

Universität
Rostock



Traditio et Innovatio

MODELLIERUNG UND OPTIMIERUNG
VON ENERGIESPEICHERN IN
KRAFT-WÄRME-KOPPLUNGSANLAGEN

Fakultät für Maschinenbau und Schiffstechnik
Universität Rostock

zur

Erlangung des akademischen Grades

DOKTOR-INGENIEUR

vorgelegt von

Axel Haupt, M. Sc., Dipl.-Ing.(FH)
aus Baiersdorf

Baiersdorf 2021

Gutachter:

Prof. Dr.-Ing. habil. Karsten Müller, Universität Rostock, Lehrstuhl für Technische Thermodynamik

Prof. Dr.-Ing. Bert Buchholz, Universität Rostock, Lehrstuhl für Kolbenmaschinen und Verbrennungsmotoren

Jahr der Einreichung: 2021

Jahr der Verteidigung: 2022

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Zeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Thermische Verfahrenstechnik der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg zwischen Januar 2014 und Dezember 2016.

Danken möchte ich meinem damaligem Lehrstuhlleiter Professor Wolfgang Arlt, der mir es ermöglichte, meine Forschungen an seinem Lehrstuhl durchzuführen. Das Vertrauen in meine Arbeitsweise und die Ermöglicungen der Teilnahmen an nationalen und internationalen Fachkonferenzen haben mich sowohl wissenschaftlich als auch persönlich sehr geprägt.

Mein ganz besonderer Dank gilt meinem Doktorvater und damaligem Gruppenleiter Professor Karsten Müller, der mit vielen Anregungen, Diskussionen, großem Engagement und noch mehr Geduld einen wesentlichen Beitrag für eine schöne und erfolgreiche Zeit am Lehrstuhl geleistet hat.

Des Weiteren möchte ich meinen ehemaligen Kollegen Michael Beck, Peter Hausmann, Jonas Obermeier und Sebastian Schug danken, die die Zeit an der Universität mit ihrer Freundschaft unvergesslich gemacht haben. Ein großer Dank gilt meinem Lektor Martin Nöth, der mit viel Engagement und großer Geduld diese Arbeit ins grammatikalisch rechte Licht gerückt hat.

Anschließend möchte ich mich ganz herzlich bei meinen Eltern und meinen Schwestern bedanken, ohne deren Zuwendung und Rückhalt ich nie soweit gekommen wäre.

Am Ende gilt mein ganz besonderer Dank meiner Frau Marie, die nie müde geworden ist mich zu motivieren und mir immer wieder neue Kraft gegeben hat.

Abstract

Combined heat and power systems (short: CHP systems) are increasingly applied for energy supply in modern households. Since the demand for thermal and electrical energy do not coincide over time, heat-controlled CHP systems will be confronted with the problem not being able to provide a demand-driven energy supply. Thus, in some cases surplus electrical energy has to be feed into the power grid.

In this study the approach is pursued that this surplus electrical energy is stored, so that in times of an electrical under supply energy can be discharged from the storage system and moreover make the previous power feeds obsolete. For this reason, in this study heat-controlled CHP systems and their interaction with various electrical energy storage systems were evaluated. Besides the already available and marketable battery storage technologies, hydrogen storage technologies were verified by their availability in this application area too. Further examinations proved that other energy storage technologies didn't show any potential of improvement of heat controlled CHP systems. The evaluation of the electrical energy storage systems in different CHP systems was performed with key figures which make it possible to capture the behavior after an operating period of one year. In the following the self sufficiency, the self consumption rate and the demand of primary energy were used, whereas the last key figure can be further distinguished into the potential of saving primary energy and into the waste heat usage rate. Additionally, for battery storage systems, the battery service life can be calculated, to determine the amortization period and to show the abrasion of the battery.

A comparison of various CHP systems shows, that especially combustion engines fit best for the integration of an electrical energy storage. This statement is support by the particular suitable relation between their thermal and electrical performance, which makes it possible to provide enough electrical energy to store without neglecting the thermal energy demands. Because of the high storage efficiency especially lithium ion batteries show a high potential for improvement compared to other storage technologies.

Another important aspect for the optimal operation of an electrical storage system is beside the choice of the electrical storage capacity, also the choice of a suitable thermal storage capacity in heat controlled CHP systems. At the determination of the relation between the thermal and the electrical storage capacity it was found that a value of $1/6$ proved to be as especially beneficial.

Besides the comparison of different CHP systems and electrical storage systems, also the examination mode itself was evaluated with the aid of stochastic procedures, like the Monte Carlo method, and was tested for its accuracy of prediction. It could be shown, that, independent of loading parameters and boundary conditions, the statements still persist and the used key figures can be calculated with high precision. Therefore, with this work, suitable storage technologies for heat controlled CHP systems can be identified and designed. Moreover, with the presented methods and models it will be possible to calculate future systems and scenarios and to make solid statements, which went beyond the conclusions of this work

Kurzfassung

Wärmegeführte KWK-Anlagen finden auf dem Gebiet der Energieversorgung von Ein- und Mehrfamilienhäusern zunehmenden Absatz. Da in diesem Bereich der Energiebedarf stark divergieren kann, werden wärmegeführte KWK-Anlagen mit dem Problem konfrontiert, elektrische Energie nicht bedarfsgerecht zur Verfügung stellen zu können, weshalb in manchen Fällen überschüssige elektrische Energie ins Versorgungsnetz gespeist werden muss.

In dieser Arbeit wird nun der Ansatz verfolgt, diesen Überschuss in elektrischen Energiespeichern zu speichern, um damit in Zeiten einer Unterversorgung diese Energie zu nutzen und weiterhin eine Einspeisung obsolet zu machen. Aus diesem Grund wurden wärmegeführte KWK-Systeme und ihr Zusammenspiel mit verschiedenen elektrischen Energiespeichern evaluiert. Neben bereits erhältlichen und marktreifen Batteriespeichertechnologien wurden auch Wasserstoffspeichertechnologien auf ihre Verwendbarkeit in diesem Einsatzgebiet überprüft. Untersuchungen weiterer Energiespeichertechnologien zeigten kein Potential zur Verbesserung von KWK-Systemen. Die Bewertung der elektrischen Energiespeicher in den verschiedenen KWK-Systemen wurde anhand von Kennzahlen durchgeführt, die es ermöglichen, das Verhalten nach einer Betriebsdauer von einem Jahr zu erfassen. Es wurden im Folgenden der Autarkiegrad, der Eigennutzungsgrad und der Primärenergiebedarf genutzt, wobei letztere Kennzahl anwendungsbedingt noch in ein Primärenergieeinsparpotential und in einen Abwärmenutzungsgrad untergliedert werden kann. Bei den Batteriespeichern kann zusätzlich der Batterienutzungsgrad berechnet werden, welcher den Verschleiß des Batteriespeichers angibt und darüber hinaus die Amortisationszeit.

Der Vergleich verschiedener KWK-Systeme untereinander zeigt, dass sich besonders Verbrennungsmotoren für die Integration eines elektrischen Energiespeichers eignen. Dies liegt an ihrem besonders günstigen Verhältnis aus elektrischer und thermischer Leistung, das es ihnen ermöglicht, ausreichend elektrische Energie zur Speicherung zur Verfügung zu stellen, ohne dabei den thermischen Energiebedarf zu vernachlässigen. Aufgrund des hohen Speicherwirkungsgrades weist besonders der Lithium-Ionen-Batteriespeicher ein hohes Verbesserungspotential gegenüber anderen Speichertechnologien auf.

Ein wichtiger Aspekt für den optimalen Betrieb des elektrischen Speichers ist neben der Wahl der elektrischen Speicherkapazität ist, besonders in wärmegeführten KWK-Anlagen, auch die Wahl einer geeigneten thermischen Speicherkapazität. Bei der Wahl des Verhältnisses zwischen elektrischer und thermischer Speicherkapazität erwies sich ein Wert von $1/6$ als besonders vorteilhaft.

Neben dem Vergleich der verschiedenen KWK-Systeme und der elektrischen Energiespeicher wurde auch die Untersuchungsmethode an sich mittels stochastischer Verfahren, wie der Monte-Carlo-Methode, evaluiert und auf ihre Aussagegenauigkeit hin getestet. So konnte gezeigt werden, dass, unabhängig von Lastparametern und Randbedingungen, die getroffenen Aussagen weiterhin bestehen bleiben und die verwendeten Kennzahlen mit einer hohen Genauigkeit berechnet werden können. So können mit dieser Arbeit geeignete Speichertechnologien für wärmegeführte KWK-Anlagen identifiziert und ausgelegt werden. Darüber hinaus wird es ermöglicht, durch die dargelegten Methoden und Modelle auch zukünftige Systeme und Szenarien zu berechnen und darüber fundierte Aussagen zu treffen.

Veröffentlichungen

Teile dieser Arbeit sind bereits in Fachpublikationen und Konferenzbeiträgen veröffentlicht worden. Darunter ist ein Beitrag in einem wissenschaftlichen Journal und 6 Konferenzbeiträge

Fachpublikationen:

Haupt A., Müller K.

Integration of a LOHC storage into a heat-controlled CHP system

Energy 2017, 118, 1123-1130

Konferenzvorträge:

Haupt A., Müller K., Arlt W.

Optimisation of combined heat and power generation using electrical energy storage

American Institute of Chemical Engineers Annual Meeting, 2015, Salt Lake City, Utah, USA

Haupt A., Müller K., Arlt W.

Improved efficiency of combined heat and power plants using electric energy storage

EST - Energy Science Technology, 2015, Karlsruhe, Deutschland

Haupt A., Müller K., Arlt W.

Simulation von Energiespeichern im Verbund mit wärmegeführten KWK-Anlagen

21. Energie Symposium, 2014, Stralsund, Deutschland

Posterbeiträge:

Haupt A., Müller K., Arlt W.

Combined heat and power generation and the usage of an additional storage for electrical energy
iSEnC - Integration of sustainable energy conference, 2016, Nürnberg, Deutschland

Haupt A., Müller K., Arlt W.

Elektrische Energiespeicherung mit LOHC in wärmegeführten KWK-Anlagen
Bayern Innovativ - Forum "Systemunterstützte KWK", 2016, Amberg, Deutschland

Haupt A., Müller K., Arlt W.

Simulation von Energiespeichern in wärmegeführten KWK-Anlagen
Bayern Innovativ - Forum "Zukunft KWK", 2015, Amberg, Deutschland

Notations und Abkürzungsverzeichnis

Abkürzungen

KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
EES	Elektrischer Energiespeicher
GuD	Gas und Dampf
SWX	Sommertag, Werktag, Bedeckung: unbestimmt
SSX	Sommertag, Sonn- u. Feiertag, Bedeckung: unbestimmt
WWH	Wintertag, Werktag, Bedeckung: heiter
WWB	Wintertag, Werktag, Bedeckung: bewölkt
WSH	Wintertag, Sonn- u. Feiertag, Bedeckung: heiter
WSB	Wintertag, Sonn- u. Feiertag, Bedeckung: bewölkt
UWH	Übergangstag, Werktag, Bedeckung: heiter
UWB	Übergangstag, Werktag, Bedeckung: bewölkt
USH	Übergangstag, Sonn- u. Feiertag, Bedeckung: heiter
USB	Übergangstag, Sonn- u. Feiertag, Bedeckung: bewölkt

obere Indizes

m	Zählvariable
n	Zählvariable
0	Bezugspunkt
R	Reaktionsgröße

untere Indizes

A	Zählvariable
ab	abgeführt
ab, Umgebung	an die Umgebung abgeführt
adj	berichtigt
B	Zahlvariable
Brenner	Brenner
C	Zählvariable
Carnot	Carnot
charge	laden
discharge	entladen
DU	direkt genutzt
el	elektrisch

el, Brennstoffzelle	auf die elektrische Leistung der Brennstoffzelle bezogen
el, Elektrolyseur	auf die elektrische Leistung der Elektrolyse bezogen
el. demand	elektrischer Energiebedarf
el. supplied	Bereitgestellte elektrische Energie
Gen	Generator
ges	gesamt
H	hoch
Hydrierung	Hydrierung
i	Zählvariable
irr	irreversibel
j	Zählvariable
k	Zählvariable
Kap	Kapazität
kin	kintisch
konv	Konvektion
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
L	niedrig
leit	Leitung
mech	mechanisch
mittel	Mittelwert
n	Zählvariable
N_i	Maximal mögliche Zyklen
nenn	Nennbereich
nutz	nutzbar
p	Druck
polytrop	polytrop
pot	potentiell
power grid, in	Einspeisung in das Versorgungsnetz
power grid, out	Beszug aus dem Versorgungsnetz
q	Quantilbereich
r	Verringerung
S	Stufe der Kompression
str	Stahlung
T	Tank
th	thermisch
th, Brennstoffzelle	auf die thermische Leistung der Brennstoffzelle bezogen
th, Elektrolyseur	auf die thermische Leistung der Elektrolyse bezogen
th. Demand	thermischer Energiebedarf
waste heat	Abwärme
WÜ	Wärmeübertrager
x	Komponente X
y	Komponente Y
zu	zugeführt

Symbole		
A	Fläche	m^2
a_s	Koeffizient Van-der-Waals-Gleichung	–
B	Bedeckungsgrad	–
b_s	Koeffizient Van-der-Waals-Gleichung	–
c	spezifische Wärmekapazität	$\text{J kg}^{-1} \text{K}^{-1}$
d	Dicke der Wand	m
D	maximale Abweichung	–
DK	Dämpfungskonstante	–
E	Energie	J
f	Faktor	–
f	Faktor	–
G	freie Enthalpie	J
g	Erdbeschleunigung	m s^{-2}
H	Enthalpie	J
h	spezifische Enthalpie	J kg^{-1}
I	Stromstärke	A
J	Trägheitsmoment	kg m^{-2}
m	Masse	kg
N	Anzahl	mol
n	Molare Masse	kg mol^{-1}
\dot{n}	Stoffmengenstrom	mol s^{-1}
P	Leistung	W
p	Druck	Pa
PE	Primärenergie	J
Q	Arbeit	W
\dot{Q}	Wärmestrom	$\text{kg m}^2 \text{s}^{-3}$
q	Quantilbereich	–
Q_q	Quantil	–
r	Radius	m
r	Reduzierungsfaktor	–
R	Widerstand	Ω
R^2	Abweichung	–
R_{adj}^2	Abweichung, berichtigt	–
S	Entropie	J
\dot{S}	Entropiestrom	J
U	innere Energie	J
T	Temperatur	K
U	Spannung	V
v	spezifisches Volumen	$\text{m}^3 \text{kg}^{-1}$
V	Volumen	m^3
W	Wärme	J
x	Stromanteil	–
ZK	Zeitkonstante	–

Griechische Symbole

η	Wirkungsgrad	–
α	Signifikanzniveau	–
α_i	Wärmeübergangskoeffizient	$\text{W m}^{-2} \text{K}^{-1}$
Δ	Differenz	–
κ	isentropen Exponent	–
λ	Wärmeleitfähigkeit	$\text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$
ω	Winkelgeschwindigkeit	s^{-1}
ρ	Dichte	kg m^{-3}
σ	Standardabweichung	–
σ	Stromkennzahl	–
Σ	Summe	–

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Grundlagen	3
2.1	Konzept der Kraft-Wärme-Kopplung	3
2.2	Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen	7
2.2.1	KWK-Anlagen mit Turbinen	9
2.2.2	KWK-Anlagen mit Verbrennungskraftmaschinen	11
2.2.3	KWK-Anlagen mit Brennstoffzellen	13
2.2.4	KWK-Anlagen mit Stirlingmotoren	15
2.3	Energiespeicher	16
2.3.1	Speichertechnologien für thermische Energie	16
2.3.2	Speichertechnologien für elektrische Energie	17
2.4	Kennzahlen	22
2.5	Bestimmung von Unsicherheiten der Simulation	25
2.6	Untersuchungsgegenstand	29
3	Modellierung	31
3.1	Modellierung der Lastprofile	31
3.2	KWK-Antriebseinheiten	32
3.2.1	Modell für Verbrennungsmotoren mit interner Verbrennung	32
3.2.2	Modell für Stirlingmotoren	35
3.2.3	Modell für Mikrogasturbinen	38
3.2.4	Modell für eine Brennstoffzelle	38
3.3	Wärmespeicher	41
3.4	Elektrische Energiespeicher	43
3.4.1	Batteriespeichersmodell	44
3.4.2	LOHC-Speichersmodell	46
3.4.3	Druckwasserstoffspeicher	50
3.5	Untersuchung des numerischen Löser	51
4	Ergebnisse	53
4.1	KWK-Anlage und Batteriespeichersysteme	53
4.1.1	Batteriespeichersysteme im Verbund mit verschiedenen KWK-Antriebsvarianten	53
4.1.2	Einfluss der Speicherkapazität in KWK-Anlagen mit Batteriespeichersystemen	61
4.2	KWK-Anlage und Druckwasserstoffspeicher	66
4.2.1	Druckwasserstoffspeicher im Verbund mit verschiedenen KWK-Antriebsvarianten	66
4.2.2	Einfluss der Speicherkapazität in KWK-Anlagen mit einem Druckwasserstoffspeichersystem	69
4.3	KWK-Anlage und LOHC-Speichersysteme	72
4.3.1	LOHC-Speichersysteme im Verbund mit verschiedenen KWK-Antriebsvarianten	72
4.3.2	Einfluss der Speicherkapazität in KWK-Anlagen mit einem LOHC-Speichersystem	77

4.4	Unsicherheitsbetrachtung mittels Monte-Carlo-Simulation	80
4.4.1	Untersuchung des Einflusses der Tagesmitteltemperatur	80
4.4.2	Untersuchung des Einflusses der Abfolge von Typentagen	86
4.4.3	Unsicherheit im Zusammenhang mit den elektrischen Energiespeichern	88
4.5	Sensitivitätsanalyse	100
4.5.1	Sensitivitätsanalyse Bleibatteriespeicher	100
4.5.2	Sensitivitätsanalyse Lithium-Ionen-Batteriespeicher	103
4.5.3	Sensitivitätsanalyse Druckwasserstoffspeicher	105
4.5.4	Sensitivitätsanalyse LOHC-Speichersystem (Erdgasbrenner)	107
4.5.5	Sensitivitätsanalyse LOHC-Speichersystem (Wasserstoffbrenner)	110
5	Abschließende Diskussion	111
6	Zusammenfassung und Ausblick	113
	Abbildungsverzeichnis	119
	Tabellenverzeichnis	123
	Literaturverzeichnis	125
A	Technische Daten	135
B	Ergebnisse	137
B.1	Parametervariation	138
B.1.1	Bleibatteriespeicher	138
B.1.2	Lithium-Ionen-Batterie	146
B.1.3	Druckwasserstoffspeicher	154
B.1.4	LOHC-Speichermodell (Erdgasbrenner)	162
B.2	Unsicherheitsanalyse	170
B.3	Sensitivitätsanalyse	172

Kapitel 1

Einleitung

Aufgrund des stetig steigenden Treibhausgasausstoßes und der damit verbundenen globalen Klimaerwärmung werden Wege gesucht, diesem entgegenzuwirken. Vor diesem Hintergrund wurde im Jahre 2011 von der Bundesregierung Deutschlands die Energiewende beschlossen, welche sich zum Ziel gesetzt hat, die Energieversorgung des Landes durch erneuerbare Energien sicherzustellen. Damit verbunden ist jedoch auch eine Abkehr von der bisherigen zentralen Energieversorgung mit Großkraftwerken hin zur dezentralen Energieversorgung durch effiziente Kleinanlagen [1]. Dabei darf der Fokus der Energieversorgung nicht nur auf der Bereitstellung von elektrischer Energie, sondern muss auch auf der effizienten Bereitstellung von thermischer Energie ruhen. So fallen ca. $\frac{1}{3}$ des weltweiten Primärenergiebedarfes in privaten Haushalten an, wobei die Hälfte dieser Energie für die Bereitstellung von Warmwasser und Raumbeheizung aufgewendet wird [2]. Dies verdeutlicht, dass neben der effizienten Versorgung privater Haushalte mit elektrischer auch die Bereitstellung von thermischer Energie ein großes Potential für die Reduzierung von Treibhausgasen birgt. Vor dieser Tatsache und dem Wandel der zentralen Energieversorgung hin zur dezentralen Energieversorgung kann das Konzept der Kraft-Wärme-Kopplung eine bedeutende Rolle für die Energieversorgung privater Haushalte spielen. Besonders in diesem Bereich werden Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen oder kurz KWK-Anlagen als eine der wichtigsten Alternativen für konventionelle Heizungssysteme angesehen [2–5]. Dabei gehört die Kraft-Wärme-Kopplung zu einer der effizientesten Technologien, die zur Wandlung von fossilen Energieträgern in thermische und elektrische Energie genutzt werden kann. Gegenüber der konventionellen Energieversorgung aus der Kombination einer Erdgas- oder Erdöl-Therme und dem elektrischen Versorgungsnetz, kann durch den Einsatz einer KWK-Anlage die Effizienz der elektrischen und thermischen Energieversorgung um bis zu 40 % angehoben werden [6, 7].

Doch gerade der eigentliche Vorteil der KWK-Anlage, die gleichzeitige Bereitstellung von elektrischer und thermischer Energie, kann in manchen Situationen zu ihrem Nachteil geraten, zum Beispiel wenn nur thermische oder nur elektrische Energie benötigt wird. Weiterhin ist es nachteilig, wenn der Bedarf an beiden Energieformen nicht im gleichen Verhältnis zu einander stehen, wie jene die von der KWK-Anlage bereitgestellt werden. Eine überschüssige Bereitstellung einer Energieform ist in diesem Falle nicht zu vermeiden. Bei bisherigen Ansätzen wird die ungenutzte elektrische Energie ins Versorgungsnetz eingespeist und, im Fall einer Unterversorgung, diesem wieder entnommen [8, 9]. Bisherige Untersuchungen versuchen deshalb, die Versorgung dahin zu optimieren, dass möglichst wenig überschüssige Energie zur Verfügung gestellt wird. Besonders im häuslichen Einsatzgebiet der KWK-Anlage werden Anstrengungen unternommen, diesen Energieüberschuss zu minimieren. Dabei werden verschiedenste Herangehensweisen untersucht.

Ein Möglichkeit ist, die Regelung der KWK-Anlage mit Hilfe des bestehenden thermischen Energiespeichers so zu gestalten, dass die Bereitstellung von elektrischer Energie der Nachfrage möglichst gerecht wird [10–12]. Andere Konzepte versuchen, überschüssige elektrische Energie dadurch zu minimieren, indem sie diese einer thermischen Verwendung zuführen, sei es zur Kühlung oder zu Heizzwecken mittels Wärmepumpen [13, 14]. Ein anderer Ansatz, überschüssige elektrische Energie zu vermindern, ist die Auswahl eines KWK-Anlagentyps,

dessen Leistung dem elektrischen Energiebedarf des Abnehmers angepasst ist [14]. Wiederum andere Ansätze speichern überschüssige elektrische Energie mit Hilfe eines elektrischen Energiespeichers, um sie zu einem späteren Zeitpunkt dem Abnehmer bereitzustellen [15–17].

Auf dem Konzept der Energiespeicherung in KWK-Anlagen soll in dieser Arbeit eine Vielzahl von elektrischen Energiespeichern auf eine Eignung zur Integration in KWK-Anlagen hin überprüft werden. Dabei soll jedoch nicht nur die Anwendung einer bestimmten Speichertechnologie innerhalb eines konkreten KWK-Anlagentyps untersucht, sondern verschiedenste Varianten unterschiedlicher Speicher und Anlagen evaluiert werden. Im Gegensatz zu den vorhergehenden Arbeiten soll dabei die Eignung des Speichers nicht nur anhand einer theoretischen Überlegung oder einer ausgesuchten Situation bestimmt werden, sondern es soll mit dynamischen Lastprofilen ein möglichst realitätsgetreues Verhalten einer Anlage durch einen vollständigen Jahreslauf nachgebildet werden, um ein detailliertes Bild über das Zusammenwirken von Speicher und Anlage zu erhalten.

Um eine wissenschaftliche Aussage darüber treffen zu können, ob und wie sich KWK-Anlagen durch den Einsatz eines elektrischen Energiespeichers in ihrem Betriebsverhalten weiter optimieren lassen, bedarf es zunächst einer genaueren Definition der Problemstellung. Hierfür lassen sich folgenden Fragen ableiten:

1. *Welche Typen von KWK-Anlagen eignen sich für die Integration eines elektrischen Energiespeichers?*
2. *Welche elektrischen Speichersysteme eignen sich für eine Integration in eine KWK-Anlage?*
3. *Welche Kombination aus elektrischen Energiespeicher und KWK-Anlage muss gewählt werden, um ein optimales Zusammenspiel zu ermöglichen?*
4. *Wie genau sind die hier getroffenen Aussagen hinsichtlich Unsicherheiten von Simulationsparametern?*

In diesem Zusammenhang soll eine ausführliche Klärung der Fragestellungen erfolgen. Aus diesem Grund wird zunächst eine genaue Definition der KWK-Anlagen und der elektrischen Speichertechnologien durchgeführt und eine Vorauswahl an KWK- und elektrischen Speichersystemen getroffen. Anschließend werden die Untersuchungsverfahren vorgestellt, anhand derer die Beantwortung erfolgen soll. Darauf aufbauend wird ein detaillierter Einblick in die Modellierung der verwendeten Systeme gegeben, woran sich die Ergebnisse der Simulationen anschließen. Am Ende dieser Arbeit erfolgt, basierend auf den vorangegangenen Erkenntnissen, eine abschließende Beantwortung der Fragestellung.

Kapitel 2

Grundlagen

In diesem Kapitel soll näher auf die technischen Grundlagen dieser Arbeit eingegangen werden. So werden im Folgenden das Konzept der Kraft-Wärme-Kopplung (kurz: KWK) näher erläutert und verschiedene Antriebsarten von KWK-Anlagen beschrieben. Um den effizienten Betrieb dieser Anlagen zu gewährleisten, soll überschüssige Energie gespeichert werden. Aus diesem Grund erfolgt zunächst eine Vorstellung verschiedener Energiespeicher und eine Diskussion über deren Einsatz in KWK-Anlagen.

2.1 Konzept der Kraft-Wärme-Kopplung

Der erste Hauptsatz der Thermodynamik besagt, dass Energie weder erzeugt noch vernichtet werden kann. Daher besteht die Hauptaufgabe der Energiesysteme darin, die natürlich zur Verfügung stehenden Energieformen in thermische und elektrische Energie umzuwandeln. Zu den natürlich gegebenen Energien gehören die chemische Energie, die nukleare Energie und die solare Strahlungsenergie. Da alle Energieformen aus diesen Energien abgeleitet werden können, werden sie auch als Primärenergien bezeichnet. Die Umwandlung von Primärenergie in elektrische und thermische Energie kann mit Hilfe verschiedener Prozesse erfolgen. Die Umwandlung von solarer Energie in elektrische Energie erfolgt durch die Anwendung des photoelektrischen Effekts mit Hilfe von Photovoltaiksystemen. Nukleare Energie kann durch die Kernspaltung zuerst in thermische Energie und mit Hilfe einer Turbine und eines Generators anschließend in elektrische Energie gewandelt werden. Chemisch gebundene Energie kann zum einen über einen Verbrennungsprozess in thermische Energie, zum anderen durch Verwendung einer galvanischen Zelle in elektrische Energie überführt werden. [18]. Der Hauptteil der in Deutschland genutzten elektrischen Energie wird durch die Umwandlung von chemisch gebundener Primärenergie durch Verbrennung gewonnen [19]. Bei der Verbrennung innerhalb eines Energiewandlungssystems wird die innere Energie des brennbaren Stoffes U mittels einer Verbrennungskraftmaschine oder einer Wärmekraftmaschine in Arbeit W und Wärme Q umgewandelt. Nach dem ersten Hauptsatz der Thermodynamik setzen sich die Änderung der Energien dieses Systems nach Gleichung 2.1 zusammen.

$$dU = \delta Q + \delta W \tag{2.1}$$

Soll ein bestimmter Zeitpunkt des Systems betrachtet werden, kann Gleichung 2.1 nach der Zeit abgeleitet werden. Da im vorliegenden Fall ein stationärer Prozess betrachtet wird, bleiben die innere Energie U und die Entropie S des Systems unverändert, weshalb die zeitliche Ableitung der inneren Energie dU/dt und der Entropie dS/dt gleich Null ist. Aus Gleichung 2.1 lassen sich deshalb die Leistungsbilanz und die

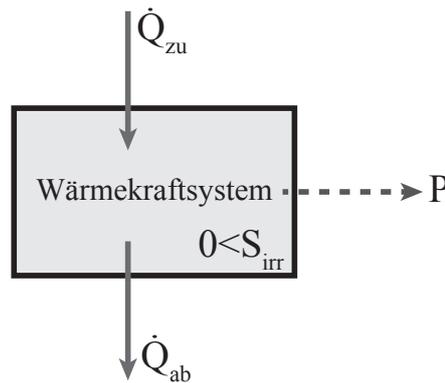


Abbildung 2.1: Leistungsströme einer Wärmekraftmaschine

Entropiebilanz eines geschlossenen stationären Systems mit Gleichung 2.2 und Gleichung 2.3 formulieren.

$$dU/dt = 0 = \dot{Q}_{zu} - \dot{Q}_{ab} + P \quad (2.2)$$

$$dS/dt = 0 = \frac{\dot{Q}_{zu}}{T_{zu}} - \frac{\dot{Q}_{ab}}{T_{ab}} + \dot{S}_{irr} \quad (2.3)$$

Die Entropiebilanz bildet sich nach Gleichung 2.3 aus den zu- und abgeführten Wärmeströmen, der dazugehörigen Temperatur und der irreversibel zugeführten Entropie S_{irr} , die nach dem zweiten Hauptsatz der Thermodynamik bei jeder technischen Anlage auftritt [18, 20]. Abbildung 2.1 zeigt beispielhaft eine Wärmekraftmaschine und ihre verschiedenen Prozessgrößen. Dabei werden Ströme, die in ein System fließen, im Nachfolgenden mit einem positiven Vorzeichen behaftet und Ströme, die aus dem System fließen, mit einem negativen Vorzeichen versehen. In ein System können beliebig viele Leistungen und Ströme ein- und ausfließen, weshalb die Gleichung 2.2 im Allgemeinen folgende Gestalt annimmt:

$$0 = \sum_i \dot{Q}_i + \sum_j P_j \quad (2.4)$$

Dabei ist nach Gleichung 2.4 die Summe aller zu- und abgeführten Wärmeströme $\sum_i \dot{Q}_i$ gleich der Summe aller zu- und abgeführten Leistungen $\sum_j P_j$. Die abgegebene Leistung eines geschlossenen stationären Systems kann deshalb aus der Differenz der zu- und abgeführten Wärmeströme mit Gleichung 2.5 berechnet werden.

$$-P = \sum_i \dot{Q}_i^{zu} - \sum_k |\dot{Q}_k^{ab}| \quad (2.5)$$

Der mechanische Wirkungsgrad eines Systems ist durch Gleichung 2.5 gegeben. Er beschreibt das Verhältnis von mechanischer Leistung zu den Wärmeströmen, die dem System zugeführt werden.

$$\eta_{mech} = \frac{-P_{mech}}{\sum_i \dot{Q}_i^{zu}} = 1 - \frac{\sum_k |\dot{Q}_k^{ab}|}{\sum_i \dot{Q}_i^{zu}} \quad (2.6)$$

Soll der elektrische Wirkungsgrad η_{el} oder die elektrische Leistung P_{el} des Systems angegeben werden, so muss der mechanische Wirkungsgrad η_{mech} bzw. die mechanische Leistung P_{mech} mit dem Wirkungsgrad des Generators η_{Gen} multipliziert werden.

