiers befinden, sondern können in windreichen Regionen (z. B. Küstenregion oder Gebirgslage) aufgestellt sein. Das zur Methanisierung benötigte Kohlenstoffdioxid wird aus CO₂-intensiven Prozessen gewonnen und geht nicht in die Berechnung des GWP ein. Es wird angenommen, dass der Wirkungsgrad des Gesamtprozesses aus Elektrolyse und Methanisierung bei 50 % liegt (abgeleitet aus Milanzi *et al.* (2018)). Wartungsarbeiten an den Windkraftanlagen oder der Austausch von Komponenten, wie dem Wechselrichter, fließen nicht in die Emissionsberechnung ein. Für einen möglichen Transport des Gases kann auf das bestehende Erdgasnetz zurückgegriffen werden, sodass hierfür ebenfalls keine zusätzlichen Kosten und Emissionen anfallen. Mit dem GWP der Windkraftanlage ergibt sich für das synthetische Methan aus den Bestandsanlagen ein spezifischer Emissionsfaktor von 0,0195 kg/kWh. Für die zweite Art von Anlagen sind die CO₂-Äq.-Emissionen bereits über die Laufzeit beschrieben. Somit sind der verwendete Strom und das erzeugte Methan emissionsfrei. Die Bezugskosten des synthetischen Methans steigen um 0,04 €/kWh gegenüber dem konventionellen Erdgas und betragen 0,1 €/kWh. Das Benchmark-System und die weiteren ökonomischen Parameter bleiben in dieser Analyse unverändert.

Nach der gleichen Vorgehensweise wie zuvor sind zunächst die jährlichen Gesamtkosten in Abhängigkeit des Gesamtdeckungsgrades in Abbildung 6.16 (a) dargestellt. Außerdem sind in Abbildung 6.16 (b) die CO₂-Äq.-Emissionseinsparungen mit Vorketten der Erzeuger einschließlich des Emissionsfaktors des synthetischen Methans gezeigt. Der Fall der abgeschriebenen Windkraftbestandsanlagen ist in Ab-

bildung 6.16 (c) mit den Vorketten der Erzeuger, jedoch ohne den Emissionsfaktor des synthetischen Methans, abgebildet.

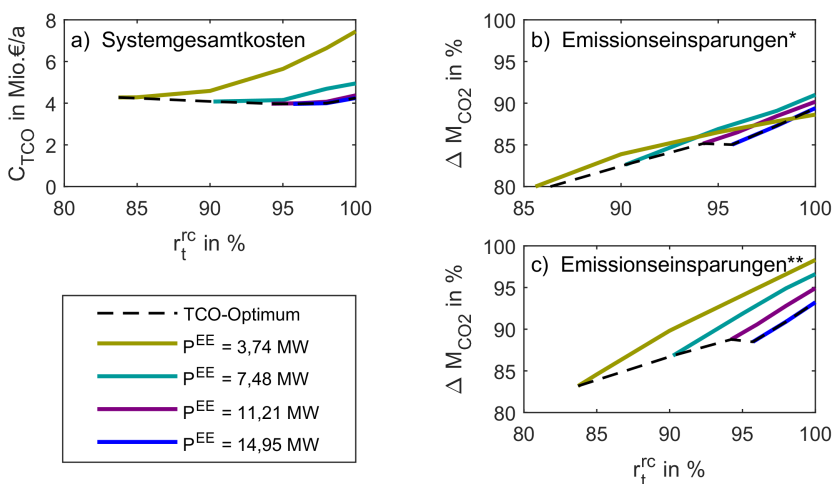


Abbildung 6.16: Substitution des Erdgases durch synthetisches Methan: Darstellung der (a) jährlichen Gesamtkosten, (b) Einsparungen von Treibhausgasemissionen (mit Vorketten) und GWP des CH_4 und (c) Einsparungen von Treibhausgasemissionen (mit Vorketten) ohne GWP des CH_4 für unterschiedliche erneuerbare Leistungen in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades.

Durch Verwendung des synthetischen Methans werden bereits bei der kleinsten analysierten, vor Ort installierten erneuerbaren Leistung, 3,74 MW, Gesamtdeckungsgrade von über 80 % im wirtschaftlichen Optimum erreicht. Zudem kann mit dieser geringen Leistung bereits ein erneuerbarer Gesamtdeckungsgrad von 100 % realisiert werden. Dabei steigen die Kosten um 74,4 % gegenüber dem Benchmark-System. Durch höhere erneuerbare Leistungen steigen die Gesamtdeckungsgrade im wirtschaftlichen Optimum bei gleichzeitig sinkenden Gesamtkosten: 90 % Gesamtdeckungsgrad mit 7,48 MW und 95 % mit 14,95 MW. Demzufolge verlaufen beide Kurven, bis hin zur kompletten regenerativen Energiebereitstellung, deutlich flacher als in den vorherigen Analysen. Die Kosten bei 14,95 MW erneuerbarer Leistung nehmen nur um 7,2 % über den dargestellten Bereich zu. Damit sind die TCO bei 100 % Gesamtdeckungsgrad sogar geringer als die TCO des Beispiels mit 3,74 MW im wirtschaftlichen Optimum.

Durch die Verwendung von synthetischem Methan können unter Berücksichtigung der Vorketten der Erneuerbaren sowie des Emissionsfaktors des Methans bis zu 91 % der CO_2 -Äq.-Emissionen mit nur 7,48 MW erneuerbarer Leistung eingespart werden (Abbildung 6.16 (b)). Die maximalen Emissionseinsparungen mittels 11,21

und 14,95 MW sind nur geringfügig kleiner (etwa 0,8 Prozentpunkte). Selbst mit der geringsten erneuerbaren Leistung können bereits 88,6 % der Emissionen des Benchmark-Systems vermieden werden. Das beste Emissions-zu-Kosten-Verhältnis ergibt sich für die erneuerbare Leistung von 14,95 MW bei 98 % Gesamtdeckungsgrad.

Kann emissionsfreies Methan eingesetzt werden, verschiebt sich die zuvor beschriebene Konstellation (Abbildung 6.16 (c)). Demnach können 98,3 % der Emissionen mit der kleinsten analysierten erneuerbaren Leistung vermieden werden. Mit zunehmender erneuerbarer Leistung sinken die maximalen Emissionseinsparungen annähernd konstant um etwa einen Prozentpunkt. Da bei der geringsten erneuerbaren Leistung bereits der gesamte Energiebedarf mit PV, WT und dem synthetischem Methan gedeckt werden kann, ist es für die Emissionsbilanz nicht mehr vorteilhaft, weitere erneuerbare Erzeugungsanlagen zu installieren. Allerdings können die Gesamtkosten durch Erhöhung der erneuerbaren Leistung reduziert werden. Somit bleibt die Leistung des besten Emissions-zu-Kosten-Verhältnisses unverändert und liegt bei 14,95 MW und 98 % Gesamtdeckungsgrad.

Systemdimensionierung

Abschließend werden die Dimensionierungsergebnisse der Komponenten analysiert. Durch das synthetische Methan entfällt die Wärmepumpe, sodass in Abbildung 6.17 nur die optimalen Leistungen von Elektrolyseur (a), SOFC (b) und Heizstab (c) gezeigt sind.

Die in Abbildung 6.17 dargestellten Komponenten weisen ein qualitativ ähnliches Dimensionierungsverhalten wie zuvor auf. Darin weisen die Elektrolyse- und SOFC-Leistungen der kleinsten analysierten erneuerbaren Leistung die größte Abhängigkeit vom erneuerbaren Gesamtdeckungsgrad auf. Die Dimensionierungsergebnisse der weiteren erneuerbaren Leistungen weichen hiervon deutlich ab. Durch Verwendung des synthetischen Erdgases wird die Wärme bereits komplett regenerativ hergestellt, sodass die Dimensionierung des elektrischen Heizstabs hauptsächlich unter dem Aspekt der Wirtschaftlichkeit erfolgt.

Da die Kapazitäten des Nieder- und Hochdruckspeichers eine sehr hohe Ähnlichkeit zur vorherigen Analyse zeigen, sind in Abbildung 6.18 nur die Dimensionierungsergebnisse der Batterie (a) und des Wärmespeichers (b) abgebildet.

Für die Batterie gilt auch im Rahmen dieser Analyse: Je größer die erneuerbare Leistung, desto größer ist auch die Batterie-Kapazität im jeweiligen wirtschaftlichen Optimum des Gesamtdeckungsgrades. Die Abhängigkeiten zwischen den Ergebnissen der SOFC- und der Batterie-Dimensionierung sind auch in diesem Beispiel deutlich zu sehen. Demzufolge sinken die Kapazitäten mit zunehmenden Deckungs-

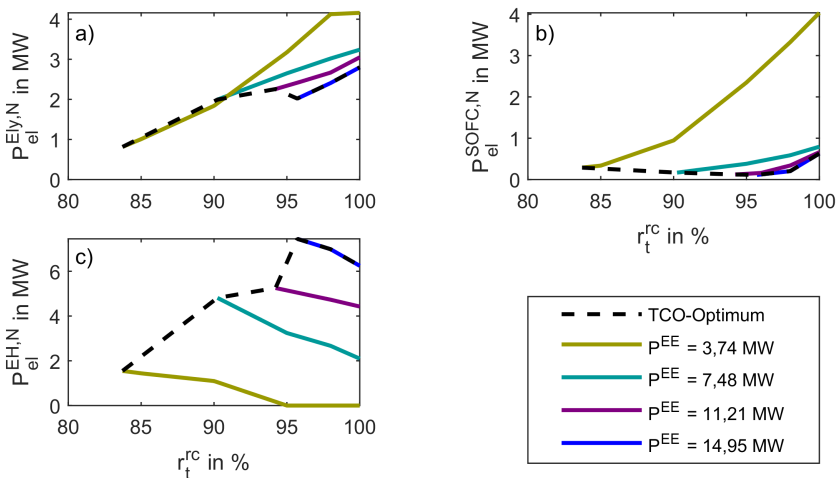


Abbildung 6.17: Dimensionierungsergebnisse der Wandler für verschiedene erneuerbare Leistungen in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades: (a) Elektrolyseur, (b) SOFC und (c) Heizstab (bei Substitution des Erdgases durch synthetisches Methan).

grad, sodass bei 3,74 MW die Batterie ab 90 % Gesamtdeckungsgrad und bei 7,48 MW ab 98 % aus der optimalen Systemkonfiguration entfernt wird. Bei den weiteren zwei dargestellten erneuerbaren Leistungen bleibt die Batterie Bestandteil des Systems, was auf die geringere SOFC-Leistung zurückzuführen ist.

Für die Kapazität des Wärmespeichers ergeben sich durch die Erhöhung des Deckungsgrades zwei unterschiedliche Dimensionierungsverläufe. Während die Kapazität des Wärmespeichers bei der kleinsten analysierten erneuerbaren Leistung kontinuierlich zunimmt, nehmen die Kapazitäten bei der höheren Leistungen monoton ab. Die Zunahme der Wärmespeicher-Kapazität im Fall der kleinsten erneuerbaren Leistung resultiert aus der überdurchschnittlichen Leistungszunahme von Elektrolyseur und SOFC.

6.5 Bestimmung der CO₂-Vermeidungskosten

Eine in der Energiewirtschaft häufig genutzte Kennzahl zur ganzheitlichen Bewertung von Energiesystemen und Beurteilung der Effizienz von Klimaschutzmaßnahmen sind die CO₂-Vermeidungskosten. Werden etablierte Technologien durch emissionsärmere Technologien ersetzt, gehen damit im Allgemeinen höhere Investitions- und Betriebskosten einher. Diese Mehrkosten werden ins Verhältnis zu den eingesparten

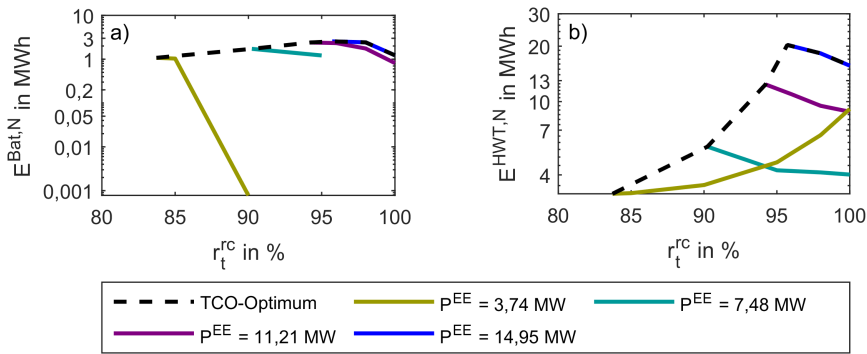


Abbildung 6.18: Dimensionierungsergebnisse der Speicher für verschiedene erneuerbare Leistungen in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades: (a) Batterie und (b) Wärmespeicher (bei Substitution des Erdgases durch synthetisches Methan).

Treibhausgasemissionen gesetzt, womit ein Kosten-Nutzen-Verhältnis bestimmt wird. Damit können zum einen die Technologien untereinander verglichen werden und zum anderen die am wirtschaftlichsten einsetzbare Technologie zur Reduzierung der Treibhausgase ermittelt werden (ASUE, 2016). Im Rahmen dieser Arbeit werden die CO_2 -Vermeidungskosten zum Vergleich der unterschiedlichen Systemkonfigurationen und -dimensionierungen genutzt.

Die CO_2 -Vermeidungskosten C_{VK,CO_2} bilden die Kosten ab, die zur Reduzierung einer bestimmte Menge an CO_2 -Äq. gegenüber dem Benchmark-Energieversorgungssystem anfallen. Die Vermeidungskosten werden entsprechend der nachfolgenden Gleichung bestimmt und spezifisch in €/t $_{CO_2}$ angegeben:

$$C_{VK,CO_2} = \frac{C_{TCO} - C_{TCO}^{BS}}{M_{CO_2}^{BS} - M_{CO_2}} \quad (6.1)$$

Darin sind C_{TCO} die jährlichen Gesamtkosten des optimierten Systems, C_{TCO}^{BS} die jährlichen Gesamtkosten des Benchmark-Systems, $M_{CO_2}^{BS}$ die jährlichen Treibhausgasemissionen des Benchmark-Systems und M_{CO_2} die jährlichen Treibhausgasemissionen des optimierten Systems.

Die resultierenden CO_2 -Vermeidungskosten der einfachen Systemkonfiguration (Abschnitt 5.4), der erweiterten Systemkonfiguration (Abschnitt 6.3) und der zwei weiteren Fallbeispiele mit den geänderten Randbedingungen (Abschnitt 6.4) sind in Abbildung 6.19 aufgezeigt. Zur Darstellung der Ergebnisse werden die kostenoptimalen Gesamtverläufe der vier Fallbeispiele verwendet. Zusätzlich werden die

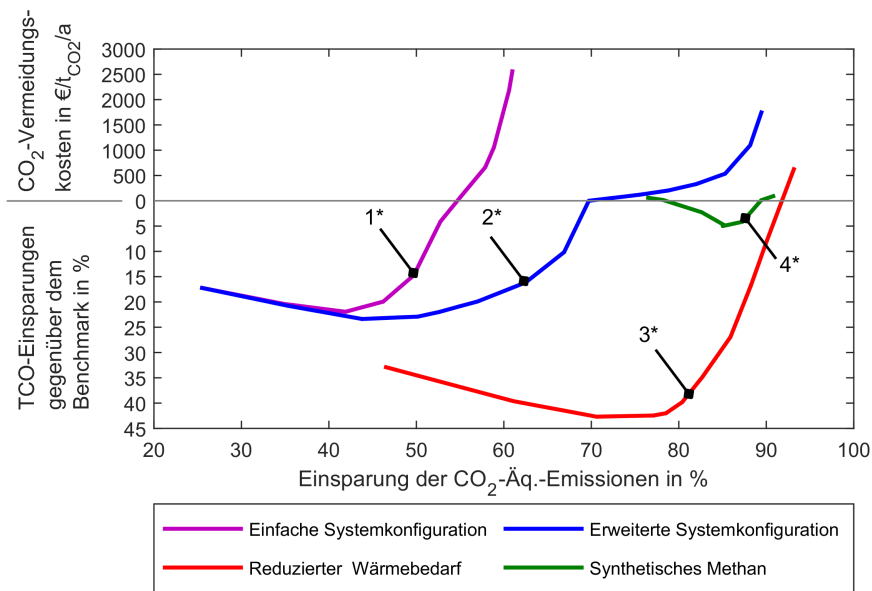


Abbildung 6.19: Darstellung der Kosteneinsparungen bzw. CO₂-Vermeidungskosten in Abhängigkeit der CO₂-Äq.-Einsparungen gegenüber dem Benchmark-System (mit 50 % anteiliger PV-Leistung, mit optimierter erneuerbarer Gesamtleistung, Zielfunktion nach Gleichung (5.1) und ohne Einspeisevergütung, Hinweis: Kosten für die Gebäudesanierung bzw. höheren Kosten des Neubaus werden im Fall des reduzierter Wärmebedarfs nicht berücksichtigt).

bekanntem Verlauf um sowohl die Ergebnisse ohne erneuerbare Erzeuger als auch die höchsten Emissionseinsparungen erweitert.

Die Ordinate von Abbildung 6.19 ist zweigeteilt. Der Schnittpunkt der Graphen mit der Null auf der Abszisse kennzeichnet die Emissionseinsparungen, die mit dem gleichen monetären Aufwand wie im Benchmark-System erreicht werden können. Unterhalb dessen ist der Bereich lokalisiert, in dem die jeweiligen Systemkonfigurationen günstiger als das Benchmark-System sind. Deshalb werden dort die prozentualen Kosteneinsparungen gegenüber dem Benchmark-System ausgewiesen. Oberhalb der kostenneutralen Linie sind die Mehrkosten der jeweiligen Systeme in Form der zuvor eingeführten CO₂-Vermeidungskosten dargestellt.

Die Anfangspunkte der jeweiligen Graphen in Abbildung 6.19 kennzeichnen die Emissionseinsparungen gegenüber dem Benchmark-System, die sich ohne die Nutzung der beiden erneuerbaren Erzeugungsanlagen ergeben. Demzufolge sind die Emissionseinsparungen der einfachen und erweiterten Systemkonfiguration im Anfangspunkt identisch. Die Einsparungen resultieren hier aus dem Übergang zur Wasserstoffmobilität und der effizienten Strom- und Wärmeerzeugung mittels SOFC.

Bis zu Emissionseinsparungen von etwa 45 % oder einer installierten erneuerbaren Leistung von 7,5 MW sind die elektrischen Überschüsse zu gering für einen vorteilhaften Betrieb der beiden Power-to-Heat-Komponenten. Bei höheren Leistungen können deutliche Verbesserungen mit der erweiterten Systemkonfiguration erzielt werden.