Um eine genauere Vorstellung über den maximal möglichen Wirkungsgrad einer Wärmekraftmaschine zu erlangen und damit auch über den Zusammenhang zwischen mechanischer Leistung und zu- und abgeführter

Wärme, wird die Gleichung 2.3 mit der Annahme umformuliert, dass bei diesem technischen Prozess keinerlei Verluste durch irreversible Entropiezunahme auftreten. Dies bedeutet, dass in diesem speziellen Fall keine Verluste durch Reibung oder Wärmeübertragung erfolgen.

$$\dot{S}_{\text{irr}} = 0 \Rightarrow \frac{\dot{Q}_{\text{ab}}}{\dot{Q}_{\text{zu}}} = \frac{T_{\text{ab}}}{T_{\text{zu}}} \quad (2.7)$$

Zusammen mit Gleichung 2.6 und der Annahme $\dot{S}_{\text{irr}} = 0$ kann der Wirkungsgrad nach Carnot (Gleichung 2.8) dargestellt werden, der den Wirkungsgrad einer idealen vollkommen reversiblen Wärmekraftmaschine in Abhängigkeit der zu- und abgeführten Temperatur beschreibt.

$$\eta_{\text{Carnot}} = 1 - \frac{T_{\text{ab}}}{T_{\text{zu}}} \quad (2.8)$$

Gleichung 2.8 verdeutlicht, dass der ideale Wirkungsgrad und somit auch der Wirkungsgrad eines realen technischen Prozesses um so höher ist, je höher die Temperatur T_{zu} ist, bei der Wärme dem System zugeführt wird, und gleichzeitig je geringer jene Temperatur T_{ab} ist, bei der die Wärme wieder abgeführt wird. Wie in Abbildung 2.1 und Gleichung 2.5 zu erkennen, wird der Wärmestrom \dot{Q}_{ab} als Verlustterm angesehen, der ungenutzt an die Umgebung abgegeben wird. Bei Systemen, die nur mechanische Leistung bereitstellen sollen, wird demnach versucht, die Temperatur des abzugebenden Wärmestroms \dot{Q}_{ab} so gering wie möglich zu halten.

Das Konzept der Kraft-Wärme-Kopplung besteht hingegen darin, den sonst ungenutzten Wärmestrom \dot{Q}_{ab} nach dem Prozess der Energiewandlung von Primärenergie zu mechanischer und anschließend elektrischer Energie zu nutzen, um einen Bedarf an thermischer Energie zu decken. Wird ein Wärmestrom betrachtet, der von einer Wärmequelle zu einer Wärmesenke fließen soll, so kann dieser Wärmestrom \dot{Q} mit Gleichung 2.9 beschrieben werden. Dabei steht das λ für die Wärmeleitfähigkeit des Stoffes, A für die Fläche, durch die Wärme strömt, d für die Dicke der Wand und T für die Temperaturen der Wärmequelle und der Wärmesenke.

$$\dot{Q} = \lambda \cdot A \cdot \frac{T_2 - T_1}{d} \quad (2.9)$$

Es zeigt sich, dass Wärme nur von der Quelle zur Senke fließen kann, wenn die Temperatur T_2 der Wärmequelle größer ist als das Temperaturniveau T_1 der Wärmesenke, bei der die Wärme genutzt werden soll. Wird dieses Erkenntnis auf den Abwärmestrom \dot{Q}_{ab} eines KWK-Systems bezogen, der einer anschließenden thermischen Verwendung bzw. einer Wärmesenke zugeführt werden soll, so muss dessen Temperatur größer sein als die Temperatur der Senke. Aus diesem Grund ist es möglich, dass bei gekoppelter Nutzung von elektrischer und thermischer Energie, der Abwärmestrom bei einer höheren Temperatur aus dem System gezielt ausgekoppelt wird. Nach Gleichung 2.8 bedeutet dies zwar, dass der mechanische bzw. der elektrische Wirkungsgrad des Systems sinkt, der Gesamtwirkungsgrad des Systems durch die zusätzlich ermöglichte Nutzung der Abwärme jedoch steigt. Der Gesamtwirkungsgrad einer KWK-Anlage kann mit Gleichung 2.10 beschrieben werden [21].

$$\eta_{\text{ges}} = \eta_{\text{el}} + \eta_{\text{th}} \quad (2.10)$$

Dabei setzt sich η_{th} aus der Wärme \dot{Q}_{nutz} , die einer thermischen Verwendung zugeführt wird und der dem Gesamtsystem zugeführten Wärme \dot{Q}_{zu} zusammen.

$$\eta_{\text{th}} = \frac{\dot{Q}_{\text{nutz}}}{\dot{Q}_{\text{zu}}} = \frac{\dot{Q}_{\text{ab}} - \dot{Q}_{\text{ab, Umgebung}}}{\dot{Q}_{\text{zu}}} \quad (2.11)$$

Der Gesamtwirkungsgrad lässt sich mit den Gleichungen 2.6, 2.10 und 2.11 wie folgt beschreiben:

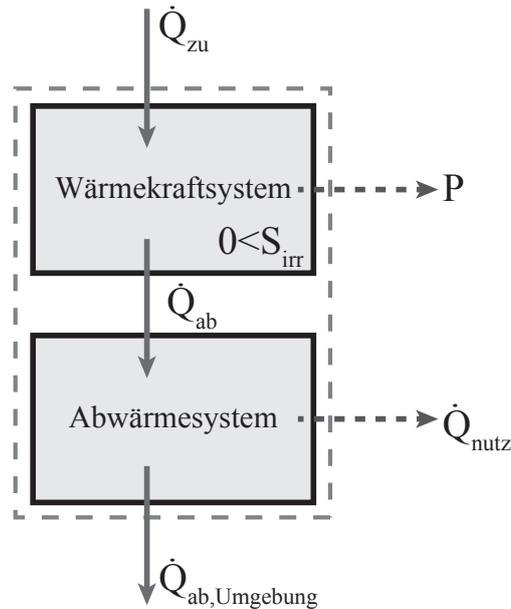


Abbildung 2.2: Leistungsströme eines KWK-Systems

$$\eta_{ges} = \frac{P_{el} + \dot{Q}_{nutz}}{\dot{Q}_{zu}} \quad (2.12)$$

Zur Bestimmung, wie groß der Anteil der Abwärmenutzung an der elektrischer Leistung des KWK-Systems ist, wird der sogenannte Stromanteil x nach Gleichung 2.13 verwendet. Ein Wert gegen 0 zeigt an, dass der Fokus des Systems auf der Nutzung der Wärme besteht und die Bereitstellung von elektrischer Energie gering ausfällt. Im Gegensatz ist bei einem Wert gegen 100 % das System darauf ausgerichtet, elektrische Energie bereitzustellen, weshalb die Wärmenutzung vernachlässigbar wird.

$$x = \frac{P_{el}}{P_{el} + \dot{Q}_{nutz}} \cdot 100\% \quad (2.13)$$

Eine weitere Kennziffer zur Beschreibung von KWK-Systemen ist die Stromkennzahl (2.14); sie beschreibt das Verhältnis der elektrischer Leistung zur nutzbaren Abwärme.

$$\sigma = \frac{P_{el}}{\dot{Q}_{nutz}} \quad (2.14)$$

Eine Stromkennzahl von 1 kennzeichnet KWK-Systeme, die zu gleichen Teilen Wärme und elektrische Energie bereitstellen.

Nun können KWK-Systeme nicht nur nach ihrer Leistung und der Stromkennzahl oder dem Stromanteil, sondern auch nach ihrer Zielenergie eingeteilt werden. Die Zielenergie ist dabei die Energieform, die vom KWK-System primär bereit gestellt werden soll. So gibt es stromgeführte Anlagen, die ihre Betriebsweise nach dem elektrischen Energiebedarf richten, und wärmegeführte KWK-Systeme, deren Betriebsweise sich dem thermischen Energiebedarf anpasst. Mit wärmegeführten KWK-Systemen können konventionelle Heizsysteme ersetzt werden, um mit der gekoppelten Bereitstellung von Wärme und elektrischer Energie eine effektivere Nutzung der Primärenergie zu ermöglichen [21, 22].

Nach Abbildung 2.3 wird ein KWK-System mit einem konventionellen System zur Bereitstellung von Wärme und Strom verglichen. Das konventionelle System besteht aus einer Gastherme, wie sie in einem typischen Haushalt verwendet wird. Die elektrische Energieversorgung wird durch das Stromnetz gesichert. An diesem Beispiel zeigt sich, dass zwar der thermische wie auch der elektrische Wirkungsgrad des KWK-Systems geringer ist als der jeweilige Wirkungsgrad des konventionellen Systems, dass aber durch die gekoppelte

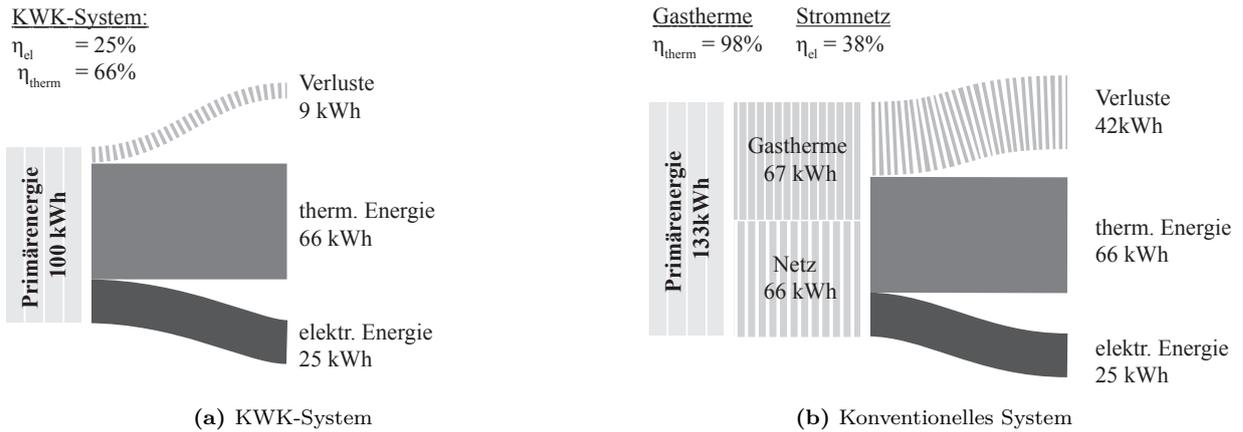


Abbildung 2.3: Vergleich der Energieströme eines KWK-System und eines konventionellen Systems für die Bereitstellung von elektrischer und thermischer Energie

Tabelle 2.1: Anlagengrößen von KWK-Anlagen

Bezeichnung	Leistung
Nano-KWK	$0 \text{ kW} < P_{el} \leq 1 \text{ kW}$
Mikro-KWK	$1 \text{ kW} < P_{el} \leq 15 \text{ kW}$
Kleinst KWK	$15 \text{ kW} < P_{el} \leq 50 \text{ kW}$
Kleine KWK	$50 \text{ kW} < P_{el} \leq 2000 \text{ kW}$
Große KWK	$2000 \text{ kW} < P_{el}$

Nutzung der elektrischen Energie und der Abwärme des KWK-Systems der Primärenergieaufwand bei gleicher bereitgestellter thermischer und elektrischer Energie um 33 % geringer ist als beim konventionellen System. Es muss jedoch beachtet werden, dass, abhängig von der Energieform, nach der sich das KWK-System richtet (stromgeführt oder wärmegeführt), beide bereitgestellte Energiemengen nicht zu jeder Zeit dem Bedarf angepasst werden können. Aus diesem Grund kann es z.B. bei einer wärmegeführten Anlage vorkommen, dass zu viel elektrische Energie bereitgestellt wird, die entweder in das elektrische Versorgungsnetz gespeist oder in einem elektrischen Energiespeicher (kurz: EES) gespeichert werden muss. Eine eher unkonventionelle Art die überschüssige elektrische Energie zu nutzen, wäre sie in thermische Energie zu wandeln, aus exergetischen Gründen wird von diesem vorgehen jedoch abgesehen. Im Umkehrschluss kann es ebenso vorkommen, dass bei wärmegeführten Systemen zu wenig elektrische Energie bereitgestellt wird, weshalb entweder die benötigte elektrische Energie aus dem elektrischen Versorgungsnetz oder aus einem EES zur Verfügung gestellt werden muss.

2.2 Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen

Nachfolgend sollen die verschiedenen Antriebskonzepte von KWK-Anlagen vorgestellt werden. So unterscheiden sich die verschiedenen Antriebseinheiten hinsichtlich des Wandlungsvorganges von Primärenergie zu elektrischer Energie, des dabei erzielten Gesamtwirkungsgrades, des elektrischen Wirkungsgrades, ihrer Stromkennzahl, ihrer Fähigkeit zum Teillastverhalten, des Technologiereifegrades und der Art des verwendeten Brennstoffes. Das Leistungsspektrum dieser Anlagen reicht dabei von weniger als 1 kW_{el} bis zu mehreren MW; die Klassierung der verschiedenen Anlagengrößen ist in Tabelle 2.1 zusammengefasst [23, 24]. Die

verwendeten Techniken zur Bereitstellung von thermischer und elektrischer Energie unterscheiden sich zwischen den einzelnen Leistungsklassen. So werden besonders in großen KWK-Anlagen mit Leistungen von mehreren MW aufgrund ihres vergleichbar hohen Wirkungsgrades und ihrer hohen Leistungsdichte Turbinen eingesetzt. Hier kommen Dampfturbinen, Gasturbinen oder eine Kombination aus beiden, den sogenannten Gas-und-Dampfturbinenanlagen (kurz: GuD-Anlagen), zum Einsatz, in welchen sogar solche Abwärmen genutzt werden können, die sich auf einen sehr niedrigen Temperaturniveau befinden. Der Einsatz von Turbinen in großen KWK-Anlagen eignet sich besonders dann, wenn ein konstanter Bedarf an thermischer Energie vorherrscht und ein hohes Temperaturniveau benötigt wird [25]. Ein weiterer Vorteil von Turbinen sind ihre geringen Wartungsanforderungen und die sich daraus ergebenden langen Betriebszeiten, welche beim Einsatz in KWK-Anlagen vorteilhaft sind [21].

Neben Turbinen werden in KWK-Anlagen auch Verbrennungsmotoren eingesetzt. Sie finden im Anlagenbereich von Mikro-KWK-Anlagen bis zu großen KWK-Anlagen Verwendung. Ein großer Vorteil dieser Antriebssysteme ist gegenüber der Turbine die Möglichkeit, die Leistung ohne nennenswerten Wirkungsgradverlust zu verringern. Weiterhin haben Verbrennungsmotoren einen hohen technischen Entwicklungsstand und eine große Marktverfügbarkeit erreicht [21].

Eine weitere Antriebsart für KWK-Systeme ist der Stirlingmotor. Er wird besonders im Bereich der Nano- und Mikro-KWK-Anlagen eingesetzt und zeichnet sich durch seinen geräuscharmen Betrieb und lange Wartungsintervalle aus [25].

Im Bereich der Mikro- und Nano-KWK-Anlagen werden auch Brennstoffzellen eingesetzt. Diese werden in den meisten Fällen zur häuslichen Energieversorgung an das Erdgasnetz angeschlossen. Dabei wandelt zuerst ein Reformier das Erdgas in Wasserstoff; die im Wasserstoff chemisch gebundene Energie wird anschließend von der Brennstoffzelle in elektrische und thermische Energie umgewandelt. Neben der Wärme aus der Brennstoffzelle kann bei mit Erdgas betriebenen Brennstoffzellen auch die Abwärme aus dem Reformier für die thermische Energieversorgung genutzt werden. Brennstoffzellen zeichnen sich besonders durch ihren geräuscharmen und schadstoffarmen Betrieb aus. Bei der gemeinsamen Nutzung von elektrischer und thermischer Energie kann mit diesem System ein Gesamtwirkungsgrad von 85 – 90 % erreicht werden [26, 27].

Neben der Einteilung in Größenklassen lassen sich KWK-Anlagen auch nach der Energieform, die primär bereitgestellt werden soll, einteilen. Wie bereits erwähnt, kann zwischen elektrisch geführten KWK-Anlagen und wärmegeführten KWK-Anlagen unterschieden werden.

Elektrisch geführte KWK-Anlagen regeln die Bereitstellung von thermischer und elektrischer Energie nach dem elektrischen Energiebedarf des Verbrauchers. Die bereitgestellte thermische Energie fällt dabei als Nebenprodukt an und muss für den effektiven Betrieb der Anlage entweder direkt von einem Verbraucher genutzt oder gespeichert werden.

Hingegen regeln wärmegeführte Anlagen die Bereitstellung der Energie nach dem Wärmebedarf. Hierbei ist die elektrische Energie das Nebenprodukt, welches in den meisten KWK-Anlagen entweder direkt vom Verbraucher genutzt werden kann oder in KWK-Anlagen ohne elektrischen Speicher teilweise ins Netz gespeist werden muss [8, 9]. Eine weitere Möglichkeit der Regelung von KWK-Anlagen besteht in der optimierten Fahrweise. Hierbei wird, abhängig vom jeweiligen Energiebedarf, die Bereitstellung von Energie durch die KWK-Anlage so geregelt, dass der Bedarf an elektrischer und thermischer Energie des Verbrauchers möglichst durch die KWK-Anlage abgedeckt wird [28]. Die optimierte Fahrweise der KWK-Anlage wird durch eine modulierende Leistung und durch die Einbindung von Speichertechnologien für thermische und elektrische Energie erreicht. Elektrisch geführte Anlagen finden sich fast ausschließlich im kleinen bis großen KWK-Anlagenbereich. Dort wird die elektrische Energie ins Netz eingespeist und kann aufgrund ihrer Anlagenleistung am Strom- und Regelenergiemarkt teilnehmen. Die thermische Energie solcher Anlagen wird meist industriellen Prozessen zugeführt oder über ein Fernwärmenetz an die Verbraucher verteilt. Durch Übertragungsverluste und hohe Installationskosten von Fernwärmeleitungen ist das Anschlussgebiet für Fernwärme jedoch limitiert und daher die Abnahmekapazität für thermische Energie begrenzt. Für einen effizienten Betrieb solcher Anlagen muss weiterhin sichergestellt werden, dass sowohl die elektrische als auch die thermische Energie vollständig

Tabelle 2.2: Zustandsänderungen

Zustandsänderung	Beschreibung
Isobare Zustandsänderung	$p = \text{const.}$
Isochore Zustandsänderung	$v = \text{const.}$
Isotherme Zustandsänderung	$T = \text{const.}$
Polytrope Zustandsänderung	$pv^n = \text{const.}$
Adiabatische Zustandsänderung	$Q = \text{const.}$
Isentrope Zustandsänderung	$S = \text{const.}$
Isenthalpe Zustandsänderung	$H = \text{const.}$

genutzt werden kann [29]. Damit die thermische Energie auch in Zeiten geringen Bedarfs genutzt werden kann, werden in diesen Anlagen große thermische Energiespeicher genutzt. Eine Speicherung der elektrischen Energie ist aufgrund der bedarfsgerechten Bereitstellung nicht erforderlich [30].

Im Bereich der KWK-Anlagen für die Versorgung von Wohnhäusern, kleineren Industrien und Bürogebäuden finden sich überwiegend wärmegeführte KWK-Anlagen. Sie ersetzen in diesem Fall das konventionelle Heizsystem und regeln, wie bereits beschrieben, die Energiebereitstellung nach dem thermischen Energiebedarf des Verbrauchers. Um einen konstanten und somit effizienten Betrieb der Anlage zu gewährleisten, ist ein thermischer Speicher zwischen KWK-Anlage und Verbraucher geschaltet, sodass die KWK-Anlage nur den Wärmespeicher belädt und nicht direkt den Wärmebedarf deckt.

2.2.1 KWK-Anlagen mit Turbinen

Bei KWK-Anlagen in der MW-Leistungsklasse werden besonders Wärmekraftmaschinen in Form von Turbinen verwendet. Dabei kann unterschieden werden, ob es sich um eine Gasturbine, um eine Dampfturbine oder um eine Kombination aus beiden, einer Gas- und Dampfturbine (kurz: GuD-Turbine), handelt. Die Turbinen decken dabei ein Leistungsspektrum von 0,5 MW bis 650 MW pro Turbineneinheit ab. Aber auch im Bereich der Mini- und Mikro-KWK-Anlagen können Turbinen eingesetzt werden. Bei den sogenannten Mikro-Turbinen handelt es sich um Gasturbinen, die einen Leistungsbereich von 1 kW bis 80 kW abdecken [31, 32].

Für eine thermodynamische Beschreibung des Verhaltens von Wärmekraftmaschinen existieren sogenannte Vergleichsprozesse, die die Funktionsweise des Anlagensystems wiedergeben und einen idealen Prozessverlauf widerspiegeln. Alle Vergleichsprozesse stellen somit ein Optimum dar, das in realen Maschinen und Anlagen aufgrund von z.B. Reibungs- und Wärmeübertragungsverlusten nicht umgesetzt werden kann. Für Kraftwerke mit Dampfturbinen eignet sich der thermodynamische Vergleichsprozess nach Clausius-Rankine. Als Vergleichsprozess für Gasturbinenanlagen dient der Joule-Kreisprozess, welcher in Abbildung 2.4 veranschaulicht ist. Mehrstufige Gasturbinenanlagen können mit Hilfe des Ericsson-Prozesses dargestellt werden. Die einzelnen Vergleichsprozesse unterscheiden sich darin, durch welche Zustandsänderungen, die in Tabelle 2.2 verzeichnet sind, die einzelnen Prozessschritte erreicht werden.

Der Joule Prozess setzt sich, wie in Abbildung 2.4, aus einer isentropen Verdichtung und Expansion des Arbeitsgases und einer isobaren Wärmezu- und Wärmeabfuhr zusammen. Nach Gleichung 2.15 kann der Wirkungsgrad des Joule-Prozesses wie folgt berechnet werden.

$$\eta_{\text{th}} = \frac{\Delta W_{\text{Nutz}}}{Q_{\text{zu}}} = \frac{Q_{\text{zu}} - |Q_{\text{ab}}|}{Q_{\text{zu}}} \quad (2.15)$$

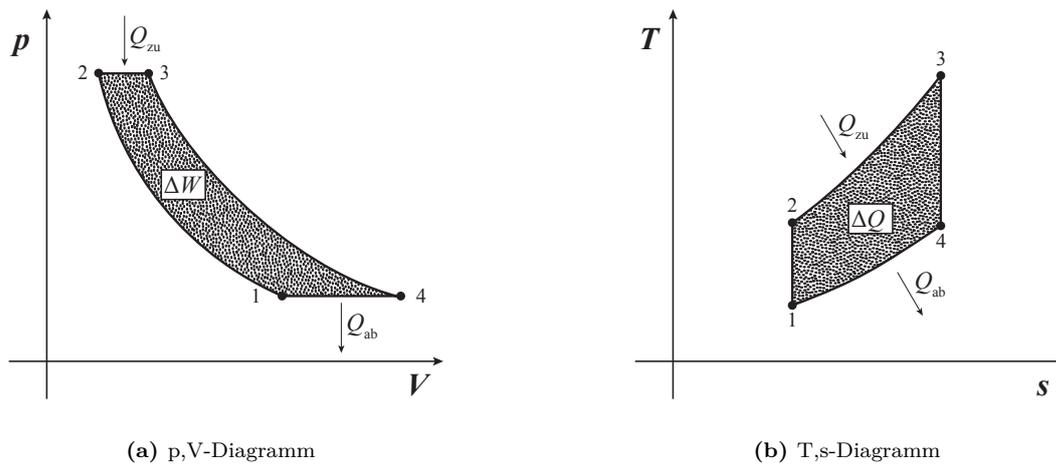


Abbildung 2.4: Joule-Kreisprozess

Dabei kann sowohl die Wärme Q_{zu} als auch Q_{ab} auch als Enthalpiedifferenz ΔH angesehen werden, die zwischen den Prozesspunkten 3 und 3 bzw. 4 und 1 dem System zu- bzw. abgeführt wird. Der Wirkungsgrad dieses Prozesses kann somit mit Gleichung 2.16 beschrieben werden

$$\eta_{th} = 1 - \frac{T_4 - T_1}{T_3 - T_2} = 1 - \frac{T_1}{T_2} \quad (2.16)$$

Da es sich beim Joule-Prozess zwischen den Punkten 1 und 2 um eine isentrope Kompression handelt, können die Temperaturen über den Anfangs- und Enddruck p_1 bzw. p_2 und den Isentropenexponenten κ berechnet werden. Für Luft kann ein Isentropenexponent $\kappa = 1,4$ angenommen werden. Damit ergibt sich

$$\eta_{th} = 1 - \left(\frac{p_1}{p_2}\right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} = 1 - \left(\frac{p_1}{p_2}\right)^{0,286} \quad (2.17)$$

Für verschiedene Verdichtungsverhältnisse kann mit Gleichung 2.17 der Wirkungsgrad η_{th} für den Joule-Prozess berechnet werden, wie es in Abbildung 2.5 zu sehen ist. Moderne Gasturbinen erreichen ein Verdichtungsverhältnis von 15 – 30, somit würde sich der berechnete Wirkungsgrad zwischen 50 % und 60 % bewegen. Aufgrund der Idealität des Joule-Prozesses können diese Wirkungsgrade von realen Gasturbinen jedoch nicht erreicht werden. So wird im realen Prozess keine isentrope Verdichtung und Expansion erreicht, weiterhin kann die Wärmeabfuhr und Wärmezufuhr nicht unter isobaren Bedingungen ablaufen [33].

Somit verringert sich der elektrische Wirkungsgrad realer Gasturbinen auf 15 % bis 40 %. Zwar fällt der reale Wirkungsgrad einer Gasturbine geringer aus als in Gleichung 2.5 berechnet, aufgrund ihrer hohen Abgastemperaturen ist sie jedoch zur Verwendung in einer KWK-Anlage für die Bereitstellung von Wärme prädestiniert [34, 35]. Gasturbinen für den Einsatz in Ein- und Mehrfamilienhäusern können derzeit einen elektrischen Wirkungsgrad zwischen 25 % und 30 % erzielen und können, bezogen auf den unteren Heizwert des Brennstoffes, einen Gesamtwirkungsgrad von bis zu 80 % erreichen [35, 36]. Um höhere elektrische Wirkungsgrade zu erzielen, kann die Energie des Abgasstromes von Gasturbinen genutzt werden, um eine nachgeschaltete Wasserdampfturbine anzutreiben. Diese Methode wird jedoch nur im KWK-Anlagenbereich der MW-Klasse angewandt. Sogenannte Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (kurz: GuD-Kraftwerke) erreichen dabei Wirkungsgrade von bis zu 60 % und sind mit einer Leistung von 10 MW bis zu 750 MW pro Gas- und Dampfturbineneinheit am Markt erhältlich [37].

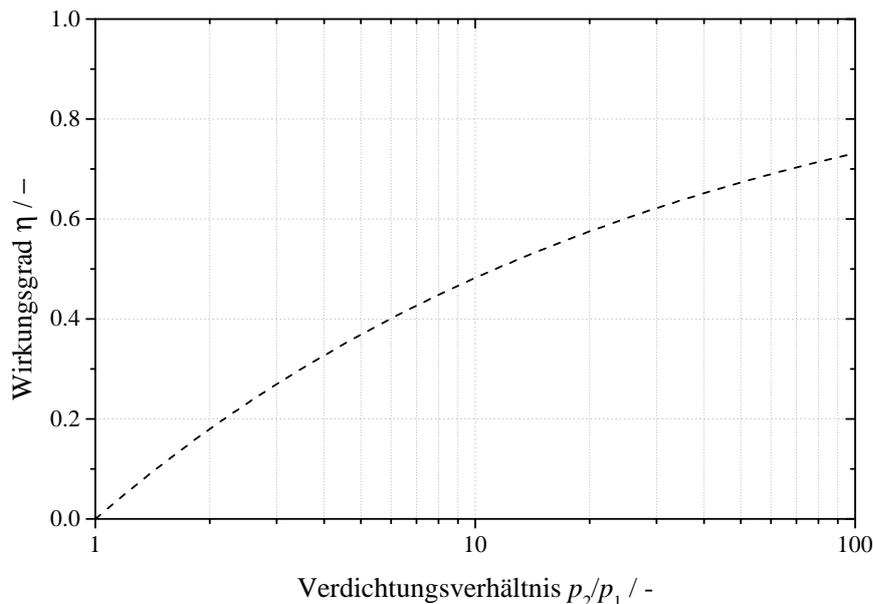
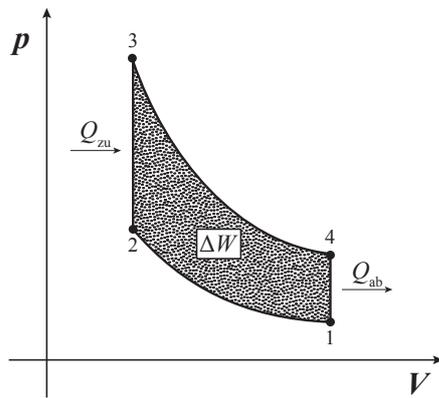


Abbildung 2.5: Thermischer Wirkungsgrad η_{th} des Joule-Prozesses in Abhängigkeit des Verdichtungsverhältnisses

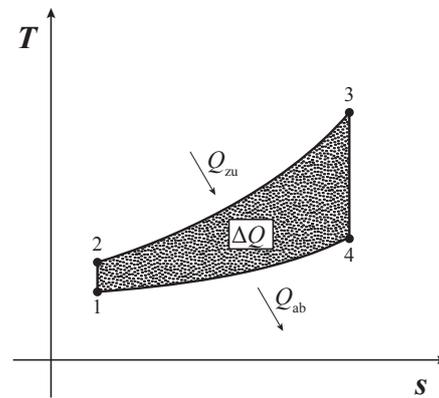
2.2.2 KWK-Anlagen mit Verbrennungskraftmaschinen

Eine sehr verbreitete Antriebsvariante für KWK-Anlagen ist der Kolbenmotor, der den Verbrennungskraftmaschinen zugeordnet werden kann. Er wandelt durch eine Verbrennung die chemisch gespeicherte Energie eines Brennstoffes in mechanische Arbeit um. Die Verbrennung erfolgt dabei innerhalb eines definierten Arbeitsraumes, der durch einen beweglichen Kolben begrenzt wird. Die mechanische Arbeit wird erzeugt, indem das bei der Verbrennung im Arbeitsraum expandierende Arbeitsgas auf einen beweglichen Kolben drückt und ihn dadurch in Bewegung versetzt. Der Kolben ist wiederum mit der Kurbelwelle verbunden, die translatorische Auf- und Abbewegung des Kolbens in eine rotatorische Bewegung wandelt, mit der ein Generator zur Bereitstellung der elektrischen Energie betrieben werden kann. Bei Kolbenmotoren wird dabei grundsätzlich zwischen einem Zwei-Takt- und einem Vier-Takt-Prozess unterschieden, wobei das Zwei-Takt-Verfahren hinsichtlich der Schadstoffemissionen und der Laufruhe dem Vier-Takt-Verfahren unterlegen ist und deshalb im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung kaum mehr Verwendung findet [38]. Weiterhin können Kolbenmotoren in Diesel- und Ottomotoren unterteilt werden. Otto- und Dieselmotoren unterscheiden sich neben ihrer Arbeitsweise und der Zündung des Gemisches auch nach der Art ihres Brennstoffes. Der Dieselmotor verwendet, wie der Name besagt, Dieselkraftstoff. Für den Einsatz als Antriebseinheit in KWK-Anlagen ist er daher für den Betrieb mit Heizöl, Biodiesel und Pflanzenölen geeignet. Der Ottomotor, der Benzin bzw. Ottokraftstoff verwendet, kann im KWK-Einsatz auch mit Erdgas, Biogas oder Deponiegasen befeuert werden [32]. Weiterhin besteht die Möglichkeit über einen vorgeschalteten Biomassevergaser, ihn mit vergaster Biomasse zu befeuern [39]. Der Prozessablauf ist bei Otto- und Dieselmotoren ähnlich, wobei der Ottomotor eher dem Gleichraum- und der Dieselmotor dem Gleichdruckprozess entspricht. Gleichdruck- und Gleichraumprozesse sind ideale Prozesse, die einen realen Prozess vereinfacht darstellen. Gleichraum- und Gleichdruckprozess ähneln sich weitgehend. Sie unterscheiden sich lediglich im Punkt der Wärmezufuhr. Während beim Gleichraumprozess, welcher in Abbildung 2.6a und 2.6b und dargestellt ist, zwischen den Punkten 1 und 2 ein Gemisch aus Brennstoff und Luft isentrop komprimiert wird, wird im Gleichdruckprozess in Abbildung 2.6c und 2.6d nur Verbrennungsluft komprimiert. Die Kompression eines Motors wird durch das Verdichtungsverhältnis ε beschrieben:

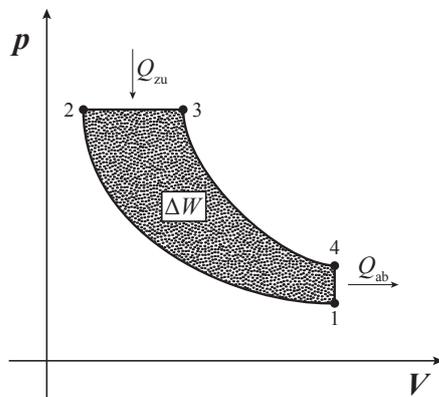
$$\varepsilon = \frac{v_1}{v_2} \quad (2.18)$$



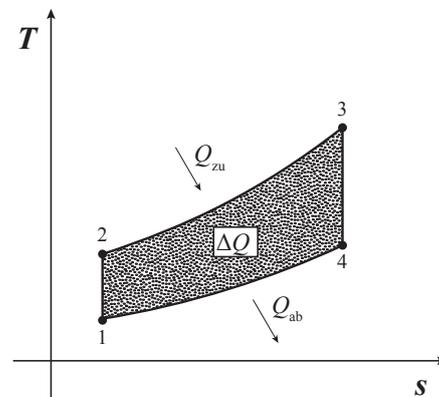
(a) p,V-Diagramm Gleichraumprozess



(b) T,s-Diagramm Gleichdruckprozess



(c) p,V-Diagramm Gleichdruckprozess



(d) T,s-Diagramm Gleichdruckprozess

Abbildung 2.6: Gleichdruck- und Gleichraum-Kreisprozess

wobei v_1 das Volumen des Brennraums im unteren Totpunkt des Kolbens beschreibt und v_2 das Volumen des Brennraums im oberen Totpunkt des Kolbens.