Mit der einfachen Systemkonfiguration können Emissionseinsparungen von rund 55 % (37,4 MW) und mit der erweiterten etwa 70 % (26,16 MW) kostenneutral gegenüber dem Benchmark-System erreicht werden. Aufgrund der fehlenden Power-to-Heat-Komponenten ist die maximale Emissionseinsparung in Ersterem auf 61 % begrenzt. Dafür wird eine erneuerbare Leistung von fast 60 MW benötigt, woraus sehr hohe CO₂-Vermeidungskosten resultieren. Zur Einordnung der Ergebnisse können die Kosten der europäischen CO₂-Zertifikate herangezogen werden. Der Mittelwert der über die EUA-Auktionen veräußerten oder versteigerten Zertifikate betrug im Jahr 2018 rund 15 €/tCO₂ (DEHSt, 2019). Die maximale Emissionseinsparung der erweiterten Systemkonfiguration beträgt fast 90 %, allerdings verbunden mit sehr hohen CO₂-Vermeidungskosten.

Durch die effizientere Wärmedämmung (Passivhausstandard) werden bereits ohne die erneuerbaren Anlagen weitere Kosten eingespart und die Emissionsbilanz um weitere 20 Prozentpunkte verbessert. Durch die Verwendung des synthetischen Methans kann die Emissionsbilanz weiterhin verbessert werden. Aufgrund der höheren Bezugskosten müssen hierfür anfänglich CO₂-Vermeidungskosten in Höhe von 70 €/tCO₂ aufgewendet werden. Mit den veränderten Randbedingungen können etwa 90 % der Emissionen kostenneutral gegenüber dem Benchmark vermieden werden. Hierfür wird in beiden Fällen eine installierte erneuerbare Leistung von 14,95 MW benötigt.

Im Beispiel des reduzierten Wärmebedarfs ist die installierte erneuerbare Leistung im Bereich der kostenneutralen Systemkonfiguration bis zu den maximalen Emissionseinsparungen konstant. In den Beispielen der erweiterten Systemkonfiguration und des synthetischen Methans wird zur Erreichung der maximalen Emissionseinsparungen eine geringere erneuerbare Leistung genutzt als in den kostenneutralen Lösungen.

Die Emissionseinsparungen mit den besten Emissions-zu-Kosten-Verhältnissen sind durch die Punkte 1* – 4* in Abbildung 6.19 gekennzeichnet. Die wichtigsten Dimensionierungsergebnisse und Kennzahlen dieser vier Beispiele sind in der nachfolgenden Tabelle 6.4 aufgeführt.

Die Gesamtkosten der vier Beispiele aus Tabelle 6.4 sind günstiger als das Benchmark-System, zudem wird in allen die gleiche erneuerbare Leistung installiert. Mit der Kenngröße der jährlichen Gesamtkosten pro Gesamtenergiebedarf bzw. den spezifischen Gesamtenergiegestehungskosten $C_{LCOE,t}$ soll die Vergleichbarkeit zwischen

den unterschiedlichen Fällen verbessert werden. Die spezifischen Gesamtenergiegestehungskosten der einfachen und erweiterten Systemkonfiguration sind fast identisch und deutlich geringer als die des Benchmark-Systems ($C_{\text{LCOE},t}^{\text{BS}} = 0,171 \text{ €/kWh}$). Demgegenüber ergeben sich für das Beispiel des reduzierten Wärmebedarfs zwar die geringsten Gesamtkosten, allerdings höhere spezifische Gesamtenergiegestehungskosten als mit dem Benchmark-System.

Die unterschiedlichen Treibhausgasemissionen der vier Beispiele lassen sich vor allem auf die erneuerbaren thermischen Deckungsgrade zurückführen. Der elektrische Eigenversorgungsgrad sowie der erneuerbare Deckungsgrad der Wasserstofftankstelle liegen in fast allen Beispielen über 90 %. Verhältnismäßig hohe Werte ergeben sich auch bezüglich des Wasserstoffumsatzes in der SOFC. Des Weiteren liegen die Dimensionierungsergebnisse der Wandler und Speicher in ähnlichen Größenordnungen. Die Wärmepumpe ist nur in der erweiterten Systemkonfiguration mit einer geringen installierten Leistung enthalten.

Die gegenüber dem Benchmark-System kostenneutralen Systemkonfigurationen ähneln den vorherigen Ergebnissen und werden deshalb nicht separat aufgelistet. Abschließend sind die wichtigsten Ergebnisse der Systemkonfigurationen mit den größtmöglichen Emissionseinsparungen in Tabelle 6.5 zusammengefasst.

Wie bereits in Abbildung 6.19 dargestellt, bewirkt die Verwendung von synthetischem Methan zwar keine Verbesserung bezüglich der Emissionen gegenüber der erweiterten Systemkonfiguration, allerdings können sowohl die benötigten erneuerbaren Leistungen als auch die Gesamtkosten reduziert werden. Aus den beiden Kennzahlen, die CO_2 -Vermeidungskosten und die spezifischen Gesamtenergiegestehungskosten, kann beispielsweise abgeleitet werden, dass die Kosten im wärmereduzierten Fall nur aufgrund des geringeren Energiebedarfs sinken, die Energiebereitstellung jedoch nicht effizienter wird.

Außerdem sind die hohen Ausnutzungsgrade der lokal erzeugten Energie aus PV und WT besonders hervorzuheben. In der einfachen Systemkonfiguration wird der Wasserstoff zur Wärmeerzeugung genutzt, sodass Elektrolyseur und SOFC signifikant größer als in den weiteren Fällen dimensioniert sind. Eine hohe Bedeutung kommt der Wärmepumpe in der erweiterten Systemkonfiguration zu, womit der hohe Wärmebedarf ausschließlich regenerativ gedeckt werden kann. Eine praktische Umsetzung der größtmöglichen Emissionseinsparungen gilt jedoch als unwahrscheinlich, da neben dem finanziellen Aspekt die bauliche Umsetzung durch die zum Teil sehr hohen Speicherkapazitäten nicht realisierbar ist. Dennoch haben die vorherigen Analysen praktisch umsetzbare Systemkonfigurationen aufgezeigt, mit denen ebenfalls, bezogen auf das Benchmark-System, sehr hohe Mengen der Treibhausgasemissionen kostengünstiger oder kostenneutral dargestellt werden können.

Tabelle 6.4: Zusammenfassung der Kenngrößen und Auslegungsergebnisse der Energiesysteme mit dem besten Emissions-zu-Kosten-Verhältnis aus den vier Fällen: Einfache Systemkonfiguration, erweiterte Systemkonfiguration, Reduzierung des Wärmebedarf und Substitution des Erdgases durch synthetisches Methan.

Kenngröße	Einfache Systemkonfiguration	Erweiterte Systemkonfiguration	Reduzierter Wärmebedarf	Synthetisches Methan
TCO	3,56 Mio €/a	3,5 Mio €/a	2,51 Mio €/a	4 Mio €/a
$C_{LCOE,t}$	0,146 €/kWh	0,144 €/kWh	0,195 €/kWh	0,165 €/kWh
ΔM_{CO_2}	49,7 %	62,5 %	81,1 %	87,3 %
$\Delta C_{TCO}^{Benchmark}$	-14,7 %	-16,2 %	-35,8 %	-4,2 %
P_{EEN}	14,95 MW	14,95 MW	14,95 MW	14,95 MW
$r_{el}^{sc,PV}$	74,4 %	74 %	78,6 %	77,3 %
$r_{el}^{sc,WT}$	69,8 %	79 %	74,7 %	82,3 %
r_{el}^{ss}	97,2 %	91 %	91 %	94,4 %
r_{el}^{rc}	88,1 %	82,8 %	82,2 %	94,4 %
r_{th}^{rc}	13,4 %	46,1 %	48,8 %	100 %
r_{HRS}^{rc}	96 %	87,1 %	91,4 %	93,8 %
r_t^{rc}	43,6 %	60,5 %	80,2 %	98 %
r_{SOFC}^{rc}	65,7 %	42 %	43,4 %	100 %
$P_{el}^{SOFC,N}$	0,387 MW	0,136 MW	0,25 MW	0,2 MW
$P_{el}^{Ely,N}$	3,4 MW	2,63 MW	3,1 MW	2,4 MW
$P_{el}^{ASHP,N}$	-	0,74 MW	-	-
$P_{el}^{EH,N}$	-	8,1 MW	1,9 MW	7 MW
$E_{Bat,N}$	1,5 MWh	2,5 MWh	3 MWh	2,4 MWh
$E_{HWT,N}$	4,6 MWh	23,9 MWh	6,6 MWh	18,3 MWh
$E_{LPH2V,N}$	4,1 t	0,74 t	1,22 t	0,6 t
$E_{H2V,N}$	1,8 t	1,6 t	1,8 t	2 t

Tabelle 6.5: Zusammenfassung der Kenngrößen und Auslegungsergebnisse der Energiesysteme mit den größten Emissionseinsparungen aus den vier Fällen: Einfache Systemkonfiguration, erweiterte Systemkonfiguration, Reduzierung des Wärmebedarf und Substitution des Erdgases durch synthetisches Methan.

Kenngröße	Einfache Systemkonfiguration	Erweiterte Systemkonfiguration	Reduzierter Wärmebedarf	Synthetisches Methan
TCO	17,14 Mio.€/a	17,24 Mio.€/a	9,38 Mio.€/a	4,95 Mio.€/a
$C_{LCOE,t}$	0,705 €/kWh	0,709 €/kWh	0,728 €/kWh	0,204 €/kWh
ΔM_{CO_2}	61 %	89,5 %	93,2 %	91 %
C_{VK,CO_2}	2599 €/t _{CO2}	1785 €/t _{CO2}	661,1 €/t _{CO2}	104 €/t _{CO2}
$P_{EE,N}$	59,8 MW	22,43 MW	14,95 MW	7,48 MW
$r_{el}^{sc,PV}$	90,01 %	98,93 %	94,6 %	97,6 %
$r_{el}^{sc,WT}$	89,62 %	98,90 %	95,4 %	97,9 %
$P_{el}^{SOFC,N}$	6,27 MW	0,396 MW	0,234 MW	0,8 MW
$P_{el}^{Ely,N}$	24,1 MW	14,2 MW	8,7 MW	3,2 MW
$P_{el}^{ASHP,N}$	-	9,9 MW	0,865 MW	-
$P_{el}^{EH,N}$	-	14,8 MW	1,05 MW	1,6 MW
$E_{Bat,N}$	-	3,96 MWh	59,6 MWh	0,26 MWh
$E_{HWT,N}$	798,2 MWh	1706 MWh	58,8 MWh	4,2 MWh
$E_{LPH2V,N}$	254,6 t	158,7 t	50,3 t	0,8 t
$E_{HPH2V,N}$	2,68 t	36,2 t	22,6 t	21,4 t

Kapitel 7

Zusammenfassung und Ausblick

In dem abschließenden Kapitel der vorliegenden Arbeit werden zunächst die erarbeiteten Inhalte dargelegt (Abschnitt 7.1), aufbauend hierauf die Forschungsfragen diskutiert (Abschnitt 7.2) und abschließend ein Ausblick zu weiterführenden Arbeiten gegeben (Abschnitt 7.3).

7.1 Zusammenfassung

Gegenstand der vorliegenden Arbeit ist die modellgestützte Dimensionierung und Analyse von dezentralen Energiesystemen zur Versorgung von Quartieren mit Strom, Wärme und Wasserstoff. Der produzierte Wasserstoff kann sowohl in einer Hochtemperatur-Brennstoffzelle für die Strom- und Wärmeerzeugung (SOFC) als auch von Brennstoffzellenfahrzeugen genutzt werden. Dem Energiesystem stehen Photovoltaik- (PV) und Windkraftanlagen (WT) als dezentrale Erzeuger und eine SOFC, ein PEM-Elektrolyseur, eine elektrische Luft-Wärmepumpe und ein elektrischer Heizstab als Wandler zwischen den betrachteten Energieformen sowie eine Li-Ionen-Batterie, ein Wärmespeicher, ein Nieder- und Hochdruckwasserstoffspeicher als Speicher zur Verfügung. Die verschiedenen Technologien sind nach einem einheitlichen Modellierungsansatz abgebildet. Mittels eines genetischen Optimierungsalgorithmus wird für die verschiedenen Fragestellungen die kostengünstigste Systemkonfiguration auf Basis von Jahresberechnungen ermittelt. Dabei werden Komponenten, die nicht wirtschaftlich betrieben werden können, aus dem System entfernt. Die Betriebsführung des Energiesystems wird durch ein starres Ranglistenverfahren vorgegeben. Mit Hilfe der Analysen der vorliegenden Arbeit wird ein Energiekonzept bewertet, das den dezentralen Ausbau der erneuerbaren Energien durch die lokale Nutzung fördern und einen signifikanten Beitrag zur Reduktion der Treibhausgasemissionen im Quartier leisten kann. Die Bearbeitung der Fragestellung wird in drei Teilanalysen vorgenommen.

In der ersten Analyse wurden, auf Basis der ökonomischen Eingangsparameter, die Zusammenhänge und Abhängigkeiten bei der optimalen Dimensionierung der

Komponenten herausgestellt. Dazu wurde zunächst die Systemkomplexität der ersten Analyse reduziert, durch den Ausschluss der Windkraftanlagen sowie der Wärmepumpen und elektrischen Heizstäbe. Werden ökonomische Parameter des Bezugsjahres 2017 angenommen, besteht die optimale Systemkonfiguration ausschließlich aus PV, dem Heizkessel, sowie einem kleinen Wärmespeicher. Durch eine Projizierung in die nahe Zukunft können geringere Investitionskosten der Technologien angenommen werden, sodass das Energiesystem durch ein sehr großes PV-System, einer SOFC sowie einem Elektrolyseur gekennzeichnet ist. Darin ist die Wasserstoffproduktion einzig für die Mobilität wirtschaftlich und demzufolge wird die SOFC ausschließlich mit Erdgas betrieben. Durch eine umfangreiche Variation der verschiedenen ökonomischen Parameter wurden die Bedingungen aufgezeigt, unter denen die SOFC in einem zukünftigen Energiesystem wirtschaftlich zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt werden kann. Des Weiteren wurden als signifikante Parameter für den wirtschaftlichen Betrieb des Elektrolyseurs, neben dessen spezifischen Investitionskosten, vor allem die Einspeisevergütung sowie die spezifischen PV-Investitionskosten identifiziert. Die Wirtschaftlichkeit des Wasserstoffteilsystems resultiert zunächst aus der Verwendung des Wasserstoffs für die Mobilität. Bei weiterer Kostenreduktion wird zusätzlich die Rückverstromung des Wasserstoffs in der SOFC wirtschaftlich. Auch die Batterie ist in den meisten der untersuchten Fällen von Bedeutung und wird ergänzend zu den beiden vorherigen Komponenten eingesetzt. In diesem Kontext wurde abschließend gezeigt, dass die kombinierte Deckung der drei Bedarfe monetäre sowie systemische Vorteile gegenüber der separierten Energiebereitstellung bietet. Dabei werden die Vorteile umso größer, je komplexer die Systemkonfiguration wird.

In der zweiten Analyse wurden neben Photovoltaik- auch Windkraftanlagen im System berücksichtigt, um den Einfluss unterschiedlicher Erzeugungsprofile auf dessen Dimensionierung herauszustellen. Anhand zweier unterschiedlicher Standorte in Deutschland, die sich durch die solare Einstrahlung und mittleren Windgeschwindigkeiten unterscheiden, wurden die monetären und systemischen Vorteile einer kombinierten Photovoltaik- und Windkraft-Erzeugung aufgezeigt. Ohne Einspeisevergütung konnte, je nach Kombination von PV und WT, eine wirtschaftliche Rückverstromung des Wasserstoffs ab 3 bis 5 MW erneuerbarer Leistung dargestellt werden. Im letzten Abschnitt dieser Analyse wurde das Emissionseinsparungspotential durch die sukzessive Erhöhung des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades untersucht. Mit der zugrunde liegenden Systemkonfiguration ist es möglich, bei vergleichbaren Kosten, Treibhausgasemissionseinsparungen in Höhe von 55 % gegenüber der ausschließlich konventionellen Energiebereitstellung (Benchmark-System) für das Bezugsjahr 2017 darzustellen. In dieser Systemkonfiguration kann ausschließlich die Abwärme des Elektrolyseurs und der SOFC, betrieben mit Wasserstoff, zur regenerati-

ven Wärmeerzeugung genutzt werden. Daher sind die Emissionseinsparungen dieser Systemkonfiguration auf etwa 61 % begrenzt und mit hohem monetären Aufwand verbunden. An diese Untersuchung, insbesondere der weiteren Reduzierung der Emissionen, knüpft die letzte Analyse an.

In der dritten Analyse wurden schließlich alle oben genannten Komponenten im Energiesystem verwendet. Dabei wurde gezeigt, dass die gewonnenen Erkenntnisse der vorherigen Analysen auf die erweiterte Systemkonfiguration übertragen werden können und die identifizierten Bereiche der ökonomisch-sinnvollen Nutzung der Komponenten weiterhin gültig sind. Aufgrund der Systemerweiterung stehen vier Komponenten für die Aufnahme der elektrischen Überschussleistung zur Verfügung. Für die Aufteilung der Überschüsse wurde folgende Reihenfolge als am besten geeignet identifiziert: 1.) Wärmepumpe, 2.) Batterie, 3.) Elektrolyseur und 4.) Heizstab (5. Elektrisches Netz und 6. Senke). Mit der erweiterten Systemkonfiguration können Emissionseinsparungen von etwa 70 % kostenneutral zum Benchmark-System erzielt werden. Das theoretische Potential der Emissionsreduktion liegt hier bei etwa 90 % mit einer installierten erneuerbaren Leistung von 22,43 MW. Aufgrund der verhältnismäßig hohen benötigten erneuerbaren Leistungen wurden abschließend zwei Konzepte untersucht, mit denen es möglich ist, auch mit geringeren erneuerbaren Leistungen hohe Emissionseinsparungen zu erzielen. Zum einen wurde die Deckung des Warmwasserbedarfs elektrifiziert und zugleich der Wärmebedarf des Quartiers um den Faktor 5 reduziert, womit der Wärmebedarf dem Passivhausstandard entspricht. Hiermit können die Treibhausgasemissionen kostenneutral um fast 90 % gesenkt werden und bestenfalls 93,2 % der Emissionen, mit 14,95 MW erneuerbarer Leistung, vermieden werden. Allerdings wurden hierbei die Kosten für den Passivhausstandard nicht berücksichtigt. Zum anderen können durch die Nutzung von synthetischem Methan (aus erneuerbaren Energien erzeugt) ebenfalls 90 % der Emissionen kostenneutral vermieden werden. Bei einer nochmals geringeren erneuerbaren Leistung von 7,48 MW sind Emissionseinsparungen von 91 % möglich. Vor allem ist der letzte Ansatz für dichter besiedelte Gebiete von Bedeutung. In den vier Beispielen zur Emissionsreduktion wird die SOFC wirtschaftlich mit hohen Anteilen von Wasserstoff betrieben und kann somit einen wichtigen Beitrag zur Emissionsreduktion leisten.

7.2 Bewertung der wissenschaftliche Fragen

Mit dem im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelten Modell eines Energieversorgungssystems konnten verschiedene Einflüsse auf die Dimensionierung eines

dezentralen Quartier-Energiesystems untersucht werden und die in Abschnitt 1.2 formulierten Problemstellungen beantwortet werden. Die unterschiedlichen Berechnungen haben gezeigt, dass zur kostenminimalen Auslegung dieser Klasse von Energiesystemen sowohl die spezifischen Investitionskosten als auch die Randbedingungen, einschließlich der erneuerbaren Erzeugungsprofile des Quartiers, bestmöglich bekannt sein sollten. Eine erste grobe Abschätzung der Wirtschaftlichkeit der Komponenten leisten die Energiegestehungskosten nach der Gleichung (3.54). Für eine detaillierte Untersuchung genügt diese Gleichung allerdings nicht, da die für Wirtschaftlichkeit relevante Parameter wie die thermische Bilanzierung und Einspeisevergütung hierin nicht berücksichtigt werden. Für genaue Bestimmungen wird die Gesamtsystemoptimierung benötigt.

Unter der Annahme, dass die Investitionskosten der jeweiligen Komponenten zukünftig erreicht werden, sind alle oben aufgeführten Komponenten Bestandteil des optimierten Energiesystems. Einen signifikanten Einfluss auf die Gestaltung des Energiesystems haben die ökonomischen Parameter. Hierbei ist insbesondere die Kombination von Einspeisevergütung und den spezifischen Investitionskosten der erneuerbaren Erzeugungsanlagen hervorzuheben. Dabei konnte gezeigt werden, dass in der Kombination der beiden Parameter Diskontinuitäten auftreten, wodurch beispielsweise die installierte Leistung des Elektrolyseurs sprunghaft abfällt und dieser aus dem System entfernt wird. Vor allem für die Rückverstromung des Wasserstoffs ist die Einspeisevergütung entscheidend; zu hohe Vergütungen verhindern die wirtschaftliche Nutzung. Zudem kann zwischen den Wandlern, die die elektrische Überschussleistung aufnehmen, eine Art Konkurrenzsituation entstehen, wenn ungleich hohe Investitionskosten der Komponenten vorliegen. Im Falle einer verhältnismäßig gleichmäßigen Kostenreduktion werden jedoch die Komponenten ergänzend zueinander eingesetzt.

Die Analyse der erneuerbaren Erzeugungsprofile hat die Vorteile der kombinierten Erzeugung aus Photovoltaik und Windkraft bezüglich der Gesamtkosten und Systemkennzahlen gezeigt. Durch das nahezu gegenläufige Verhalten der Leistungserzeugung aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen wird mit einer etwa gleichmäßigen Verteilung der installierten PV- und WT-Leistung eine geringere Leistung der Wandler sowie eine geringere Kapazität der Speicher benötigt. Dennoch werden hiermit höhere erneuerbare Deckungsgrade als mit den reinen Systemen (nur PV oder WT) erzielt. Außerdem kann Tjaden *et al.* (2014) in der Aussage bestätigt werden, dass der Standort nicht vernachlässigt werden sollte, der Einfluss des Nutzerverhaltens bzw. der Eingangsdaten jedoch gegenüber dem des Standortes überwiegt.

Im Rahmen der dritten Analyse wurde gezeigt, dass ohne die Power-to-Heat-Komponenten im System eine technisch und ökonomisch sinnvolle Reduzierung der

Treibhausgasemissionen im Quartier nicht möglich ist. Das Einsparungspotential ist hier auf 61 % begrenzt, mit sehr hohen monetären Aufwendungen verbunden und die hierfür benötigten erneuerbaren Leistungen sind zu hoch, als dass diese umgesetzt werden könnten. Mit der erweiterten Systemkonfiguration können zwar bis zu 90 % der Emissionen vermieden werden, allerdings weiterhin mit verhältnismäßig hohem monetären Aufwand, hohen erneuerbaren Leistungen sowie sehr hohen Speicherkapazitäten. Dieses Konzept könnte theoretisch in ländlichen Regionen realisiert werden, aufgrund des hohen Platzbedarfs der Erneuerbaren ist es allerdings nicht für dichter besiedelte Regionen geeignet. Des Weiteren müssten die notwendigen Speicherkapazitäten im Einzelfall, bezüglich rechtlicher und technischer Umsetzung, geprüft werden. Folglich zeigen die Untersuchungen, dass dieses ausschließlich lokale Quartierskonzept einen großen Teil zum Klimaschutz beitragen kann, den ambitionierten, notwendigen Klimaschutzzielen der Bundesregierung jedoch nicht gerecht wird. Daraufhin wurde der Einfluss veränderter Randbedingungen anhand zweier Konzepte untersucht. Das ist zum einen der Wärmebedarf des Quartiers, durch einen sanierten, neugebauten Gebäudebestand und zum anderen die Nutzung von Wasserstoff oder synthetischem Erdgas auf regenerativer Basis. Ersteres ist wie bereits in Abschnitt 2.1.3 gezeigt Gegenstand diverser Förderprogramme der Bundesregierung. Für letzteres Konzept bedarf es einer überregionalen Kooperation, worin die chemischen Energieträger aus beispielsweise windreichen Küstenregionen oder sonnenreiche Regionen südlicher Länder Europas, Afrikas und Nahost importiert werden. Zudem wurde im Rahmen dieser Analysen dargelegt, dass die Systemkonfiguration bei konstanter erneuerbarer Leistung signifikant vom erneuerbaren Gesamtdeckungsgrad bzw. den Treibhausgasemissionen abhängig ist.

Durch den modularen Charakter des Systems besteht die Möglichkeit eines mehrstufigen Aufbaus in Abhängigkeit der wirtschaftlichen Randbedingungen. Beispielsweise kann zunächst ein reduziertes System bestehend aus den erneuerbaren Erzeugern, einer SOFC sowie einem Elektrolyseur installiert werden. In einer zweiten Ausbaustufe kann es um die Batterie und die Power-to-Heat-Komponenten erweitert werden. Anschließend kann in einer weiteren Ausbaustufe die Leistung der Erneuerbaren erhöht, der eigenerzeugte Wasserstoff ebenfalls für die Rückverstromung genutzt und die Optimierung bezüglich der Treibhausgasemissionen durchgeführt werden.

Mit den in dieser Arbeit dargelegten Rechnungen ist es möglich, durch Skalierung der Ergebnisse erste Abschätzungen für die Planung einer derartigen Energieversorgung vorzunehmen. Für die fallspezifische Auslegung des Systems kann auf das hier entwickelte Werkzeug zurückgegriffen werden. Ein konkreter Vergleich der Ergebnisse mit bereits realisierten Projekten (vgl. Abschnitt 2.1.3) ist nur bedingt möglich, da

die dortigen Energieverbräuche nicht bekannt sind und keine Wasserstoffbereitstellung für die Mobilität benötigt wird. Dennoch sind die Dimensionierungsergebnisse der unterschiedlichen Komponenten ähnlich.

7.3 Ausblick

Zu weiterführenden spezifischeren Auslegungen kann das Modell um weitere Infrastrukturkosten für Strom und Gas sowie projektspezifische Kosten wie Planung, Genehmigung, Management, Aufstellung, Bau oder Ausgleichsmaßnahmen erweitert werden. Auch die Besteuerung ist für den Einzelfall zu prüfen. In dieser Arbeit wurde davon ausgegangen, dass keine Steuern oder Umlagen fällig sind, um ein hiervon unabhängiges Systemverständnis aufzubauen. Durch den systemischen Ansatz und das hohe Einsparpotential von Treibhausgasen sollte für den Entfall oder wenigstens einer Reduzierung der anfallenden Umlagen geworben werden.

Des Weiteren kann anhand der verwendeten Lastprofile, die für jeden Haushalt ermittelt wurden, geprüft werden, ob es wirtschaftlich ist, das komplette Quartier oder (ii) nur ein definiertes Gebiet des Quartiers mit einem Nahwärmenetz zu versorgen oder (iii) die Abwärme gänzlich zu verwerfen und jedes Gebäude mit einer eigenen Wärmeversorgung auszustatten. Weiterhin kann neben den Brennstoffzellenfahrzeugen auch das Laden von Batteriefahrzeugen im Quartier bewertet werden. Außerdem bietet das angewendete Ranglistenverfahren Optimierungspotential. Dieses Verfahren hat zwar den Vorteil, dass es einfach anwendbar ist, allerdings kann die Steuerung der Komponenten im Verbund weiterentwickelt werden. Durch ein flexibleres Energiemanagement kann selbst bei geringen Gesamtdeckungsgraden mehr Photovoltaik- und Windenergie im System verwertet und an die Bedarfe bzw. Speicherfüllstände angepasst werden. Mittels prädiktiver Regelung kann die überschüssige Leistung in die Energieformen gewandelt werden, die auch in den nachfolgenden Zeiträumen benötigt werden. Zudem kann die Betriebsführung für einen möglichst schonenden Betrieb der Komponenten, bezogen auf die Alterung, aufgesetzt werden. Beispielsweise ist es für die Batterie vorteilhaft, wenn sie nur über kurze Zeiträume komplett voll geladen oder entladen ist. Somit bietet die vorliegende Arbeit eine umfassende Basis für weiterführende Forschungsaspekte.

Anhang A

Theoretische Grundlagen der Systemkomponenten

Im vorliegenden Abschnitt werden die theoretischen Grundlagen der im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Komponenten dargelegt.

Photovoltaik-System

Die maximale solare Bestrahlungsstärke beträgt auf der Erde etwa 1 kW/m^2 (Quaschnig (2015)). Der Begriff Photovoltaik beschreibt die direkte Umwandlung von Lichtenergie, meist aus Sonnenlicht, in elektrische Energie mittels Solarzellen. Diese nutzen den inneren photoelektrischen Effekt zur Energiewandlung. Die am häufigsten verwendeten Module bestehen aus kristallinen Siliziumzellen (Mono- und Polykristallin). Kristalline Solarzellen bestehen aus p-dotierten (Überschuss an freien Löchern) und n-dotierten (Überschuss an freien Elektronen) Silizium-Schichten, durch deren Kontakt der pn-Übergang entsteht. Hierdurch bildet sich eine Raumladungszone zwischen den beiden Gebieten aus. Des Weiteren entsteht ein elektrisches Feld und es stellt sich eine Diffusionsspannung ein. Treffen in der Raumladungszone Photonen auf die Atome, lösen sich die Elektronen vom Atom (werden vom Valenzband auf das Leitungsband gehoben). Diese werden durch das elektrische Feld in das n-Gebiet gezogen und die entstehenden Löcher diffundieren in das p-Gebiet. Der Stromkreis kann schließlich durch elektrische Verbraucher geschlossen werden. Der größte Vorteil der PV-Systeme ist der modulare Aufbau, wodurch nahezu alle Leistungsklassen dargestellt werden können.

Windkraft-System

Windenergie ist eine indirekte Art der Sonnenenergie und resultiert aus Temperaturdifferenzen auf der Erde durch unterschiedliche Sonneneinstrahlung. Durch

Windkraftanlagen kann diese Energie technisch genutzt werden. Bei einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 5 m/s beträgt die Leistungsdichte nur etwa $0,075 \text{ kW/m}^2$, bei einem schweren Sturm allerdings schon 10 kW/m^2 (Quaschnig (2015)). Windkraftanlagen können in Klein- und Großwindkraftanlagen unterteilt werden. Die gängigste Leistungsgrenze zur Unterscheidung sind 100 kW, wobei es keine weltweit gültige, eindeutige Definition hierfür gibt. In Deutschland gelten folgende Kriterien für Kleinwindanlagen: geringere Leistung als 50 kW, unter 50 m Anlagenhöhe, Rotordurchmesser kleiner 16 m sowie der Eigenverbrauch des Stroms und die Aufstellung in unmittelbarer Nähe zum Verbraucher (Jüttemann (2015)). Zwischen Klein- und Großwindkraftanlagen sind insbesondere die rechtlichen Rahmenbedingungen unterschiedlich. Aufgrund der Siedlungsgröße werden in dieser Arbeit nur Großwindkraftanlagen mit horizontaler Drehachse zur elektrischen Leistungserzeugung betrachtet. Diese bestehen im Wesentlichen aus folgenden Komponenten:

- Rotorblätter, Rotornarbe, Rotorbremse und ggf. Blattverstellungsmechanismus,
- elektrischer Generator und ggf. Getriebe,
- Windmesssystem und Windnachführung (Azimutverstellung),
- Gondel, Turm und Fundament,
- elektrische Schaltanlagen, Regelung und Netzanschluss.

Windgeschwindigkeiten werden in der Regel in 10 m Höhe gemessen. Da der Wind in Bodennähe abgebremst wird, nimmt die Windgeschwindigkeit bei zunehmender Höhe zu. Aus dem logarithmischen Grenzschichtprofil kann die höhenabhängige Windgeschwindigkeit bestimmt werden.

$$v_{\text{air, rot}} = v_{\text{air, meas}} \cdot \frac{\ln\left(\frac{h_{\text{rot}} - d}{z_0}\right)}{h_{\text{meas}}} \quad (\text{A.1})$$

Hierbei ist h_{rot} die Narbenhöhe der Anlage, $v_{\text{air, rot}}$ die Windgeschwindigkeit auf Narbenhöhe, $v_{\text{air, meas}}$ die gemessene Windgeschwindigkeit bei der Messhöhe h_{meas} , d der Versatz der Grenzschicht und z_0 Rauigkeitslänge. Die zuletzt genannte Variable gibt an, in welcher Höhe der Wind komplett abgebremst wird und reicht von 0,0002 bis 2. Der Wert d berücksichtigt eine Reduzierung der Windgeschwindigkeiten durch Hindernisse in der Umgebung. Hierfür kann ein Wert von 70 % der Hindernishöhe angenommen werden und bei weiten Abständen zu Hindernissen läuft d gegen null. Zu geringe Hindernisabstände sollten vermieden werden, da dort Turbulenzen entstehen, welche nicht genutzt werden können und somit den Ertrag reduzieren.

Damit kann die Leistung der Windkraftanlage durch folgende stückweise definierte Funktion bestimmt werden:

$$P^{\text{WT}}(t_k) = \begin{cases} 0 & \text{wenn } v_{\text{air,rot}}(t_k) \leq v^{\text{WT,cis}} \\ 0 & \text{wenn } v_{\text{air,rot}}(t_k) \geq v^{\text{WT,cos}} \\ P^{\text{WT,max}} & \text{wenn } v^{\text{WT,rs}} \leq v_{\text{air,rot}}(t_k) < v^{\text{WT,cos}} \\ P_{\text{real}}^{\text{WT}} & \text{ansonsten} \end{cases} \quad (\text{A.2})$$

Darin ist $v^{\text{WT,cis}}$ die Einschalt- oder Anlaufgeschwindigkeit des Generators, $v^{\text{WT,cos}}$ die Abschaltgeschwindigkeit, $v^{\text{WT,rs}}$ die Nenngeschwindigkeit, $P^{\text{WT,max}}$ die maximale oder Nennleistung der Windkraftanlage und $P_{\text{real}}^{\text{WT}}$ die tatsächliche Leistungsabgabe der Anlage. Diese kann Werte zwischen null und der Nennleistung annehmen und wird wie folgt berechnet (Hau, 2014):

$$P_{\text{real}}^{\text{WT}} = P_{\text{ideal}}^{\text{WT}} - P_{\text{loss}}^{\text{WT}} \quad (\text{A.3})$$

Dabei ist $P_{\text{ideal}}^{\text{WT}}$ die dem Wind entnommene ideale Leistung und $P_{\text{loss}}^{\text{WT}}$ die leistungsabhängigen Verluste durch die weiteren Anlagenkomponenten (ohne Rotor). Der Verlustterm beinhaltet außerdem eine Minimalverlustleistung, welche die Einschaltgeschwindigkeit festlegt. Die Leistung, die dem Wind entnommen werden kann, resultiert aus der Luftdichte ρ_{air} , der Rotorfläche A_{rot} und dem Leistungsbeiwert $c_p(\lambda)$.

$$P_{\text{ideal}}^{\text{WT}} = \frac{\rho_{\text{air}}}{2} \cdot A_{\text{rot}} \cdot v_{\text{air,rot}} \cdot c_p(\lambda) \quad (\text{A.4})$$

Festoxidbrennstoffzelle – SOFC

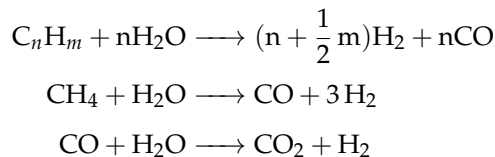
Die SOFC gehört zu den Hochtemperaturbrennstoffzellen (600-1000 °C) und wandelt Brenngas direkt elektrochemisch in Strom und Wärme um (kalte Verbrennung). Aufgrund der hohen Temperatur kann der Elektrolyt Sauerstoff-Ionen leiten, wirkt jedoch isolierend für Elektronen.

Werden mehrere Einzelzellen in Reihe geschaltet, ergibt sich der Brennstoffzellenstack (Stapel). Die Spannungen der Einzelzellen kumulieren sich folglich zur Gesamtspannung auf. Die Stromdichte addiert mit der Zellfläche sowie der Anzahl der Zellen ergibt den Gesamtstrom pro Stack. Um die Leistung (Produkt aus Strom und Spannung) zu erhöhen, können mehrere Stacks in Reihe geschaltet werden.

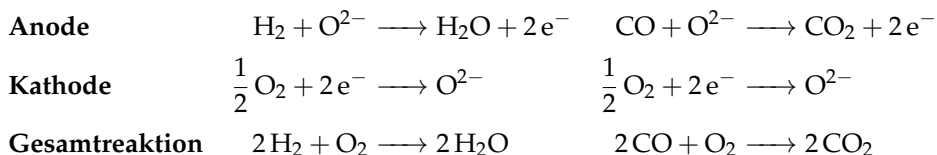
Die Effizienz von Brennstoffzellen wird meist über die Strom-Spannungs-Kennlinie, der Spannung in Abhängigkeit der Stromdichte, angegeben. Allgemein gilt: je höher

die Stromdichte, desto geringer wird die Spannung und je höher somit die Verluste. Auf Zellebene gibt es drei wesentliche Spannungsverluste: Nernstsche-Verluste, Ohmsche Verluste und Konzentrationsspannungsverluste. Bei für die SOFC typischen Stromdichten ergibt sich ein annähernd linearer Verlauf der U-I-Kennlinie. Die Stromdichte der SOFC ist aufgrund der Konzentrationsspannungsverluste auf etwa 1 A/cm^2 begrenzt. Der theoretisch maximale Wirkungsgrad im Wasserstoffbetrieb beträgt 83 % bezogen auf den oberen Heizwert oder 94 % auf den unteren Heizwert.

Neben Wasserstoff kann die SOFC auch mit Erdgas (Kohlegas oder Biogas) betrieben werden. Dazu wird im Brennstoffzellensystem ein Reformier integriert, in dem das Erdgas durch Dampfreformierung wie folgt umgesetzt wird:



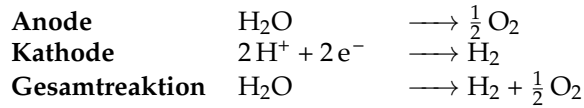
Für die SOFC ist CO ebenfalls ein nutzbares Brenngas und kein Gift für den Nickel-Katalysator. Die Reaktionsgleichungen für Anode und Kathode werden auf den H_2 - und CO-Umsatz wie folgt bezogen:



An der Anode findet die Oxidation/Elektronenabgabe und an der Kathode die Reduktion/Elektronenaufnahme statt. Methan kann ebenfalls direkt umgesetzt werden, was jedoch zu Problemen mit der Pyrolyse und schließlich zu Kohlenstoffablagerungen führen kann. Um Verkokungen zu vermeiden, muss das Sauerstoff-zu-Kohlenstoff-Verhältnis (O/C) beachtet werden, sobald Kohlenstoffverbindungen in der SOFC umgesetzt werden.

Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyseur – PEM-Ely

Das Prinzip der Elektrolyse kann als Umkehrprozess der Brennstoffzelle aufgefasst werden. Mittels eines Stromflusses wird die chemische Reaktion bzw. für den PEM-Ely die Wasserspaltung erzwungen. Für den Elektrolysestack gilt Ähnliches wie für den Brennstoffzellenstack, nur dass die Strom-Spannungs-Kurve der Brennstoffzel-



le gespiegelt für die Elektrolyse gilt. Demzufolge steigen die Verlustspannungen bei zunehmender Stromdichte. Außerdem kann der PEM-Elektrolyseur bei deutlich höheren Stromdichten betrieben werden. 2 A/cm^2 ist Stand der Technik und Stromdichten bis zu 15 A/cm^2 konnten bisher in der Praxis realisiert werden. Die Wasserstoffproduktionsmenge ergibt sich direkt aus der Stromdichte. Die Vorteile des PEM-Ely gegenüber bereits industriell eingesetzten alkalischen Elektrolyseuren sind u.a. die kompaktere Bauweise durch höhere Stromdichten, Verbau keiner Gefahrenstoffe, hochdynamische Betriebsweise, Produktion von hochreinem sowie bereits vorverdichtetem Wasserstoff. Stand der Technik sind ebenfalls 30 bar Differenzdruck. Wird die Energie elektrisch und thermisch zugeführt, beträgt der theoretisch maximale Wirkungsgrad 120 % bezogen auf den oberen Heizwert oder 101,7 % bezogen auf den unteren Heizwert. Bei ausschließlich elektrischer Energiezufuhr beträgt der theoretisch maximale Wirkungsgrad 100 % (HHV) oder 84,6 % (LHV).

Kältemaschine

Der mit dem Elektrolyseur erzeugte Wasserstoff ist zu 100 % mit Wasserdampf gesättigt. Eine Möglichkeit, dem Wasserstoff Wasser zu entziehen, ist diesen abzukühlen. Hierfür wird die Kältemaschine genutzt. In der Thermodynamik werden Kältemaschinen den linkslaufenden Kreisprozessen zugeordnet.

Durch die Kältemaschine wird somit einem Raum oder Bereich Wärme entzogen und an eine wärmere Umgebung abgegeben. Damit arbeitet die Kältemaschine zwischen der Temperatur des Kühlraums T_2 und der Temperatur der Umgebung T_1 (Baehr und Kabelac, 2012). Somit ist für die reversible Kältemaschine die Effizienz bzw. die Leistungszahl nur von den zwei genannten Temperaturen abhängig.

$$\varepsilon_{EER}^{rev} = \frac{T_2}{T_1 - T_2} \quad (\text{A.5})$$

Aus Gleichung (A.5) folgt, dass reversibel arbeitenden Kältemaschinen nur die Antriebsleistung zugeführt werden muss, welche dem Exergiebedarf des Kühlraums entspricht. Bei praktischer Ausführung müssen allerdings der Leistungsverlust infolge der Irreversibilitäten kompensiert werden. Diese wirken sich zweifach ungünstig auf die Effizienz aus, denn einerseits wird der Leistungsbedarf gegenüber dem re-

versiblen Idealfall erhöht und andererseits wird der an die Umgebung abzuführende Energiestrom vergrößert. Die tatsächliche Leistungszahl ergibt sich durch Multiplikation der reversiblen Leistungszahl und dem exergetischen Wirkungsgrad der Kältemaschine.

$$\varepsilon_{EER}^{chiller} = \varepsilon_{EER,rev}^{chiller} \cdot \eta^{chiller} \quad (\text{A.6})$$

Typische Werte für den Wirkungsgrad $\eta^{chiller}$ der Kältemaschine liegen zwischen 0,4 und 0,5. Die tatsächliche Leistungszahl der Kältemaschine ist meistens größer als 1.

Kompressor

Die meisten im Betrieb befindlichen Wasserstoff-Tankstellen verwenden mechanische Verdichter zur Wasserstoffkompression. Theoretisch wird zur Kompression von Wasserstoff bei Raumtemperatur von 1 auf 1000 bar ein Energiebedarf von etwa 7 % des Heizwerts (LHV) des Wasserstoffs benötigt (Eichseder und Klell, 2008). Besondere Anforderungen an die Kompressoren sind u.a. keine Gasverunreinigung durch Öl, technische Dichtheit im Betrieb sowie im Stillstand und Flexibilität bezüglich variablem Saug- und Enddruck. Um einen Kompressor wirtschaftlich betreiben zu können, sollte die K -te Wurzel aus dem Verhältnis des End- zu Startdrucks zwischen 2,5 und 4 liegen, wobei K für die Anzahl der Kompressionsstufen steht. Diese „Daumenregel“ resultiert aus der Überlegung, ein sinnvolles Verhältnis von Energie- zu Investitionskosten darzustellen (Tzimas *et al.*, 2003).

$$\left(\frac{p_K}{p_i} \right)^{\frac{1}{K}} = 2,5 \dots 4,0 \quad (\text{A.7})$$

Für eine feste Anzahl N der Kompressoren gilt, dass die verrichtete Arbeit minimal ist, wenn alle Kompressionsverhältnisse gleich sind:

$$\frac{p_1}{p_0} = \left(\frac{p_K}{p_0} \right)^{\frac{1}{K}} \quad (\text{A.8})$$

Darin ist p_0 der Startdruck, p_1 das Druckniveau der 1. Kompressionsstufe und p_K der Zieldruck.

Die reversible spezifische Verdichtungsarbeit ist wiederum konstant und wird wie folgt bestimmt:

$$w_{t, \text{rev}} = K \frac{\kappa}{\kappa - 1} R \cdot T_0 \left[\left(\frac{p_n}{p_0} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 \right] \quad (\text{A.9})$$

Mit der Motoreffizienz und der Kompressions-/Ausdehnungseffizienz des Kompressors η^{comp} kann die für Gleichung (3.22) benötigte spezifische Verdichtungsarbeit berechnet werden.

$$w_t = \frac{w_{t, \text{rev}}}{\eta^{\text{comp}}} \quad (\text{A.10})$$

Für die Berechnung der zur Kühlung aufzuwendende elektrische Leistung wird die einfache Pumpenberechnungsformel und die Wärmekapazität angewendet.

Die elektrische Leistung für die Kühlung ergibt sich aus dem Aufwand, die Wärme mittels Wasser und einer Pumpe abzuführen.

$$P_{\text{el, cool}}^{\text{comp}} = \frac{\Delta p \cdot P_{\text{th}}^{\text{comp}}}{\eta^{\text{pump}} \cdot \rho_{\text{H2O}} \cdot c_p \cdot \Delta T} \quad (\text{A.11})$$

Darin ist Δp der zu kompensierende Differenzdruck in den Rohrleitungen (in Pascal), η^{pump} die Pumpeneffizienz, ρ_{H2O} die Wasserdichte, c_p die spezifische Wärmekapazität vom Wasser und ΔT die Temperaturdifferenz der Abkühlung.

Heizkessel

Der Begriff Heizkessel umfasst alle technischen Geräte, mit denen chemisch gebundene in thermische Energie umgewandelt werden kann. Der Brenner befindet sich in einem Hohlraum (Brennraum, Brennkammer), dessen Wände aus Metall (Gusseisen, Edelstahl) oder Keramik bestehen. Im Betrieb wird dieser erwärmt und durch Rohrleitungen, welche um die Kesselkammer herum verbaut sind, wird die thermische Verbrennungsenergie aufgenommen und in das Heizsystem eingespeist. In den meisten Anwendungen dient Wasser als Wärmetransportmedium. Heutige Heizkessel können die Leistung des Kessels bedarfsgerecht anpassen sowie nach Bedarf ein- und ausschalten.

Luft-Wärmepumpe

Die Wärmepumpe gehört, wie auch die Kältemaschine, zu den linksläufigen Kreisprozessen. In der Regel werden Wärmepumpen mit Medien betrieben, die bei niedrigem Druck unter Wärmezufuhr verdampfen und nach der Verdichtung auf einen höheren Druck durch Wärmeabgabe wieder kondensieren. Das Wärmepumpensystem beinhaltet folgende Komponenten: Verdampfer, Verdichter (Kompressor), Kondensator und Drossel.

Durch das Zuführen von technischer Arbeit wird beispielsweise Umgebungswärme auf ein höheres Temperaturniveau „gehoben“. Die technische Arbeit wird meistens in Form von elektrischer Arbeit bereitgestellt. Die beim Wärmepumpenprozess abgeführte, nutzbare Wärme wird zur Bereitstellung der Raumwärme oder zum Aufheizen des Wärmespeichers genutzt. Bei einer Wärmepumpe ist die abgegebene Wärmeenergie größer als die zugeführte elektrische oder mechanische Energie. Das Verhältnis von abgeführter Wärme zu technischer Arbeit wird als Leistungszahl der Wärmepumpe ε_{COP} bezeichnet und wird wie folgt berechnet:

$$\varepsilon_{\text{COP}} = \varepsilon_{\text{COP}}^{\text{rev}} \cdot \eta_{\text{ASHP}} \quad (\text{A.12})$$

Die Leistungszahl resultiert aus dem Carnot'schen Leistungsfaktor, dem theoretisch maximalen Wirkungsgrad bei der Umwandlung von mechanischer in thermische Energie und dem Gütegrad der Wärmepumpe η_{ASHP} .

$$\varepsilon_{\text{COP}}^{\text{rev}} = \frac{T^{\text{warm}}}{T^{\text{warm}} - T^{\text{cold}}} \quad (\text{A.13})$$

Dabei ist T^{warm} die Zieltemperatur und T^{cold} die Umgebungstemperatur.

Elektrischer Heizstab

Die technisch einfachste Komponente des Energiesystems ist der elektrische Heizstab. Dieser wandelt Strom direkt in Wärme um, indem ein leitfähiges Material von Strom durchflossen wird und durch die Joule'sche Wärme erhitzt wird. Das hierfür verwendete Metall sollte einen möglichst hohen spezifischen Widerstand aufweisen und auch bei hohen Temperaturen weder schmelzen noch oxidieren. Des Weiteren ist ein geringer positiver Temperaturkoeffizient (Metalllegierungen auf Basis Eisen, Nickel, Chrom, Kobalt) oder sogar ein negativer Temperaturkoeffizient des spezifischen elektrischen Widerstandes (Halbleiter wie SiC oder Graphit) vorteilhaft.

Lithium-Ionen-Akkumulatoren

Im Rahmen dieser Arbeit werden ausschließlich Akkumulatoren betrachtet. Diese werden auch als wiederaufladbare Sekundärbatterien bezeichnet. Zur Vereinfachung der Bezeichnung wird deshalb nur der Oberbegriff „Batterie“ verwendet.

Stand der Technik ist, dass eine Lithium-Ionen-Zelle aus einer Graphit-Elektrode -C6- (negativ) und einer Lithium-Metalloxyd-Elektrode (positiv) besteht. Die positive Elektrode kann variable Anteile an Nickel, Mangan und Kobalt haben (E-Kompendium, 2018). Die Zusammensetzung hat einen Einfluss auf die Eigenschaften der Batterie und variiert je nach Hersteller und Güteklasse. Lithium-Ionen-Batterien umfassen zwar eine große Bandbreite an Batterietechnologien, das Funktionsprinzip all dieser ist jedoch gleich.

Das Laden der Batterie erfolgt mittels des I/U-Ladeverfahrens. Dabei wird der Akkumulator zuerst bei konstantem Strom und dann bei konstanter Spannung geladen. Hierbei wandern die Li-Ionen ins Graphit und sammeln sich zwischen den Molekülebenen. Beim Entladevorgang wandern die Lithium-Ionen zurück zur positiven Elektrode. Der Elektrolyt, ein wasserfreies, aber brennbares Lösungsmittel, ermöglicht die Bewegung der Ionen. Um einen Kurzschluss zwischen den Elektroden zu verhindern, wird ein Separator verwendet, der Anode und Kathode trennt. Dieser ist für Li-Ionen durchlässig. Die Kathode wirkt wie ein Schwamm und kann somit eine große Zahl von Ionen aufnehmen. Damit sind Energiedichten von 180 Wh/kg und mehr darstellbar.

Die Führungsgröße der Batterie ist die elektrische Leistung und wird nach Gleichung (3.37) ermittelt. Im Fall des Ladens ergibt sich hieraus die verfügbare Leistung $P_{el,AC}^{Bat}$, aus der die für das Batteriesystem nutzbare Leistung $P_{el,DC}^{Bat}$ ermittelt wird.

$$P_{el,DC,char}^{Bat} = P_{el,AC}^{Bat} \cdot \eta_{ACDC}^{Bat} \quad (A.14)$$

Und für den Entladefall:

$$P_{el,DC,dchar}^{Bat} = \frac{P_{el,AC}^{Bat}}{\eta_{ACDC}^{Bat}} \quad (A.15)$$

Die elektrische Gleichstromleistung (für den Lade- und Entladefall) geht schließlich in die Bilanzgleichung (3.1) ein. Die weiteren (Nutz-)Leistungen sind per definitionem gleich null.

$$P_{th}^{Bat} = 0 \quad (A.16)$$

$$\dot{M}_{H_2}^{Bat} = 0 \quad (A.17)$$

$$\dot{M}_{NG}^{Bat} = 0 \quad (A.18)$$

Die Verlustleistung der einzelnen Lade- und Entladezyklen wird nicht separat bestimmt, da sie für die Berechnungen nicht benötigt wird. Die Gesamteffizienz kann über das Jahresintegral bestimmt werden.

$$Q_v^{Bat} = \frac{E_{el,AC,dchar}^{Bat}}{E_{el,AC,char}^{Bat}} \quad (A.19)$$

Dabei sind $E_{el,AC,dchar}^{Bat}$ die über das Jahr nutzbare ausgespeicherte elektrische Energie und $E_{el,AC,char}^{Bat}$ die gesamt-ingespeicherte Energie. Darin enthalten sind somit Wechsel-/Gleichrichterverluste, Lade-/Entladewirkungsgrade sowie der Energieverlust durch Selbstentladung.

Wärmespeicher

Zur Wärmespeicherung im Kontext der Gebäudetechnik werden fast ausschließlich Warmwasserspeicher bzw. Pufferspeicher verwendet. Diese basieren auf der sensiblen Speicherung der thermischen Energie durch Temperaturänderung. Aufgrund des Zusammenfassens von Raumwärme und Brauchwasser wird ein Wärmespeicher für beide Anwendungen genutzt. Dabei befindet sich das Speichermedium (Wasser) in einem geschlossenen Kreislauf und die Wärme wird indirekt über einen Wärmeübertrager ein- und ausgespeichert. Damit wird das Problem von Keimbildung, wie Legionellen, unterhalb einer Speichertemperatur von 50 °C umgangen. Des Weiteren wird der Wärmespeicher als Schichtenspeicher ausgeführt. Durch die Unterschiede in der Wasserdichte kann warmes Wasser im oberen und kaltes im unteren Teil des Pufferspeichers gehalten werden ohne Verwirbelungen oder Durchmischungen der Schichten. Demzufolge kann ebenfalls Wärme auf unterschiedlichen Temperaturniveaus eingespeist sowie entnommen werden.

Die Kapazität des Pufferspeichers Q^{HWT} ergibt sich aus der spezifischen Wärmekapazität des Speichermediums c_p , der Masse des Speichermediums $M_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{HWT}}$ sowie der Temperaturdifferenz ΔT .

$$Q^{\text{HWT}} = c_p \cdot M_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{HWT}} \cdot \Delta T \quad (\text{A.20})$$

Die Temperaturdifferenz ΔT wird aus der Speichertemperatur und der Rücklaufemperatur des Heizungssystems gebildet.

Die Führungsgröße des Wärmespeichers ist die thermische Leistung $P_{\text{th}}^{\text{HWT}}$ und wird nach Gleichung (3.37) ermittelt. Der thermische Leistungsbedarf oder -überschuss geht schließlich in die Bilanzgleichung (3.2) ein. Die weiteren (Nutz-)Leistungen sind per definitionem gleich null.

$$P_{\text{el}}^{\text{HWT}} = 0 \quad (\text{A.21})$$

$$\dot{M}_{\text{H}_2}^{\text{HWT}} = 0 \quad (\text{A.22})$$

$$\dot{M}_{\text{NG}}^{\text{HWT}} = 0 \quad (\text{A.23})$$

Wie zuvor wird die Verlustleistung der einzelnen Lade- und Entladezyklen nicht separat bestimmt. Die Gesamteffizienz kann über das Jahresintegral bestimmt werden.

$$Q_v^{\text{HWT}} = \frac{E_{\text{th,dchar}}^{\text{HWT}}}{E_{\text{th}}^{\text{HWT}}} \quad (\text{A.24})$$

Dabei sind $E_{\text{th,dchar}}^{\text{HWT}}$ die über das Jahr nutzbare ausgespeicherte elektrische Energie und $E_{\text{th}}^{\text{HWT}}$ die gesamt-eingespeicherte Energie. Darin enthalten sind somit Lade- und Entladewirkungsgrade sowie der Energieverlust durch Selbstentladung.

Wasserstoffdruckspeicher

Die Speicherung von Wasserstoff stellt eine Schlüsseltechnologie zur Marktdurchdringung von Wasserstoff in stationären und mobilen Anwendungen dar. Aus der geringen Molekülgröße des Wasserstoffs resultieren besondere Anforderung an Druckgaswasserstoffspeicher wie zum Beispiel Resistenz gegen Wasserstoffversprödung. Daher werden hierfür meistens austenitische Stähle verwendet, da sie nicht anfällig für diese Art der Versprödung sind. Die Druckspeicher werden in Nieder- (bis 200 bar), Mittel- (200-500 bar) und Hochdruckspeicher (500-1000 bar) unterteilt. Für den Einsatz in Kraftfahrzeugen werden Druckwasserstoffspeicher in vier verschiedene Typen eingeteilt, die von einem nahtlosen Ganzmetallbehälter (Typ I) bis zu

einem Tank aus harzgetränkter Endlosfaser mit nicht-metallischem Innenbehälter (Vollverbundkonstruktion, Typ IV) reichen. Bei der stationären Speicherung spielt das Gewicht des Tanks eine untergeordnete Rolle, weshalb im Allgemeinen metallische Werkstoffe verwendet werden.

Die Führungsgröße des Nieder- und Hochdruckspeichers „PHV“ ist der Wasserstoffmassenstrom $\dot{M}_{\text{H}_2}^{\text{PHV}}$, der aus Gleichung (3.37) hervorgeht und in die Bilanzgleichung (3.3) einfließt. Ansonsten sind alle weiteren Leistungen beider Speicher null.

$$P_{\text{el}}^{\text{PHV}} = 0 \quad (\text{A.25})$$

$$P_{\text{el}}^{\text{PHV}} = 0 \quad (\text{A.26})$$

$$\dot{M}_{\text{NG}}^{\text{PHV}} = 0 \quad (\text{A.27})$$

$$Q_{\text{v}}^{\text{PHV}} = 0 \quad (\text{A.28})$$

Anhang B

Ergänzende Tabellen

Ökonomische Parameter

Tabelle B.1: Progressiver Parametersatz der spez. Investitionskosten der Komponenten (abgeleitet aus Durant *et al.* (2013) und DOE (2017)).