Das Verdichtungsverhältnis des Gleichdruckprozesses kann höher gewählt werden, da nur die Verbrennungsluft komprimiert werden muss. Hohe Verdichtungsverhältnisse führen zu hohen Temperaturen im Brennraum und würden beim Gleichraumprozess damit zu einer verfrühten Zündung des Brennstoff-Luftgemisches (Klopfen) führen. Durch das höhere Verdichtungsverhältnis können beim Gleichdruckprozess, und somit bei Dieselmotoren, höhere Wirkungsgrade als beim Gleichraumprozess, oder Ottomotor, erreicht werden. Bei Dieselmotoren liegt der maximale mechanische Wirkungsgrad zwischen 35 % bis 50 %, bei Ottomotoren hingegen nur zwischen 24 % bis 33 % [40]. Der höhere Wirkungsgrad des Dieselmotors resultiert weiterhin aus der niedrigeren Abgastemperatur, die gegenüber dem Ottomotor mit einer Abgastemperatur von 1000 °C um rund 200 K niedriger ist. In KWK-Anlagen erfolgt die Wärmeauskopplung bei Verbrennungsmotoren über den Kühlwassermantel des Motors, über den Schmierölkühler, den Ladeluftkühler und über einen Wärmeübertrager im Abgasstrang. Durch diese Wärmeauskopplungsmaßnahmen können bei Kolbenmaschinen thermische Wirkungsgrade von 60 % bis 70 % erzielt werden [8, 34]. Dabei ist jedoch die Temperatur der Wärmeauskopplung entscheidend für den thermischen Wirkungsgrad. So fällt der thermische Wirkungsgrad nach einer Untersuchung von Martens et al. [34] von 85 % bei Wärmeauskopplung auf einem Temperaturniveau von 70 °C auf einen Wert von 60 % bei einem Temperaturniveau von 110 °C. Dabei muss beachtet werden, dass Hochtemperaturwärme nur über das Abgas ausgekoppelt werden kann, welches nach der Abgasaufbereitung nach Martens et al. eine Temperatur von 360 °C bis 640 °C aufweisen kann. Für einen hohen thermischen Wirkungsgrad sollte demnach die Nutzwärme ein möglichst niedriges Temperaturniveau aufweisen [34]. Wird Wärme auf einem Temperaturniveau zwischen 70 °C und 90 °C ausgekoppelt und der Motor in seinem Auslegungspunkt betrieben, könnten theoretisch Gesamtwirkungsgrade nach Gleichung 2.12 bis zu 98 % erreicht werden [41]. Die Standzeiten von stationären Otto- bzw. Dieselmotoren für den Einsatz in KWK-Anlagen bewegen sich zwischen 12.000 h bis 15.000 h. Für eine komplette Revision werden Zeiten zwischen 24.000 h bis 30.000 h angegeben [21].

2.2.3 KWK-Anlagen mit Brennstoffzellen

KWK-Anlagen, die Brennstoffzellen nutzen, heben sich von anderen Anlagentypen insofern ab, als sie zur Energiewandlung statt eines thermischen Prozesses einen elektrochemischen Prozess nutzen. In einer Brennstoffzelle wird die elektrische Energie, im Gegensatz zur einer Wärmekraftmaschine, nicht durch einen Verbrennungsprozess bereitgestellt, der über eine verlustbehaftete Prozesskette die entstandene Wärme in mechanische und schließlich elektrische Energie überführt, sondern auf direktem Weg chemisch gebundene in elektrische Energie wandelt. Aus diesem Grund kann auch der vorangegangene Zusammenhang zwischen den Temperaturen der zu- und abgeführten Wärmeströme (Carnotscher Wirkungsgrad: Gleichung 2.8) nicht mehr verwendet werden. Um das System dennoch charakterisieren zu können, muss auf eine Beschreibung mit der Freien Reaktionsenthalpie $\Delta^R g$ zurückgegriffen werden. Für die Brennstoffzelle gilt:

$$\Delta^R g = W = -zFE \quad (2.19)$$

Ist die Freie Reaktionsenthalpie $\Delta^R g$ bekannt, kann mit Gleichung 2.19, der Faraday-Konstante F (96485 C mol⁻¹) und der Zahl der ausgetauschten Elektronen z die Spannung der Brennstoffzelle E berechnet werden. Die Freie Reaktionsenthalpie $\Delta^R g$ setzt sich weiterhin nach Gleichung 2.20 aus der Differenz der freien Enthalpien der Produkte und der Edukte zusammen. Da die freie Enthalpie abhängig vom Druck P und der Temperatur T ist, wird sie bezüglich einer Standardbedingung angegeben.

$$\Delta^R g^+ = \sum_i^n g_{i,\text{Produkte}}^+ - \sum_i^m g_{i,\text{Edukte}}^+ \quad (2.20)$$

Tabelle 2.3: Enthalpien und Entropien zur Berechnung einer Brennstoffzellenreaktion

Stoff	ΔH^0	ΔG^0	ΔS^0
	kJ/mol	kJ/mol	kJ/mol K
O ₂	0	0	205,14
H ₂	0	0	130,68
H ₂ O	-285,83	-237,13	69,91

Im Folgenden soll dies anhand der Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzelle (engl. Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell, PEMFC) erläutert werden. Dieser Brennstoffzellentyp wird besonders im automobilen Bereich und in der Energieversorgung von Wohnhäusern genutzt [32, 42, 43] und nutzt als Brennstoff Wasserstoff und Sauerstoff.

Über die Entropie s^+ bei Standardbedingungen und der Bildungsenthalpie der einzelnen Stoffe Δh^+ kann ebenfalls die freie Enthalpie $\Delta^R g^+$ berechnet werden.

$$\Delta^R g^+ = \Delta^R h^+ - T \Delta^R s^+ \quad (2.21)$$

Wie in Tabelle 2.3 zu sehen, sind die beiden Bildungsenthalpien $\Delta^F h_i^+$ der Edukte H₂ und O₂ null, damit reduziert sich die Reaktionsenthalpie $\Delta^R h^+$ auf die Bildungsenthalpien $\Delta^F h^+$.

$$\Delta^R h^+ = \sum_i^n \Delta^F h_{i,\text{Produkte}} - \sum_i^m \Delta^F h_{i,\text{Edukte}} \quad (2.22)$$

$$\Delta^R h^+ = \Delta^F h_{\text{H}_2\text{O}} - \Delta^F h_{\text{H}_2} - 1/2 \Delta^F h_{\text{O}_2} \quad (2.23)$$

$$\Delta^R h^+ = 285,83 \text{ kJ/mol} \quad (2.24)$$

Die Entropie $\Delta^R s^+$ lässt sich mit Hilfe der tabellarisierten Werte (Tabelle: 2.3) und der Gleichung 2.25 berechnen.

$$\Delta^R s^+ = \sum_i^n s_{i,\text{Produkte}}^0 - \sum_i^m s_{i,\text{Edukte}}^0 \quad (2.25)$$

$$\Delta^R s^+ = s_{\text{H}_2\text{O}}^0 - s_{\text{H}_2}^0 - 1/2 s_{\text{O}_2}^0 \quad (2.26)$$

$$\Delta^R s^+ = 163,34 \text{ J/mol K} \quad (2.27)$$

Nach Gleichung 2.21 und der Bezugstemperatur T kann nun $\Delta^R g^+$ oder die elektrische Energie der Brennstoffzelle bei einem gegebenen Brennstoffzustrom $\Delta^R h^+$ berechnet werden.

Weiterhin kann damit auf den idealen reversiblen Brennstoffzellenwirkungsgrad η_{rev} geschlossen werden, der durch Gleichung definiert ist.

$$\eta_{\text{rev}} = \frac{\Delta^R g^+}{\Delta^R h^+} = \frac{\Delta^R h^+ - T \Delta^R s^+}{\Delta^R h^+} = 83 \% \quad (2.28)$$

Der berechnete ideale Brennstoffzellenwirkungsgrad von 83 % bei der Bezugstemperatur von 25 °C kann allerdings nicht im realen Betrieb der Brennstoffzelle erreicht werden. Reduzierungen des Brennstoffzellenwirkungsgrades ergeben sich aus dem nicht idealen Verhalten der Membran, dem Brennstoff-zu-Luft-Verhältnis, dem Betrieb bei geändertem Druck und Temperatur und internen Widerständen [44]. Somit werden im realen Betrieb von PEM-Brennstoffzellen Wirkungsgrade zwischen 50 % und 60 % erreicht [43, 45, 46]. Zwar gibt es andere Brennstoffzellentypen, die höhere Wirkungsgrade erreichen, der besondere Vorteil der PEM-

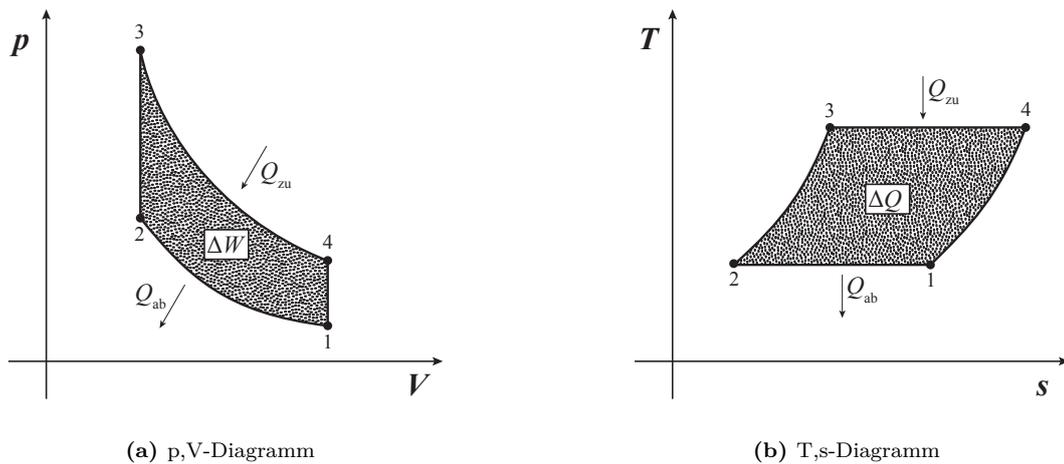


Abbildung 2.7: Stirling-Kreisprozess

Brennstoffzelle ist jedoch ihre variable Betriebsweise, die es ihr erlaubt, sich schnell einem Lastwechsel anzupassen.

In diesem Zusammenhang soll ein weiterer Brennstoffzellentyp erwähnt werden, der aufgrund seiner Bau- und Betriebsweise zwar nur für den stationären Betrieb ausgelegt ist, jedoch auch für die Energieversorgung von Wohnhäusern zum Einsatz kommt. Es handelt sich hierbei um sogenannte Solid Oxide Fuel Cells (SOFC), die im Gegensatz zu PEM-Brennstoffzellen in den meisten Fällen nicht Wasserstoff als Brennstoff benutzen, sondern Erdgas bzw. Methan. Das hat den Vorteil, dass dieser Brennstoffzellentyp direkt an ein bestehendes Erdgasversorgungsnetz angeschlossen werden kann, wohingegen bei der PEM-Brennstoffzelle erst ein vorgeschalteter Reformier benutz werden muss, der Erdgas zu Wasserstoff reformiert und damit den Wirkungsgrad der PEM-Brennstoffzelle mindert [46]. Ein weiterer Vorteil von SOFCs sind die hohen Betriebstemperaturen, die zwischen 600 – 1000 °C liegen. Somit kann die Abwärme der SOFC für verschiedenste technische Anwendungen, wie zum Beispiel in einem Dampfkraft- oder ORC-Prozess oder auch für Heiz- und Kälteprozesse, genutzt werden [47]. PEM-Brennstoffzellen operieren dagegen bei Betriebstemperaturen < 100 °C [32], weshalb die Abwärme in Kontext der Kraft-Wärme-Kopplung nur für die Warmwasserbereitung und für die Wohnraumbeheizung verwendet werden kann. Die niedrigeren Betriebstemperaturen der PEM-Brennstoffzelle haben jedoch den Vorteil, dass sie schnell an- und abgefahren werden kann. Aufgrund der hohen Temperaturen der SOFC-Brennstoffzelle ist das bei diesem Zellentyp nicht der Fall.

2.2.4 KWK-Anlagen mit Stirlingmotoren

Der Stirlingmotor wird den Verbrennungsmotoren zugeordnet, unterscheidet sich jedoch vom Verbrennungsmotor aus Kapitel 2.2.2 in der Art der Wärmezufuhr. Der Stirlingmotor benutzt, wie der beschriebene Otto- oder Dieselmotor, einen Kolben, welcher die zugeführte Wärme in mechanische Arbeit umwandelt. Im Gegensatz zum Otto- oder Dieselmotor erfolgt die Verbrennung jedoch nicht innerhalb des Zylinders, sondern außerhalb in einer separaten Brennkammer. Dabei wird die Wärme über einen Wärmeübertrager vom Brennraum in den Zylinder übertragen und über einen zweiten Wärmeübertrager aus dem Arbeitsraum geleitet. Beim Stirlingmotor handelt es sich also um ein geschlossenes thermodynamisches System. Der Prozessablauf des Stirlingmotors ist in Abbildung 2.7 dargestellt. Der ideale Stirlingprozess setzt sich nach Abbildung 2.7 aus einer isochoren Wärmezufuhr und -abfuhr und einer isothermen Verdichtung und Entspannung zusammen. Der maximale Wirkungsgrad eines idealen Stirling-Prozesses kann deshalb mit dem Carnotschen Wirkungsgrad η_{Carnot} nach Gleichung 2.8 berechnet werden. Für diese Berechnung wird die Temperatur des oberen Temperaturniveaus benötigt, welche in diesem Fall 650 °C bis 750 °C beträgt. Diese Temperatur wird

durch die verwendeten Materialien des Stirlingmotors begrenzt. Die zweite benötigte Temperatur ist die Temperatur, bei der Wärme abgegeben wird. Innerhalb des KWK-Systems entspricht diese Temperatur dem Temperaturniveau des thermischen Energiebedarfs. Bei einer Verwendung des Stirlingmotors in Wohnhäusern entspräche diese Temperatur beispielhaft der Temperatur des Heizungssystems bei ca. 90 °C. Der Carnotsche Wirkungsgrad eines solchen Stirlingmotors läge dabei bei 88 %. Aufgrund der Nichtidealität des realen Stirlingprozesses jedoch werden von den derzeit am Markt verfügbaren Stirlingmotoren Wirkungsgrade zwischen 25 % bis 30 % erreicht [34]. Ein besonderer Vorteil von Stirlingmotoren ist die äußere Verbrennung. Wie bereits erwähnt, findet die Verbrennung im Gegensatz zu Otto- und Dieselmotoren nicht im Arbeitsraum des Motors statt, weshalb der Stirlingmotor unabhängig vom Brennstoff ist und somit auch mit festen Brennstoffen, wie z.B. Biomasse, betrieben werden [39, 48], [49] kann.

2.3 Energiespeicher

Energiespeicher ermöglichen es, die Nutzung von Energie zeitlich unabhängig von der Energiebereitstellung zu gestalten. So können mit ihnen Überkapazitäten an Energie zu einer bestimmten Zeit abgefangen und zu Zeiten eines Energiemangels bereitgestellt werden. Energie kann dabei zu Speicherzwecken in verschiedene Formen gewandelt und bei der Entladung des Speichers wieder in die gewünschte Ursprungsform zurückgewandelt werden. Energiespeicher gliedern sich nach der Art der Energieform, die gespeichert wird. Grundsätzlich können Energiespeicher in Speicher für thermische und elektrische Energie unterteilt werden. Elektrische Energiespeicher unterscheidet man ihrerseits noch in direkte und indirekte Energiespeicher. So kann elektrische Energie direkt nur in Spulen und Kondensatoren gespeichert werden. Für die indirekte Speicherung wird elektrischer Energie in andere Energieformen gewandelt. Anschließend kann diese Energieform gespeichert und bei Bedarf wieder in elektrische Energie zurückgewandelt werden. Indirekte Speicher teilen sich grundsätzlich in mechanische, chemische und elektro-chemische Energiespeicher auf. In den folgenden Kapiteln wird weiter auf die einzelnen Energiespeicherarten eingegangen.

2.3.1 Speichertechnologien für thermische Energie

Grundsätzlich lassen sich thermische Energiespeicher in latente, sensible und thermo-chemische Wärmespeicher einteilen [50]. Dabei sind für die Speicherung von thermischer Energie für Warmwasseranwendungen besonders latente und sensible Wärmespeicher geeignet [51]. Thermochemische Energiespeicher befinden sich noch im Entwicklungsstadium und sind für die Warmwasserbereitstellung aufgrund ihrer Komplexität weniger geeignet [52, 53]. Die Speicherung von sensibler Wärme erfolgt durch die Erwärmung des Speichermaterials. Dabei ist die Menge der eingespeicherten Energie proportional zur Temperaturdifferenz der Anfangstemperatur und Endtemperatur des Speichermaterials.

$$Q = c_p m \Delta T = c_p \rho V \Delta T \quad (2.29)$$

Zur Berechnung der sensiblen Wärme wird dazu die spezifische Wärmekapazität c_p und die Masse m bzw. ρ und V benötigt (siehe Gleichung 2.29). Weiterhin ist die spezifische Wärmekapazität ausschlaggebend dafür, welche Menge an thermischer Energie gespeichert werden kann. Eine Temperaturabnahme beim Entladen und ein Temperaturanstieg beim Beladen ist für den sensiblen Wärmespeicher charakteristisch. Anders hingegen verhält sich ein latenter Wärmespeicher. Hier wird die Energie nicht durch eine Temperaturerhöhung oder -erniedrigung gespeichert, sondern durch einen Phasenwechsel des Speichermaterials. Beim Phasenwechsel des Speichermediums bleibt die Temperatur konstant, während die Phase des Materials z.B. von der festen Form

in die flüssige übergeht [54]. Die dabei gespeicherte thermische Energie kann mit Hilfe der Gleichung 2.30 beschrieben werden.

$$Q = \Delta H = \Delta^{SL}h \cdot m \quad (2.30)$$

Dabei steht ΔH für die Enthalpieänderung des Speichers beim Schmelzen. $\Delta^{SL}h$ bezeichnet die spezifische Schmelzenthalpie.

Aufgrund der simplen Bauweise und der vergleichsweise geringen Kosten des sensiblen Wärmespeichers mit Wasser als Speichermedium eignet sich dieser besonders für die thermische Energiespeicherung im häuslichen Bereich. So findet sich diese Speicherart auch bevorzugt in KWK-Systemen wieder. Der technische Aufwand der Integration gegenüber einem latenten Wärmespeicher ist sehr gering, da der Kühlwasserkreislauf des KWK-Systems einfach an den Warmwasserspeicher angeschlossen werden kann. Weiterhin kann das Speichermedium ohne großen technischen Aufwand genutzt werden, um den Bedarf an Brauchwasser im häuslichen Bereich zu decken.

2.3.2 Speichertechnologien für elektrische Energie

Energiespeicher für elektrische Energie lassen sich, wie bereits erwähnt, in direkte Energiespeicher, die sogenannten elektrischen Energiespeicher, und in indirekte Energiespeicher, wie z.B. mechanische, chemische und elektro-chemische Energiespeicher, unterteilen. Im Folgenden werden nun die einzelnen Energiespeicher näher erläutert.

Mechanische Energiespeicher

Bei mechanischen Energiespeichern wird Energie in Form von potentieller oder kinetischer Energie gespeichert. Die gebräuchlichsten Varianten der potentiellen Energiespeicher sind Pumpspeicherkraftwerke, die elektrische Energie speichern, indem sie Wasser von einem niedrigen auf ein höheres Niveau pumpen. Beim Entladen wird das Wasserreservoir entleert und wandelt so die gespeicherte potentielle Energie in kinetische Energie um. Die kinetische Energie wird anschließend zum Antrieb der Turbinen genutzt, um mechanische Energie und anschließend im Generator wieder elektrische Energie bereitzustellen. Die Mengen an gespeicherter Energie E_{pot} ist dabei direkt proportional zur Masse m und zum Höhenunterschied h_{pot} zwischen Ausgangsniveau und Speicherniveau (Gleichung: 2.31).

$$E_{\text{pot}} = m \cdot g \cdot \Delta h_{\text{pot}} \quad (2.31)$$

Der Speicherwirkungsgrad eines Pumpspeicherkraftwerks liegt zwischen 70 % und 85 % [55, 56]. Im Vergleich zu anderen Energiespeichern fällt die gravimetrische und volumetrische Speicherdichte mit 0,5 – 1,5 Wh/kg bzw. 0,5 – 1,5 Wh/l eher gering aus [57]. Weiterhin ist der finanzielle und bauliche Aufwand für diese Speichersysteme sehr hoch, weshalb sie bevorzugt für die Speicherung großer Mengen an elektrischer Energie im Bereich der Netzstabilisierung genutzt werden [56].

Eine weitere Möglichkeit, potentielle Energie zu speichern, ist die mit Hilfe von Druckluftspeichern. In diesem Fall wird Umgebungsluft komprimiert und in einem geeigneten Raum gespeichert. Beim Entladevorgang des Speichers wird das komprimierte Gas über eine Turbine entspannt. Um diesen Vorgang so effizient wie möglich zu gestalten und eine zu starke Abkühlung des expandierenden Gases zu verhindern, wird bei der Expansion in der Turbine zusätzlich Erdgas verbrannt. Der Wirkungsgrad dieser Druckluftspeicher bewegt sich dabei zwischen 20 % und 80 % [58, 59]. Weiterhin wird an sogenannten adiabatischen Druckluftspeichern geforscht [60, 61], welche die bei der Kompression entstehende Wärme speichern und anschließend das komprimierte Gas vor

der Expansion erwärmen. Bisherige Druckluftspeicher werden zur Speicherung großer Energiemengen genutzt, welche sowohl natürliche als auch künstlich geschaffene unterirdische Formationen oder Kavernen nutzen [62–64]. Daneben befinden sich auch sogenannte Mikro-Druckluftspeicher im Entwicklungsstadium, welche kleine Speichervolumina im Bereich weniger Kubikmeter nutzen [65, 66]. Die volumetrische Speicherdichte der Druckluftsysteme fällt jedoch mit 3 – 6 Wh/l eher gering aus [59].

Wie eingangs erwähnt, lassen sich mechanische Energiespeicher in potentielle und kinetische Energiespeicher unterteilen. Kinetische Energie wird mit Hilfe von Schwungrädern gespeichert. Die kinetische Energie E_{kin} setzt sich dabei aus der Winkelgeschwindigkeit ω und dem Trägheitsmoment J nach Gleichung 2.32 zusammen.

$$E_{\text{kin}} = \frac{1}{2} J \omega^2 \quad (2.32)$$

mit

$$J = \frac{r^2 m h}{2} \quad (2.33)$$

Die Speicherkapazität des Schwungrades kann somit besonders durch den Umfang des Rades und die Winkelgeschwindigkeit beeinflusst werden, die Masse hingegen spielt eine untergeordnete Rolle. Ein Vorteil von Schwungrädern ist die hohe Leistungsdichte, die es erlaubt, in kurzer Zeit hohe Leistungen abzurufen oder mit einer geringen Reaktionszeit Energie zu speichern. Weiterhin besitzen Schwungräder eine hohe Zyklenstabilität und Gebrauchsdauer [59]. Aufgrund von Reibungsverlusten im Lager des Schwungrades werden Schwungräder für die kurzzeitige Speicherung von Energie genutzt und kommen deshalb hauptsächlich zur Netzstabilisierung, zum Abfangen von Lastspitzen und zur kurzzeitigen Leistungssteigerung zum Einsatz [67].

Zusammenfassend erscheint eine Verwendung mechanischer Speicher innerhalb eines KWK-Systems aufgrund ihrer geringen Speicherdichte als ungeeignet.

Elektrische Energiespeicher

Elektrische Speicher sind in der Lage, elektrische Energie ohne eine Umwandlung in eine andere Energieform erfolgt zu speichern. Die direkte Speicherung basiert dabei auf elektrischen Effekten, wie der Aufrechterhaltung eines elektrischen Feldes oder mit Hilfe des supraleitenden Effektes [68, 69].

Zu den bekanntesten elektrischen Energiespeichern gehören die Kondensatoren. Sie speichern elektrische Energie durch die Ladung, im einfachsten Falle, zweier gegenüberliegender Platten, die räumlich voneinander getrennt und mit einem Ionenleiter dem Elektrolyt verbunden sind [70, 71]. So wird durch die Ladung einer Platte in der gegenüberliegenden Platte eine Spannung induziert und damit elektrische Energie gespeichert. Auch wenn Kondensatoren einen ähnlichen Aufbau wie Batteriespeichersysteme besitzen, so ist ihre Leistungsdichte um ein Vielfaches höher als die Leistungsdichte eines Batteriesystems und können weiterhin wesentlich schneller geladen werden. Darüber hinaus unterliegen Kondensatoren durch das Fehlen einer Reduktions- und Oxidationsreaktion und einer geringen Betriebsspannung einem geringen Verschleiß, weshalb sie eine hohe Zyklenstabilität und Lebensdauer aufweisen. Ein großer Nachteil dieser Speicher ist jedoch die hohe Selbstentladung und, wegen der geringen Spannung des Kondensators, die geringe Energiespeicherdichte. Aus diesem Grund eignen sich Kondensatoren zur kurzzeitigen Speicherung hoher Leistungen und werden deshalb, wie auch die Schwungräder, hauptsächlich zur Netzstabilisierung und zum Abfangen von Spannungsspitzen verwendet [57, 70]. Für Speicheraufgaben innerhalb eines KWK-Systems ist jedoch die geringe Speicherdauer wegen der hohen Selbstentladung der Kondensatoren zu gering.

Ein anderer direkter elektrischer Speicher ist eine supraleitende magnetische Spule. Hier wird mit Hilfe von Gleichstrom ein magnetisches Feld innerhalb einer Spule induziert, welche durch Kühlung auf die

Sprungtemperatur supraleitende Eigenschaften besitzt [72]. Aufgrund der supraleitenden Eigenschaften der Spule dissipiert der eingeleitete Strom nicht in Wärme und kann so ohne Verluste gespeichert werden [73]. Vorteile dieser Systeme sind die schnelle Be- und Entladung, die hohe Effizienz und die Zyklenstabilität. Nachteilig ist jedoch die aufwändige Kühlung der Spule, da diese bis auf Temperaturen nahe des absoluten Nullpunktes gekühlt werden muss [73]. Zwar ist es durch bestimmte Metallegierungen möglich, die Temperatur zu erhöhen, bei der die Spule supraleitende Eigenschaften aufweist, dennoch bleibt die Kühlung ein sehr aufwändiger und energieintensiver Prozess [74], der den Wirkungsgrad des Speichersystems verringert. Weiterhin ist die Energiespeicherdichte von supraleitenden magnetischen Energiespeichern sehr gering, weshalb diese Speicher, wie auch Kondensatoren und Schwungräder, zu jenen Gruppe von Speichern gehören, die genutzt wird, um Leistungsschwankungen auszugleichen, da sie schnell be- und entladen werden können. Eine Speicherung über eine längere Zeitdauer, wie sie z.B. in KWK-Systemen auftritt, ist aus energetischer Sicht jedoch nicht sinnvoll [69, 73, 74].

Chemische Energiespeicher

Zu den chemischen Energiespeichern gehören Speicher, die mit Hilfe einer chemischen Reaktion Energie speichern können. Sie zählen daher zu den indirekten elektrischen Speichern. Besonders hervorzuheben hat sich hierbei der Wasserstoff als energietragendes Element. Wasserstoff kann mit Hilfe der Elektrolyse aus elektrischer Energie und Wasser gewonnen und anschließend mit der Brennstoffzelle wieder in Wasser und Elektrizität zurückgewandelt werden. Zwar besitzt Wasserstoff unter den nicht radioaktiven Elementen die höchste gravimetrische Energiedichte mit ca. 120 MJ/kg, jedoch ist seine volumetrische Speicherdichte unter Normbedingungen mit 0,01079 MJ/l sehr gering, weshalb die Speicherung unter Normbedingungen nicht sinnvoll erscheint. Aus diesem Grund werden verschiedene Konzepte zur Speicherung des Wasserstoffs verfolgt. Das Wasserstoffspeichersystem besteht somit aus drei Hauptkomponenten, wenn eine Speicherung von elektrischer Energie betrachtet wird. Die erste Komponente wandelt elektrische Energie in Wasserstoff. Der Wasserstoff wird dann im eigentlichen Wasserstoffspeicher gespeichert und kann über eine Rückverstromungseinheit abschließend wieder in elektrische Energie gewandelt werden.