Parameter	C_1^i	$r_{O\&M}$	$T^{i,tech}$	$T^{i,depr}$
PV-System	500 €/kW _{el}	1 %	-	20 a
WT-System	1000 €/kW _{el}	2 %	-	20 a
SOFC-System	2000 €/kW _{el}	4 %	40 000 h	20 a
Ely-System	400 €/kW _{el}	4 %	60 000 h	20 a
Kältemaschine	2200 €/kW _{el}	3 %	-	20 a
Kompressor	2000 €/kW _{el}	4 %	-	20 a
Adsorbens	4 €/kg	-	-	-
Luft-Wärmepumpe	5000 €/kW _{el}	2 %	30 000 h	20 a
El. Heizstab	20 €/kW _{el}	1 %	40 000 h	20 a
Heizkessel	120 €/kW _{th}	2 %	80 000 h	20 a
Batteriesystem	350 €/kWh	1 %	5000 cyc	10 a
Wärmespeicher	40 €/kWh	1 %	-	20 a
Niederdruck-H ₂ -Speicher	266,4 €/kgH ₂	1 %	-	30 a
Hochdruck-H ₂ -Speicher	400 €/kgH ₂	1 %	-	30 a

Technische Parameter

Tabelle B.2: Technische Parameter der verwendeten Komponenten.

a) Wandler								
Parameter ↓	Komponente → Einheit	SOFC	Ely	Chiller	Kompressor	Wärmepumpe	Heizstab	Heizkessel
p_{min}	%	30	15	15	15	20	0	10
p_{max}	%	105	120	100	100	100	100	110
η	-	Abb. C.1 (a)	Abb. C.1 (b)	0,50	0,50	0,50	0,99	0,96
$f_{loss, el, 1}$	-	0,0429	0,0235	-	-	-	-	-
$f_{loss, el, 2}$	-	0,0371	0,0265	-	-	-	-	-
$f_{loss, th, 1}$	-	0,15	0,025	-	-	-	-	-
weitere	-	$p = 1,8 \text{ bar}$ $T = 750 \text{ °C}$	$p = 30 \text{ bar}$ $T = 50 \text{ °C}$	$T = 4 \text{ °C}$ $p = 30 \text{ bar}$	mechanisch isentrop Kompr.	$T = 60 \text{ °C}$	-	-
		$\varphi_{FU} = 0,8$						
		$\eta_{ABu} = 0,96$						
		$\dot{P}_{el} = 0,002 / \text{s} \cdot P_{el}^{PN}$						
					$p_{start} = 30 \text{ bar}$			
					$p_{end} = 900 \text{ bar}$			
					3 stufige Kompr.			
b) Speicher								
Parameter ↓	Komponente → Einheit	Batterie	Wärmespeicher	LPH ₂ V	HPH ₂ V			
E_{min}	-	0,1	0,07	0,05	0,05			
E_{max}	-	1	1	1	1			
$f_{P/E}$	1/h	1	-	-	-			
τ	1/s	$1 \cdot 10^9$	$4 \cdot 10^6$	$1 \cdot 10^{10}$	$1 \cdot 10^{10}$			
η_{char}	-	0,956	0,9950	1	1			
η_{dis}	-	0,956	0,9950	1	1			

Anhang C

Ergänzende Abbildungen

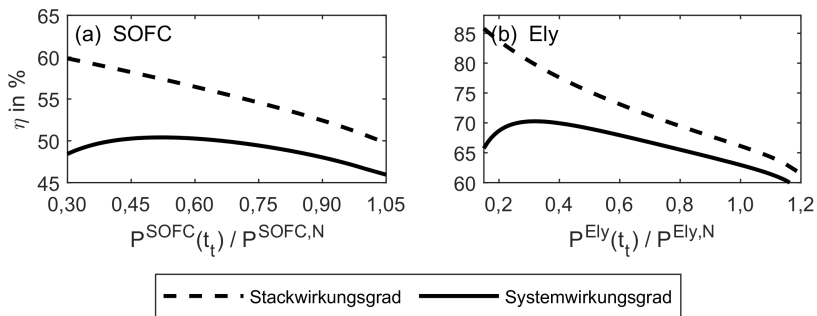


Abbildung C.1: Lastabhängige Wirkungsgrade (LHV) von: (a) SOFC und (b) Elektrolyseur.

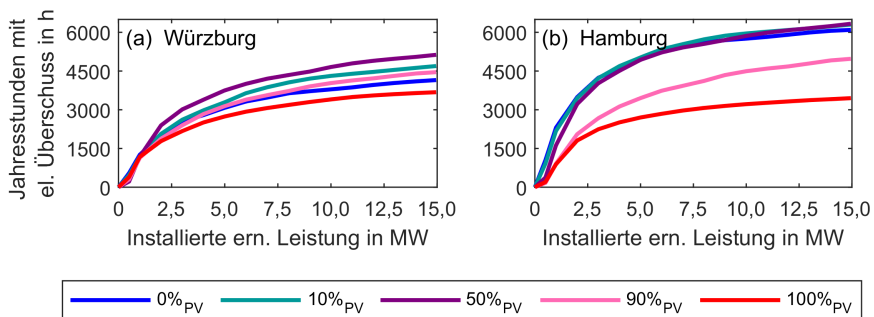


Abbildung C.2: Einfluss der installierten erneuerbaren Leistung und Erzeugungsstruktur auf die resultierenden Jahresstunden mit elektrischen Überschüssen (höhere Produktion als Bedarf) für (a) Würzburg und (b) Hamburg.

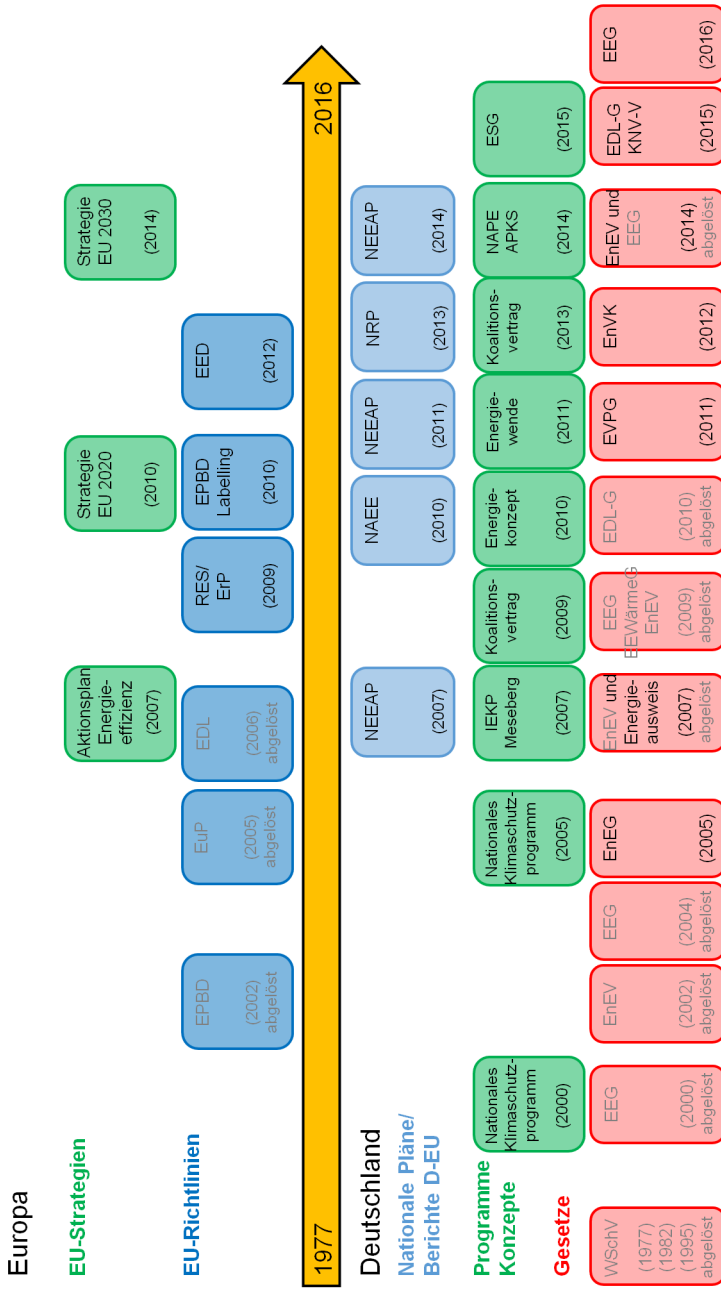


Abbildung C.3: Europäische und nationale Vorgaben zur Umsetzung von Einsparzielen in Gebäuden, nach Bigalke et al. (2016).

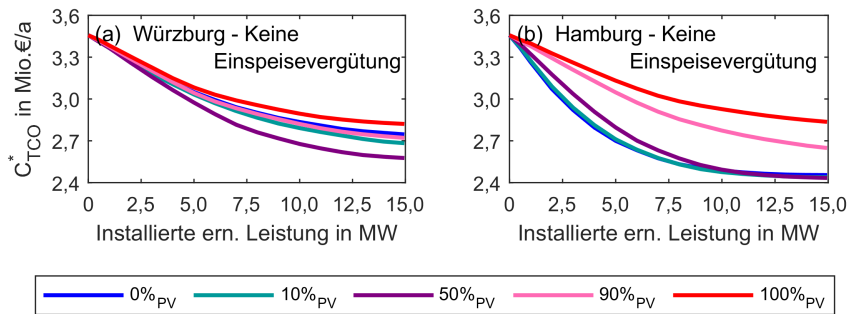


Abbildung C.4: Einfluss der installierten erneuerbaren Leistung und Erzeugungsstruktur auf die resultierenden Gesamtkosten des Systems ohne Einspeisevergütung und ohne Berücksichtigung der spezifischen Investitionskosten von PV und WT für (a) Würzburg und (b) Hamburg.

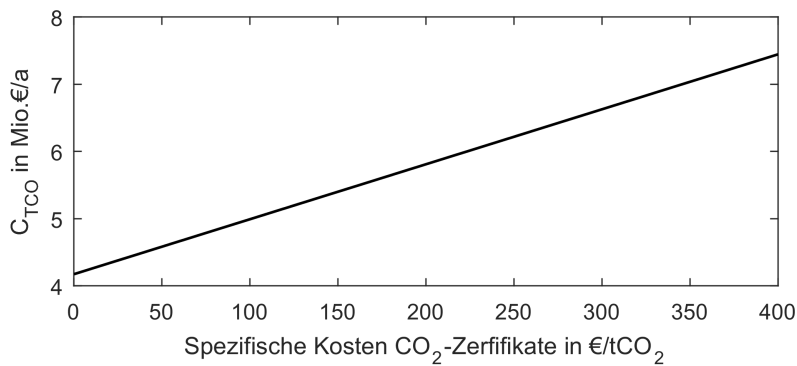


Abbildung C.5: Einfluss der spezifischen CO₂-Zertifikatepreise auf die Gesamtkosten des Systems, hierbei beziehen sich die Kosten auf jedes emittierte kg CO₂ in allen drei Sektoren (Strom, Wärme und Mobilität); die Systemgesamtkosten steigen pro 100 /tCO₂ um rund 0,82 Mio.€/a.

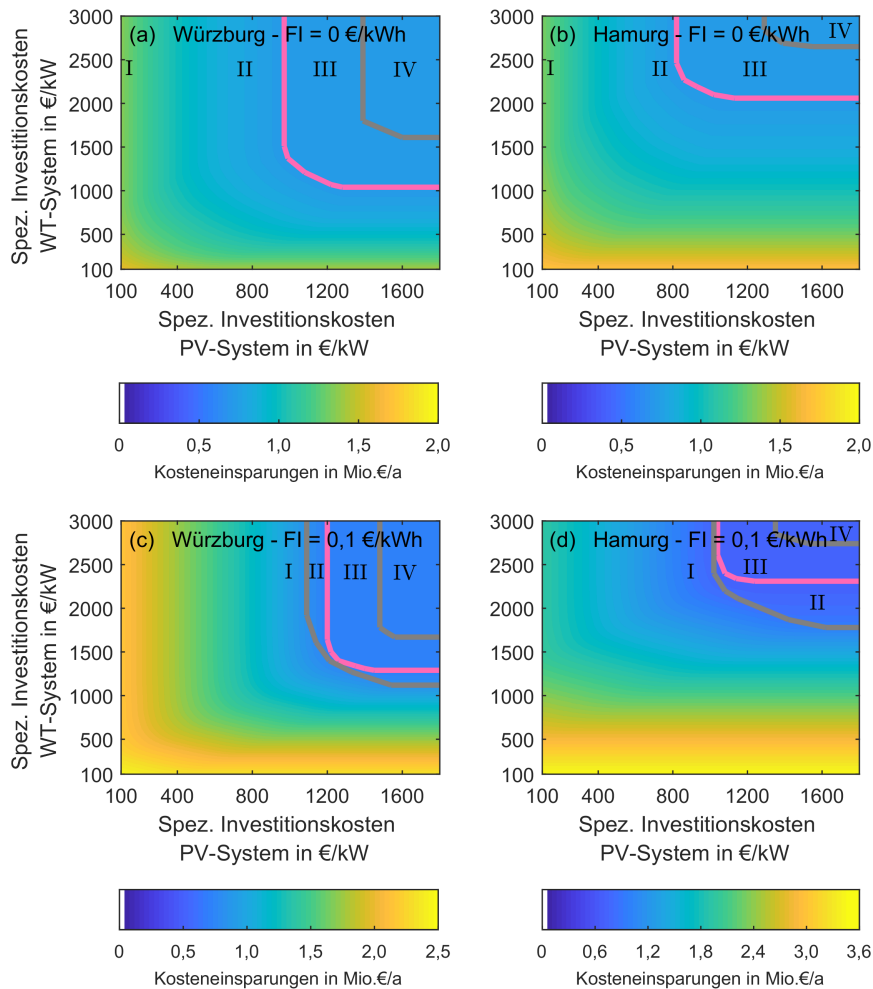


Abbildung C.6: Einfluss der spez. Investitionskosten der PV und WT auf die Kosteneinsparungen gegenüber dem Benchmark-System für: (a) WÜ ohne Einspeisevergütung, (b) HH ohne Einspeisevergütung, (c) WÜ mit hoher Einspeisevergütung und (d) HH mit hoher Einspeisevergütung.

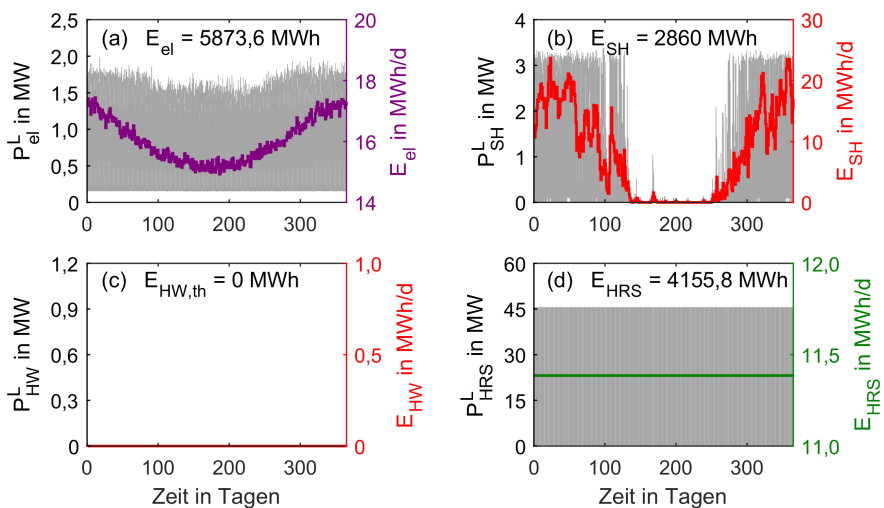


Abbildung C.7: Jährliche Bedarfs- oder Lastprofile des wärmereduzierten Falls: (a) Elektrisch, (b) Raumwärme, (c) Warmwasser, (d) Wasserstoff (HRS); Der Leistungsbedarf ist in grau auf der vertikalen Primärachse und der Energiebedarf pro Tag auf der vertikalen Sekundärachse abgebildet.