Für die Wandlung elektrischer Energie in chemisch gespeicherte Energie in Form von Wasserstoff wird das bereits genannte Elektrolyseverfahren verwendet. Der Wirkungsgrad der Elektrolyse bewegt sich zwischen 47 % und 66 % [75]. Wird dem Speicher wieder elementarer Wasserstoff entnommen, so kann für die Rückverstromung eine Brennstoffzelle genutzt werden. Mit ihrer Hilfe kann der Wasserstoff bei einem Wirkungsgrad von 44 % bis 60 % in elektrische Energie zurückgewandelt werden [43, 76–78].

Die eigentliche Speicherung des Wasserstoffs lässt sich in vier Technologien unterteilen. Zum einen können die Speicherbedingungen bezüglich der thermodynamischen Eigenschaften, wie dem Druck und der Temperatur, verändert werden, um die Dichte und somit auch die Energiedichte zu erhöhen. Diese Speicher werden auch als elementare Wasserstoffspeicher bezeichnet. Sie gehören derzeit zu den gebräuchlichsten Speichern, um Wasserstoff zu speichern [79]. Der Druckwasserstoffspeicher hat, je nach Kompression des Wasserstoffs, einen Wirkungsgrad von 80 % bis 95 %; dabei sind derzeit Drücke bis 700 bar möglich [80]. Nachteilig ist der hohe Druck, der zum einen an die Festigkeit des Speichertankmaterials hohe Anforderungen stellt und der zum anderen ein Sicherheitsrisiko bei einem Materialversagen oder einer Manipulation des Systems darstellt [81, 82]. Eine andere Technologie zur elementaren Speicherung des Wasserstoffs ist die Verflüssigung. Der Wasserstoff muss hierfür auf eine Temperatur von 20,4 K heruntergekühlt werden. Zwar ist die Speicherdichte gegenüber dem Druckwasserstoffspeicher höher, jedoch ist die Kühlung sehr aufwendig und erreicht einen maximalen Wirkungsgrad von 79 %, welcher jedoch nur in großen Verflüssigungsanlagen erreicht werden kann [80]. Eine Verflüssigung in kleinem Maßstab ist aufgrund der Komplexität nicht sinnvoll. Ein großer Nachteil des Flüssigwasserstoffes ist weiterhin die hohe Selbstentladung des Speichers. Die sogenannten Boil-off-Verluste oder das Verdampfen des flüssigen Wasserstoffs werden durch die hohe Temperaturdifferenz zwischen dem

flüssigen Wasserstoff und der Umgebung verursacht. Der durch den Wärmeeintrag verdampfte Wasserstoff muss abgelassen werden, und stellt, falls kein Bedarf an Wasserstoff besteht, einen Verlust dar [83].

Eine andere Möglichkeit ist die Speicherung von Wasserstoff mittels Adsorption an geeigneten Trägermedien. Hierbei werden in den meisten Fällen mikroporöse Materialien genutzt, deren Speicherdichte, gemessen an der aufgenommenen Menge an Wasserstoff pro Menge an Trägermedium, derzeit maximal 3,8 wt% beträgt [84]. Um diese hohe Speicherdichten jedoch zu realisieren, wird der Wasserstoff bei niedrigen Temperaturen von 77 K oder bei Drücken bis 20 bar im Trägermedium gespeichert [85]. Zur Desorption des Wasserstoffs muss entweder der Druck abgesenkt oder Wärme hinzugefügt werden. Für eine schnelle und tiefe Entladung muss Wärme auf einem hohen Temperaturniveau zugeführt werden. Dies wird zum einen durch die Wärmeleitung des Wasserstoffträgermaterials erschwert und zum anderen wird zur Entladung extra Wärme bereitgestellt, was wiederum den Gesamtwirkungsgrad des Speichers schmälert [86–88].

Weiterhin kann Wasserstoff mit Hilfe einer chemischen Reaktion an ein Trägermedium gebunden oder Wasserstoff als Edukt mit weiteren Edukten in einen Energieträger höherer Energiedichte gewandelt werden. Letztere Möglichkeit ist unter dem Namen Power-To-Gas und Power-To-Liquid bekannt, die mit Hilfe einer zusätzlichen Kohlenstoffquelle gasförmige und flüssige Energieträger mit enormer Energiedichte bereitstellen. Bei Betrachtung des Speicherprozesses von der elektrischen Energieaufnahme bis zur Abgabe elektrischer Energie kann bei diesen Speichern aufgrund der Ähnlichkeit des Energieträgers mit fossilen Energieträgern die Rückverstromungseinheit leicht mittels Verbrennungsmotoren, Turbinen usw. realisiert werden [89]. Power-To-Gas oder Power-To-Liquid-Speichersysteme benötigen jedoch für die Konversion des Wasserstoffes in einen energietragenden Stoff höherer Energiedichte eine Kohlenstoffquelle [90]. Die Konversion nutzt dabei den sogenannten Sabatier- oder Fischer-Tropsch-Prozess und benötigt als Kohlenstoffquelle Kohlenstoffdioxid CO_2 bzw. Kohlenstoffmonoxid CO [91]. Hierin findet sich der größte Nachteil dieses Speichersystems, da es für einen effizienten Betrieb eine CO_2 - oder CO -Quelle hoher Reinheit benötigt, die derzeit nur durch aufwändige Reinigungsprozesse in Kohlekraftwerken, beim Kalkbrennen und in Biogasanlagen gefunden werden kann [92–94]. Weitere Nachteile dieser Speichersysteme sind neben der hohen Komplexität der Anlagen der geringe Speicherwirkungsgrad und die hohen Kosten für eine solche Anlage [95]. Aufgrund der Systemkomplexität dieses Speichers ist eine Implementierung von irreversiblen Wasserstoffspeichern nur in großen KWK-Anlagen sinnvoll.

Ein vielversprechendes reversibles Wasserstoffspeicherkonzept ist die Speicherung von Wasserstoff in sogenannten organischen Wasserstoffträgerfluiden (engl.: liquid organic hydrogen carriers; kurz: LOHCs), [96]. Dieses System ähnelt stark den irreversiblen Wasserstoffspeichern und besitzt für die Wandlung des elektrischen Stroms in Wasserstoff ebenfalls einen Elektrolyseur, der über einen Transformator und einen Gleichrichter mit elektrischer Energie versorgt wird. Anders als bei den irreversiblen Wasserstoffspeichern wird beim Reaktionsprozess der Wasserstoff zwar chemisch an das Trägerfluid gebunden, jedoch kann er mit Hilfe einer Rückreaktion wieder vom Wasserstoffträgerfluid getrennt und somit einer Rückverstromungseinheit, wie zum Beispiel der Brennstoffzelle, zugeführt werden [97]. Diese Speichertechnologie hat den entscheidenden Vorteil gegenüber den irreversiblen Wasserstoffspeichertechnologien, dass der Wasserstoffträger nicht verbraucht wird, sondern nach der Entladung wieder der Beladung mit Wasserstoff zugeführt werden kann. Weiterhin weisen LOHC-Speicher keine Selbstentladung auf und sind durch die chemische Bindung des Wasserstoffes sicher in ihrer Handhabung [97]. Derzeit wird an organischen Wasserstoffträgerfluiden geforscht, wobei sich Dibenzyltoluol als vielversprechend hervortut und eine gravimetrische Speicherdichte von 6,2 wt% aufweist [98, 99]. Die Hydrierungsreaktion, bei der der LOHC beladen wird, läuft unter exothermen Bedingungen ab, wobei die Abwärme des Speicherprozesses, die bei einer Temperatur von 150 °C anfällt, sehr gut für Heizzwecke genutzt werden kann. Die Dehydrierungsreaktion ist eine endotherme Reaktion, die bei einer Temperatur von 300 °C unter Umgebungsdruck abläuft [99]. Zur Bereitstellung der Wärme kann entweder Wasserstoff verbrannt oder über einen Brenner mit einer externen Energieversorgung betrieben werden. Im

KWK-System eignet sich hierfür ein Erdgasbrenner, da bereits ein Anschluss ans Erdgasnetz zum Betrieb der KWK-Antriebseinheit existiert [100]. Weiterhin kann die Kapazität des LOHC-Systems einfach erweitert werden, da hierzu nur ein größerer Speichertank benötigt wird.

Elektro-chemische Energiespeicher

Elektro-chemische Speicher, auch Batterien genannt, können in zwei Hauptgruppen unterteilt werden. Zum einen gibt es Primärbatterien, die nicht wieder aufladbar sind und sich somit nicht als reversibler Energiespeicher eignen. Zum andern gibt es Sekundärbatterien, die wieder aufgeladen werden können und als Akkumulatoren bezeichnet werden. Eine Batterie besteht im einfachsten Fall aus zwei Platten, der Anode und Kathode, und einem Elektrolyten, der sich zwischen den beiden Platten befindet. Die Anode oder negative Elektrode gibt Elektronen durch eine Redukions-Reaktion ab und die Kathode nimmt die abgegebenen Elektronen durch eine Oxidations-Reaktion auf. Das Elektrolyt übernimmt dabei den Transport der Elektronen [101]. Je nachdem, welche Materialien für die Elektroden und für das Elektrolyt genutzt werden, entsteht eine charakteristische Spannung und Stromstärke, die durch eine elektrische Verschaltung variiert werden kann [56]. Batterien gehören aufgrund ihrer einfachen Handhabung und ihrer vergleichsweise geringen Systemkomplexität zu den meistverwendeten Energiespeichern der Welt [17]. Die Nachteile der Batterien sind Selbstentladung und ihre begrenzte Gebrauchsdauer. So verschleißt die Batterie beim Be- und Entladen je nach verwendeten Materialien mehr oder weniger stark, was sich besonders in einer Abnahme der Speicherkapazität der Batterie bemerkbar macht [102–104]; hierbei wird auch von der sogenannten Zyklenstabilität der Batterie gesprochen.

Der Blei-Batterie-Speicher ist aufgrund seiner hohen Marktreife und seiner vielfältigen Einsatzgebiete ein vergleichsweise kostengünstiger Speicher, der einen mittleren Wirkungsgrad von 72 % bis 80 % und eine mittlere Zyklenstabilität aufweist [55, 56, 105, 106].

Eine weitere sehr häufig anzutreffende Batterieart ist die Lithium-Ionen-Batterie, welche aufgrund ihrer hohen Energiedichte, ihrer hohen Zyklenstabilität und ihres annähernd hundertprozentigen Wirkungsgrades gern in mobilen Anwendungen zum Einsatz kommt [105, 107]. Ein großer Nachteil dieses Speichers sind jedoch die hohen Kosten [57, 108].

Neben den beiden beschriebenen sehr populären Batteriespeichern existieren noch weitere Batteriearten, wie zum Beispiel Batterien auf Nickelbasis, die sich jedoch für den Einsatz der Energiespeicherung in Wohngebäuden nicht durchsetzen konnten, sei es aufgrund hoher Selbstentladung, eines zu hohen Preises oder des Memory-Effektes, der bei Teilentladung die Speicherkapazität der Batterie verringert [56, 107, 109].

Neben den bisher beschriebenen Batterien, die bereits bei Umgebungstemperatur be- und entladen werden können, existieren darüber hinaus Hochtemperaturbatterien, deren Elektrolyt- und Elektrodenmaterial sich bei Umgebungstemperatur in der festen Phase befinden, bei Betriebstemperatur von mehreren hundert Grad jedoch in flüssiger Phase vorliegen. Bekannte Beispiele für Hochtemperaturbatterien sind die Natrium-Schwefel-Batterien (kurz: NaS-Batterie) und die Natrium-Nickelchlorid-Zelle, welche auch unter dem Name ZEBRA-Batterie (englisch: Zero Emission Battery Activities) bekannt ist [110]. Die Betriebstemperatur dieser Batterien liegt zwischen 270 °C und 350 °C [111, 112]. Diese hohen Betriebstemperaturen stellen einen wesentlichen Nachteil der Hochtemperaturbatterien dar, da sie mit thermischer Energie auf einem hohen Temperaturniveau versorgt werden müssen. Steht keine entsprechende Abwärme zur Verfügung, muss diese gesondert bereitgestellt werden, was zu einer Senkung des Wirkungsgrades führt [105, 113]. Ein Vorteil dieser Batterien ist der hohe Wirkungsgrad, der bei NaS-Batterien zwischen 75 % und 85 % und bei den ZEBRA-Batterien zwischen 90 % und 99 % liegt [59, 114, 115]. Ein weiterer Vorteil der beiden Hochtemperaturzellen ist auch ihre hohe Zyklenstabilität, die teils über der einer Lithium-Ionenbatterie liegt [111, 113].

Die Flussbatterie oder Redox-Flow-Batterie stellt eine weitere Abwandlung der Batterie dar, deren Besonderheit es ist, dass die Elektrolyte in einem gesonderten Tank gelagert werden. Bei den bereits dargestellten

Batteriespeichern gibt es keinen Austausch des Elektrolyts, weshalb die Speicherkapazität der Batterie durch den Aufbau vorgegeben ist. Anders ist es bei der Redox-Flow-Batterie. Ihre Speicherkapazität kann einfach erweitert werden, da der Elektrolyt separat in einem Tank gelagert wird [116, 117]. Die Zyklenstabilität dieser Batterie hängt im wesentlichen mit der Gebrauchsdauer der Membran zusammen, die die beiden Elektrolyte voneinander trennt und als Ionenbrücke fungiert. Somit wird mit einer Lebensdauer von 8 bis 10 Jahren gerechnet [117, 118]. Der Wirkungsgrad einer Redox-Flow-Batterie variiert stark und bewegt sich je nach System zwischen 35 % und theoretischen 97 %. Es handelt sich hierbei jedoch um Versuchssysteme, die noch keine Marktreife erreicht haben [119]. Kommerziell verfügbare Anlagen weisen derzeit einen Wirkungsgrad von ca. 85 % auf [120].

2.4 Kennzahlen

In diesem Kapitel sollen die Kennzahlen zur Bewertung der Simulationsergebnisse dieser Arbeit näher erläutert werden. So werden alle Kennzahlen mit Hilfe akkumulierter Werte nach einem Simulationszeitraum von einem Jahr ermittelt. Dadurch werden Kennzahlen berechnet, die einen über das Jahr gemittelten Wert ergeben. Innerhalb des simulierten Jahres kann der temporäre Wert der Kennzahl vom gemittelten Jahreswert abweichen und, abhängig vom Verhalten des Energiebedarfs und der KWK-Anlage, höher oder niedriger ausfallen. Die hier verwendeten Kennzahlen wurden zur Bewertung von Batteriespeichern in Einfamilienhäusern mit einer Photovoltaik-Anlage in der Arbeit von Weniger et al. [121] verwendet und wie in einer separaten Publikation [100] beschrieben, zur Analyse von elektrischen Energiespeichern in KWK-Systemen angepasst und erweitert.

Eine wichtige Größe bei der Beschreibung eines KWK-Systems und insbesondere bei KWK-Anlagen mit einem zusätzlichen elektrischen Energiespeicher ist der Autarkiegrad s . Diese Kennzahl beschreibt, in welchem Maß der Nutzer eines KWK-Systems von einem externen Energieversorgungsnetz abhängig ist und welchen Anteil seines Energiebedarfs er mit Hilfe der KWK-Anlage selbst decken kann. Der Autarkiegrad des KWK-Systems setzt sich demnach aus der elektrischen Energie zusammen, die direkt genutzt werden kann, also dem Teil an Energie, der während des Betriebs der KWK-Anlage direkt zur Deckung des Bedarfs genutzt wird (E_{DU}) und dem Anteil an Energie ($E_{\text{discharge}}$), die vom elektrischen Energiespeicher bereitgestellt oder entladen wird. Die Summe der beiden Teile wird anschließend auf den gesamten elektrischen Energiebedarf $E_{\text{el. demand}}$ bezogen, um zu ermitteln, welcher Anteil des elektrischen Energiebedarfs durch die Anlage einerseits, durch das Speichersystem andererseits gedeckt werden kann.

$$s = \frac{E_{DU} + E_{\text{discharge}}}{E_{\text{el. demand}}} \quad (2.34)$$

Durch die Detektion der Energiemenge $E_{\text{power grid, out}}$, die aus dem elektrischen Versorgungsnetz bereitgestellt wird, kann durch eine Energiebilanz der Autarkiegrad laut Gleichung 2.34 auch mit Gleichung 2.35 berechnet werden. Ein Autarkiegrad von 1 bedeutet, dass keine elektrische Energie aus dem Versorgungsnetz benötigt wird, um den elektrischen Energiebedarf decken zu können.

$$s = 1 - \frac{E_{\text{power grid, out}}}{E_{\text{el. demand}}} \quad (2.35)$$

Da in dieser Arbeit die Wirkung eines elektrischen Speichers auf das KWK-System untersucht werden soll, kann Gleichung 2.34 zur Berechnung des Autarkiegrades des Gesamtsystems abgewandelt werden, indem der direkt genutzte Anteil der elektrischen Energie aus der Gleichung entfernt wird.

$$s_{\text{el. storage}} = \frac{E_{\text{discharge}}}{E_{\text{el. demand}}} \quad (2.36)$$

Gleichung 2.36 spiegelt somit die Steigerung des Autarkiegrades wider, die durch den Einsatz eines zusätzlichen elektrischen Speichers erzielt werden kann.

Eine weitere wichtige Größe zur Beurteilung elektrischer Energiespeicher in KWK-Anlagen ist der Eigennutzungsgrad d der elektrischen Energie. Ähnlich dem Autarkiegrad wird hier die elektrische Energie $E_{\text{el. supplied}}$ bewertet, die vom KWK-System bereitgestellt wird. Der Eigennutzungsgrad setzt sich ebenfalls aus der elektrischen Energie zusammen, die direkt genutzt (E_{DU}), und der elektrischen Energie (E_{charge}), die zum Laden des elektrischen Energiespeichers benötigt wird. Bezogen wird die Summe der beiden Energien auf die elektrische Energie, die durch das KWK-System zur Verfügung gestellt wird. Die Definition des Eigennutzungsgrades d ist durch Gleichung 2.37 gegeben.

$$d = \frac{E_{\text{DU}} + E_{\text{charge}}}{E_{\text{el. supplied}}} \quad (2.37)$$

Wie beim Autarkiegrad kann der Eigennutzungsgrad aber auch anhand eines anderen Energiestromes berechnet werden. Hierzu wird die elektrische Energie $E_{\text{power grid, in}}$, die in das Versorgungsnetz eingespeist werden muss, detektiert, wenn zum einen die elektrische Energie nicht direkt genutzt werden oder die elektrische Energie nicht gespeichert werden kann, weil der Energiespeicher bereits vollgeladen ist. Somit kann der Eigennutzungsgrad d auch mit Gleichung 2.38 angegeben werden.

$$d = \frac{E_{\text{power grid, in}}}{E_{\text{el. supplied}}} \quad (2.38)$$

Die Steigerung des Eigennutzungsgrades, die nur durch den elektrischen Energiespeicher verursacht wird, lässt sich wiederum durch das Weglassen der direkt genutzten elektrischen Energie berechnen und kann mit Gleichung 2.39 dargestellt werden.

$$d_{\text{el. storage}} = \frac{E_{\text{charge}}}{E_{\text{el. supplied}}} \quad (2.39)$$

Bei der Untersuchung von KWK-Anlagen und beim Vergleich von KWK-Anlagen untereinander spielt der Primärenergiebedarf PE des Systems eine wichtige Rolle. So ist es bei dieser Kennzahl von großer Bedeutung, welche Menge an Energie aufgewendet werden muss, um den Energiebedarf zu decken. Hierbei ist der Wirkungsgrad der KWK-Anlage selbst und der Wirkungsgrad der Energiespeicher von essentieller Bedeutung. Je schlechter der Wirkungsgrad des KWK-Systems ist, desto mehr Primärenergie muss aufgewendet werden, um den Energiebedarf zu decken. Der Energiebedarf setzt sich dabei aus dem Bedarf an thermischer und elektrischer Energie zusammen. Bei den untersuchten KWK-Systemen kann es vorkommen, dass der elektrische Energiebedarf nicht vollständig durch die Anlage selbst oder den elektrischen Energiespeicher gedeckt werden kann, weshalb elektrische Energie aus dem Versorgungsnetz bezogen werden muss. Damit der gesamte Energiebedarf des Systems berechnet werden kann, müssen der Energiebedarf der KWK-Anlage und die elektrische Energie aus dem Versorgungsnetz miteinander verrechnet werden. Dazu wird der sogenannte Primärenergiefaktor benötigt, der in der Bundesrepublik Deutschland vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie angegeben wird. Der Primärenergiefaktor wird dadurch berechnet, dass die in der Bundesrepublik durchschnittlich aufgewendete Primärenergie festgestellt wird, die benötigt wird, um 1 kWh an elektrischer Energie bereitzustellen. Der Primärenergiefaktor ist dabei von den verwendeten Energieträgern und deren Anteilen am Gesamtenergieaufwand abhängig. So sinkt zum Beispiel der Primärenergiefaktor, wenn der Anteil an regenerativen Energien, die zur Bereitstellung der elektrischen Energie genutzt werden, steigt, da für diese keine Primärenergie in Form von fossilen oder nuklearen Energiequellen genutzt werden muss. In dieser Arbeit wird ein Primärenergiefaktor f von 2,4 angenommen [19]. Der Primärenergiebedarf des Gesamtsystems (Gleichung 2.40) berechnet sich demnach mit dem Primärenergiebedarf PE_{KWK} , den die Anlage benötigt, um den Energiebedarf zu decken, und dem Primärenergiebedarf $PE_{\text{power grid}}$, der benötigt

wird, um die fehlende elektrische Energie aus dem Versorgungsnetz, zu decken.

$$PE = PE_{\text{KWK}} + PE_{\text{powergrid}} = PE_{\text{KWK}} + f \cdot E_{\text{power grid, in}} \quad (2.40)$$

Die Einsparung von Primärenergie, die erzielt werden kann, wenn im KWK-System ein zusätzlicher elektrischer Speicher verwendet wird, lässt sich mit der elektrischen Energie berechnen, die vom elektrischen Energiespeicher entladen wird, um den Energiebedarf zu decken. Wird diese Energiemenge mit dem Primärenergiefaktor verrechnet und auf den Gesamtprimärenergiebedarf PE bezogen, so kann die Primärenergieeinsparung r_{PE} nach Gleichung 2.41 berechnet werden.

$$r_{PE} = \frac{f \cdot E_{\text{discharge}}}{PE_{\text{KWK}} + PE_{\text{powergrid}}} \quad (2.41)$$

Bei elektrischen Energiespeichern, bei denen die Abwärme des Speicherprozesses genutzt werden kann, um die KWK-Anlage bei der Bereitstellung von thermischer Energie zu unterstützen, kann zusätzlich zur elektrischen Energie, die vom Speicher entladen wird, die Abwärme des elektrischen Speichers hinzugezählt werden. Mit der Kennzahl $r_{\text{waste heat}}$ wird ausgedrückt, welchen Anteil die Abwärme des elektrischen Speichers $E_{\text{waste heat}}$ am thermischen Jahresenergiebedarf $E_{\text{th. demand}}$ ausmacht. Mit Hilfe dieser Kennzahl kann auch darauf geschlossen werden, welchen Anteil die Abwärme an der Primärenergieeinsparung einnimmt. Die Kennzahl wird mit Gleichung 2.42 berechnet.

$$r_{\text{waste heat}} = \frac{E_{\text{waste heat}}}{E_{\text{th. demand}}} \quad (2.42)$$

Eine weitere speziell für Batteriespeicher verwendete Kenngröße ist der Batterienutzungsgrad. Mit ihm lässt sich ausdrücken, wie stark die Batterie durch die Be- und Entladezyklen verschlissen ist. An dieser Stelle soll auf eine eingehende Erklärung des Zusammenhangs zwischen Verschleiß, Kapazitätsminderung und Anzahl der Be- und Entladezyklen verzichtet werden und statt dessen auf Kapitel 3.4.1 verwiesen werden, welches sich eingehend mit dem Verhalten des Batterieverschleißes und dessen Modellierung beschäftigt. Weiterhin kann mit dieser Kennzahl eine Abschätzung getroffen werden, wie lang die Batterie in der simulierten Umgebung noch genutzt werden kann. Der Batterienutzungsgrad beschreibt die Kapazität des Batteriespeichers, die die Batterie nach einer Simulationsdauer von 1 Jahr noch aufweist. Sinkt die Kapazität bis auf einen gewisse Endkapazität, so ist die Gebrauchsdauer der Batterie erreicht. Beim Batterienutzungsgrad wird nun dieser Bereich auf einen Wert zwischen 0 und 1 normiert. Beträgt der Wert des Batterienutzungsgrades 1, so ist die Batterie neuwertig und ihre Kapazität ist durch Be- und Entladevorgänge noch nicht abgesunken. Bei einem Batterienutzungsgrad von 0 ist die Kapazität der Batterie bis auf den Kapazitätswert abgesunken, an dem die Batterie ihre Lebensdauer erreicht hat [122, 123]. Ein Gebrauch über diesen Punkt hinaus ist möglich, jedoch wird ein totaler Ausfall der Batterie durch den Verschleiß einzelner Batteriekomponenten zunehmend wahrscheinlicher.

Die Amortisationszeit eines elektrischen Speichers richtet sich nach den Anschaffungskosten und der Vergütung der elektrischen Energie, die durch die Batterie zur Verfügung gestellt wird. So wird der Gewinn, der durch die Batterie erwirtschaftet wird, wie folgt berechnet. Der durchschnittliche Preis für elektrische Energie betrug nach dem Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft im Jahr 2016 $0,287 \text{ €/kWh}$ [124]. Weiterhin beträgt die Vergütung nach dem KWK-Gesetz aus dem Jahr 2016 für die Einspeisung elektrischer Energie in das allgemeine Versorgungsnetz von KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung $< 50 \text{ kW}$ $0,08 \text{ €/kWh}^{-1}$. Die selbstgenutzte elektrische Energie bei dieser Anlagengröße wird mit $0,04 \text{ €/kWh}^{-1}$ vergütet [125]. Somit setzt sich der Gewinn durch den elektrischen Energiespeicher aus der Vergütung der entladenen elektrischen Energie zusammen, die durch die Nutzung innerhalb des KWK-Systems mit $0,04 \text{ €/kWh}^{-1}$ entsteht, und darüber hinaus aus einem Zugewinn von $0,287 \text{ €/kWh}^{-1}$, der erwirtschaftet wird, wenn diese Energiemenge nicht mehr vom Versorgungsnetz bezogen werden muss. Durch den elektrischen Energiespeicher verringert

sich jedoch die elektrische Energie, die in das Versorgungsnetz eingespeist wird, weshalb der Gesamtgewinn um die elektrische Energie, die für das Beladen des Energiespeichers mal der Vergütung der Netzeinspeisung von $0,08 \text{ €kWh}^{-1}$ verringert wird. Der Anschaffungspreis des elektrischen Energiespeichers wurde anhand der Quellen [55, 57, 59, 106, 108, 126] durch eine Berechnung der Kosten pro kWh und einer Mittlung der Werte abgeschätzt. Diese Kosten stellen nur Mittelwerte dar. Der Preis einzelner Speichersysteme kann jedoch mit dem Entwicklungszustand und der Marktreife der einzelnen Speicher höher oder auch niedriger ausfallen und variieren. Aufgrund der fehlenden Marktreife der meisten vorgestellten Energiespeicher, die sich für den Einsatz in KWK-Anlagen eignen, kann eine Abschätzung der Amortisationszeit nur für Batteriespeicher erfolgen [127–129]. Die ermittelten Preise für die Energiespeicher inklusive der Peripherie, die zur Integration in die Anlage benötigt werden, betragen für die Bleibatterie 340 €kWh^{-1} und für einen Lithium-Ionen-Batteriespeicher 1032 €kWh^{-1} . Die Amortisationszeit kann damit aus der Speicherkapazität, den Anschaffungskosten pro kWh und dem Gewinn, der innerhalb eines Jahres durch die Batterie erwirtschaftet wird, abgeschätzt werden.

2.5 Bestimmung von Unsicherheiten der Simulation

In der Technik ist es wichtig, neben dem angegebenen Maß auch die dazugehörige Toleranz oder eine erlaubte Abweichung anzugeben. Diese Vorgehensweise kann auch bei der Angabe von Messwerten beobachtet werden, dass zum Beispiel bei mehrmaligem Messen die ermittelten Werte nie exakt den gleichen Wert wiedergeben sondern, innerhalb eines bestimmten Bereiches schwanken. Diese Messunsicherheit kann durch Fehler bei der Durchführung des Experiments oder durch Ungenauigkeiten des Messprinzips und der eigentlichen Messung herrühren.

Hingegen ist eine Simulation durch solche Fehlerquellen weit weniger betroffen. Zwar kann das Simulationsergebnis, wie in Kapitel 3.5 beschrieben, durch die Diskretisierung mathematischer Funktionen beeinflusst werden, viel entscheidender für die Genauigkeit des Simulationsergebnisses ist aber die Wahl des mathematischen Modelles und dessen Randbedingungen und Eingangsdaten. Da eine Simulation in vielen Fällen dazu genutzt wird, um ein bestimmtes Verhalten vorherzusagen, welches jedoch in der Realität noch nicht existiert oder sich einer genauen Analyse entzieht, soll der Einfluss des mathematischen Modelles an dieser Stelle nicht weiter untersucht werden. Vielmehr soll im Folgenden auf den Einfluss der Eingangsdaten bzw. der Randbedingungen eingegangen werden, da auch ein mathematisches Modell, das zwar bis ins Detail einem realen Verhalten entspräche, keine Übereinstimmung mit der Realität aufweisen kann, solange die Randbedingungen nicht richtig gewählt werden. Weiterhin stellt sich die Frage, wie genau eine Vorhersage mit der Simulation möglich ist, wenn Randbedingungen aus evtl. Messreihen oder Berechnungen mit einem Messfehler behaftet sind und somit nicht exakt angegeben werden können. In den folgenden Kapiteln soll der Einfluss von unsicheren Eingangsdaten auf die Simulation untersucht werden, um eine Aussage darüber treffen zu können, mit welcher Genauigkeit Simulationsergebnisse angegeben werden können und wie wahrscheinlich der Simulationsergebniswert ein reales Verhalten abbilden kann.