Literaturverzeichnis

- [BMU 2018] *Strom- und Wärmeversorgung in Zahlen*. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/strom-waermeversorgung-in-zahlen#>. Version: 2018-08-23
- [Acatech *et al.* 2017] ACATECH; LEOPOLDINA; AKADEMIENUNION: *Sektorkopplung - Optionen für die nächste Phase der Energiewende (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung)*. (2017)
- [Al-Falahi *et al.* 2017] AL-FALAH, MDA; JAYASINGHE, SDG; ENSHAEI, H: A review on recent size optimization methodologies for standalone solar and wind hybrid renewable energy system. In: *Energy Conversion and Management* 143 (2017), S. 252–274
- [Al-Sharafi *et al.* 2017] AL-SHARAFI, A; SAHIN, AZ; AYAR, T; YILBAS, BS: Techno-economic analysis and optimization of solar and wind energy systems for power generation and hydrogen production in Saudi Arabia. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 69 (2017), S. 33–49
- [Alisch 2013] ALISCH, Monika: *Soziale Stadtentwicklung: Widersprüche, Kausalitäten und Lösungen*. Springer-Verlag, 2013
- [Amutha und Rajini 2015] AMUTHA, W M.; RAJINI, V: Techno-economic evaluation of various hybrid power systems for rural telecom. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 43 (2015), S. 553–561
- [ASUE 2016] ASUE, Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.: *CO2-Vermeidung*. (2016)
- [Baehr und Kabelac 2012] BAEHR, HD; KABELAC, S: *Thermodynamik: Grundlagen und technische Anwendungen*. 15. Aufl. In: *Berlin, Heidelberg: Springer*. Online verfügbar unter <http://link.springer.com/book/10.1007%2F978-3-642-24161-1>, zuletzt geprüft am 21 (2012), S. 2016
- [Bauordnungen 2019] *Bauordnungen: Bauordnungen – Bundesgesetze und Landesbauordnungen*. <http://www.bauordnungen.de/html/deutschland.html>. Version: 2019-07-09

- [BBSR 2017] Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR) (Hrsg.): *KfW-Programm 432 „Energetische Stadtsanierung“ – Zuschüsse für integrierte Quartierskonzepte und Sanierungsmanager. Ergebnisse der Begleitforschung.* https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BBSROnline/2017/bbsr-online-25-2017-d1.pdf?_blob=publicationFile&v=2. Version: 2017. – Datum des letzten Abrufs: 31.01.2019
- [Beck *et al.* 2017] BECK, T; KONDZIELLA, H; HUARD, G; BRUCKNER, T: Optimal operation, configuration and sizing of generation and storage technologies for residential heat pump systems in the spotlight of self-consumption of photovoltaic electricity. In: *Applied Energy* 188 (2017), S. 604–619
- [Bensmann *et al.* 2016] BENSMANN, B; HANKE-RAUSCHENBACH, R; MÜLLER-SYRING, G; HENEL, M; SUNDMACHER, K: Optimal configuration and pressure levels of electrolyzer plants in context of power-to-gas applications. In: *Applied Energy* 167 (2016), S. 107–124
- [Bigalke *et al.* 2016] BIGALKE, U; ARMBRUSTER, A; LUKAS, F; KRIEGER, O; SCHUCH, C; KUNDE, J: *Der dena-Gebäudereport 2016. Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand.* Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Energieeffiziente Gebäude, Berlin, 2016
- [Blanco und Faaij 2018] BLANCO, H; FAAIJ, A: A review at the role of storage in energy systems with a focus on Power to Gas and long-term storage. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81 (2018), S. 1049–1086
- [BMJV 1974] Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz: *Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz - BImSchG).* <https://www.gesetze-im-internet.de/bimschg/BImSchG.pdf>. Version: 1974, neugefasst 2013, zuletzt geändert 2019. – Datum des letzten Abrufs: 09.07.2019
- [BMJV 2001] Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz: *Stromsteuergesetz.* <https://www.gesetze-im-internet.de/stromstg/StromStG.pdf>. Version: 2001. – Datum des letzten Abrufs: 11.07.2019
- [BMU 2016] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit: *Klimaschutzplan 2050, Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung.* https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf. Version: 2016. – Datum des letzten Abrufs: 05.12.2018

- [BMWi 2001] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Biomasseverordnung – Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse*. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Gesetze/Energie/Biomasseverordnung.html>. Version: 2001. – Datum des letzten Abrufs: 11.07.2019
- [BMWi 2005a] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) – Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung*. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Gesetze/Energie/EnWG.html>. Version: 2005. – Datum des letzten Abrufs: 11.07.2019
- [BMWi 2005b] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Stromnetzentgeltverordnung – Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen*. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Gesetze/Energie/StromNEV.html>. Version: 2005. – Datum des letzten Abrufs: 10.07.2019
- [BMWi 2007] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Energieeinsparverordnung – Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden*. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Gesetze/Energie/EnEV.html>. Version: 2007. – Datum des letzten Abrufs: 10.07.2019
- [BMWi 2009] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG (Kernstück des Gesetzes zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze)*. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Gesetze/Energie/enlag.html>. Version: 2009. – Datum des letzten Abrufs: 10.07.2019
- [BMWi 2010] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin: *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. 2010. – Datum des letzten Abrufs: 05.12.2018
- [BMWi 2011] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG)*. <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Standardartikel/netzausbaubeschleunigungsgesetz.html>. Version: 2011. – Datum des letzten Abrufs: 10.07.2019
- [BMWi 2014] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Hoher Energieverbrauch des Gebäudesektors*. <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2014/22/Meldung/hoher-energieverbrauch-des-gebaeudesektor.html>. Version: 2014. – Datum des letzten Abrufs: 03.01.2019
- [BMWi 2015] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Erneuerbare-Energien-Verordnung – Verordnung zur Durchführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und*

- des Windenergie-auf-See-Gesetzes*. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Gesetze/Energie/EEV.html>. Version: 2015. – Datum des letzten Abrufs: 10.07.2019
- [BMWi 2017a] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi*. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls.html>. Version: 2017-05-07
- [BMWi 2017b] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetz*. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-0/mieterstrom-gesetz-bgbl.pdf?__blob=publicationFile&v=4. Version: 2017-07-17. – Datum des letzten Abrufs: 10.07.2019
- [BMWi 2018] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Innovationen für die Energiewende 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung*. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/7-energieforschungsprogramm-der-bundesregierung.pdf?__blob=publicationFile&v=4. Version: 2018-06-12
- [BMWi 2019] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Gebäudeenergiegesetz (GEG) Gesetz zur Vereinheitlichung des Energieeinsparrechts für Gebäude*. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/Gesetzesvorhaben/gesetz-zur-vereinheitlichung-des-energieeinsparrechts-fuer-gebäude-gebäudeenergiegesetz.html>. Version: 2019. – Datum des letzten Abrufs: 10.07.2019
- [BMWi 2019a] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Kraft-Wärme-Kopplung*. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/moderne-kraftwerkstechnologien.html>. Version: 2019-01-23
- [BMWi 2019b] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Forschung für energieoptimierte Gebäude und Quartiere*. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/forschungsfoerderung-fuer-gebäude-und-quartiere.html>. Version: 2019-08-23. – Datum des letzten Abrufs: 23.08.2019
- [Bocklisch 2016] BOCKLISCH, T: Hybrid energy storage approach for renewable energy applications. In: *Journal of Energy Storage* 8 (2016), S. 311–319
- [Bolay et al. 2016] BOLAY, S; BULLMANN, T; HEGNER, M: Stromspeicher - Geschäftsmodelle im aktuellen rechtlichen Rahmen. (2016)
- [Brandoni und Renzi 2015] BRANDONI, C; RENZI, M: Optimal sizing of hybrid solar micro-CHP systems for the household sector. In: *Applied thermal engineering* 75 (2015), S. 896–907

- [Bründlinger *et al.* 2018] BRÜNDLINGER, T; KÖNIG, JE; FRANK, O; GRÜNDIG, D; JUGEL, C; KRAFT, P; KRIEGER, O; MISCHINGER, S; PREIN, P; SEIDL, H; SIEGEMUND, S; STOLTE, C; TEICHMANN, M; WILLKE, J; WOLKE, M: dena-Leitstudie Integrierte Energiewende – Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. In: *Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)* (2018)
- [Brown *et al.* 2018] BROWN, T; SCHLACHTBERGER, D; KIES, A; SCHRAMM, S; GREINER, M: Synergies of sector coupling and transmission extension in a cost-optimised, highly renewable European energy system. In: *arXiv preprint arXiv:1801.05290* (2018)
- [Bruetten 2018] Umwelt Arena AG: *Erstes energieautarkes Mehrfamilienhaus in Brütten*. <http://www.umweltarena.ch/uber-uns/energieautarkes-mfh-brutten/>. Version: 2018-08-26
- [Budischak *et al.* 2013] BUDISCHAK, Co; SEWELL, DA; THOMSON, H; MACH, L; VERON, DE; KEMPTON, W: Cost-minimized combinations of wind power, solar power and electrochemical storage, powering the grid up to 99.9% of the time. In: *Journal of Power Sources* 225 (2013), S. 60–74
- [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit 2017] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ, BAU UND REAKTORSICHERHEIT: Klimaschutz in Zahlen – Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik Ausgabe 2017. In: *Druck- und Verlagshaus Zarbock GmbH & Co. KG, Frankfurt* (2017)
- [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2018] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: Energieeffizienz in Zahlen – Entwicklungen und Trends in Deutschland 2018. In: *Druck- und Verlagshaus Zarbock GmbH & Co. KG, Frankfurt* (2018)
- [Bundesnetzagentur 2016] Bundesnetzagentur: *Leitfaden zur Eigenversorgung*. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Finaler_Leitfaden.pdf?__blob=publicationFile&v=2. Version: 2016. – Datum des letzten Abrufs: 30.01.2019
- [Burger, B 2018] Burger, B: *DWD Station Würzburg*. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/daten-zu-erneuerbaren-energien/Stromerzeugung_2017.pdf. Version: 2018. – Datum des letzten Abrufs: 05.12.2018

- [Burkhardt *et al.* 2016] BURKHARDT, J; PATYK, A; TANGUY, P; RETZKE, C: Hydrogen mobility from wind energy—A life cycle assessment focusing on the fuel supply. In: *Applied Energy* 181 (2016), S. 54–64
- [Carr *et al.* 2016] CARR, S; ZHANG, F; LIU, F; DU, Z; MADDY, J: Optimal operation of a hydrogen refuelling station combined with wind power in the electricity market. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 41 (2016), Nr. 46, S. 21057–21066
- [Cau *et al.* 2014] CAU, G; COCCO, D; PETROLLESE, M: Modeling and simulation of an isolated hybrid micro-grid with hydrogen production and storage. In: *Energy Procedia* 45 (2014), S. 12–21
- [Cebulla *et al.* 2017] CEBULLA, F; NAEGLER, T; POHL, M: Electrical energy storage in highly renewable European energy systems: Capacity requirements, spatial distribution, and storage dispatch. In: *Journal of Energy Storage* 14 (2017), S. 211–223
- [Chauhan und Saini 2014] CHAUHAN, A; SAINI, R: A review on integrated renewable energy system based power generation for stand-alone applications: configurations, storage options, sizing methodologies and control. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 38 (2014), S. 99–120
- [COMESA 2018] COMESA: *Natural Gas Prices Forecast: Long Term 2018 to 2030 | Data and Charts*. <http://comstat.comesa.int/ncszerf/natural-gas-prices-forecast-long-term-2018-to-2030-data-and-charts>. Version: 2018-07-05
- [Conrads *et al.* 2017] CONRADS, L; MEYER, AK; VELTEN, A: Stromspeicher - Geschäftsmodelle im aktuellen rechtlichen Rahmen. In: *EA.paper* #9 (2017), S. 3–15
- [Dahbi *et al.* 2016] DAHBI, S; ABOUTNI, R; AZIZ, A; BENAZZI, N; ELHAFYANI, M; KASSMI, K: Optimised hydrogen production by a photovoltaic-electrolysis system DC/DC converter and water flow controller. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 41 (2016), Nr. 45, S. 20858–20866
- [Das *et al.* 2018] DAS, CK; BASS, O; KOTHAPALLI, G; MAHMOUD, TS; HABIBI, D: Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 91 (2018), S. 1205–1230
- [De Soto *et al.* 2006] DE SOTO, W; KLEIN, SA; BECKMAN, WA: Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. In: *Solar energy* 80 (2006), Nr. 1, S. 78–88

- [Deetjen *et al.* 2018] DEETJEN, TA; MARTIN, H; RHODES, JD; WEBBER, ME: Modeling the optimal mix and location of wind and solar with transmission and carbon pricing considerations. In: *Renewable Energy* 120 (2018), S. 35–50
- [DEHSt 2019] DEHST, Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt: Auktionierung - Deutsche Versteigerungen von Emissionsberechtigungen Periodischer Bericht: Jahresbericht 2018. (2019)
- [Denholm und Mai 2019] DENHOLM, P; MAI, T: Timescales of energy storage needed for reducing renewable energy curtailment. In: *Renewable Energy* 130 (2019), S. 388–399
- [Deutscher Bundestag 2017a] Deutscher Bundestag: *Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetz*. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-0/mieterstrom-gesetz-bgbl.pdf?__blob=publicationFile&v=4. Version: 2017. – Datum des letzten Abrufs: 10.07.2019
- [Deutscher Bundestag 2017b] Deutscher Bundestag: *Zuschuss für Mieterstrom aus Solaranlagen auf Hausdächern beschlossen*. <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2017/kw26-de-mieterstrom-511700>. Version: 2017. – Datum des letzten Abrufs: 10.07.2019
- [DOE 2015] Department of Energy: *EnergyPlus weather data*. http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/weatherdata_about.cfm. Version: 2015-09-30
- [DOE 2017] US DOE - Fuel Cell Technologies Office: *DOE Technical Targets for Fuel Cell Systems for Stationary (Combined Heat and Power) Applications*. <https://energy.gov/eere/fuelcells/doe-technical-targets-fuel-cell-systems-stationary-combined-heat-and-power>. Version: 2017-08-30
- [DSK 2014] DSK Deutsche Stadt- und Grundstücksentwicklungsgesellschaft: *Integriertes energetisches Quartierskonzept „KlimaQuartier Weststadt“*. https://www.steinheim.de/media/custom/2207_2009_1.PDF?1395912776. Version: 2014. – Datum des letzten Abrufs: 07.11.2017
- [Duffie und Beckman 2006] DUFFIE, JA; BECKMAN, WA: *Solar engineering of thermal processes*. John Wiley & Sons, 2006
- [Durant *et al.* 2013] DURANT, JM; DUARTE, MJ; CLERENS, P: European energy storage technology development roadmap towards 2030. In: *European Association for Storage of Energy (EASE), European Energy Research Alliance (EERA)* (2013)

- [E-Kompendium 2018] Elektronik Kompendium: *Lithium-Ionen-Akkus*. <https://www.elektronik-kompendium.de/sites/bau/0810281.htm>. Version: 2018-08-26
- [eia 2018] U.S. Energy Information Administration: *Short-Term Energy Outlook*. <https://www.eia.gov/outlooks/steo/report/natgas.php>. Version: 2018-05-07
- [Eichseder und Klell 2008] EICHLSEDER, H; KLELL, M: Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik. Erzeugung, Speicherung, Anwendung. (2008)
- [Erbelding *et al.* 2015] ERBELDING, D.; BERGES, M.; CSIBY, A-K: Integriertes energetisches Quartierskonzept „KlimaQuartier Köllenhof“. (2015). http://www.wachtberg.de/imperia/md/content/cms127/gemeindeentwicklung/aktuelles_2015/klimaquartier-koellenhof-konzept.pdf. – Datum des letzten Abrufs: 16.06.2018
- [Esslingen 2018] Stadt Esslingen am Neckar: *Klimaneutrales Stadtquartier Neue Weststadt*. https://www.esslingen.de/,Lde/start/es_themen/eswestp2g2p.html. Version: 2018-08-26
- [EU 2006] Kommission der europäischen Gemeinschaften, Brüssel: *Mitteilung der Kommission Aktionsplan für Energieeffizienz: Das Potenzial ausschöpfen*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52006DC0545&from=EN>. Version: 2006. – Datum des letzten Abrufs: 09.07.2019
- [EU 2009a] Europäische Union: *Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/ALL/?uri=CELEX%3A32009L0028>. Version: 2009. – Datum des letzten Abrufs: 11.07.2019
- [EU 2009b] Europäische Union: *Richtlinie 2009/29/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=celex%3A32009L0029>. Version: 2009. – Datum des letzten Abrufs: 10.07.2019
- [EU 2011] Europäischer Rat, Brüssel: *Strategie Europa 2020*. <http://register.consilium.europa.eu/doc/srv?l=DE&f=ST%2013%202010%20INIT>. Version: 2011. – Datum des letzten Abrufs: 09.07.2019

- [EU 2014] Europäischer Rat, Brüssel: *Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030*. https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_de. Version: 2014. – Datum des letzten Abrufs: 10.07.2019
- [EU 2018] Europäische Union: *Richtlinie (EU) 2018/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2002&from=EN>. Version: 2018. – Datum des letzten Abrufs: 10.07.2019
- [Felsmann und Schmidt 2013] FELSMANN, C; SCHMIDT, J: Auswirkungen der verbrauchsabhängigen Abrechnung in Abhängigkeit von der energetischen Gebäudequalität. In: *Abschlussbericht. Dresden: TU Dresden, Fakultät Maschinenwesen, Institut für Energietechnik* (2013)
- [Figgener et al. 2018] FIGGENER, J; HABERSCHUSZ, D; KAIRIES, K-P; WESSELS, O; TEPE, B; SAUER, DU: Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0-Jahresbericht 2017. In: *ISEA Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe RWTH Aachen: Aachen, Germany* (2018)
- [Fischer und Madani 2017] FISCHER, D; MADANI, H: On heat pumps in smart grids: A review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 70 (2017), S. 342–357
- [Gähns et al. 2017] GÄHNS, S; KNOEFEL, J; CREMER, N: Politische Zielsetzungen und rechtlicher Rahmen für Quartierspeicher. (2017)
- [Gökçek und Kale 2018] GÖKÇEK, M; KALE, C: Optimal design of a Hydrogen Refuelling Station (HRFS) powered by Hybrid Power System. In: *Energy Conversion and Management* 161 (2018), S. 215–224
- [Hable 2004] HABLE, M: Beitrag zur Energieeinsatzoptimierung mit evolutionären Algorithmen in lokalen Energiesystemen mit kombinierter Nutzung von Wärme- und Elektroenergie. (2004)
- [Hau 2014] HAU, E: *Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*. Bd. 5., neu bearbeitete Auflage. Springer Verlag, 2014
- [Heuck et al. 2013] HEUCK, K; DETTMANN, K-D; SCHULZ, D: *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*. 9.Auflage, Springer-Verlag, 2013
- [IINAS 2018] IINAS: *IINAS-Instrumente: GEMIS (Modell und Datenbank, Touren, Berichte)*. <http://iinas.org/downloads-de.html>. Version: 2018-08-23

- [IÖR 2017] Leibniz-Instituts für ökologische Raumentwicklung e. V.: *Bauwerksdaten: Nichtwohngebäude*. <http://ioer-bdat.de/bauwerksdaten/nichtwohngebäude/>. Version: 2017. – Datum des letzten Abrufs: 07.05.2019
- [Jüttemann 2015] JÜTTEMANN, P: *Kleinwindkraftanlagen: Der umfassende Ratgeber zur Windanlage für das Haus*. Amazon Distribution, 2015
- [Kissel 1999] KISSEL, J: Energieeffiziente Büro- und Verwaltungsgebäude - Hinweise zur primärenergetischen und wirtschaftlichen Optimierung. In: *Institut Wohnen und Umwelt* (1999)
- [Krajačić et al. 2011] KRAJAČIĆ, G; DUIĆ, N; ZMIJAREVIĆ, Z; MATHIESEN, BV; VUČINIĆ, AAĆ; GRAÇA CARVALHO, M da: Planning for a 100% independent energy system based on smart energy storage for integration of renewables and CO2 emissions reduction. In: *Applied thermal engineering* 31 (2011), Nr. 13, S. 2073–2083
- [Krishna und Kumar 2015] KRISHNA, KS; KUMAR, KS: A review on hybrid renewable energy systems. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 52 (2015), S. 907–916
- [Li et al. 2017a] LI, B; ROCHE, R; MIRAOUI, A: Microgrid sizing with combined evolutionary algorithm and MILP unit commitment. In: *Applied Energy* 188 (2017), S. 547–562
- [Li et al. 2017b] LI, B; ROCHE, R; PAIRE, D; MIRAOUI, A: Sizing of a stand-alone micro-grid considering electric power, cooling/heating, hydrogen loads and hydrogen storage degradation. In: *Applied Energy* 205 (2017), S. 1244–1259
- [Loga und Knissel 2003] LOGA, M T G. T Großklos; KNISSEL, J: Der Einfluss des Nutzerverhaltens auf die Heizkosten–Konsequenzen für die verbrauchsabhängige Abrechnung des Gebäudestandards. In: *Eine Untersuchung im Auftrag der Viterra Energy Services AG, Essen. IWU. Darmstadt* (2003)
- [Loga et al. 2015] LOGA, T; SZEIN, B; DIEFENBACH, N; BORN, R: Deutsche Wohngebäudetypologie: Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden. In: *Institut Wohnen und Umwelt (IWU), Darmstadt* (2015), S. 13
- [Maghami et al. 2015] MAGHAMI, MR; REZADAD, M esmaeil; EBRAHIM, NA; GOMES, C: Qualitative and quantitative analysis of solar hydrogen generation literature from 2001 to 2014. In: *Scientometrics* 105 (2015), Nr. 2, S. 759–771
- [Mahesh und Sandhu 2015] MAHESH, A; SANDHU, KS: Hybrid wind/photovoltaic energy system developments: Critical review and findings. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 52 (2015), S. 1135–1147

- [Maleki und Askarzadeh 2014] MALEKI, A; ASKARZADEH, A: Artificial bee swarm optimization for optimum sizing of a stand-alone PV/WT/FC hybrid system considering LPSP concept. In: *Solar Energy* 107 (2014), S. 227–235
- [Maleki *et al.* 2017] MALEKI, Akbar; HAFEZANIA, Hamed; ROSEN, Marc A.; POURFAYAZ, Fathollah: Optimization of a grid-connected hybrid solar-wind-hydrogen CHP system for residential applications by efficient metaheuristic approaches. In: *Applied Thermal Engineering* 123 (2017), S. 1263–1277
- [Maleki und Pourfayaz 2015] MALEKI, Akbar; POURFAYAZ, Fathollah: Optimal sizing of autonomous hybrid photovoltaic/wind/battery power system with LPSP technology by using evolutionary algorithms. In: *Solar Energy* 115 (2015), S. 471–483
- [Markgröningen 2015] Stadt Markgröningen: *Energetisches Quartierskonzept Markgröningen*. https://www.markgroeningen.de/fileadmin/Dateien/Dateien/Downloads/energetisches_quartierskonzept.pdf. Version: 2015. – Datum des letzten Abrufs: 07.11.2017
- [Mashayekh *et al.* 2017] MASHAYEKH, S; STADLER, M; CARDOSO, G; HELENO, M: A mixed integer linear programming approach for optimal DER portfolio, sizing, and placement in multi-energy microgrids. In: *Applied Energy* 187 (2017), S. 154–168
- [McKenna *et al.* 2015] MCKENNA, R; HERBES, C; FICHTNER, W: Energieautarkie: vorschlag einer Arbeitsdefinition als Grundlage für die Bewertung konkreter Projekte und Szenarien. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 39 (2015), Nr. 4, S. 235–252
- [McKinsey 2018] McKinsey und Company: *Deutschland bei Klimaschutz Vorreiter - Ausbau von Energieeffizienz und Windkraft erforderlich*. <https://www.mckinsey.de/deutschland-bei-klimaschutz-vorreiter-ausbau-von-energieeffizienz-und-windkraft-erforderlich>. Version: 2018-05-14
- [Milanzi *et al.* 2018] MILANZI, S; SPILLER, C; GROSSE, B; HERMANN, L; KOCHEMS, J; MÜLLER-KIRCHENBAUER, J: Technischer Stand und Flexibilität des Power-to-Gas-Verfahrens. (2018)
- [Münzner 2018] MÜNZNER, P: Phi Suea House – Self-Sufficient Multi-House Complex. (2018). <http://ecourbanhub.com//phi-suea-house-self-sufficient-complex>. – Datum des letzten Abrufs: 26.08.2018
- [Murray *et al.* 2018] MURRAY, P; OREHOUNIG, K; GROSSPIETSCH, D; CARMELIET, J: A comparison of storage systems in neighbourhood decentralized energy system applications from 2015 to 2050. In: *Applied energy* 231 (2018), S. 1285–1306

- [Nistor *et al.* 2016] NISTOR, S; DAVE, S; FAN, Z; SOORIYABANDARA, M: Technical and economic analysis of hydrogen refuelling. In: *Applied Energy* 167 (2016), S. 211–220
- [Parra und Patel 2016] PARRA, D; PATEL, MK: Techno-economic implications of the electrolyser technology and size for power-to-gas systems. In: *International journal of hydrogen energy* 41 (2016), Nr. 6, S. 3748–3761
- [Paulitschke *et al.* 2015] PAULITSCHKE, M; BOCKLISCH, T; BÖTTIGER, M: Sizing algorithm for a PV-battery-H₂-hybrid system employing particle swarm optimization. In: *Energy Procedia* 73 (2015), S. 154–162
- [Pehnt *et al.* 2017] PEHNT, M; NAST, M; GÖTZ, C; BLÖMER, S; BARCKHAUSEN, A *et al.*: Wärmenetze 4.0, Endbericht. Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme „Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen“ / Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH. 2017. – Forschungsbericht
- [Pfnür *et al.* 2016] PFNÜR, A; WINIEWSKA, B; MAILACH, B; OSCHATZ, B: Dezentrale vs. zentrale Wärmeversorgung im deutschen Wärmemarkt: Vergleichende Studie aus energetischer und ökonomischer Sicht / Arbeitspapiere zur immobilienwirtschaftlichen Forschung und Praxis. 2016. – Forschungsbericht
- [Pötzingner *et al.* 2015] PÖTZINGER, C; PREISSINGER, M; BRÜGGEMANN, D: Influence of Hydrogen-Based Storage Systems on Self-Consumption and Self-Sufficiency of Residential Photovoltaic Systems. In: *Energies* 8 (2015), Nr. 8, S. 8887–8907
- [Quaschnig 2015] QUASCHNING, Volker: *Regenerative Energiesysteme: Technologie-Berechnung-Simulation*. Carl Hanser Verlag GmbH Co KG, 2015
- [Reddi *et al.* 2017] REDDI, K; ELGOWAINY, A; RUSTAGI, N; GUPTA, E: Impact of hydrogen refueling configurations and market parameters on the refueling cost of hydrogen. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 42 (2017), Nr. 34, S. 21855–21865
- [Regionalverband FrankfurtRheinMain – Praxisleitfaden 2014] Stadt Frankfurt am Main, Regionalverband FrankfurtRheinMain: *Klimaschutz in der Stadtplanung - Praxisleitfaden*. https://www.energiewende-frankfurtrheinmain.de/fileadmin/user_upload/content/pdf/2014-09-29_Broschuere_Klimaschutz_RZ_p1-24__2__final.pdf. Version: 2014. – Datum des letzten Abrufs: 10.06.2019
- [Reiter und Lindorfer 2015] REITER, G; LINDORFER, J: Global warming potential of hydrogen and methane production from renewable electricity via power-to-gas

- technology. In: *The International Journal of Life Cycle Assessment* 20 (2015), Nr. 4, S. 477–489
- [Ren *et al.* 2016] REN, H; WU, Q; GAO, W; ZHOU, W: Optimal operation of a grid-connected hybrid PV/fuel cell/battery energy system for residential applications. In: *Energy* 113 (2016), S. 702–712
- [Salpakari und Lund 2016] SALPAKARI, J; LUND, P: Optimal and rule-based control strategies for energy flexibility in buildings with PV. In: *Applied Energy* 161 (2016), S. 425–436
- [Schloman *et al.* 2011] SCHLOMANN, B; DUETSCHKE, E; GIGLI, M; STEINBACH, J; KLEEGERGER, H; GEIGER, B; LINHARDT, A; GRUBER, E; MAI, M; GERSPACHER, A *et al.*: Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2010. In: *Karlsruhe, München, Nürnberg: Fraunhofer ISI, IREES, GfK, IfE, BASE-ING* (2011)
- [Schmid 2016] SCHMID, A: Nachhaltigkeit wird für Stadtplaner immer wichtiger. (2016). <https://www.wiwo.de/technologie/green/gruen-gebaut-nachhaltigkeit-wird-fuer-stadtplaner-immer-wichtiger/14941982.html>. – Datum des letzten Abrufs: 23.01.2019
- [Schorndorf 2013] Stadt Schorndorf: *Modellsiedlung Schorndorf – Energieautark in der Stadt*. <https://www.schorndorf.de/ceasy/modules/resources/main.php?id=6438-0&download=1>. Version: 2013. – Datum des letzten Abrufs: 07.11.2017
- [Shezan *et al.* 2016] SHEZAN, SK A.; JULAI, S; KIBRIA, MA; ULLAH, KR; SAIDUR, R; CHONG, WT; AKIKUR, RK: Performance analysis of an off-grid wind-PV (photovoltaic)-diesel-battery hybrid energy system feasible for remote areas. In: *Journal of Cleaner Production* 125 (2016), S. 121–132
- [Solomon *et al.* 2018] SOLOMON, AA; BOGDANOV, D; BREYER, C: Solar driven net zero emission electricity supply with negligible carbon cost: Israel as a case study for Sun Belt countries. In: *Energy* 155 (2018), S. 87–104
- [Statista 2019a] Statista: *Die zehn Länder mit dem größten Anteil am CO2 Ausstoß weltweit im Jahr 2017*. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/179260/umfrage/die-zehn-groessten-co2-emittenten-weltweit/>. Version: 2019-01-23
- [Statista 2019b] Statista: *Anteil der in Städten lebenden Bevölkerung in Deutschland und weltweit von 1950 bis 2010 und Prognose bis 2030*. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/152879/umfrage/in-staedten-lebende-bevoelkerung-in-deutschland-und-weltweit/>. Version: 2019-01-31

- [Statista 2019c] Statista: *Urbanisierungsgrad: Anteil der Stadtbewohner an der Gesamtbevölkerung in Deutschland in den Jahren von 2000 bis 2017*. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/662560/umfrage/urbanisierung-in-deutschland/>. Version: 2019-01-31
- [Statistisches Bundesamt 2017] STATISTISCHES BUNDESAMT: Entwicklung der Privathaushalte bis 2035 – Ergebnisse der Haushaltsvorausberechnung - 2017. In: *Artikelnummer: 5124001179004* (2017)
- [Steinke *et al.* 2013] STEINKE, F; WOLFRUM, P; HOFFMANN, C: Grid vs. storage in a 100% renewable Europe. In: *Renewable Energy* 50 (2013), S. 826–832
- [Strasser 2018] STRASSER, J: Klimafreundliches Wohnen in Augsburg. (2018). https://exytron.online/downloads/1512474481_Power-to-Gas%20Anlage%20im%20Geb%C3%A4udebestand_Emissionsreduktion_Klimafreundliches%20Wohnen%20in%20Augsburg.pdf. – Datum des letzten Abrufs: 26.08.2018
- [Stromspiegel 2016] co2online gGmbH: *Stromspiegel für Deutschland 2016 – Klimaschutz für Zuhause*. https://www.stromspiegel.de/fileadmin/co2/Multimedia/Broschueren_und_Faltblaetter/stromspiegel-2016.pdf. Version: 2016. – Datum des letzten Abrufs: 16.06.2018
- [Stryi-Hipp *et al.* 2015] STRYI-HIPP, G; BAUR, F; BORGGREFE, F; GERHARDT, N; HAUER, A; HORST, J; HUENGES, E; KASTNER, O; LENZ, V; MARTIN, N *et al.*: Erneuerbare Energien im Wärmesektor–Aufgaben, Empfehlungen und Perspektiven, Positionspapier des Forschungsverbunds Erneuerbare Energien. (2015)
- [Fraunhofer ISE 2013] FRAUNHOFER ISE: Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. In: *Version März* (2013)
- [Tjaden *et al.* 2013] TJADEN, T.; QUASCHNING, V.; WENIGER, J.: Heizen mit PV-Strom – Chance für den Wärmemarkt. (2013). <https://www.volker-quaschning.de/artikel/2013-03-Heizen-mit-PV-Strom/index.php>. – Datum des letzten Abrufs: 16.06.2018
- [Tjaden *et al.* 2015] TJADEN, T; SCHNORR, F; WENIGER, J; BERGNER, J; QUASCHNING, V: Einsatz von PV-Systemen mit Wärmepumpen und Batteriespeichern zur Erhöhung des Autarkiegrades in Einfamilienhaushalten. In: *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, 2015
- [Tjaden *et al.* 2014] TJADEN, T; WENIGER, J; BERGNER, J; SCHNORR, F; QUASCHNING, V: Einfluss des Standorts und des Nutzerverhaltens auf die energetische Bewertung von PV-Speichersystemen. In: *29. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, 2014

- [Toyota 2018] Toyota: *Der Toyota Mirai*. https://www.toyota.de/automobile/der-toyota-mirai.json?adt_source=adwords&gclid=EAIaIQobChMI14iB_fvN2QIVwZkbCh1t3AVMEAAAYASAAEgL8vvD_BwE&gclidsrc=aw.ds. Version: 2018-03-05
- [Tzimas *et al.* 2003] TZIMAS, E; FILIOU, C; PETEVES, SD; VEYRET, JB: Hydrogen storage: state-of-the-art and future perspective. In: *EU Commission, JRC Petten, EUR 20995EN* (2003)
- [UBA 2013] Umweltbundesamt: *Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz*. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-waermegesetz>. Version: 2013. – Datum des letzten Abrufs: 09.07.2019
- [UBA 2019a] Umweltbundesamt: *Erneuerbare-Energien-Gesetz*. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-gesetz#erfolg>. Version: 2019. – Datum des letzten Abrufs: 09.07.2019
- [UBA 2019b] Umweltbundesamt: *Energieverbrauch nach Energieträgern, Sektoren und Anwendungen*. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren>. Version: 2019-01-03
- [UBA 2019c] Umweltbundesamt: *Treibhausgas-Emissionen in der Europäischen Union*. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-der-europaeischen-union#textpart-3>. Version: 2019-01-23
- [UBA 2019d] Umweltbundesamt: *Trends der Lufttemperatur*. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/trends-der-lufttemperatur>. Version: 2019-01-23
- [UBA 2019e] Umweltbundesamt: *Energieverbrauch für fossile und erneuerbare Wärme*. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-fuer-fossile-erneuerbare-waerme#textpart-1>. Version: 2019-05-07
- [UBA 2019f] Umweltbundesamt: *Europäische Energie- und Klimaziele*. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/europaeische-energie-klimaziele>. Version: 2019-10-02
- [Upadhyay und Sharma 2014] UPADHYAY, S; SHARMA, M: A review on configurations, control and sizing methodologies of hybrid energy systems. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 38 (2014), S. 47–63

- [VDEW 2018] Stadtwerke Unna GmbH: *VDEW-Lastprofile*. http://www.gipsprojekt.de/featureGips/sw_unna/EnwgTool/Stromnetz/Standardlastprofile/VDEW-Lastprofile/VDEW-Lastprofile/Lastprofil_H0.xls. Version: 2018-01-17
- [Wakui *et al.* 2016] WAKUI, T; KAWAYOSHI, H; YOKOYAMA, R: Optimal structural design of residential power and heat supply devices in consideration of operational and capital recovery constraints. In: *Applied Energy* 163 (2016), S. 118–133
- [Weitzel und Glock 2018] WEITZEL, T; GLOCK, CH: Energy management for stationary electric energy storage systems: A systematic literature review. In: *European Journal of Operational Research* 264 (2018), Nr. 2, S. 582–606
- [Weniger *et al.* 2016] WENIGER, J; BERGNER, J; TJADEN, T; QUASCHNING, V: Effekte der 50%-Einspeisebegrenzung des KfW-Förderprogramms für Photovoltaik-Speichersysteme. In: *Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (HTW Berlin), Berlin, Studie* (2016)
- [Werner 2015] WERNER, J: *Klimagerechte Stadtentwicklung - Integrierte energetische Quartierskonzepte*. https://difu.de/sites/difu.de/files/archiv/veranstaltungen/2015-06-23_special/2015-06-23_special_werner.pdf. Version: 2015. – Datum des letzten Abrufs: 07.11.2017
- [White 2003] WHITE, D: *Internationale Bewertungsverfahren für das Investment in Immobilien: praktische Anwendung internationaler Bewertungsstandards*. BoD–Books on Demand, 2003
- [Wiesenaus 2017] Stadt Langenhagen: *Integriertes Energetisches Quartierskonzept Stadt Langenhagen Wiesenaus*. <http://www.langenhagen.de/index.phtml?NavID=1620.450&La=1>. Version: 2017-11-07
- [Wilke *et al.* 2018] WILKE, C; BENSMANN, A; HANKE-RAUSCHENBACH, R; MARTIN, S: Optimal design of a district energy system including supply for fuel cell electric vehicles. In: *Applied Energy* (2018)
- [Windfinder 2018] Windfinder.com: *Wind, Wellen und Wettervorhersage*. <https://de.windfinder.com/contact/>. Version: 2018-06-16
- [Wirth und Schneider 2017] WIRTH, H; SCHNEIDER, K: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. In: *Fraunhofer ISE* (2017)
- [Zerrahn *et al.* 2018] ZERRAHN, A; SCHILL, W-P; KEMFERT, C: On the economics of electrical storage for variable renewable energy sources. In: *arXiv preprint arXiv:1802.07885* (2018)

[Zhao und Brouwer 2015] ZHAO, L; BROUWER, J: Dynamic operation and feasibility study of a self-sustainable hydrogen fueling station using renewable energy sources. In: *International journal of hydrogen energy* 40 (2015), Nr. 10, S. 3822–3837

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1.1	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland.	1
Abb. 1.2	Stromgestehungskosten für erneuerbare Energieanlagen und konventionelle Kraftwerke in Deutschland im Jahr 2018.	3
Abb. 2.1	Gesetze und Verordnungen zur Umsetzung von Einsparzielen in Gebäuden.	11
Abb. 3.1	Vereinfachtes Schaubild des Optimierungsmodells angelehnt an die Darstellung in Solomon <i>et al.</i> (2018).	34
Abb. 3.2	Systemschaubild der Systemkonfiguration.	35
Abb. 3.3	Jährliche Bedarfs- oder Lastprofile für das betrachtete Quartier: (a) Elektrisch, (b) Raumwärme, (c) Warmwasser, (d) Wasserstoff (HRS).	57
Abb. 3.4	Normierte Erzeugungsprofile der Photovoltaik- und Windkraftanlage für beide Standorte: (a) PV in Würzburg, (b) PV in Hamburg, (c) WT in Würzburg, (d) WT in Hamburg.	59
Abb. 3.5	Normierte Jahresdauerlinie der Photovoltaik- und Windkraftanlage für Würzburg und Hamburg (Deutschland).	60
Abb. 3.6	Systemschaubild: Aufbau und Ziele der vorliegenden Arbeit.	67
Abb. 4.1	Sankey-Diagramm der jährlichen Energieflüsse (bezogen auf den LHV) für die optimale Systemkonfiguration des Referenz-Parametersatzes (Tabelle 3.3 und 3.4).	72
Abb. 4.2	Einfluss der spez. PV-Investitionskosten auf die (a) installierte PV-Leistung und (b) installierte Elektrolyse-Leistung.	75
Abb. 4.3	Einfluss der weiteren Wasserstoffproduktionsparameter; installierte Elektrolyse-Leistung in Abhängigkeit von: (a) spez. Investitionskosten des Elektrolyseurs, (b) spez. Investitionskosten des Hochdruck-H ₂ -Speichers, (c) Einspeisevergütung, (d) H ₂ -Verkaufskosten.	76