Wie bereits erwähnt, soll die Unsicherheit der Simulation betrachtet werden, indem die Eingangsparameter oder die Randbedingungen der Simulation ihrerseits mit einer Unsicherheit oder einer Abweichung versehen werden. Die Unsicherheit des Eingangsparameters wirkt sich somit auch auf des Verhalten und schließlich auch auf das Ergebnis der Simulation aus. Unbekannt ist jedoch, mit welcher Intensität ein solcher Eingangsparameter das Simulationsergebnis verändern kann. Nach folgendem Modell kann die Unsicherheit der Simulation Δy des Simulationsergebnisses y vom Eingangsparameter x und dessen Unsicherheit Δx bestimmt werden.

$$\Delta y = \frac{\delta y}{\delta x} \cdot \Delta x \quad (2.43)$$

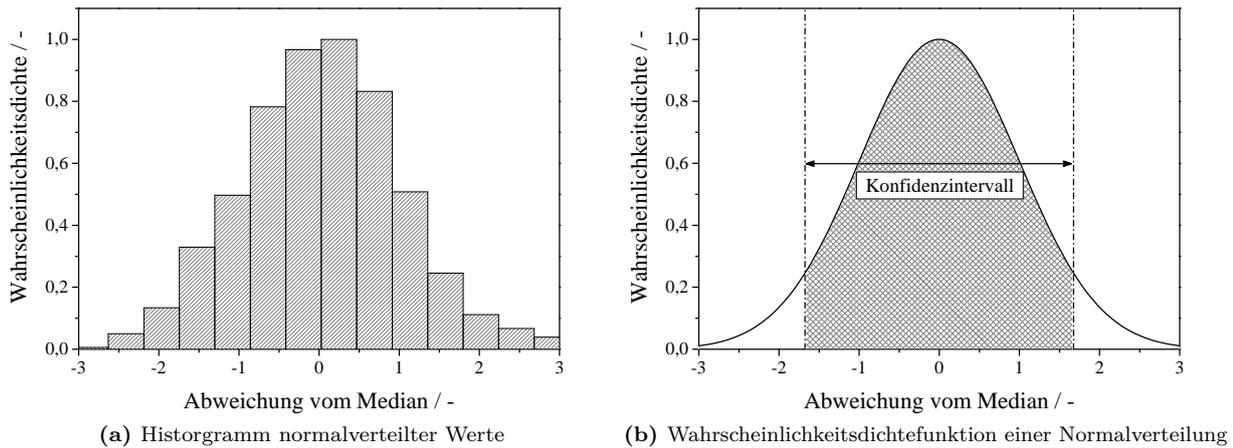


Abbildung 2.8: Ermittlung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion und des Konfidenzbereiches

Dabei ist die Unsicherheit zum einen abhängig davon, wie groß die Unsicherheit des Eingangsparameters Δx ist. Des weiteren ist sie aber auch davon abhängig, in wieweit eine Veränderung des Eingangswertes x sich auf das Simulationsergebnis y auswirkt. Ist das Simulationsergebnis, wie im vorliegenden Fall, jedoch von mehreren Eingangsparametern abhängig, so müssen auch deren Unsicherheiten mit berücksichtigt werden. So kann das Simulationsergebnis y , das aus dem Mittelwert der einzelnen Simulationsergebnisse y_i berechnet wird, mit der Gesamtunsicherheit u_y versehen werden, welche mit Hilfe des Gauß'schen Fehlerfortpflanzungsgesetzes nach Gleichung 2.44 berechnet werden kann.

$$u_y = \sqrt{\left(\frac{\delta y_1}{\delta x_1} \cdot u_{x,1}\right)^2 + \left(\frac{\delta y_2}{\delta x_2} \cdot u_{x,2}\right)^2 \dots} \quad (2.44)$$

Dabei ist jedoch zu beachten, dass sich die einzelnen Eingangsparameter x_i nicht gegenseitig beeinflussen. In diesem Fall müssten jeder Term der Gleichung 2.44 mit einem Korrelationsterm versehen werden, der die Abhängigkeit der einzelnen Eingangsparameter untereinander beschreibt. Somit stößt das vorgestellte Verfahren zur Bestimmung der Unsicherheit des Simulationsergebnisses bei vielen Eingangsparametern und bei unbekannten Korrelationen zwischen den Eingangsparametern schnell an seine Grenzen, weshalb zur Bestimmung der Gesamtunsicherheit an anderes Verfahren angewendet werden soll.

In der vorliegenden Arbeit wird deshalb auf die Unsicherheitsbestimmung mit Hilfe der Monte-Carlo-Simulation zurückgegriffen. Die Monte-Carlo-Simulation basiert auf dem Prinzip von Zufallsexperimenten/-simulationen, die durch eine hohe Anzahl von Wiederholungen und unter Zuhilfenahme der Wahrscheinlichkeit das Ergebnis vorhersagen. Dabei wird versucht, durch die zufällige Auswahl von Randbedingungen oder Eingangsparametern und durch eine häufige Wiederholung der Simulation mit diesen zufälligen Werten eine möglichst große Anzahl an Kombination zu simulieren. Anschließend kann durch die Auswertung der einzelnen Simulationsergebnisse y_i eine Aussage über den mittleren Wert y_{mittel} und darüber hinaus auch über dessen Streuung, welche gleichbedeutend mit der Gesamtunsicherheit u_y ist, getroffen werden. Zur Auswertung wird der Wertebereich, zwischen dem das Simulationsergebnis aufgrund von Unsicherheiten der Eingangsparameter schwankt, in sogenannten Klassen unterteilt. Innerhalb dieser Klassen wird die Häufigkeit gezählt, mit der das Simulationsergebnis auftritt. Je häufiger ein Ergebnis in einer Klasse, also innerhalb eines Wertebereiches auftritt, desto größer ist die Wahrscheinlichkeit, dass die Simulation unter dem Einfluss der Eingangsparameter und deren Unsicherheit ein Ergebnis innerhalb der Klasse aufweist. Abbildung 2.8a zeigt beispielhaft ein Histogramm normalverteilter Werte, welches in 15 Klassen eingeteilt wurde. Der Normalverteilung entsprechend ist in dieser Abbildung zu erkennen, dass die Klassen mit der höchsten Wahrscheinlichkeit sich um den Mittelwert 0 angeordnet haben. Die Wahrscheinlichkeit des Auftretens von

Werten in anderen Klassen nimmt symmetrisch vom Mittelwert ausgehend ab. Weiterhin kann in Abbildung 2.8a deutlich der Einfluss der Diskretisierung erkannt werden, die durch die Einteilung der Werte innerhalb von Klassen hervorgerufen wird. Wird gedanklich die Anzahl der Klassen erhöht so nimmt die Breite des Wertebereiches ab und der stufige Verlauf würde sich immer mehr einem kontinuierlichen Verlauf annähern, wie er in Abbildung 2.8b zu sehen ist. Für die Einteilung in immer kleinere Wertebereiche oder immer mehr Klassen werden jedoch immer mehr Werte benötigt. Würde im Extremfall die Klassenbreite zu gering gewählt werden, so würde die Häufigkeit, dass sich ein Wert innerhalb einer Klasse befindet, aufgrund des geringen Bereiches auf den Wert 0 oder 1 sinken. Aus diesem Grund darf der Wertebereich einer Klasse nicht zu gering gewählt werden, um die Aussagekraft, dass sich Werte mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit innerhalb eines Bereiches befinden, nicht zu schmälern. Die Anzahl der Klassen oder die Klasseneinteilung kann mit Hilfe verschiedener Kriterien bestimmt werden. Im vorliegenden Fall wird hierzu das Kriterium nach Freedman und Diaconis [130] verwendet, welches, abhängig von der Streuung und der Anzahl der Werte, die passende Klasseneinteilung vornimmt. Neben dem Kriterium nach Freedman und Diaconis sind noch die Regel nach Sturges [131] und nach Scott [132] zu erwähnen, mit Hilfe derer auch die Anzahl der Klassen bestimmt werden kann.

Nachteilig bei der Auftragung der Ergebnisse als Histogramm ist jedoch, dass die Unsicherheit des Simulationsergebnisses nicht direkt abgelesen werden kann, da die einzelnen Werte in Klassen eingeteilt sind, die einen Wertebereich angeben, nicht jedoch einen konkreten Zahlenwert. Weiterhin kann durch die feste Einteilung der Klassen keine genaue Aussage getroffen werden, ob sich durch weitere Simulationen die Wahrscheinlichkeit eines bestimmten Wertebereiches nicht ändert und ob es wahrscheinlich ist, dass Werte im Randbereich, also minimale oder maximale Werte, noch hinzukommen. Aufgrund dieses Verhaltens und um unabhängige Aussagen von der Simulationsanzahl treffen zu können, werden sogenannte Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen verwendet, die mit einer gewissen Signifikanz das Verhalten der Werte widerspiegelt. Die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Werte aus dem Histogramm in Abbildung 2.8a ist in Abbildung 2.8b zu erkennen. Zwar kann im Beispiel der Abbildung 2.8 erkannt werden, dass das aufgezeigte Verhalten im Histogramm einer Normalverteilung entspricht, eine konkrete Aussage über die tatsächliche Verteilungsfunktion der Werte kann jedoch durch den bloßen Verlauf des Histogrammes nicht getroffen werden. Deshalb soll in dieser Arbeit der sogenannte Kolmogorov-Smirnov-Test angewandt werden, um zu prüfen ob die Hypothese, dass eine bestimmte Verteilungsfunktion mit hinlänglicher Genauigkeit das Verhalten der untersuchten Werte widerspiegelt, als zutreffend angenommen werden kann. Andernfalls muss die Hypothese verworfen werden und evtl. auf eine andere Verteilungsfunktion zurückgegriffen werden, die das Verhalten besser wiedergeben kann [133, 134]. Beim Kolmogorov-Smirnov-Test wird aus den gewonnenen Daten die sogenannte Summenfunktion S gebildet, die Summenfunktion stellt dabei, genau wie das Histogramm, die Wahrscheinlichkeitswerte der Klassen x_i dar mit dem Unterschied, dass die Wahrscheinlichkeiten x_i über die einzelnen Klassen aufsummiert werden. Anschließend wird die hypothetische Summenfunktion gebildet, welche das Verhalten der zu vergleichenden Verteilungsfunktion widerspiegelt. Nun wird an jeder Stelle x_i die Summenfunktion mit der hypothetischen Summenfunktion verglichen und die Abweichung D_i bestimmt. Abhängig von der Anzahl i der Klassen und des Signifikanzniveaus α wird im Anschluss die maximale Abweichung D_{\max} bestimmt. Das Signifikanzniveau α ist das Maß, das zur Annahme oder zur Ablehnung der Hypothese führt. Bei einem hohen Signifikanzniveau ist der Bereich, in dem sich die Abweichung bewegen darf, klein. Dies bedeutet, dass die maximale Differenz zwischen der Summenfunktion der Daten und der hypothetischen Verteilungsfunktion klein sein muss. Ein niedriges Signifikanzniveau α erweitert daher im Umkehrschluss den Raum der Abweichung, und die Hypothese, dass die Verteilungsfunktion die Summenfunktion korrekt abbilden kann, wird somit auch bei größeren Differenzen nicht abgelehnt. Abschließend wird geprüft, ob ein Wert der Menge D_i die maximale Abweichung D_{\max} überschreitet. Ist dies der Fall, wird die Hypothese abgelehnt, was zur Folge hat, dass die gewählte Verteilungsfunktion auf dem Signifikanzniveau nicht der Verteilung der untersuchten Werte entspricht. Um die jeweils passende Verteilungsfunktion zu finden, wurde ein Programm erstellt, welches die zu untersuchenden Daten mit den verschieden gearteten Verteilungsfunktionen vergleicht und mit dem

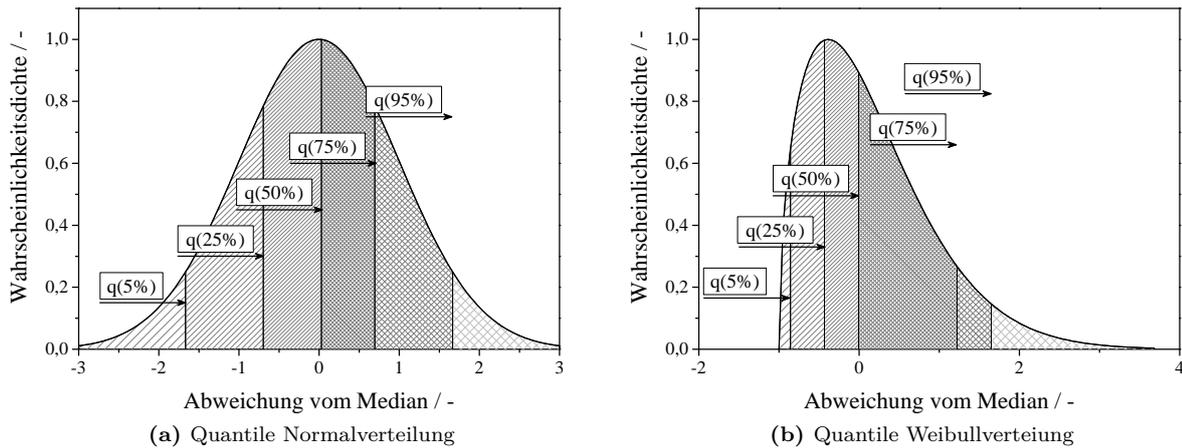


Abbildung 2.9: Quantile verschiedener Verteilungen

Kolmogorov-Smirnov-Test überprüft.

Mit Hilfe einer passenden Verteilungsfunktion kann, unabhängig von der Anzahl der Simulationen oder der Einteilung der Klassen, der Wertebereich angegeben werden, zwischen dem das Simulationsergebnis schwankt. In vielen Fällen wird dazu die sogenannte Standardabweichung σ verwendet, die angibt, wie stark ein Ergebnis vom Mittelwert abweichen kann. Die im Folgenden genannten Werte beziehen sich ausschließlich auf eine normal verteilte Menge, bei anderen Verteilungsarten können diese erheblich davon abweichen. Dabei bedeutet eine Abweichung von einem $\pm\sigma$, dass sich 68,27% aller Werte innerhalb dieser Grenzen befinden können. Eine Abweichung von $\pm 2\sigma$ bedeutet, dass sich 95,45% aller Werte zwischen den Grenzen befinden. Es zeigt sich, dass die Wahrscheinlichkeit, dass sich ein Wert oder ein Simulationsergebnis außerhalb des Bereichs befindet, geringer als 5% ist. Der hier beschriebene Bereich wird als Vertrauensintervall oder auch Konfidenzintervall (siehe Abbildung 2.8b) bezeichnet und gibt an, mit welcher Wahrscheinlichkeit ein Ergebnis innerhalb eines bestimmten Wertebereiches auftritt; je größer das Konfidenzintervall, desto geringer ist also auch die Wahrscheinlichkeit, dass sich das Ergebnis nicht innerhalb des Wertebereichs befindet. Ist der Wertebereich, zwischen dem das Ergebnis schwanken kann, trotz eines großen Konfidenzintervalls gering, so lässt sich daraus folgern, dass sich die Unsicherheiten der Eingangsparameter nicht stark auf das Ergebnis auswirken.

Wie bereits erwähnt, kann der Konfidenzbereich mit Hilfe der Standardabweichung σ angegeben werden. Dies ist jedoch nur dann möglich, wenn die Verteilung der Werte einer Normalverteilung folgen. Ist dies nicht der Fall, muss das Konfidenzintervall auf einem anderen Weg festgelegt werden. Mit Hilfe des sogenannten Quantil Q_q kann, ähnlich der Standardabweichung, unabhängig von der betrachteten Verteilungsfunktion, ein Konfidenzintervall angegeben werden. Dabei wird bestimmt, welcher Anteil der Menge an Werten unterhalb eines bestimmten Bereiches liegen. Mit dem sogenannten q -Quantil wird der Anteil bezeichnet, innerhalb dessen die Werte auftreten können. Als Beispiel soll hierzu Abbildung 2.9 dienen. In ihr sind für eine Normalverteilung und eine Weibull-Verteilung beispielhaft die verschiedenen q -Quantile aufgetragen. So gibt das $q(50\%)$ -Quantil die Grenze des Wertebereiches an, bis zu dem 50% aller Werte der Verteilungsfunktion aufgetreten sind. Dieser Wert gibt sozusagen einen Mittelwert an, der neben der Anzahl der Werte auch die Form der Verteilungsfunktion berücksichtigt. Im Vergleich zum arithmetischen Mittelwert gilt das $q(50\%)$ -Quantil als robuster gegen Ausreißern innerhalb des untersuchten Datensatzes und soll deshalb anstelle des Mittelwertes im weiteren Verlauf verwendet werden [135]. Wie unterschiedlich die Lagen der charakteristischen Quantile von zum Beispiel einer klassischen Normalverteilung und einer Weibull-Verteilung sind, ist in den Abbildungen 2.9a und 2.9b zu sehen.

Mit Hilfe der Quantile kann nun ein sogenannter Interquartil-Abstand oder auch das bereits beschriebene Konfidenzintervall berechnet werden, zwischen dessen Grenzen sich eine bestimmte Menge an Werten befindet,

womit die Aussage gegeben werden kann, dass sich mit einer Wahrscheinlichkeit von ΔQ_q die zu erwartenden Ergebnisse innerhalb des Bereiches von $q_{(i)}$ und $q_{(i+1)}$ befinden.

2.6 Untersuchungsgegenstand

Nach der Beschreibung der verschiedenen KWK-Systeme und der verschiedenen Möglichkeiten, elektrische Energie zu speichern, stellt sich die Frage, welche KWK-Systeme sich zur Integration eines Batteriespeichers eignen. Wie bereits dargestellt, können KWK-Systeme neben ihren Leistungsklassen auch in der Art ihrer Regelung unterteilt werden. So gibt es stromgeführte und wärmegeführte KWK-Systeme. Da bei den stromgeführten KWK-Systemen die elektrische Energie nach dem elektrischen Energiebedarf geregelt wird, ist der Einsatz eines elektrischen Speichersystems innerhalb dieser Anlagen aufgrund des geringen Speicherbedarfs an elektrischer Energie eher weniger geeignet. In wärmegeführten KWK-Systemen kann jedoch ein wesentlich höherer Speicherbedarf an elektrischer Energie beobachtet werden, da sich hier, wie beschrieben, die Energiebereitstellung durch die Anlage nach dem thermischen Energiebedarf richtet und so Zeiten des Mangels und Zeiten des Überschusses an elektrischer Energie bestehen, welche durch einen elektrischen Energiespeicher ausgeglichen werden können [8, 39, 136]. Wärmegeführte KWK-Anlagen finden sich besonders im Bereich der Energieversorgung im häuslichen Bereich und können daher den Mikro- und Mini-KWK-Anlagenbereich zugeordnet werden [8, 24, 38]. Aus diesem Grund soll in der folgenden Arbeit das Zusammenspiel von KWK-Anlagen für den häuslichen Bereich und elektrischen Energiespeichern betrachtet werden.

Aufgrund gegebener räumlicher Voraussetzungen innerhalb eines Wohnhauses ist der Einsatz von mechanischen Energiespeichern wegen ihrer geringen volumetrischen Speicherdichte nicht sinnvoll. Der Einsatz von direkten elektrischen Speichern wird auch nicht betrachtet, da die bereits beschriebenen Kondensatoren über eine zu geringe Speicherdauer verfügen und eine Speicherung mittels supraleitender Spulen in diesem Einsatzgebiet als nicht zweckmäßig erscheint. Chemische Energiespeicher in Form von Wasserstoffspeichern werden dem Anforderungsprofil der elektrischen Energiespeicher innerhalb eines Wohngebäudes gerecht. Davon ausgeschlossen sind jedoch die Speicherverfahren Power-to-Gas und Power-to-Liquid, da diese eher zum Speichern großer Energiemengen, wie sie zur Netzstabilisierung oder der Speicherung von regenerativen Energie benötigt werden, geeignet sind [89, 95]. Besser erscheint hier die elementare Wasserstoffspeicherung mittels Kompression. Die Verflüssigung des Wasserstoffes scheidet jedoch in diesem Einsatzgebiet aufgrund des technologischen Aufwandes aus. Als weiterer vielversprechender Wasserstoffspeicher wird der LOHC-Speicher angesehen, der sich durch die einfache und sichere Handhabung und des hohen Wirkungsgrades durch die Abwärmenutzung bewährt [97]. Für den Einsatz in KWK-Systemen eignen sich weiterhin Batteriespeicher, welche sich durch ihre hohe Verfügbarkeit und Marktreife auszeichnen [17, 32, 137].

Im kommenden Kapitel wird daher das Verhalten der verschiedenen Energiespeicher im Zusammenspiel mit unterschiedlichen KWK-Antriebseinheiten innerhalb eines Wohngebäudes untersucht und mit Hilfe geeigneter Kennzahlen bewertet.

Kapitel 3

Modellierung

In diesem Kapitel wird die Modellierung beschrieben, für die die blockorientierte Skriptsprache MATLAB[®] Simulink genutzt wird. Der Aufbau des Modells gliedert sich in das Verbraucherverhalten, das mit Lastprofilen dargestellt wird, in die KWK-Antriebseinheit und in die Energiespeicher für elektrische und thermische Energie.

3.1 Modellierung der Lastprofile

Das Verhalten des Verbrauchers wird mit einem dynamischen Profil abgebildet. Hierzu wurde die VDI-Norm 4655 als Grundlage verwendet, welche standardisierte Lastprofile bereitstellt, mit Hilfe derer KWK-Anlagen bis zu einer elektrischen Leistung von 50 kW ausgelegt werden können [138]. Die VDI-Norm 4655 unterscheidet dabei Lastprofile nach sogenannten Typentagen, um die jeweilige klimatische Situation darzustellen. Die Typentage lassen sich dabei in die Kategorien Sommer, Winter und Übergangszeit, in bedeckt und sonnig und in Werktag und Sonn- bzw. Feiertage gliedern. Eine Übersicht der einzelnen Typentage ist in Tabelle 3.1 zu sehen. Insgesamt gibt es 12 Typentage, die jeweils mit einem repräsentativen Lastprofil versehen sind. Diese Lastprofile lassen sich weiter in Profile für Einfamilienhäuser und für Mehrfamilienhäuser unterteilen. Die Lastprofile für Einfamilienhäuser haben eine zeitliche Auflösung von 1 min, die Lastprofile für Mehrfamilienhäuser eine Auflösung von 15 min. Weiterhin werden nach der VDI-Norm 4655 Lastprofile für verschiedene Klimazonen bereitgestellt. Der Bereich jeder Klimazone weist bestimmte klimatische Gegebenheiten auf, die für das jeweilige Gebiet repräsentativ sind. Daher können mit Hilfe der Norm die Lastprofile so angepasst werden, dass sie dem Verhalten eines Verbrauchers an der Küste mit Seeklima entsprechen oder aber dem eines Verbrauchers, der im Alpenvorland beheimatet ist. Für jede dieser Klimazonen stellt der Deutsche Wetterdienst (kurz: DWD) Daten für ein sogenanntes Testreferenzjahr

Tabelle 3.1: Typentage

Jahreszeit	Wetter / Wochentage			
	Werktag		Sonn- & Feiertag	
	<i>heiter</i>	<i>bedeckt</i>	<i>heiter</i>	<i>bedeckt</i>
Sommer*	SWX	SWX	SSX	SSX
Winter	WWH	WWB	WSH	WSB
Übergangszeit	UWH	UWB	USH	USB

* Im Sommer wird nicht zwischen *bedeckt* und *heiter* unterschieden

Tabelle 3.2: Kriterien zur Einteilung von Typentagen [139]

Temperatur / T	Bedeckungsgrad / B*	
	B < 5/8	B ≥ 5/8
T < 5 °C	Winter & heiter	Winter & bedeckt
5 °C < T < 15 °C	Übergangsz. & heiter	Übergangsz. & bedeckt
T > 15 °C	Sommer	Sommer

* Der Bedeckungsgrad wird in Achtel gemessen. Eine Bedeckung von $B = 8/8$ gibt eine vollständige Bedeckung an.

zur Verfügung. Sie entsprechen einem repräsentativen Standardjahr, welches anhand von über mehrere Jahre gemittelter klimatischer Messwerte die Wetterphänomene und Temperaturen eines jeden Tages innerhalb eines Jahres und innerhalb jeder Klimazone beschreiben kann. [139]

Da die VDI-Norm keine Angaben über die zeitliche Abfolge der klimatischen Phänomene macht, wird ein Testreferenzjahr herangezogen. Anhand der klimatischen Messwerte wird jeder Tag einem sogenannten Typentag zugewiesen, welcher von der VDI-Norm 4655 mit Lastprofilen nach Tabelle 3.1 hinterlegt wurde. Mit Hilfe der Kenntnis über die Abfolge der einzelnen Typentage und der dazugehörigen Lastprofile kann nun durch Aneinanderreihung der einzelnen Tageslastprofile ein Jahreslastprofil erstellt werden, welches den Wärmebedarf für Warmwasser, für die Raumwärme und für die elektrische Energie wiedergeben kann. Die Einteilung der Typentage erfolgt dabei anhand der in Tabelle 3.2 gegebenen Werte.

3.2 KWK-Antriebseinheiten

Die Antriebseinheiten von KWK-Anlagen lassen sich in fünf Gruppen unterteilen. Die erste Gruppe bilden die Hubkolben-Verbrennungsmotoren mit innerer Verbrennung, im Folgenden verkürzt Verbrennungsmotoren genannt. Die zweite Gruppe bildet wiederum Hubkolben-Verbrennungsmotoren, jedoch mit externer Verbrennung (Stirlingmotoren), deren Funktionsprinzip bereits in Kapitel 2.2.4 beschrieben wurde. Die dritte Gruppe bildet die Brennstoffzelle und die vierte Gruppe die Mikrogasturbinen. Die fünfte und letzte Gruppe bildet der Dampfmotor. Alle Modelle werden innerhalb des Blocks der KWK-Antriebseinheit zusammengefasst, welche als Eingang ein Start-/Stopsignal, ein Speicherfüllstandssignal und ein Signal über den aktuellen elektrischen Energiebedarf besitzt. Ausgegeben werden der Brennstoffbedarf, der CO₂-Ausstoß, die thermische und elektrische Leistung und die Anzahl der An- und Abfahrvorgänge. Im Folgenden werden nun die Modellierungen der KWK-Antriebseinheiten und ihrer Bestandteile beschrieben.

3.2.1 Modell für Verbrennungsmotoren mit interner Verbrennung

Mit diesem Modell können drei unterschiedliche Betriebsweisen von Verbrennungsmotoren mit interner Verbrennung simuliert werden. Dabei handelt es sich um die leistungsfeste Betriebsweise, um eine Betriebsweise mit gestufter Leistungsmodulierung und um eine stufenlos modulierende Betriebsweise. Die Modelle der Betriebsweisen basieren dabei auf dem realen Verhalten von Verbrennungsmotoren der KWK-Anlagen-Hersteller Viessmann, Vaillant und Senertec. Die technischen Daten der Motoren der verschiedenen Hersteller können der Tabelle A.1 des Anhangs entnommen werden. Um das Verhalten der Verbrennungsmotoren in der Simulation darstellen zu können, müssen neben den technischen Daten der Hersteller weitere Eigenschaften und Größen in das Simulationsmodell einfließen.

Tabelle 3.3: Anfahrverhalten von Verbrennungsmotoren

Anlagenstillstand / min	elektrische Leistung		thermische Leistung	
	Dämpfungskonst.	Zeitkonst.	Dämpfungskonst.	Zeitkonst.
22	0,9	6	0,7	28
57	0,9	6	0,7	35
83 *	0,9	6	0,7	40
100	0,9	6	0,7	40

* Ab einer Stillstandszeit von 83 min wird von einem Kaltstart der KWK-Anlage ausgegangen.

Als erste Größe soll das Anfahrverhalten von Verbrennungsmotoren näher betrachtet werden. Basierend auf experimentelle Untersuchungen zum Anfahrverhalten von KWK-Anlagenmotoren von Arndt [140] ergab sich folgender Zusammenhang, welcher mit Gleichung 3.1 und 3.2 mathematisch beschrieben werden kann.

$$P = P_{\text{nenn}} \left[1 - e^{\left(\frac{\text{DK}}{\text{ZK}}\right)} \right] \quad (3.1)$$

$$\dot{Q} = \dot{Q}_{\text{nenn}} \left[1 - e^{\left(\frac{\text{DK}}{\text{ZK}}\right)} \right] \quad (3.2)$$

Die untersuchten Motoren können ihre elektrische Nennleistung P_{nenn} unabhängig von der Dauer ihrer Stillstandszeit erbringen (vergleiche Tabelle 3.3). Weiterhin ist auch die Dauer, die die Anlage benötigt, um ihre volle elektrische Leistung zu erbringen, sehr kurz, was an der geringen Dämpfung liegt (Abbildung 3.1). Anders als bei der elektrischen Leistung ist die Dauer der Stillstandszeit für die thermische Leistung der KWK-Anlage von entscheidenderer Bedeutung. Dies lässt sich anhand der thermischen Trägheit des KWK-Systems erklären, da die verschiedenen Wärmeübertrager nicht instantan ihre volle Übertragungsleistung erbringen können. Die Stillstandszeit wird während der Simulation detektiert und die jeweilige Zeitkonstante anhand des in Abbildung 3.1a gezeigten linearen Verlaufs angepasst. Ab einer Stillstandszeit von 83 min muss nach Arndt von einem Kaltstart der Anlage ausgegangen werden, weshalb für die Zeitkonstante bei Stillstandszeiten größer 83 min ein konstanter Wert angenommen wird [140]. Neben der Stillstandszeit wird das Simulationsmodell mit einer Anfahrverzögerung versehen. Dies bedeutet, dass erst nach einer bestimmten Zeitspanne nach dem Einschalten das KWK-System thermische Energie bereitstellt. Ursache für dieses Verhalten ist, dass sich sowohl die Anlagenkomponenten als auch die Kühlflüssigkeiten und das Schmieröl erst auf Betriebstemperatur erwärmen müssen, bevor Wärme ausgekoppelt werden kann. Diese verzögerte Wärmeabgabe dient zur Verringerung des Schadstoffausstoßes während der Anfahrphase und zur Reduktion der Reibung im System durch ein zu viskoses Schmieröl. Für die Anfahrverzögerung kann laut Rosato et al. eine Dauer von 100 s angenommen werden [141]. Da der Verbrennungsmotor mit der gegebenen Dämpfungskonstante und Zeitkonstante nach einer Minute 99,8% seiner Nennleistung erreicht und die Simulation einen Zeitschritt von einer Minute verwendet, kann das elektrische Anfahrverhaltens als Sprungfunktion modelliert werden.

Wie eingangs erwähnt, sind die KWK-Anlagen der Firma Vaillant und der Firma Viessmann in der Lage, ihre Leistung zu variieren. Daher soll auch im Simulationsmodell die Modulationsfähigkeit der Leistung implementiert werden. Wird der Motor im sogenannten Teillastbereich betrieben, muss jedoch beachtet werden, dass neben der Leistung auch der Wirkungsgrad der Anlage sinken wird [142]. Trotz der niedrigen Effizienz der Anlage im Teillastbereich wird eine Modulation der Anlagenleistung vorgenommen, um die Gesamtlaufzeit der Anlage zu erhöhen. Durch diese Laufzeiterhöhung soll erreicht werden, dass über einen möglichst langen Zeitraum die gesamte oder zumindest große Teile der bereitgestellten elektrischen Energie durch einen Verbraucher genutzt werden kann. Durch diese erhöhte Nutzung der bereitgestellten elektrischen

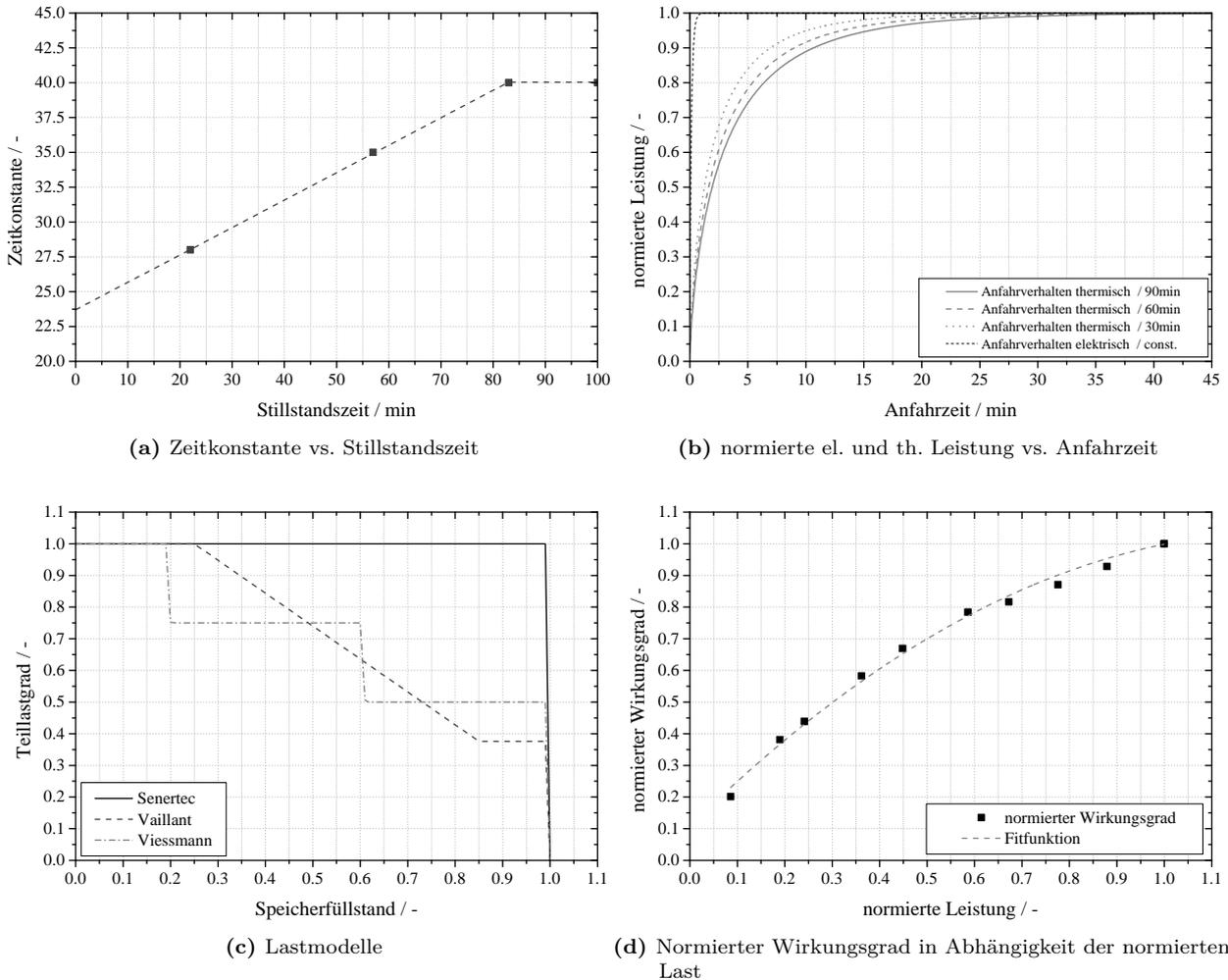


Abbildung 3.1: Anfahrverhalten, Teillast- und Wirkungsgradverhalten der verschiedenen Verbrennungsmotoren

Energie kann der Eigennutzungsgrad erhöht werden. Für eine Laufzeitverlängerung der wärmegeführten KWK-Anlagen wird die Leistung nach dem Speicherfüllstand geregelt. Neben dem Signal zum Einschalten und Ausschalten der KWK-Anlage durch den Wärmespeicher wird daher noch ein weiteres Signal für die Motorsteuerung benötigt, das über den Speicherfüllstand des thermischen Speichers Auskunft gibt. Für die Modellierung und die Regelung von realen Anlagen dient hierfür der sogenannte Teillastgrad, welcher eine Funktion des Speicherfüllstands darstellt und die gegenwärtig vom Motor abgegebene Leistung im Verhältnis zur Nennleistung angibt. Experimentelle Untersuchungen zu diesem Verhalten wurden durch Roselli et al. durchgeführt und dienen als Datengrundlage zur Modellierung des Teillastverhaltens bei verschiedenen Speicherfüllständen. [143]

Mit Hilfe des Teillastgrades und des damit einhergehenden Wirkungsgrades kann somit auch die Brennstoffmenge berechnet werden, die wiederum für die Bezifferung des Primärenergiebedarfs benötigt wird. Das gemessene Teillastverhalten in Abhängigkeit des Speicherfüllstand der hier untersuchten Verbrennungsmotoren, ist in Abbildung 3.1c aufgetragen und wurde in das Simulationsmodell übernommen. Um bei jedem Teillastgrad den Wirkungsgrad der Anlage und den Brennstoffbedarf berechnen zu können, wird wiederum auf die experimentellen Untersuchungen von Roselli et al. zurückgegriffen [143]. Hier wurde bei verschiedenen Teillasten eines Motors der zugehörige Wirkungsgrad gemessen. Die in Abbildung 3.1d aufgetragenen Werte wurden normiert, sodass der Wirkungsgradverlauf in Abhängigkeit der Teillast für alle Verbrennungsmotormodelle verwendet werden kann. Anhand der gemessenen Punkte wird eine polynomische Funktion 2. Grades

angepasst. Die Anpassungsgüte der Funktion wird mit einem R_{adj}^2 -Wert von 0.9972 beziffert. Daraus leiten sich die Funktion des normierten Wirkungsgrades in Abhängigkeit der normierten Teillast nach Gleichung 3.3 ab.

$$\eta/\eta_{\text{nenn.}} = A \cdot (P/P_{\text{nenn.}})^2 + B \cdot (P/P_{\text{nenn.}}) + C \quad (3.3)$$

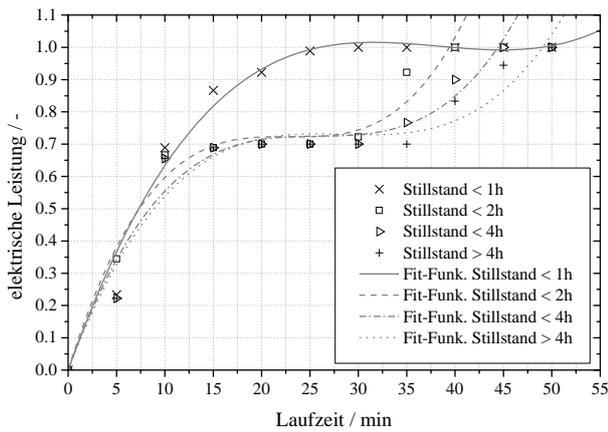
Die Werte der einzelnen Koeffizienten betragen: $A = 0,10757$, $B = 1,47839$ und $C = -0,58711$.

Somit können mit den hier beschriebenen Modellen das Anfahrverhalten, die Entwicklung von elektrischer und thermischer Leistung, der Teillastbetrieb und der Brennstoffbedarf simuliert werden.

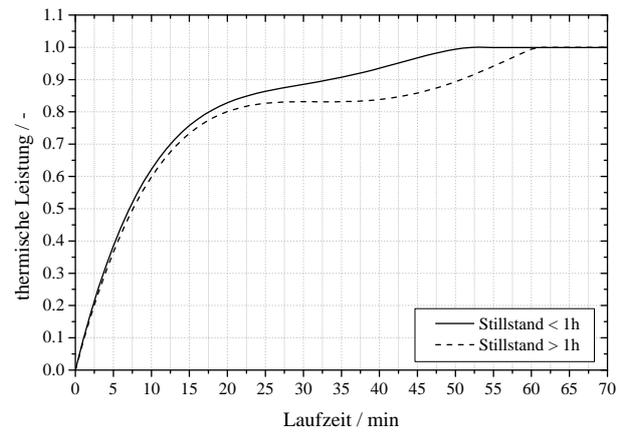
3.2.2 Modell für Stirlingmotoren

Da es sich bei Stirlingmotoren - im Gegensatz zu den beschriebenen Verbrennungsmotoren in Kapitel 2.2.2 - um Motoren mit externer Verbrennung handelt, können die getroffenen Modellannahmen aus Kapitel 3.2.1 nicht direkt auf das Stirlingmotorenmodell übertragen werden. So unterscheidet sich besonders das Anfahrverhalten des Stirlingmotors (externe Verbrennung) gegenüber dem Anfahrverhalten eines Verbrennungsmotors mit interner Verbrennung, da die Energie, wie in Kapitel 2.2.4 beschrieben, erst über Wärmeübertrager in das System eingeleitet und ausgeleitet werden muss. Neben der Verzögerung durch die Wärmeübertragung wird das thermische und elektrische Anfahrverhalten durch die Wärmekapazität des Arbeitsgases, der Bauteile des Motors und der Wärmeübertrager selbst beeinflusst. Aus diesem Grund ist auch ein abruptes Abschalten des Motors nicht möglich, sodass dieser nach dem Abschalten der Brennstoffzufuhr weiterhin thermische und elektrische Energie bereitstellt. Für die Simulation von KWK-Anlagen mit Stirlingmotoren stehen zwei Modelle zur Verfügung: eines, das einen leistungsfesten Stirlingmotor abbildet, und ein Modell eines Stirlingmotors mit variabler Leistung. Die Datengrundlage für das leistungsfeste Modell bietet die KWK-Anlage der Firma WisperGen, welche durch Conroy et. al untersucht wurde [144]. Die technischen Daten dieser Anlage finden sich im Anhang in Tabelle A.1. In Abbildung 3.2 wird das von Conroy et. al untersuchte An- und Abfahrverhalten für thermische und elektrische Energie dargestellt. Hier werden die in [144] vorgeschlagenen Fit-Funktionen für die experimentell ermittelten Datenpunkte vorgestellt. Abbildung 3.2a zeigt das elektrische Anfahrverhalten des WisperGen-Stirlingmotors. Abhängig von der vorangegangenen Stillstandszeit des Motors wird die volle elektrische Leistung erst nach einer gewissen Zeit erreicht. Mit Hilfe der Fit-Funktionen kann dieses Verhalten in das Simulink-Modell integriert werden. Dazu wird in einem ersten Schritt die Stillstandszeit mit Hilfe eines Integriergliedes ermittelt, abhängig davon kann anschließend mit einer *if-else*-Abfrage die passende Funktion ausgewählt werden. Da die Funktion für alle Zeitwerte gültig ist und, wie in Abbildung 3.2a dargestellt, die Funktion den normierten elektrischen Leistungswert übersteigt, muss der Zeitpunkt, an dem die Funktion den Wert 1 annimmt bestimmt werden, um ihr Gültigkeitsraum zu ermitteln. Mit diesem Zeitpunkt und einer weiteren *if*-Abfrage kann mit Hilfe der Fit-Funktion das Anfahrverhalten des Stirlingmotors simuliert werden, bis der Motor seine maximale Leistung erbringt. Im Anschluss daran kann dann ein konstanter Wert als Motorleistungssignal ausgegeben werden. Das Modell des Anfahrverhaltens zeigt, dass der Stirlingmotor nach einer Stillstandszeit von weniger als einer Stunde innerhalb von ca. 25 min seine volle Leistung erreichen kann, wohingegen nach einer Stillstandszeit von mehr als vier Stunden die volle elektrische Leistung erst nach ca. 48 min zur Verfügung steht. Bei einer Stillstandszeit von mehr als vier Stunden wird von einem Kaltstart des Stirlingmotors ausgegangen.

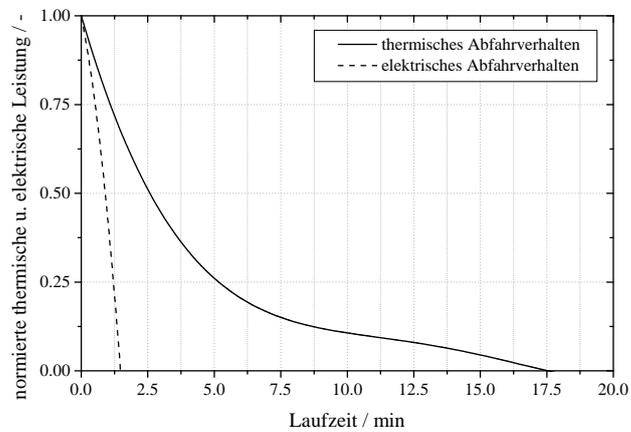
Das thermische Anfahrverhalten ist in Abbildung 3.2b aufgetragen. Hier wird nur zwischen einer Stillstandszeit von weniger als einer Stunde und mehr als einer Stunde unterschieden. Die maximale Leistung wird bei einer Stillstandszeit von weniger als einer Stunde innerhalb von 52 min erreicht, bei längeren Stillstandszeiten steht die volle thermische Leistung erst nach 57 min an.



(a) elektrisches Anfahrverhalten



(b) thermisches Anfahrverhalten



(c) elektrisches und thermisches Abfahrverhalten

Abbildung 3.2: An- und Abfahrverhalten des WisperGen Stirlingmotors

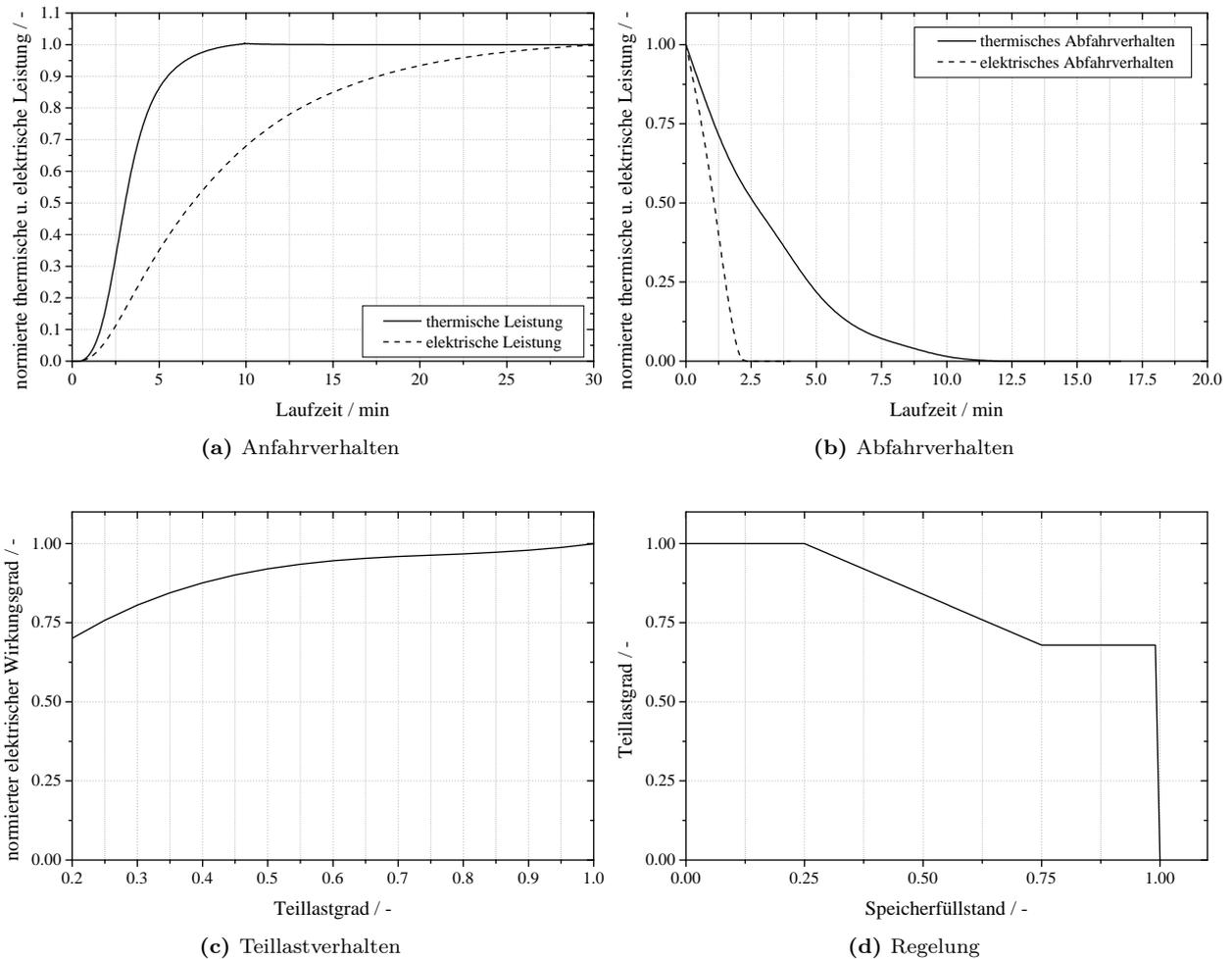


Abbildung 3.3: An- und Abfahrverhalten sowie Teillastverhalten und Regelung des Viessmann Stirlingmotors

Wie schon angedeutet, ist ein abrupter Abbruch der Energiebereitstellung durch den Stirlingmotor aufgrund der thermischen Trägheit und seiner Bauweise nicht möglich. Daher muss das Abfahrverhalten des Stirlingmotors bei der Simulation ebenfalls berücksichtigt werden. Dieses Verhalten ist in Abbildung 3.2c aufgetragen. Es zeigt die Entwicklung der elektrischen und thermischen Leistung nach Abschalten der Brennstoffzufuhr. Deutlich zu sehen ist der starke Abfall der elektrischen Leistung, die innerhalb von ca. 1 min von Volllast auf den Wert 0 fällt. Aufgrund der thermischen Trägheit sinkt die thermische Leistung erst nach einer Zeitspanne von ca. 18 min von Volllast auf 0. Sowohl beim Anfahrverhalten als auch beim Abfahrverhalten des Stirlingmotors ist es möglich, eine weitere zeitliche Verzögerung, eine sogenannte Totzeit, zu integrieren, um die thermische Trägheit des Systems noch genauer zu beschreiben [144].

Da das dargestellte An- und Abfahrverhalten speziell auf den Stirlingmotor der Firma WisperGen zutrifft, soll für das Simulationsmodell des Stirlingmotors der Firma Viessmann auf ein allgemein gültigeres Modell zurückgegriffen werden, welches in der Arbeit von Bouvenot et al. präsentiert wurde [145]. So unterscheidet sich das in Abbildung 3.3a zu sehende Anfahrverhalten des Stirlingmotors von Viessmann nicht grundlegend vom Anfahrverhalten des WisperGen Stirlingmotors, wie es in den Abbildungen 3.2a, 3.2b zu sehen ist. In diesem Fall wird jedoch keine weitere Differenzierung zwischen den Stillstandszeiten vorgenommen; somit kann auf die Detektierung der Stillstandszeiten verzichtet werden, was das Modell vereinfacht.

Das Abfahrverhalten des allgemeineren Modells nach [145] ähnelt ebenfalls stark dem Abfahrverhalten des WisperGen Stirlingmotors, wie es in Abbildung 3.2c gezeigt wird. So nimmt auch in Abbildung 3.3b die elektrische Leistung nach Abstellen der Brennstoffzufuhr annähernd linear ab, während die thermische

Leistung erst stark und zum Ende hin flacher abfällt. Im Unterschied zum thermischen Abfahrverhalten des WisperGen Stirlingmotormodells klingt die thermische Leistung des Viessmann Stirlingmotormodells schneller ab, weshalb dieses Simulationsmodell bereits nach ca. 13 min keine thermische Leistung mehr erbringt, das Modell für den WisperGen Stirlingmotor jedoch erst nach 17 min keine thermische Energie mehr bereitstellt. Eine Besonderheit des hier vorgestellten Modells ist die elektrische Leistungsmodulation. So kann das Simulationsmodell die elektrische Leistung zwischen 60 % und 100 % variieren. Dabei wird die Leistung, abhängig vom Speicherfüllstand des thermischen Speichers, variiert (siehe Abbildung 3.3d), um eine möglichst lange Laufzeit der Anlage zu gewährleisten. Bei der Simulation eines leistungsmodulierenden Systems wurde zusätzlich ein weiterer Modellblock eingeführt, der die Abnahme des elektrischen Wirkungsgrads berücksichtigt, wenn die Anlage nicht in ihrem Auslegungspunkt betrieben wird. Somit wurde die Funktion, die abhängig vom Teillastgrad der Anlage den Wirkungsgrad beschreibt und in Abbildung 3.3c zu sehen ist, in das Simulationsmodell des Stirlingmotors implementiert.

Wie auch schon beim Modell des Stirlingmotors der Firma WisperGen ist es auch in diesem Modell möglich, eine verzögerte Reaktion des Stirlingmotors auf An- oder Abschaltbefehle der Anlage über die Eingabe einer Totzeit zu simulieren.

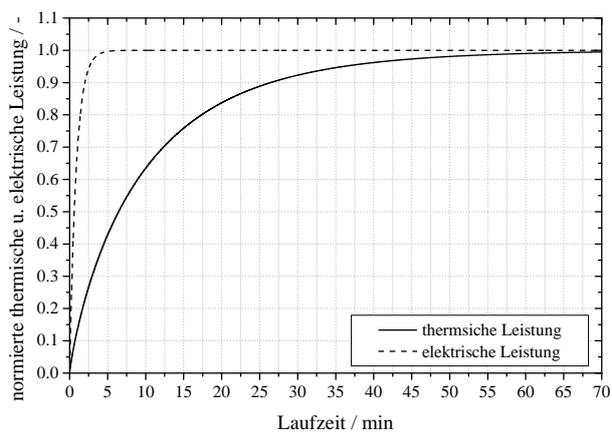
Somit stehen für die Untersuchungen von KWK-Anlagen zwei Modelle für Stirlingmotoren zur Verfügung, die das An- und Abfahrverhalten und die Stillstandszeiten der Anlage berücksichtigen und, im Fall des Stirlingmotorenmodells der Firma Viessmann zusätzlich einen leistungsmodulierenden Betrieb ermöglichen.

3.2.3 Modell für Mikrogasturbinen

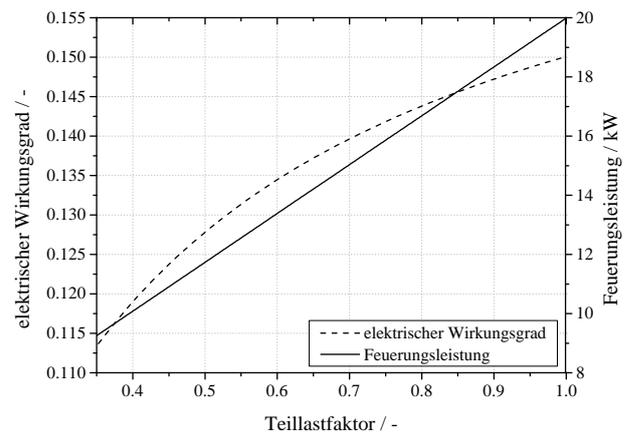
Neben den gebräuchlichen Antriebseinheiten, wie Hubkolbenverbrennungsmotoren und Stirlingmotoren, soll auch das Verhalten von Mikrogasturbinen untersucht werden. Als Datengrundlage für dieses Modell soll die Mikrogasturbinen-KWK-Anlage der Firma EnerTwin dienen. Mit diesem Modell kann, wie auch bei der realen Anlage, die thermische Leistung stufenlos zwischen 50 % und 100 % moduliert und dabei die elektrische Leistung um bis zu 70 % reduziert werden. Da zum Zeitpunkt dieser Arbeit noch keine Daten zum Verhalten der Mikrogasturbinen vorhanden waren, wird auf die Untersuchungsergebnisse von Petrov et al. zurückgegriffen, der das dynamische Verhalten einer 30 kW Mikrogasturbine untersucht hat, die auch im KWK-Anlagenbereich eingesetzt wird [146]. Da das Anfahrverhalten der hier untersuchten Turbine in [146] stark dem Anfahrverhalten der Verbrennungsmotoren aus [140] ähnelt, wird mit Hilfe der Gleichungen 3.1 und 3.2 auch das thermische und elektrische Anfahrverhalten der Mikrogasturbine beschrieben. Durch Anpassung der Zeitkonstante ZK und der Dämpfungskonstante DK kann mit Hilfe der Gleichungen somit auch das Anfahrverhalten der Turbine simuliert werden (Abbildung 3.4a). Um das Verhalten der Turbine im Teillastbereich korrekt nachzubilden, wurde weiterhin die Korrelation von Feuerungsleistung und elektrischem Wirkungsgrad zum Teillastgrad aus der Arbeit von Petrov et al. verwendet [146]. Beide Gleichungen, wie sie in Abbildung 3.4b grafisch aufgetragen sind, können somit im Modellblock verwendet werden, um, abhängig von der thermischen Leistung, den aktuellen Brennstoffbedarf und die elektrische Leistung zu berechnen. Die Regelung der Leistung der Mikrogasturbine erfolgt, wie auch bei den bereits beschriebenen Modellen, über den Ladezustand des Wärmespeichers. Die dabei verwendeten Grenzen und der Modulationsbereich sind in Abbildung 3.4c aufgetragen.

3.2.4 Modell für eine Brennstoffzelle

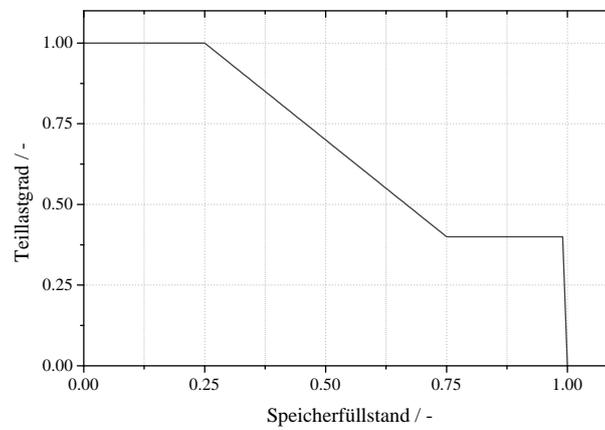
Das Brennstoffzellenmodell basiert auf dem Verhalten des PEM-Brennstoffzellensystems Vitovalor der Firma Viessmann. Das kommerziell erhältliche Modul besteht aus einer Kombination aus einer PEM-Brennstoffzelle und einem Gasbrenner, der als Spitzenlastkessel fungiert. Die beiden Systeme werden in Kombination miteinander betrieben, da die hier betrachtete Brennstoffzelle allein nicht die erforderliche Leistung für die



(a) elektrisches und thermisches Anfahrverhalten



(b) Teillastverhalten



(c) Regelung

Abbildung 3.4: Anfahrverhalten, Teillastverhalten und Regelung einer Mikrogasturbine

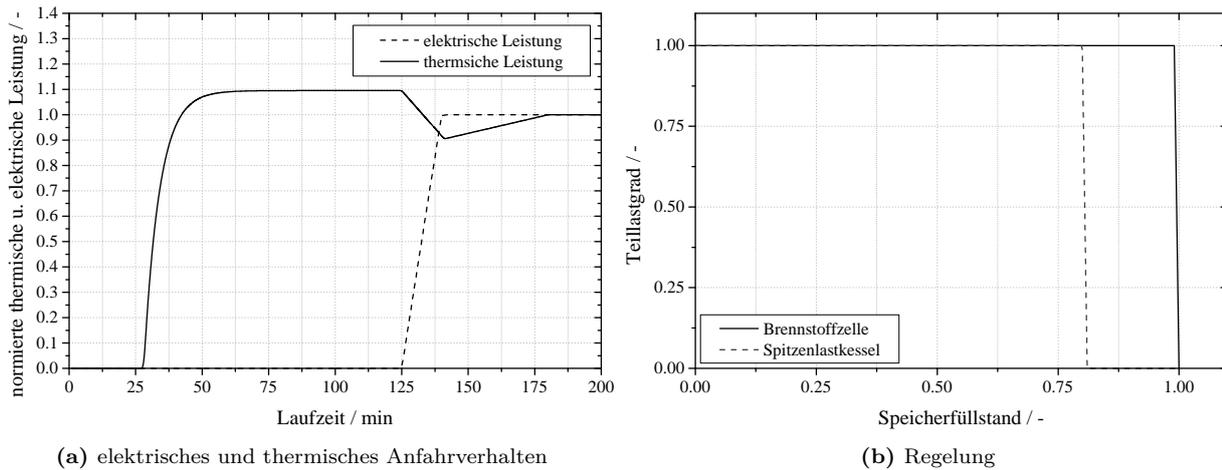


Abbildung 3.5: Anfahrverhalten und Regelung einer Brennstoffzelle

thermische Energieversorgung von Wohnhäusern erbringen kann. Weiterhin kann die Brennstoffzelle nur mit ihrer Nennleistung betrieben werden. Das Ziel beim Betrieb der Brennstoffzelle besteht deshalb darin, einen möglichst kontinuierlichen Betrieb über das gesamte Jahr zu gewährleisten. Aus diesem Grund werden Brennstoffzelle und Spitzenlastkessel im Verbund betrieben. Die Regelung des Verbundes aus Spitzenlastkessel und Brennstoffzelle ist in Abbildung 3.5b grafisch dargestellt. Es ist zu erkennen, dass der Spitzenlastkessel immer dann zuschaltet, wenn der Wärmespeicher entladen ist. Hat der Wärmespeicher 80 % seiner möglichen Speicherkapazität erreicht, wird der Spitzenlastkessel wieder abgeschaltet und die Brennstoffzelle belädt den Wärmespeicher allein. Somit wird gewährleistet, dass die Brennstoffzelle möglichst kontinuierlich betrieben werden kann, da die restliche Speicherkapazität zur Pufferung der Abwärme aus der Brennstoffzelle genutzt werden kann. Weiterhin wird mit Hilfe dieser Regelung vermieden, dass es nicht zu einer Unterversorgung kommt, wenn viel thermische Energie benötigt wird. Ein durchgängiger Betrieb der Brennstoffzelle ist allerdings nicht möglich, da das Brennstoffzellenmodul nach einem Dauerbetrieb von 20 h regeneriert werden muss. Für die Simulation dieses Verhaltens detektiert das Modell die Laufzeit mit Hilfe eines rücksetzbaren Integriergliedes und schaltet nach der vorgegebenen Zeit den Brennstoffzellenmodellblock ab, sodass nur noch der Spitzenlastkessels thermische Energie bereitstellen kann. Da der Spitzenlastkessel kein besonderes An- und Abfahrverhalten aufweist, besteht dieser nur aus einem Block, der eine konstante thermische Leistung ausgibt und zu- oder abgeschaltet werden kann.

Aufgrund des Reformers, der für die Brennstoffzelle Erdgas zu Wasserstoff umsetzt, muss dessen Anlaufzeit in der Simulation berücksichtigt werden. Das An- und Abfahrverhalten wurde in der Arbeit von Arndt [140] experimentell ermittelt und dient als Datengrundlage für das Modell des Brennstoffzellenstacks. So wird erst 28 min nach dem Startsignal thermische Energie zur Verfügung gestellt. In dieser Zeit wird der Reformer aufgeheizt und die thermische Leistung gegenüber dem stationären Betrieb erhöht. Dieses Verhalten wird wiederum mit Hilfe eines zurücksetzbaren Integriergliedes und mehrerer *if*-Abfragen simuliert, welche die verschiedenen Abschnitte der in Abbildung 3.5a dargestellten Funktion ausgibt. Weiterhin kann aus Abbildung 3.5a der Verlauf der normierten elektrischen Leistung entnommen werden. So beginnt das Brennstoffzellenmodul aus Brennstoffzelle und Reformer erst nach einer Zeit von 125 min elektrische Energie bereitzustellen, wobei schließlich nach 135 min die volle Leistung erreicht wird. Mit diesem Modell ist es nun möglich, eine leistungsfeste Kombination aus Brennstoffzelle und Spitzenlastkessel zu simulieren und dabei sowohl An- und Abfahrvorgänge als auch Regenerationsphasen des Reformers zu berücksichtigen.