Abb. 4.4	Einfluss der spez. SOFC-Investitionskosten auf die optimale Systemkonfiguration: (a) SOFC-Leistung, (b) Batterie-Kapazität, (c) Elektrolyse-Leistung und (d) den elektrischen Eigenversorgungsgrad (r_{el}^{ss}) sowie den erneuerbaren Deckungsgrad der Wasserstofftankstelle (r_{HRS}^{sc}).	78
Abb. 4.5	Einfluss der spez. Batterie-Investitionskosten auf die optimale Systemkonfiguration: (a) SOFC-Leistung, (b) Batterie-Kapazität, (c) Elektrolyse-Leistung und (d) den elektrischen Eigenversorgungsgrad (r_{el}^{ss}) sowie den erneuerbaren Deckungsgrad der Wasserstofftankstelle (r_{HRS}^{sc}).	79
Abb. 4.6	Einfluss der spez. Strombezugskosten auf die optimale Systemkonfiguration: (a) SOFC-Leistung, (b) Batterie-Kapazität, (c) Elektrolyse-Leistung und (d) den elektrischen Eigenversorgungsgrad (r_{el}^{ss}) sowie den erneuerbaren Deckungsgrad der Wasserstofftankstelle (r_{HRS}^{sc}).	81
Abb. 4.7	Einfluss der spez. Erdgasbezugskosten auf die optimale Systemkonfiguration: (a) SOFC-Leistung, (b) Elektrolyse-Leistung, (c) Kapazität von Nieder- und Hochdruckwasserstoffspeicher und (d) den erneuerbaren Deckungsgrad der Wasserstofftankstelle sowie der SOFC.	82
Abb. 4.8	Einfluss der spez. Investitionskosten von Batterie und Elektrolyseur auf: (a) installierte Leistung des Elektrolyseurs und (b) installierte Kapazität der Batterie.	84
Abb. 4.9	Einfluss der spez. PV-Investitionskosten und Einspeisevergütung auf: (a) installierte Leistung der PV, (b) installierte Leistung der SOFC, (c) installierte Leistung des Elektrolyseurs und (d) installierte Kapazität der Batterie.	87
Abb. 4.10	Einfluss der spez. PV-Investitionskosten und Einspeisevergütung auf die jährlichen Einsparungen bezogen auf die Benchmark-Systemkonfiguration.	89
Abb. 4.11	Einfluss der spez. PV-Investitionskosten und Einspeisevergütung auf den Bereich wirtschaftlicher Wasserstoffherzeugung für spez. Investitionskosten der Elektrolyse.	90
Abb. 4.12	Einfluss der spez. PV-Investitionskosten und Einspeisevergütung auf den Bereich wirtschaftlicher Wasserstoffproduktion für spez. Investitionskosten der Elektrolyse von 1100 €/kW.	91

Abb. 4.13	Einfluss der spez. PV-Investitionskosten und Einspeisevergütung auf den Bereich wirtschaftlicher Wasserstoffproduktion für Mobilität und Rückverstromung in Abhängigkeit der Erdgasbezugskosten sowie der spez. Ely-Investitionskosten.	92
Abb. 5.1	Einfluss der spez. PV-Investitionskosten auf die installierte PV-Leistung ohne Einspeisevergütung für Würzburg.	102
Abb. 5.2	Würzburg - Einfluss der installierten erneuerbaren Leistung auf folgende erneuerbare Deckungsgrade: (a) elektrischer, (b) thermischer, (c) H ₂ (HRS), (d) gesamt (ohne Einspeisevergütung).	104
Abb. 5.3	Würzburg - Einfluss der installierten erneuerbaren Leistung auf: (a) Elektrolyse-Leistung, (b) Batterie-Kapazität, (c) SOFC-Leistung und (d) Wasserstoffnutzungsgrad der SOFC.	107
Abb. 5.4	Würzburg - Einfluss der spez. PV- und WT-Investitionskosten auf: (a) installierte erneuerbare Leistung und (b) Anteil der PV-Leistung an der erneuerbaren Gesamtleistung.	109
Abb. 5.5	Hamburg - Einfluss der installierten erneuerbaren Leistung auf folgende erneuerbare Deckungsgrade: (a) elektrischer, (b) thermischer, (c) H ₂ (HRS), (d) gesamt (ohne Einspeisevergütung).	111
Abb. 5.6	Hamburg - Einfluss der installierten erneuerbaren Leistung auf: (a) Elektrolyse-Leistung, (b) Batterie-Kapazität, (c) SOFC-Leistung und (d) Wasserstoffnutzungsgrad der SOFC.	112
Abb. 5.7	Hamburg - Einfluss der spez. PV- und WT-Investitionskosten auf: (a) installierte erneuerbare Leistung und (b) Anteil der PV-Leistung an der erneuerbaren Gesamtleistung.	114
Abb. 5.8	Einfluss der spez. PV- und WT-Investitionskosten auf: (a) installierte erneuerbare Leistung (WÜ), (b) Anteil der installierten PV-Leistung an der erneuerbaren Gesamtleistung (WÜ), (c) installierte erneuerbare Leistung (HH) und (d) Anteil der installierten PV-Leistung an der erneuerbaren Gesamtleistung (HH) bei einer hohen Einspeisevergütung von 0,1 €/kW.	117
Abb. 5.9	Einfluss der anteiligen PV-Leistung auf die erneuerbaren Deckungsgrade: (a) elektrisch, (b) thermisch, (c) H ₂ (HRS), (d) gesamt (für WÜ und HH mit $P^{EE,N,max}$).	120
Abb. 5.10	Einfluss der anteiligen PV-Leistung auf: (a) installierte Elektrolyse-Leistung, (b) installierte Batterie-Kapazität, (c) installierte SOFC-Leistung und (d) Wasserstoffnutzungsgrad der SOFC (für WÜ und HH mit $P^{EE,N,max}$).	121

Abb. 5.11	Ermittelte jährliche Systemgesamtkosten in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades für verschiedene erneuerbare Leistungen.	125
Abb. 5.12	Ermittelte Einsparungen von Treibhausgasemissionen gegenüber dem Benchmark-System für verschiedene erneuerbare Leistungen in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades unter Berücksichtigung des: (a) GWP ohne Vorketten und (b) GWP mit Vorketten.	127
Abb. 5.13	Emissions-zu-Gesamtkostenverhältnis, bezogen auf den Einzelhaushalt, für verschiedene erneuerbare Leistungen in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades unter Berücksichtigung des GWP mit Vorketten.	128
Abb. 5.14	Optimale Leistung der Wandler: (a) Elektrolyseur und (b) SOFC für verschiedene erneuerbare Leistungen in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades.	129
Abb. 5.15	Optimale Kapazität der Speicher: (a) Batterie, (b) Wärmespeicher, (c) Niederdruckwasserstoffspeicher und (d) Hochdruckwasserstoffspeicher für verschiedene erneuerbare Leistungen in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades.	130
Abb. 6.1	Einfluss der spezifischen ASHP-Investitionskosten auf die optimale Leistung von: (a) Wärmepumpe und (b) Elektrolyseur. . . .	137
Abb. 6.2	Einfluss der spezifischen Erdgasbezugskosten auf die optimale Auslegung von: (a) El. Heizstab, (b) Wärmespeicher, (c) SOFC und (d) Elektrolyseur.	139
Abb. 6.3	Einfluss der spezifischen PV-Investitionskosten und Einspeisevergütung auf: (a) Elektrolyse-Leistung, (b) Batterie-Kapazität, (c) Heizstab-Leistung und (d) SOFC-Leistung.	141
Abb. 6.4	Darstellung der Dimensionierungsergebnisse für die Systemkonfiguration mit (grau) und ohne (schwarz) Heizstab in Abhängigkeit der Einspeisevergütung für: (a) SOFC-Leistung, (b) Elektrolyse-Leistung, (c) Batterie-Kapazität und (d) Wärmespeicher-Kapazität.	143
Abb. 6.5	Resultierende jährliche Gesamtkosten der unterschiedlichen Einsatzreihenfolgen.	147
Abb. 6.6	Resultierende Auslegungsergebnisse der Einsatzreihenfolgen ID13–ID18: (a) SOFC, (b) Elektrolyseur, (c) Batterie und (d) Heizstab. . . .	148

Abb. 6.7	Darstellung der (a) jährlichen Gesamtkosten und (b) Einsparungen von Treibhausgasemissionen (mit Vorketten) für ausgewählte Ranglisten-IDs in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades.	149
Abb. 6.8	Darstellung der (a) jährlichen Systemgesamtkosten in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades für verschiedene erneuerbare Leistungen und (b) jährlichen Systemgesamtkosten in Abhängigkeit der erneuerbaren Leistung bei 100 % Gesamtdeckungsgrad für die erweiterte Systemkonfiguration.	151
Abb. 6.9	Einsparungen von Treibhausgasemissionen gegenüber dem Benchmark-System für verschiedene erneuerbare Leistungen in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades unter Berücksichtigung des: (a) GWP ohne Vorketten und (b) GWP mit Vorketten für die erweiterte Systemkonfiguration.	152
Abb. 6.10	Emissions-zu-Gesamtkostenverhältnis, bezogen auf den Einzelhaushalt, für verschiedene erneuerbare Leistungen in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades unter Berücksichtigung des GWP mit Vorketten für die erweiterte Systemkonfiguration.	154
Abb. 6.11	Dimensionierungsergebnisse der Wandler bei erweiterter Systemkonfiguration für verschiedene erneuerbare Leistungen in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades: (a) Elektrolyseur, (b) SOFC, (c) Heizstab und (d) Wärmepumpe.	155
Abb. 6.12	Dimensionierungsergebnisse der Speicher bei erweiterter Systemkonfiguration für verschiedene erneuerbare Leistungen in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades: (a) Batterie, (b) Wärmespeicher, (c) Niederdruckwasserstoffspeicher und (d) Hochdruckwasserstoffspeicher.	156
Abb. 6.13	Darstellung der (a) jährlichen Gesamtkosten und (b) Einsparungen von Treibhausgasemissionen (mit Vorketten) für unterschiedliche erneuerbare Leistungen in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades für den wärmereduzierten Fall.	160
Abb. 6.14	Dimensionierungsergebnisse der Wandler für den wärmereduzierten Fall für verschiedene erneuerbare Leistungen in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades: (a) Elektrolyseur, (b) SOFC, (c) Heizstab und (d) Wärmepumpe.	161

Abb. 6.15 Dimensionierungsergebnisse der Speicher für den wärmereduzierten Fall für verschiedene erneuerbare Leistungen in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades: (a) Batterie, (b) Wärmespeicher, (c) Niederdruckwasserstoffspeicher und (d) Hochdruckwasserstoffspeicher.	162
Abb. 6.16 Substitution des Erdgases durch synthetisches Methan: Darstellung der (a) jährlichen Gesamtkosten, (b) Einsparungen von Treibhausgasemissionen (mit Vorketten) und GWP des CH ₄ und (c) Einsparungen von Treibhausgasemissionen (mit Vorketten) ohne GWP des CH ₄ für unterschiedliche erneuerbare Leistungen in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades.	164
Abb. 6.17 Dimensionierungsergebnisse der Wandler für verschiedene erneuerbare Leistungen in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades: (a) Elektrolyseur, (b) SOFC und (c) Heizstab (bei Substitution des Erdgases durch synthetisches Methan).	166
Abb. 6.18 Dimensionierungsergebnisse der Speicher für verschiedene erneuerbare Leistungen in Abhängigkeit des erneuerbaren Gesamtdeckungsgrades: (a) Batterie und (b) Wärmespeicher (bei Substitution des Erdgases durch synthetisches Methan).	167
Abb. 6.19 Darstellung der Kosteneinsparungen bzw. CO ₂ -Vermeidungskosten in Abhängigkeit der CO ₂ -Äq.-Einsparungen gegenüber dem Benchmark-System.	168
Abb. C.1 Lastabhängige Wirkungsgrade (LHV) von: (a) SOFC und (b) Elektrolyseur.	193
Abb. C.2 Einfluss der installierten erneuerbaren Leistung und Erzeugungsstruktur auf die resultierenden Jahresstunden mit elektrischen Überschüssen (höhere Produktion als Bedarf) für (a) Würzburg und (b) Hamburg.	193
Abb. C.3 Europäische und nationale Vorgaben zur Umsetzung von Einsparzielen in Gebäuden, nach Bigalke <i>et al.</i> (2016).	194
Abb. C.4 Einfluss der installierten erneuerbaren Leistung und Erzeugungsstruktur auf die resultierenden Gesamtkosten des Systems ohne Einspeisevergütung und ohne Berücksichtigung der spezifischen Investitionskosten von PV und WT für (a) Würzburg und (b) Hamburg.	195
Abb. C.5 Einfluss der spezifischen CO ₂ -Zertifikatepreise auf die Gesamtkosten des Systems.	195

Abb. C.6 Einfluss der spez. Investitionskosten der PV und WT auf die Kosteneinsparungen gegenüber dem Benchmark-System für: (a) WÜ ohne Einspeisevergütung, (b) HH ohne Einspeisevergütung, (c) WÜ mit hoher Einspeisevergütung und (d) HH mit hoher Einspeisevergütung.	196
Abb. C.7 Jährliche Bedarfs- oder Lastprofile des wärmereduzierten Falls: (a) Elektrisch, (b) Raumwärme, (c) Warmwasser, (d) Wasserstoff (HRS).	197

Tabellenverzeichnis

Tab. 2.1	Abgaben und Umlagen bei verschiedenen Konstellationen der Speichereinbindung in die Eigenversorgung, nach Gähns <i>et al.</i> (2017).	13
Tab. 2.2	Technische Zusammenstellung umgesetzter und in Planung befindlicher Pilotprojekte zur energieautarken oder emissionsreduzierten Energiebereitstellung in Kontext der Wohngemeinschafts- und Quartiersanwendung (Deutschland, Auswahl).	20
Tab. 2.3	Technische Zusammenstellung umgesetzter und in Planung befindlicher Pilotprojekte zur energieautarken oder emissionsreduzierten Energiebereitstellung in Kontext der Wohngemeinschafts- und Quartiersanwendung (International, Auswahl).	21
Tab. 2.4	Zusammenstellung verschiedener Kenngrößen für die Zielfunktion nach Al-Falahi <i>et al.</i> (2017).	22
Tab. 2.5	Zusammenfassung der geläufigsten Optimierungsalgorithmen nach Weitzel und Glock (2018).	23
Tab. 2.6	Mögliche Energieeinsatzverteilungsstrategien für Energieversorgungssysteme nach Hable (2004) und Bocklisch (2016).	24
Tab. 3.1	Gebäudekonstellation und -charakterisierung des Modellquartiers angelehnt an Wiesenau (2017).	56
Tab. 3.2	Angewendete Einsatzreihenfolge des festen Ranglistenverfahrens zur Lösung der zu bilanzierenden Energieformen.	61
Tab. 3.3	Referenz-Parametersatz: Spezifische ökonomische Parameter der verwendeten Komponenten.	64
Tab. 3.4	Referenz-Parametersatz: Spezifische Energiebezugskosten und jährliche Preissteigerungsraten.	65
Tab. 3.5	Emissionsfaktoren der betrachteten Energieträger.	66
Tab. 4.1	Ermittelte optimale Systemkonfiguration für den Referenz-Parametersatz	70

Tab. 4.2	Gegenüberstellung der prozentualen monetären Einsparungen des integrierten Ansatzes zur Strom-, Wärme- und H ₂ -Erzeugung (Energiesystem I) und der entkoppelten Strom- und Wärmeerzeugung (System II.1) von der H ₂ -Produktion (System II.2) bezogen auf die Benchmark-Systemkonfiguration.	95
Tab. 4.3	Vergleich beider Energiesysteme (I und II) bezüglich relevanter Kenngrößen und Auslegungsergebnisse für Systemkonfiguration (a).	96
Tab. 4.4	Vergleich beider Energiesysteme (I und II) bezüglich relevanter Kenngrößen und Auslegungsergebnisse für Systemkonfiguration (b).	97
Tab. 4.5	Vergleich beider Energiesysteme (I und II) bezüglich relevanter Kenngrößen und Auslegungsergebnisse für Systemkonfiguration (c).	98
Tab. 5.1	Ökonomische Parameter der Komponenten abgeleitet aus Durant <i>et al.</i> (2013) und DOE (2017)).	101
Tab. 5.2	Kennzahlen und optimale Systemkonfiguration für die Fälle ohne erneuerbare Erzeugungsstruktur sowie minimaler erneuerbarer Leistung bei hoher Einspeisevergütung.	119
Tab. 5.3	Kenngrößen ausgewählter Energiesysteme der optimalen TCO-Kennlinie mit unterschiedlichen erneuerbaren Gesamtdeckungsgraden (für WÜ, ohne Einspeisevergütung und mit einer anteiligen PV-Leistung von 50%).	133
Tab. 6.1	Definition der unterschiedlichen Einsatzreihenfolgen für Elektrolyseur, Batterie, Heizstab und Wärmepumpe bei elektrischer Überschussleistung.	146
Tab. 6.2	Zuordnung der unterschiedlichen Ranglisten-IDs zu den qualitativ unterschiedlichen Hauptverläufen der TCO abhängig vom erneuerbaren Gesamtdeckungsgrad.	150
Tab. 6.3	Kenngrößen und Auslegungsergebnisse des Energiesystems mit maximalen Emissionseinsparungen und dem mit bestem Emissions-zu-Kosten-Verhältnis.	158

Tab. 6.4	Zusammenfassung der Kenngrößen und Auslegungsergebnisse der Energiesysteme mit dem besten Emissions-zu-Kosten-Verhältnis aus den vier Fällen: Einfache Systemkonfiguration, erweiterte Systemkonfiguration, Reduzierung des Wärmebedarf und Substitution des Erdgases durch synthetisches Methan.	171
Tab. 6.5	Zusammenfassung der Kenngrößen und Auslegungsergebnisse der Energiesysteme mit den größten Emissionseinsparungen aus den vier Fällen: Einfache Systemkonfiguration, erweiterte Systemkonfiguration, Reduzierung des Wärmebedarf und Substitution des Erdgases durch synthetisches Methan.	172
Tab. B.1	Progressiver Parametersatz der spez. Investitionskosten der Komponenten (abgeleitet aus Durant <i>et al.</i> (2013) und DOE (2017)). . .	191
Tab. B.2	Technische Parameter der verwendeten Komponenten.	192

Lebenslauf

Persönliche Daten

Name: Christoph Wilke
Geburtstag: 07.05.1991
Geburtsort: Gardelegen
Staatsbürgerschaft: deutsch

Beruflicher Werdegang

seit 02/2019 Entwicklungs-/Projektingenieur
Bertrandt Technologie GmbH, Mönshheim
05/2018–12/2018 Forschungsingenieur
Robert Bosch GmbH – Corporate Research, Renningen
05/2015–04/2018 Industriepromotion
Robert Bosch GmbH – Corporate Research, Renningen

Studium

10/2013–03/2015 Studium der Verfahrenstechnik
Otto-von-Guericke-Universität, Magdeburg
Abschluss: Master of Science, Abschlussnote: 1,2
10/2009–09/2013 Studium der Verfahrenstechnik
Otto-von-Guericke-Universität, Magdeburg
Abschluss: Bachelor of Science, Abschlussnote: 2,5

Praktika

09/2014–03/2015 Masterarbeit
Robert Bosch GmbH – Corporate Research, Schillerhöhe
09/2013–08/2014 Hilfwissenschaftlicher Mitarbeiter
Institut für Thermodynamik und Strömungstechnik, MD
09/2012–02/2013 Praktikum
Wenger Engineering, Ulm

Schule

06/2009 Abitur
Gymnasium „Geschwister Scholl“ Gardelegen