3.3 Wärmespeicher

Der Warmwasserspeicher fungiert in der Simulation als Verbindungsglied zwischen thermischem Energiebedarf und thermischer Energie, die von der KWK-Anlage und gegebenenfalls vom elektrischen Energiespeicher bereitgestellt wird. Durch die Verrechnung der verschiedenen Energieströme kann mit Hilfe eines Integrationsblocks der jeweilige Beladungszustand des Wärmespeichers ermittelt werden. Da es sich bei den in dieser Arbeit simulierten Anlagen um wärmegeführte oder auch stromoptimierte KWK-Anlagen handelt, kann mit Hilfe des Signals des Beladungszustands ein Start- bzw. Stoppsignal generiert werden, das an das Motormodell gesendet wird, um den Beladevorgang zu starten oder zu beenden. Der Wärmespeicher besteht deshalb aus einem vereinfachten Modell, das durch die Integration der Wärmeströme den jeweiligen Beladungszustand errechnet.

Neben den Wärmeströmen, die durch Abwärme des Motors und dem Wärmestrom des Verbrauchers hervorgerufen werden, existiert beim realen Warmwasserspeicher auch ein Verlustwärmestrom. Diese sogenannte Verlustleistung kann, ähnlich dem Ohmschen Gesetz $I = UR_{el}^{-1}$, mit Hilfe der Gleichung 3.4 berechnet werden.

$$\dot{Q} = R\Delta T^{-1} \quad (3.4)$$

Dabei entspricht der Wärmestrom \dot{Q} dem elektrischen Strom I , der fließt, wenn eine Spannung U oder, im vorliegenden Fall, eine Temperaturdifferenz $\Delta T = T_2 - T_1$ anliegt. Analog zum Leitungswiderstand R_{el} in der Elektrotechnik kann auch in der Thermodynamik ein Wärmetransportwiderstand R definiert werden, welcher den Wärmestrom \dot{Q} daran hindert, von einem höheren Temperaturniveau T_2 zu einem niedrigeren Temperaturniveau T_1 zu fließen. Der Wärmetransportwiderstand R setzt sich dabei aus dem Wärmeleitwiderstand durch Wände R_{leit} und dem mit der Konvektion verbundenen Wärmeübertragungswiderstand R_{konv} zusammen. Der Gesamtwiderstand R kann somit gemäß der Gleichung 3.5 angegeben werden.

$$R = R_{konv} + R_{leit} \quad (3.5)$$

Der Wärmeleitwiderstand R_{leit} setzt sich aus der Wärmeleitfähigkeit λ , der Dicke der Wand δ und der Fläche A zusammen. Dabei kann die Wand aus mehreren Schichten mit unterschiedlichen Wärmeleitfähigkeiten und unterschiedlichen Schichtdicken bestehen, deren gesamter Wärmeleitwiderstand jedoch mit Hilfe einer Reihenschaltung berechnet werden kann. Der Wärmeleitwiderstand R_{leit} für ebene Wände ist durch Gleichung 3.6 wie folgt definiert.

$$R_{leit} = \sum_i \frac{\delta_i}{\lambda_i A} \quad (3.6)$$

Der Wärmeübertragungswiderstand R_{konv} setzt sich aus der Fläche A und dem Wärmeübertragungskoeffizienten α zusammen. Der Wärmeübertragungskoeffizient beschreibt, welche Wärme \dot{Q} an einer Grenzfläche und einer Temperaturdifferenz durch freie oder erzwungene Konvektion übertragen werden kann. R_{konv} lässt sich daher nach Gleichung 3.7 berechnen:

$$R_{konv} = \frac{1}{\alpha A} \quad (3.7)$$

Somit kann der Gesamtwärmetransportwiderstand R am Beispiel einer ebenen Wand nach Gleichung (3.8) berechnet werden:

$$R = \frac{1}{\alpha_1 A} + \sum_i \frac{\delta_i}{\lambda_i A} + \frac{1}{\alpha_2 A} \quad (3.8)$$

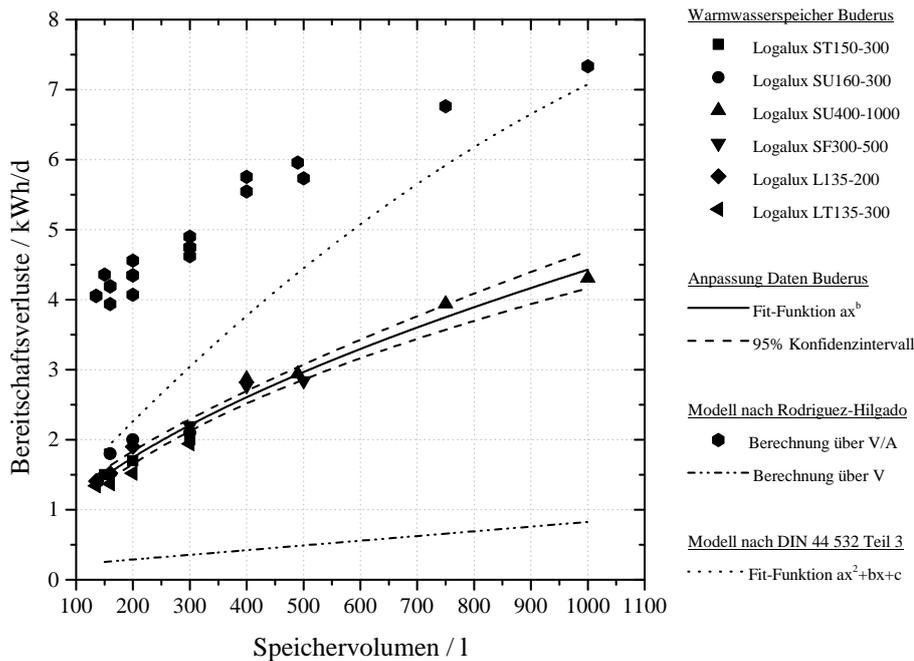


Abbildung 3.6: Daten und Modelle zur Berechnung des Bereitschaftsverlustes bei Warmwasserspeichern

Zur Berechnung des Wärmeverlustes eines Wärmespeichers wird wegen der beschriebenen Vorgehensweise ein detailliertes Wissen über dessen Beschaffenheit benötigt. Bei der Simulation sind aber nicht alle Randbedingungen und Berechnungsgrößen bekannt. Außerdem würde die Berechnung des Speicherverlustes mit Gleichung 3.4 und 3.8 nur auf einen konkreten Wärmespeicher mit einer konkreten Speicherkapazität, einer konkreten Oberfläche und einer konkreten Geometrie zutreffen. Bei einer Variation der Speicherkapazität, wie sie in dieser Arbeit durchgeführt wird, kann demnach der berechnete Speicherverlust nicht einfach linear mit der Speicherkapazität korreliert werden, da der Speicherverlust zu sehr mit Rahmenbedingungen wie der Isolierung, der Geometrie etc. verbunden ist. Aus diesem Grund wurde der Speicherverlust durch Wärmeleitung über die Oberfläche oder über den sogenannten Bereitschaftsverlust mit Hilfe eines variableren Modells dargestellt, welches, abhängig von der Speicherkapazität, eine Aussage über den Speicherverlust treffen kann. Ein Beispiel hierfür kann in der Arbeit von Rodríguez-Hilgado et al. gefunden werden [147]. Darin werden die Bereitschaftsverluste abhängig vom Volumen zu Oberflächenverhältnis V/A angegeben. Die untersuchten Speicher haben ein Speichervolumen von $1,5 \text{ m}^3$ bis 9 m^3 . Um die Daten aus [147] zu validieren, wurden Angaben zu Bereitschaftsverlusten eines Herstellers für Warmwasserspeicher [148] herangezogen. Zum Vergleich muss daher die Funktion des Bereitschaftsverlusts aus [147], welche abhängig von Volumen zu Oberflächenverhältnis ist, in eine Funktion umgerechnet werden, die abhängig vom Speichervolumen ist. Eine andere Vergleichsmöglichkeit besteht darin, das Volumen zu Oberflächenverhältnis der Speicher aus [148] zu ermitteln und damit den Bereitschaftsverlust zu berechnen, der anschließend wieder mit den Herstellerangaben verglichen werden kann. Das Ergebnis ist in Abbildung 3.6 dargestellt. Es zeigt den mittleren Bereitschaftsverlust pro Tag, abhängig vom Speichervolumen. Um den Vergleich zwischen den Bereitschaftsverlusten aus Herstellerangaben und dem Modell nach Rodríguez-Hilgado et al. nicht nur auf eine spezielle Speicherform zu beschränken, wurde eine Funktion über alle Bereitschaftsverluste nach Herstellerangaben angepasst, unabhängig von der geometrischen Gestalt des Speichers. Die Auftragung der berechneten Werte nach Rodríguez-Hilgado et al. und nach den Herstellerangaben zeigt, dass bei der Umrechnung des Modells von Rodríguez-Hilgado et al. über das Volumen zu Oberflächenverhältnis der Bereitschaftsverlust gegenüber den Herstellerangaben überschätzt wird. Jedoch weist der Verlauf der Verluste mit den Verlusten nach Herstellerangaben eine gewisse Ähnlichkeit auf. Eine weitere Vergleichsmöglichkeit

zwischen dem Modell der Speicherverluste von Rodríguez-Hilgado et al. besteht darin, das Modell auf das angegebene Speichervolumen zu beziehen. Anschließend kann mit der gewonnenen Funktion wieder der Speicherverlust für den Wertebereich berechnet werden, welcher mit den Speichervolumina der Herstellerangaben übereinstimmt. Bei dieser Vorgehensweise zeigt sich, dass die Speicherverluste nach Rodríguez-Hilgado et al. geringer ausfallen als die Angaben des Herstellers. Weiterhin zeigt sich, dass die Speicherverluste nach Herstellerangaben mit einer Potenzfunktion abgebildet werden können, während sich für das Modell nach Rodríguez-Hilgado et al. ein linearer Verlauf ergibt. Da in beiden Fällen die Speicherverluste nach Rodríguez-Hilgado et al. nicht mit den Speicherverlusten nach Herstellerangaben übereinstimmen, wurde ein weiteres Modell zum Vergleich herangezogen. Das Modell beschreibt mit Hilfe eines polynomischen Ansatzes einen Datensatz von Speicherverlusten abhängig vom Speichervolumen. Der Datensatz ist der DIN 44 532 Teil 3 [149] entnommen und gibt den Speicherverlust von elektrisch beheizten Warmwasserspeichern mit einem Speichervolumen von 5 l bis 400 l an. Der Vergleich in Abbildung 3.6 mit dem Modell nach Herstellerdaten und dem Modell, basierend auf der DIN-Norm [149], zeigt, dass im Bereich von 150 – 200 l die Speicherverluste kaum voneinander abweichen, der Unterschied hin zu größeren Speichervolumina jedoch deutlich anwächst. Dies kann zum einen daran liegen, dass das Modell, folgend der DIN-Norm, nur auf einem Wertebereich von 50 – 400 l basiert und der Wertebereich bis 1000 l extrapoliert wurde; zum anderen daran, dass der Datensatz der DIN-Norm den höchsten zulässigen Speicherverlust für elektrisch beheizte Warmwasserspeicher angibt und aus diesem Grund mit den Speicherverlustangaben des Herstellers nicht übereinstimmt. Für die Simulation der Speicherverluste des Warmwasserspeichers wird nach dem Vergleich das Modell nach Herstellerangaben herangezogen, da dieses den Speicherverlust verschiedener Warmwasserspeicherbauarten widerspiegeln kann und die angegebenen Speicherverluste gemäß der DIN Norm 4753-8 geprüft wurden [150]. Um das Verhalten des Speicherverlustes, abhängig von der Speichergröße, auch in der Simulation zu darzustellen, werden die Daten mit Hilfe einer Potenzfunktion der Form $y = ax^b$ beschrieben. Die Berechnung der Koeffizienten a und b basiert auf einem Datensatz von 20 Werten. Die Funktion 3.9 besitzt eine Anpassungsgüte R_{adj}^2 -Wert von 0.958 und kann somit den verwendeten Datensatz zu annähernd 96 % hinreichend genau wiedergeben.

$$Q_{\text{Speicherverlust}} = 0.0816 \cdot Q_{\text{Kap}}^{0.57817} \quad (3.9)$$

Da es sich bei den angegebenen Speicherverlusten um eine Wärmemenge handelt, die pro Tag durch Wärmeübertragung vom Speicher verloren wird, wird diese für die Simulation auf eine Verlustleistung umgerechnet. Weiterhin bezieht sich der Bereitschaftsverlust auf eine konstante Umgebungstemperatur von $T_A = 25 \text{ °C}$, die Speichertemperatur variiert jedoch während der Simulation aufgrund von Be- und Entladevorgängen, weshalb der Bereitschaftsverlust je nach Beladungszustand des Warmwasserspeichers zu- oder abnimmt. Aus diesem Grund wurde, abhängig von der maximalen und minimalen Speichertemperatur und der Umgebungstemperatur ein lineares Modell (Gleichung 3.10) angenommen, das den Speicherverlust, abhängig vom Beladungszustand des Warmwasserspeichers, variiert.

$$f_{\text{Verlust,linear}} = \left[1 - \frac{(T_H - T_L)}{(T_H - T_A)} \right] \cdot Q_{\text{Kap}} + \frac{(T_H - T_L)}{(T_H - T_A)} \quad (3.10)$$

Mit Hilfe der Gleichungen 3.9 und 3.10 kann nun der Speicherverlust eines Warmwasserspeichers in Abhängigkeit von seiner Speicherkapazität, unabhängig von seiner geometrischen Form und Lage, hinreichend genau beschrieben werden.

3.4 Elektrische Energiespeicher

In diesem Kapitel werden die elektrischen Energiespeichermodelle beschrieben. Die einzelnen Modelle sind aus mehreren Komponenten zusammengesetzt, welche, ausgenommen die Komponente, die das Ladeverhalten

des Speichers simuliert, für jeden Typ von Energiespeicher verwendet werden können. So besitzt jedes Modell einen logischen Eingang für den elektrischen Bedarf und einen für die elektrische Energie, die durch die KWK-Anlage bereitgestellt wird. Die beiden Eingangsinformationen werden miteinander verrechnet, sodass detektiert wird, wie viel elektrische Energie direkt vom Verbraucher genutzt werden kann und welcher Anteil an elektrischer Energie gespeichert werden muss. Ist die Summe der beiden Eingangströme negativ, so wird von der KWK-Anlage zu wenig oder keine elektrische Energie zur Deckung des Energiebedarfes bereitgestellt, weshalb elektrische Energie aus dem Speicher entladen werden muss.

Die Information über den Anteil an elektrischer Energie, der vom Speicher entladen werden muss, wird an den Entlademodellblock weitergereicht. Dort wird der aktuelle Speicherzustand und die Speicherkapazität verarbeitet und mit Hilfe logischer Operatoren entschieden, ob elektrische Energie entladen werden kann oder Energie aus dem elektrischen Versorgungsnetz benötigt wird. Weiterhin kann mittels eines Sättigungsgliedes die Entladeleistung des Speichers begrenzt werden. Darüber hinaus kann in diesem Modellblock eine Reduzierung der Entladeleistung mit Hilfe eines Faktors implementiert werden, um den Wirkungsgrad eines Spannungswandlers zu simulieren, der für die elektrische Integration des elektrischen Speichers in die KWK-Anlage benötigt wird.

Tritt der Fall ein, dass das Signal des elektrischen Energiebedarfs kleiner ist als das Signal der bereitgestellten elektrischen Energie durch die KWK-Anlage, wird die Differenz an den Ladeblockmodell weitergegeben. Hier werden wiederum mit Hilfe von logischen Operatoren die aktuelle Speicherbeladung und die Speicherkapazität geprüft und entschieden, ob der eigentliche Speichermodellblock beladen werden kann oder ob elektrische Energie in das Versorgungsnetz eingespeist werden muss. Weiterhin kann, wie beim Entladeblock, die Beladeleistung mit Hilfe eines Sättigungsblocks begrenzt werden. Auch in diesem Block kann mit Hilfe eines Faktors der Wirkungsgrad eines Spannungswandlers simuliert werden, der die elektrische Energie aus dem Speicher auf die entsprechende Spannung der Nutzerebene umwandelt. Das Entlade- und Beladesignal wird anschließend an den eigentlichen Speicherblock weitergeleitet.

Neben dem Entlade- und dem Beladevorgang werden im Speicherblock noch Anzahl und Tiefe der Entladezyklen detektiert. Hierbei wird zwischen einer geringen Entladung mit einer Restkapazität von 67 %, einer mittleren Entladetiefe von 20 % und einer Tiefenentladung mit einer Restkapazität von 0 % unterschieden [123]. Dieses Modul detektiert den jeweiligen Beladungszustand des Speichers und erkennt anhand der Steigung des Ladezustandsverlaufs des elektrischen Speichers, ob eine Beladung oder Entladung des Speichers stattfindet. Beginnt ein neuer Ladezyklus, wird der Speicherzustand des vorhergehenden Zeitschrittes mit den vorgegebenen Entladetiefenintervallen verglichen und somit die Entladetiefe festgestellt. Anschließend werden die Ereignisse in den jeweiligen Intervallen aufsummiert und somit die Gesamtanzahl der Ladezyklen und ihre Intensität festgestellt.

Neben der Aufzeichnung der Ladezyklen, der direkt nutzbaren elektrischen Energie und der Energie, die aus dem Versorgungsnetz bezogen oder ins Netz gespeist wird, wird darüber hinaus auch diejenige elektrische Energie detektiert, mit der der Speicher be- und entladen wird.

In das Modul des elektrischen Energiespeichers kann nun der Modellblock integriert werden, der das eigentliche Verhalten des jeweiligen Speichertyps simuliert. In den nachfolgenden Abschnitten werden das Verhalten und der Aufbau der einzelnen Speicher beschrieben.

3.4.1 Batteriespeichermodell

Das Batteriespeichermodell ist ein Untermodell des elektrischen Energiespeichermodells. Mit Hilfe dieses Modells kann der Wirkungsgrad des Speichers und somit sein Speicherverhalten simuliert werden. Hierin wird zwischen Verlusten beim Be- und Entladen unterschieden. Weiterhin ist es möglich, den Wirkungsgrad beim Entladen der Batterie - abhängig vom Entladestrom und vom aktuellen Ladezustand - zu berechnen. Dazu wird auf ein Modell von Jenkins et al. zurückgegriffen, das den Wirkungsgrad eines Lithium-Ionen-

Tabelle 3.4: Anzahl der maximalen Ladezyklen in Abhängigkeit von der Entladetiefe [123]

Batterietyp	N_{100}^a (1000 · <i>Zyklusanzahl</i>)	N_{80}^b (1000 · <i>Zyklusanzahl</i>)	N_{33}^c (1000 · <i>Zyklusanzahl</i>)
VRB	2,8 – 3,0	3,0 – 4,0	7,0 – 8,0
Li-ion	3,0 – 5,0	5,0 – 7,0	7,0 – 10
NaS	2,3 – 2,5	4,5 – 5,0	6,8 – 7,5
NiCd	0,3 – 0,5	1,0 – 1,5	4,8 – 6,0
PSB	9,0 – 10	9,0 – 10	9,0 – 10
ZnBr	1,5 – 2,5	2,5 – 3,0	4,0 – 5,0
NiMH	0,60 – 1,0	0,80 – 1,2	2,8 – 3,0
PbA	0,32 – 0,80	0,40 – 1,0	0,90 – 2,0

^a Zyklusanzahl bei einer Entladetiefe von 100 %

^b Zyklusanzahl bei einer Entladetiefe von 80 %

^c Zyklusanzahl bei einer Entladetiefe von 33 %

oder Blei-Batteriespeichers, abhängig vom Entladestrom und vom Ladezustand, beschreiben [137]. Dabei wurde das folgende empirische Modell vorgeschlagen (Gleichung 3.11).

$$\eta_{\text{Entladen}} = \frac{13.3 \ln(E_{\text{Speicher}}/E_{\text{Entladen}}) + 59.8}{100} \quad (3.11)$$

Neben der Simulation des Wirkungsgradverhaltens eines Batteriespeichers kann mit dem hier vorgestellten Modell auch die Abnahme der Speicherkapazität durch das Be- und Entladen der Batterie simuliert werden. Nach Linden und Reddy [101] wird die Abnahme der Speicherkapazität nicht nur allein durch die Anzahl der Ladezyklen beeinflusst, sondern auch durch die Entladungstiefe (engl.: depth of discharge, kurz: DOD). Aus diesem Grund wurde eine Modellsequenz implementiert, die neben der Anzahl der Lade- und Entladezyklen auch die Entladetiefe detektiert und abhängig davon die Speicherkapazität des Batteriespeichers verringert. Eine Datengrundlage für den Grad des Batterieverschleißes liefert die Arbeit von Rydh et al. [123]. Anhand von Tabelle 3.4 kann die Anzahl der möglichen Ladezyklen in Abhängigkeit von der Entladetiefe bestimmt werden. Die Anzahl der möglichen Ladezyklen gilt als erreicht, wenn die Speicherkapazität der Batterie auf 80 % ihrer initialen Speicherkapazität gesunken ist [122], [123] [151]. Mit Hilfe der möglichen Ladezyklen bei verschiedenen Entladetiefen kann ein Modell erstellt werden, das die Abnahme der Speicherkapazität nachbildet. Die maximale Lebensdauer der Batterie kann bei einer geringen Entladetiefe von 33 % erreicht werden (3.4). Bei Entladetiefen größer als 33 % nimmt die Lebensdauer ab. Um den negativen Effekt von tiefen Entladungen auf die Lebensdauer bewerten zu können, wird der Faktor f_{N_i} nach Gleichung 3.12 eingeführt.

$$f_{N_i} = \frac{N_{33}}{N_i} \quad (3.12)$$

Der Faktor f_{N_i} setzt sich dabei aus der maximalen erreichbaren Anzahl an Zyklen N_{33} bei einer Entladung von 33 % und der maximal erreichbaren Anzahl von Zyklen N_i bei einer tieferen Entladung von i % zusammen. Das Modell unterscheidet mit Hilfe von logischen Operatoren die in der Simulation auftretenden Entladevorgänge in drei Kategorien $N_{33,j}$, $N_{80,j}$, $N_{100,j}$. Hierbei steht der Index j für den j -ten Entladevorgang des Batteriespeichers in der jeweiligen Kategorie. Wie schon in Kapitel 3.4 wird anhand der Steigung des Signals der Speicherbeladung der Entladevorgang detektiert. Anschließend kann die Restbeladung des Speichers am Ende des Entladevorgangs den drei Kategorien zugeordnet werden.

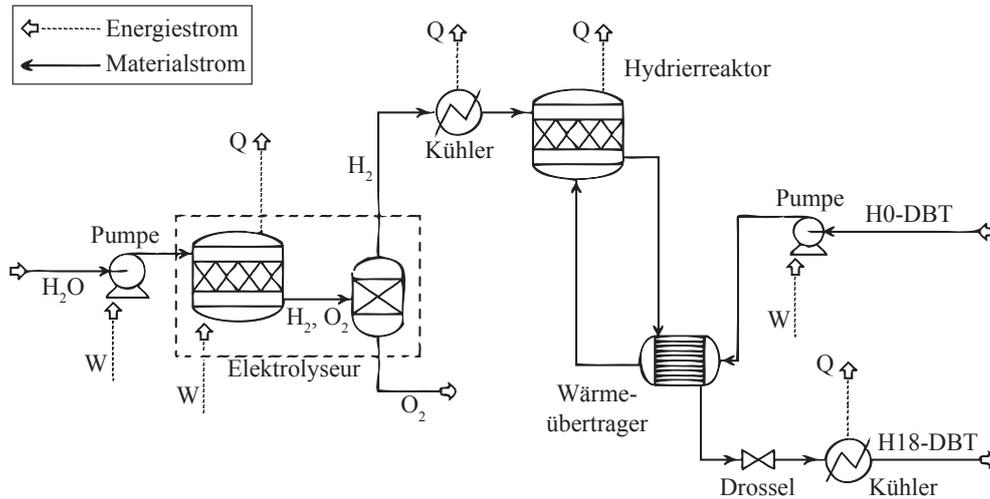


Abbildung 3.7: Schematische Darstellung des Hydrierungsprozessmodells

Um die Abnahme der Speicherkapazität zu berechnen, kann nun mit Hilfe des Faktors f_{N_i} und der Anzahl der jeweiligen Entladevorgänge nach Gleichung 3.13 der Faktor f_r berechnet werden.

$$f_r = \frac{\sum_{j=1}^n N_{100,j} \cdot f_{N_{100}} + N_{80,j} \cdot f_{N_{80}} + N_{33,j}}{N_{33}} \quad (3.13)$$

Dieser Faktor wird dazu genutzt, um den Kapazitätsabfall des Batteriespeichers bis zum Ende seiner Gebrauchsdauer zu beschreiben. Zu diesem Zweck wird der Faktor, der sich zwischen den Werten 0 und 1 bewegt, mit dem Wert 0,2 multipliziert und anschließend mit der Anfangskapazität verrechnet, um die Kapazitätsabnahme bis zum Erreichen der Batteriegebrauchsdauer bei 80 % der initialen Speicherkapazität zu simulieren. Somit kann nach einer Simulationsdauer von einem Jahr auch die verbleibende Batteriegebrauchsdauer für das jeweilige Szenario abgeschätzt werden.

3.4.2 LOHC-Speichermodell

Das LOHC-Speichermodell besteht aus zwei Komponenten, der Hydriereinheit und der Dehydriereinheit. Um den Hydrier- und Dehydriervorgang zu simulieren, muss eine Korrelation zwischen gespeicherter Wasserstoffmenge und gespeicherter elektrischer Energie bzw. entladener Wasserstoffmenge und entladener elektrischer Energie hergestellt werden.

Zu diesem Zweck wird das LOHC-Speichermodell in den Hydrier- und Dehydrierprozess aufgeteilt und getrennt voneinander analysiert. Dabei werden die stoffspezifischen Mengen und Energien erfasst. Das Verhalten des einzelnen Prozesses bezüglich der Energie- und Materialströme wird mittels einer Sensitivitätsanalyse untersucht und als vereinfachtes mathematisches Modell an das übergeordnete LOHC-Speichermodell weitergegeben. Bei dem im vorliegenden Fall verwendeten LOHC handelt es sich um Dibenzyltoluol, wie es zur Verwendung als flüssiger organischer Wasserstoffträger in [98] vorgeschlagen wird.

Modell des Hydrierungsprozesses

Das Modell des Hydrierungsprozesses fasst die Schritte der Konversion von elektrischer Energie in chemisch gebundene Energie mit Hilfe des Elektrolyseurs und die Einspeicherung des Wasserstoffs in LOHC zusammen. Eine schematische Abbildung des untersuchten Prozesses ist in Abbildung 3.7 zu sehen. Die elektrische

Leistung $P_{\text{el, Elektrolyseur}}$, mit Hilfe derer der Elektrolyseur Wasserstoff für den Hydrierungsprozess bereitstellt, kann mit Hilfe der Gleichung 3.14 berechnet werden. Als Rahmenbedingungen für kommerzielle PEM-Elektrolyseure werden nach [152] eine Temperatur von 60 °C und ein Druck von 30 bar angenommen.

$$P_{\text{el, Elektrolyseur}} = \frac{\dot{n}_{\text{H}_2} \cdot H_{1,\text{H}_2}}{\eta_{\text{Elektrolyseur}}} \quad (3.14)$$

Der energetische Wert des Wassers wird dabei über den unteren Heizwert H_{1,H_2} (33.33 kWh/kg_{H₂}) beschrieben. Der Wirkungsgrad des Elektrolyseurs $\eta_{\text{Elektrolyseur}}$ bewegt sich dabei zwischen Werten von 60 % und 88 % [153], [154]. Die Analyse dieses Prozesses zeigt, dass 99,96 % der aufgewendeten elektrischen Energie für den Elektrolyseprozess verwendet werden. Aus diesem Grund wird für die mathematische Modellierung des Speicherprozesses der elektrische Energiebedarf zum Betreiben der Pumpen vernachlässigt.

Die thermische Energie, die beim Elektrolyseprozess anfällt, wird durch Gleichung 3.15 beschrieben.

$$P_{\text{therm, Elektrolyseur}} = P_{\text{el, Elektrolyseur}} - \dot{n}_{\text{H}_2\text{O}} \cdot \Delta^{\text{R}}h_{\text{H}_2\text{O}} - \dot{n}_{\text{H}_2\text{O}} \cdot c_{\text{P,H}_2\text{O}} \cdot \Delta T \quad (3.15)$$

Die Abwärme der Elektrolyse $P_{\text{therm, Elektrolyseur}}$ wird dabei aus der elektrischen Energie $P_{\text{el, Elektrolyseur}}$ berechnet, die für die Elektrolyse benötigt wird, der freien Enthalpie $\Delta^{\text{R}}g_{\text{H}_2\text{O}}$ und der sensiblen Wärme, die benötigt wird, um das Eingangsedukt Wasser auf die Betriebstemperatur des Elektrolyseurs zu bringen. Die freie Enthalpie des Wassers $\Delta^{\text{R}}h_{\text{H}_2\text{O}}$ beträgt 232,2 kJ/mol_{H₂O}. Wie bereits geschildert, hat der Elektrolyseur eine Betriebstemperatur von 60 °C, weshalb, ausgehend von einer Eingangstemperatur von 25 °C, von einem Temperaturhub ΔT von 35 K ausgegangen wird.

Wie dem Fließbild 3.7 zu entnehmen, wird bei der exothermen Hydrierungsreaktion Wärme frei. Das Temperaturniveau beträgt dabei 150 °C. Die Reaktionsenthalpie hat einen Wert von 68,1 kJ/mol_{H₂} [98]. Die Abwärme der Hydrierung berechnet sich nach Gleichung 3.16:

$$P_{\text{therm, Hydrierung}} = \dot{n}_{\text{H}_2} \cdot \Delta^{\text{R}}h \quad (3.16)$$

Zusätzliche Abwärme kann beim Speicherprozess aus den beiden Kühlern für den Wasserstoffstrom und dem hydrierten Dibenzyltoluolstrom (kurz: H18-DBT) gewonnen werden. Beide Abwärmern treten jedoch bei einem Temperaturniveau unterhalb von 60 °C auf, weshalb sie für eine Abwärmernutzung nicht in Betracht gezogen werden. Weiterhin zeigt die Simulation des Speicherprozesses, dass, gemessen an der gesamten Abwärme des Speicherprozesses, die beiden Abwärmern der Kühler lediglich 1,4 % betragen. Aus diesen Gründen wird bei der Erstellung des mathematischen Modells auf die Berücksichtigung der Abwärmern aus den beiden Kühlern verzichtet.

Aus dem berechneten Wasserstoffstrom kann über den unteren Heizwert H_{1,H_2} wieder auf die eingespeicherte Energiemenge im LOHC zurückgerechnet beziehungsweise die Menge an LOHC ermittelt werden, die dem Speichertank zugeführt werden kann.

Die Nutzung der Abwärmern stellt in dieser Simulation eine Besonderheit dar, da in dem übergeordneten Modell nur Energieströme, jedoch keine Materialströme betrachtet werden. Deshalb wird auch das Temperaturniveau der Abwärmern nicht konkret berücksichtigt. Um aber die Eignung des Temperaturniveaus der jeweiligen Wärme für eine Verwendung für Warmwasserapplikationen mit einzubeziehen, soll ein sogenannter Wärmenutzungsgrad eingeführt werden. Je niedriger das Temperaturniveau der jeweiligen Abwärme, desto geringer ist ihr Wärmenutzungsgrad und somit die Wärmemenge. Aus diesem Grund wird ein Wärmenutzungsgrad von 0,5 für die Abwärmernutzung des Elektrolyseurs angegeben, da das Temperaturniveau von 60 °C innerhalb des für Warmwasseranwendungen gebräuchlichen Temperaturniveaus von 40 °C bis 90 °C liegt. Der Wärmenutzungsgrad für die Abwärmernutzung des Hydrierprozesses wird mit 0,8 angenommen. Hier ist das Temperaturniveau aufgrund der Reaktionstemperatur der Hydrierung von 150 °C höher als das Temperaturniveau des Elektrolyseurs, weshalb bei diesem Prozess von einer deutlich höheren Abwärmertemperatur

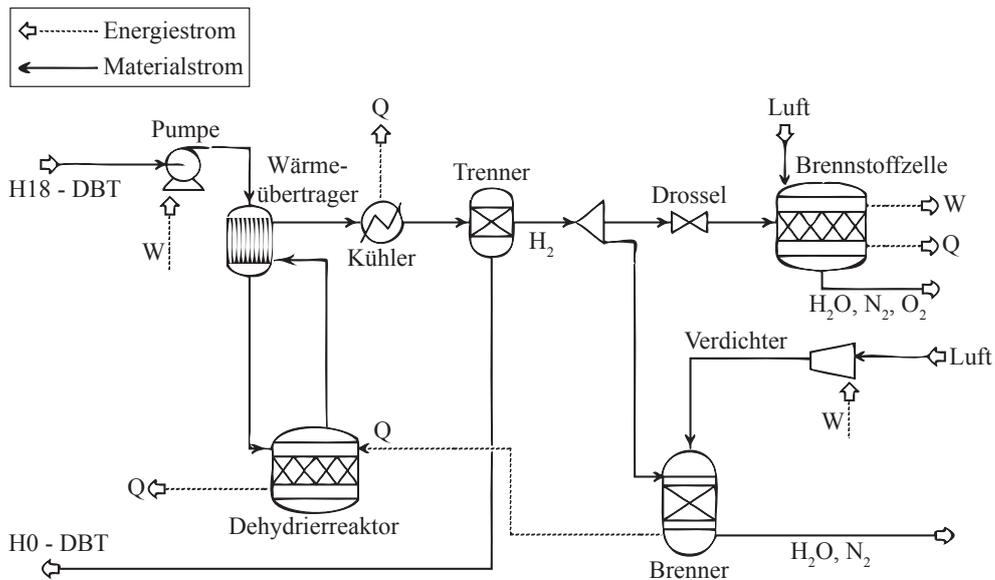


Abbildung 3.8: Schematische Darstellung des Dehydrierungsprozessmodells

ausgegangen werden kann, die sich somit auch in einem höheren Wärmenutzungsgrad widerspiegelt.

Modell des Dehydrierungsprozesses

In Abbildung 3.8 ist der Dehydriervorgang schematisch dargestellt, welcher neben der eigentlichen Dehydrierung auch die Rückverstromung durch die Brennstoffzelle mit beinhaltet. Wie in Abbildung 3.8 zu sehen, wird hydriertes LOHC (H18-DPT) über eine Pumpe dem Dehydrierungsreaktor zugeführt, der in einer endothermen Reaktion bei einer Temperatur von 300 °C und einem Druck von 1 bar Wasserstoff aus dem hydrierten LOHC freisetzt. Zu diesem Zweck wird das hydrierte LOHC noch vor Eintritt in den Reaktor mit bereits dehydriertem LOHC nach dem Dehydrierungsprozess über einen Wärmeübertrager vorgewärmt. Da es sich bei der Dehydrierreaktion um einen endothermen Prozess handelt, muss die benötigte Wärme durch eine externe Quelle bereitgestellt werden. So kann der Brenner mit Wasserstoff aus der Dehydrierung oder durch die Zuhilfenahme externer Brennstoffe, wie zum Beispiel Erdgas oder Heizöl, betrieben werden. Im Fall der Kraft-Wärme-Kopplung kann hier auf die schon bestehende Brennstoffversorgung der KWK-Antriebseinheit zurückgegriffen werden. Bei der Nutzung von Wasserstoff aus dem Dehydrierungsprozess muss ein Teil zur Bereitstellung der Wärme für den endothermen Reaktionsprozess in einem Brenner verbrannt werden. Der verbleibende Wasserstoff wird anschließend zur Brennstoffzelle weitergeleitet. Die Betriebsparameter der Brennstoffzelle sind dabei 60 °C und 1 bar.

Beim Prozessmodell der Entladung wird, basierend auf der geforderten Entladeleistung, der Wasserstoffstrom \dot{n}_{H_2} berechnet, der aus dem LOHC entladen und der Brennstoffzelle zugeführt werden muss. Dieser Wasserstoffstrom \dot{n}_{H_2} berechnet sich nach Gleichung 3.17.

$$\dot{n}_{\text{H}_2} = \frac{P_{\text{Brennstoffzelle}}}{H_{1,\text{H}_2} \cdot \eta_{\text{Brennstoffzelle}}} \quad (3.17)$$

Im folgenden Schritt kann aus dem Wasserstoffstrom die Wärme berechnet werden, die für den Dehydrierungsprozesses aufgewendet werden muss. Die benötigte Wärme (Gleichung 3.18) setzt sich aus der Wärme zusammen, die für die Dehydrierungsreaktion benötigt wird, und aus der sensiblen Wärme, die aufgewendet werden muss, um das hydrierte LOHC auf die Reaktionstemperatur zu erwärmen.

$$Q_{\text{ges}} = Q_{\text{Dehydrierung}} + Q_{\text{H18-DBT, sensibel}} \quad (3.18)$$

Die Dehydrierungswärme wird aus dem benötigten Wasserstoffstrom $\dot{n}_{\text{Gesamt,H}_2}$ und der Reaktionsenthalpie $\Delta^{\text{R}}h$ berechnet.

$$Q_{\text{Dehydrierung}} = \dot{n}_{\text{Gesamt,H}_2} \cdot \Delta^{\text{R}}h \quad (3.19)$$

Für die Berechnung der zusätzlich benötigten sensiblen Wärme für die Erwärmung des H18-DBT auf die Reaktionstemperatur von 300 °C muss die Temperatur ermittelt werden, mit der das H18-DBT den Wärmeübertrager verlässt, welcher die Wärme des ausgehenden H0-DBT- und Wasserstoffstroms auf den eingehenden H18-DBT-Strom überträgt. Zu diesem Zweck wird die Energiebilanz über den Wärmeübertrager aufgestellt. Hierzu wird die Wärme nach Gleichung 3.20 berechnet, die über den H0-DBT- und Wasserstoffstrom den Reaktor verlässt. Zur Berechnung der Wärme wird die untere Bezugstemperatur $T_{0,\text{WÜ}}$ auf 60 °C festgelegt.

$$Q_{\text{Reaktor, aus}} = (\dot{n}_{\text{H}_2} \cdot c_{\text{p,H}_2} + \dot{n}_{\text{H0-DBT}} \cdot c_{\text{p,H0-DBT}}) \cdot (T_{\text{Reaktor, aus}} - T_{0,\text{WÜ}}) \quad (3.20)$$

Mit Hilfe der berechneten Wärme $Q_{\text{Reaktor, aus}}$ kann nun mit Gleichung 3.21 die Temperatur berechnet werden, mit der der H18-DBT-Strom in den Reaktor eintritt.

$$T_{\text{H18-DBT, aus}} = \frac{Q_{\text{Reaktor, aus}}}{c_{\text{p,H18-DBT}} \cdot \dot{n}_{\text{H18-DBT}}} + T_{\text{H18-DBT, in}} \quad (3.21)$$

Da die Austrittstemperatur $T_{\text{H18-DBT, aus}}$ nicht bekannt und $c_{\text{p,H18-DBT}}$ temperaturabhängig ist, wird im Simulationsmodell eine iterative Schleife durchlaufen, die eine genaue Berechnung der Temperatur ermöglicht. Wird die Dehydrierungswärme $Q_{\text{Dehydrierung}}$ und die sensible Wärme $Q_{\text{H18-DBT, sensibel}}$ über die Verbrennung von Wasserstoff bereitgestellt, so kann das hier beschriebene Modell, das den freigesetzten Wasserstoffstrom nach der Leistung der Brennstoffzelle berechnet, nicht mehr verwendet werden, da der darüber hinaus benötigte Wasserstoffstrom zusätzlich mit dem Dehydrierer bereitgestellt werden muss, was bei einer Rückkopplung des Wasserstoffbedarfs des Brenners nach wenigen Iterationsschritten zu einem unendlichen Wasserstoffbedarf führen würde. Aus diesem Grund wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, bei der im Gegensatz zum oben beschriebenen Speichermodell das Modell nicht durch die elektrische Leistung der Brennstoffzelle, sondern durch den Eingangsstrom von H18-DBT in den Dehydrierreaktor gesteuert wird. Mit diesem Modell können, abhängig vom Eingangsstrom von H18-DBT, die Zusammenhänge zwischen dem Wasserstoffbedarf des Brenners und der Brennstoffzelle untersucht werden. Mit den Werten dieser Untersuchung kann nun eine Korrelation gebildet werden, mit Hilfe derer sich der benötigte Wasserstoffstrom für den Dehydrierungsprozess berechnen lässt, ohne im Simulationsmodell eine Rückkopplung verwenden zu müssen. In Abbildung 3.9 ist der Zusammenhang zwischen dem Wirkungsgrad des Brenners und dem Verhältnis aus Wasserstoffstrom des Brenners und der Brennstoffzelle aufgetragen. Zur Integration des Verhaltens in die Simulation wurde eine Funktion an die simulierten Datenpunkte angepasst, wie es in Abbildung 3.9 zu sehen ist. Diese Korrelation kann nun verwendet werden, um den gesamten Wasserstoffbedarf des Entladevorgangs zu berechnen (Gleichung 3.22)

$$\dot{n}_{\text{H}_2, \text{Gesamt}} = \dot{n}_{\text{H}_2, \text{Brennstoffzelle}} + \dot{n}_{\text{H}_2, \text{Brennstoffzelle}} \cdot 0,49171 \cdot \eta_{\text{Brenner}}^{-1,6533} \quad (3.22)$$

Somit können einmal der Dehydrierungsprozess beschrieben und darüber hinaus mit den Modellen zwei verschiedene Arten der Dehydrierungswärme untersucht werden.

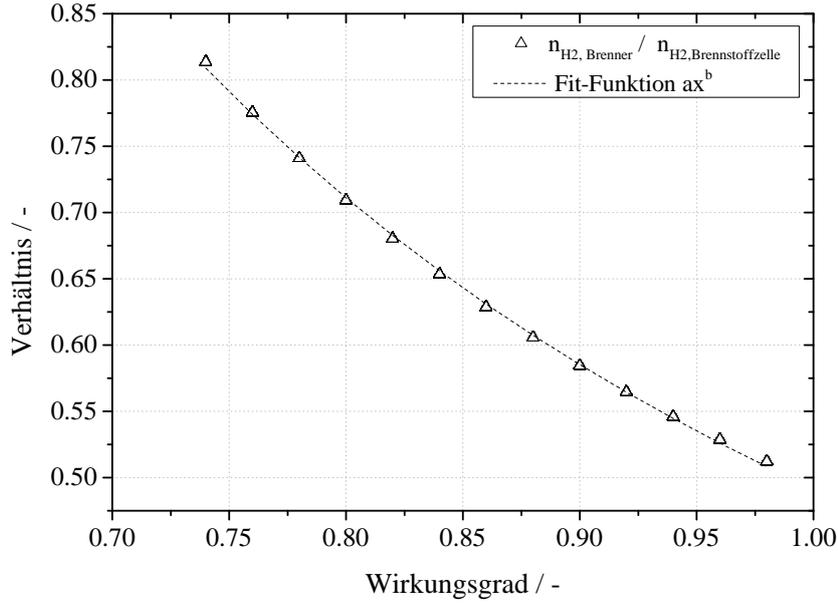


Abbildung 3.9: Korrelation zwischen dem Wirkungsgrad des Brenners und dem Verhältnis aus dem Stoffstromverhältnis $\eta_{\text{Brenner}}/\eta_{\text{Brennstoffzelle}}$

3.4.3 Druckwasserstoffspeicher

Das Modell des Druckwasserstoffspeichers leitet sich vom LOHC-Speichermodell ab. Es verwendet die Modellblöcke des Elektrolyseurs zur Beladung des Speichers mit Wasserstoff und das Modell der Brennstoffzelle für die Rückverstromung. Im Gegensatz zum LOHC-Modell wird jedoch keine Hydrierungsreaktion und Dehydrierungsreaktion zur Beladung und Entladung des Speichers verwendet, sondern ein Kompressor und ein Druckgasspeicher.

Das Verhalten des Kompressors wird mit Hilfe der Gleichung für die polytrope Kompression beschrieben [155].

$$w_{\text{polytrop}} = \frac{n}{n-1} \cdot R \cdot T_{\text{ein}} \cdot \left[1 - \left(\frac{P_{\text{aus}}}{P_{\text{ein}}} \right)^{\frac{n-1}{n}} \right] \quad (3.23)$$

Dabei wird der polytrope Koeffizient n als konstant mit einem Wert von 1,4 angenommen. Wird für den Druck am Ende der Kompression p_{aus} der Wert für den Enddruck einer Verdichtungsstufe $P_{\text{aus,S}}$ eingesetzt, der über die Gleichung 3.24 berechnet werden kann, stellt Gleichung 3.23 die polytrope Verdichtungsarbeit für eine Verdichtungsstufe n_S dar [156].

$$P_{\text{aus,S}} = r_p^{(n_S-1)} \cdot P_{\text{ein}} \quad (3.24)$$

mit r_p als Maß für die Intensität der jeweiligen Verdichtungsstufe

$$r_p = \left(\frac{P_{\text{aus}}}{P_{\text{ein}}} \right)^{\left(\frac{1}{n_S} \right)} \quad (3.25)$$

Die gesamte Verdichtungsarbeit kann anschließend mit dem Wasserstoffstrom \dot{n}_{H_2} und der Anzahl der Verdichtungsstufen n_S nach Gleichung 3.26 berechnet werden.

$$W_{\text{polytrop}} = w_{\text{polytrop}} \cdot n_S \cdot \dot{n}_{\text{H}_2} \quad (3.26)$$

Die Kompressionswärme kann mit Hilfe der Gleichung 3.27 ermittelt werden. Wiederum ist es möglich, durch Verwendung des Enddruckes einer Kompressionsstufe $P_{\text{aus,S}}$ auch die Endtemperatur der Kompressionsstufe zu ermitteln (Gleichung 3.27). Somit folgt:

$$T_{\text{aus,S}} = T_{\text{ein}} \cdot r_{\text{p}}^{\frac{n-1}{n}} \quad (3.27)$$

Mit der Endtemperatur einer Kompressionsstufe $T_{\text{aus,S}}$, dem Wasserstoffstrom \dot{n}_{H_2} und der Anzahl der Kompressionsstufen n_{S} kann entsprechend der polytropen Verdichtungsarbeit die Kompressionswärme nach Gleichung 3.28 berechnet werden.

$$Q_{\text{polytrop}} = n_{\text{S}} \cdot \dot{n}_{\text{H}_2} \cdot c_{\text{p,H}_2} (T_{\text{aus,S}} - T_{\text{ein}}) \quad (3.28)$$

Abschließend wird der Druck innerhalb des Speichertanks ermittelt. So kann der Speichertank so lange beladen werden, bis der Druck innerhalb des Tanks auf den maximalen Speicherdruck angestiegen ist. Mit Hilfe des Wasserstoffstroms \dot{n}_{H_2} aus dem Elektrolyseurmodell kann durch eine Integration die gespeicherte Wasserstoffmenge innerhalb des Tanks berechnet werden. Dann wird der vorherrschende Druck bei einem gegebenen Tankvolumen V_{T} ermittelt. Der Druck im Speichertank p_{T} wird anschließend in der Simulation zurückgeführt und dient als Enddruck p_{aus} für die Berechnung der Kompression. So steigt mit zunehmendem Druck im Tank auch die zu verrichtende Kompressionsarbeit an. Ist der maximale Druck im Speichertank erreicht, wird über ein Stellglied die Wasserstoffproduktion des Elektrolyseurs beendet und somit auch der Speichervorgang.

Beim Entladevorgang wird, wie beim LOHC-Modell, über die elektrische Leistung der resultierende Wasserstoffstrom ermittelt, der den Speicherinhalt und somit auch den Druck im Speichertank p_{T} verringert.

3.5 Untersuchung des numerischen Lösers

Das Simulationsprogramm MATLAB[®] Simulink bietet zum Lösen der Modelle verschiedene Gleichungslöser (engl.: *Solver*) an, die vor der Verwendung auf ihre Eignung für den jeweiligen Fall untersucht werden sollten. Grundsätzlich können die zur Verfügung stehenden Solver in solche mit festen Zeitschritten und solche mit variablen Zeitschritten unterteilt werden. Dabei ist ein Zeitschritt die Schrittweite zwischen der Lösung des Modelles zu einer bestimmten Zeit und einer weiteren Lösung nach einer Zeitspanne Δt . Im vorliegenden Fall werden für die Simulation des Modells Lastprofile mit einer Schrittweite von 1 Minute verwendet. Das bedeutet, dass der numerische Löser nach jeder Veränderung des Lastprofils die Reaktion des Modells berechnen muss. Um von der Lösung zum Zeitpunkt t_n zum Zeitpunkt t_{n+1} zu kommen, kann die Zeitspanne Δt in Zeitschritte unterteilt werden. Die Unterteilung kann, wie bereits erwähnt, in variablen Rechenschritten erfolgen oder in Rechenschritten mit fester Schrittweite. Da im Fall einer variablen Unterteilung die Rechenzeit des Modells stark zunimmt, wird empfohlen, Solver mit fester Schrittweite zu nutzen [157]. Darüber hinaus wird für Modelle, die Schaltelemente beinhalten, ein Solver mit fester Schrittweite vorausgesetzt [157]. Aus diesem Grund wurden nur Solver mit fester Schrittweite evaluiert. Es verbleiben somit acht Solvertypen. Sie unterscheiden sich im numerischen Integrationsverfahren oder in der Art, wie von der Lösung des Zeitpunktes t_n zur Lösung des nächsten Zeitpunktes t_{n+1} approximiert wird.

Während beim Euler-Verfahren eine lineare Approximation zwischen zwei Rechenschritten vorgenommen wird, wird bei den anderen angebotenen Verfahren der Rechenschritt in mehrere Zwischenschritte unterteilt, um ein Modellverhalten höherer Ordnung genauer abbilden zu können.

Simulationen mit diesen Solvern zeigen, dass der angewandte Zählalgorithmus zur Bestimmung der Ladezyklen und der Entladetiefe des elektrischen Energiespeichers zu keinem sinnvollen Ergebnis führt, da bei Verwendung von Zwischenschritten Ereignisse mehrfach detektiert werden. Somit wird für die Simulation das

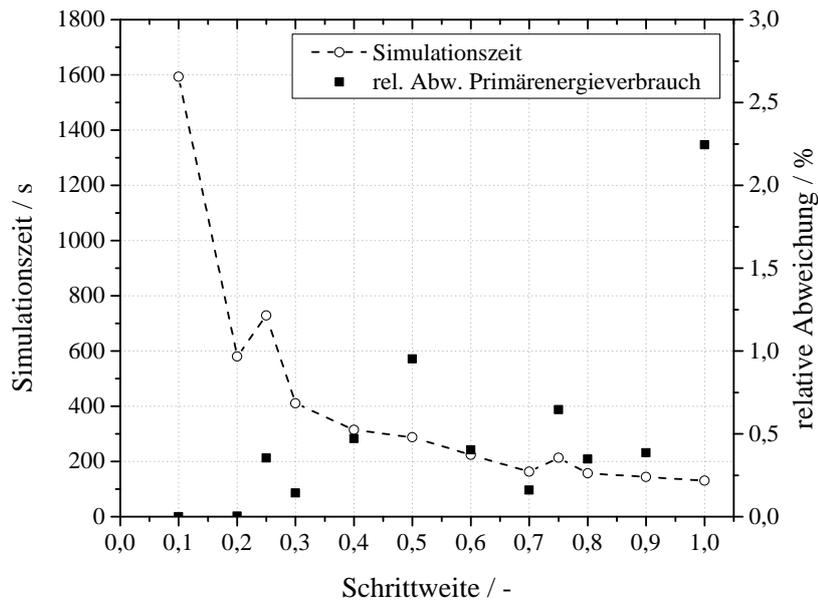


Abbildung 3.10: Einfluss der Schrittweite auf die Simulationszeit und das Simulationsergebnis

Euler-Verfahren angewandt, da hier keine Zwischenschritte zur Approximation zwischen den Zeitschritten verwendet werden.

Zur Untersuchung der Konvergenz der Simulationsergebnisse wurde das KWK-Modell mit einem Verbrennungsmotor, einem 14 kW Lithium-Ionen-Batteriespeicher und einem 50 kW Warmwasserspeicher verwendet. Dabei wird der Zeitschritt für die Simulation sukzessive von 1 auf 0,1 verkleinert und anhand des berechneten Primärenergieverbrauchs der Anlage die relative Abweichung der Simulationsergebnisse betrachtet. Das Ergebnis dieser Untersuchung ist in Abbildung 3.10 zu sehen. Für die Ermittlung der Simulationszeit wurde ein Prozessor der Marke Intel®Core™ i7-3250M CPU mit einer Taktrate von 2.90 GHz und 8 GB Arbeitsspeicher verwendet. Es wurden jeweils vier Simulationen durchgeführt und daraus die mittlere Simulationszeit gebildet. Bei einer Schrittweite von 0,1 benötigt die verwendete Hardware ca. 27 min. Das hierbei errechnete Ergebnis für den jährlichen Primärenergieverbrauch wurde als Referenzpunkt angesetzt und die prozentuale Abweichung von Simulationen mit Schrittweiten $> 0,1$ relativ zu diesem Wert berechnet. Wie zu sehen ist, nimmt die Simulationszeit mit zunehmender Schrittweite stark ab und sinkt ab einer Schrittweite von ca 0,6 unter 200 s. Die relative Abweichung schwankt zwischen 0% und 2,5%, wobei die größte Abweichung bei einer Schrittweite von 1 erreicht wird.

Hinsichtlich der angestrebten Parameteranalysen und Monte-Carlo-Simulationen wird eine möglichst geringe Simulationszeit präferiert. Aufgrund der geringen Abweichung von $> 0,1\%$ und der akzeptablen Simulationszeit werden deshalb die nachfolgenden Simulationen mit einer Schrittweite von 0,7 durchgeführt.

Kapitel 4

Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der KWK-Anlagensimulation ausgewertet. In den einzelnen Kapiteln der Speichersysteme werden dabei verschiedene Antriebsarten (siehe Kapitel 2.2 und 3.2) in Kombination mit verschiedenen elektrischen Energiespeichern (siehe Kapitel 2.3.2 und 3.4) untersucht.

Die Größe der Speichersysteme hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die einzelnen Kennwerte wird untersucht und eine optimale Speichergröße für das System bestimmt.

Als Untersuchungsgegenstand wird ein Einfamilienhaus gewählt, dessen Ergebnisse im Folgenden dargestellt werden. Das Einfamilienhaus weist dabei einen Heizbedarf von $130 \text{ kWm}^{-2}\text{a}^{-1}$ und eine Wohnfläche von 140 m^2 auf. Hierbei wird mit einer Anzahl von drei Personen gerechnet. Die Werte wurden so gewählt, dass eine möglichst allgemeine Bedarfscharakteristik der vorliegend angeführten Untersuchungen zugrunde liegt. So spiegeln die hier gewählten Werte, laut Statistischem Bundesamt, die durchschnittliche Wohnfläche und den durchschnittlichen Heizbedarf von Wohnhäusern in der Bundesrepublik Deutschland wider [158, 159]. Als Grundlage der Bedarfsprofile wurde, wie in Kapitel 3.1 beschrieben, das Standardlastprofil für Einfamilienhäuser der VDI 4655 gewählt.

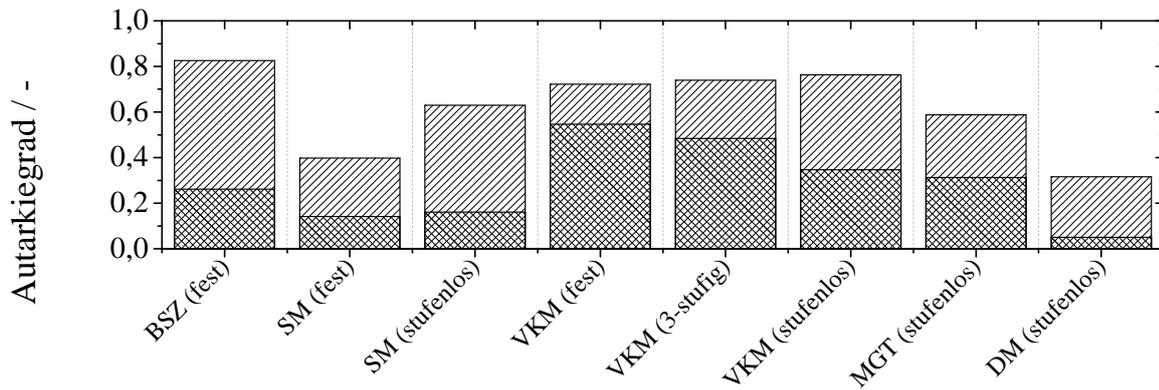
4.1 KWK-Anlage und Batteriespeichersysteme

Zunächst werden die Auswirkungen eines Batteriespeichersystems auf das KWK-System untersucht. Hier wird zwischen einem Bleibatterie- und einem Lithium-Ionen-Batteriesystem unterschieden, dessen Zusammenspiel mit dem KWK-System im Folgenden betrachtet werden soll. Aufgrund des ähnlichen Verhaltens der beiden Batteriesysteme werden im Folgenden die beiden Speichersysteme zusammen betrachtet.

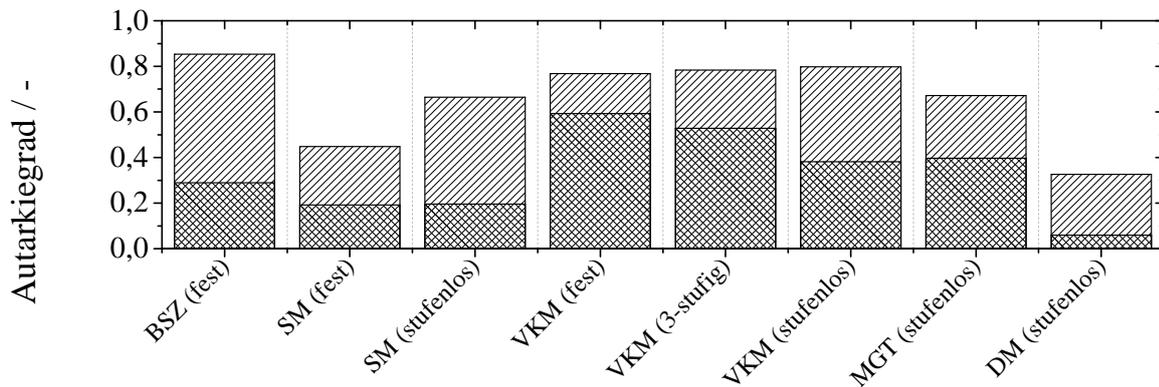
4.1.1 Batteriespeichersysteme im Verbund mit verschiedenen KWK-Antriebsvarianten

Für die Untersuchung der Eignung der Batteriespeichersysteme werden zunächst die verschiedenen KWK-Antriebsvarianten in Verbindung mit den Batteriespeichern verglichen. Diese Untersuchung soll Aufschluss darüber geben, welche Antriebsvariante sich für die Kombination mit einem zusätzlichen Batteriespeicher am besten eignet. Zu diesem Zweck werden die KWK-Anlagensimulationen verschiedener Antriebsvarianten mit einer thermischen Speicherkapazität von 40 kWh und einer elektrischen Speicherkapazität von 10 kWh miteinander verglichen. Der Wirkungsgrad der Bleibatterie wird auf 79% und der der Lithium-Ionen-Batterie auf 90% festgelegt [55, 57, 59, 106, 126]. Für das Batteriegebrauchsdauermodell wird eine mittlere Anzahl an Be- und Entladezyklen für die Batteriespeicher nach Tabelle 3.4 angenommen.

Als KWK-Antriebsvarianten werden die Brennstoffzelle (kurz: BSZ), der Stirlingmotor (kurz: SM), der Kolbenverbrennungsmotor mit innermotorischer Verbrennung (kurz: VM), die Mikrogasturbine (kurz: MGT) und der Dampfmotor (kurz: DM) untersucht. Die charakteristischen Kenndaten der hier untersuchten KWK-



(a) Bleibatterie



(b) Lithium-Ionen-Batterie

Abbildung 4.1: Vergleich verschiedener KWK-Antriebskonzepte mit Batteriespeichern hinsichtlich des Autarkiegrades

Antriebsvarianten sind in Tabelle A.1 gegenübergestellt.

Für den ersten Vergleich der verschiedenen Antriebseinheiten soll der Autarkiegrad herangezogen werden. In Abbildung 4.1 ist deshalb der Autarkiegrad der verschiedenen Antriebsvarianten für beide Batterietypen aufgetragen. Der Autarkiegrad bewegt sich bei der Bleibatterie zwischen 31 % und 82 %, bei der Lithium-Ionen-Batterie zwischen 32 % und 85 %. Der mit einem Kreuzmuster schraffierte Bereich der einzelnen Balken kennzeichnet den Anteil des Autarkiegrades, der durch den Batteriespeicher verursacht wird. Der einfach schraffierte Bereich wird durch die KWK-Antriebseinheit unabhängig vom Speicher bewirkt und resultiert aus der direkt genutzten elektrischen Energie, die die KWK-Anlage bereitstellt.

Der höchste Autarkiegrad kann bei beiden Batteriespeichern in Kombination mit der Brennstoffzelle (kurz: BSZ) erreicht werden. Hier beträgt der Autarkiegrad 82 % bei der Bleibatterie bzw. 85 % bei der Lithium-Ionen-Batterie. Die größten Verbesserungen des Autarkiegrades werden mit Hilfe der Batteriespeicher bei den Verbrennungsmotormodellen erreicht. Die größte Steigerung kann im Fall des leistungsfesten Verbrennungskolbenmotor-Modells (kurz: VKM-Modell) erreicht werden; die Steigerung bei der Lithium-Ionen-Batterie beträgt annähernd 60 %. Bei den beiden leistungsgeregelten VKM-Modellen ist die Steigerung geringer. Hier wird durch die Leistungsmodulation der Anlage weniger überschüssige elektrische Leistung zur Verfügung gestellt, die von der Batterie gespeichert werden kann. Aus diesem Grund wird beim stufenlos leistungsgeregelten VKM-Modell die geringste Verbesserung des Batteriespeichers erzielt. Der mittlere resultierende Autarkiegrad der VKM-Modelle ist bei der Blei-Batterie wie auch bei der Lithium-Ionen-Batterie bei 74 % bzw. 78 % in etwa gleich. Ein interessanter Aspekt zeigt sich darin, dass durch den Einsatz einer Batterie annähernd der gleiche Autarkiegrad bei einer leistungsfesten und deshalb aus regelungstechnischer Sicht weniger aufwendigen Anlage erreicht werden kann, als bei einer leistungsmodulierenden Anlage.

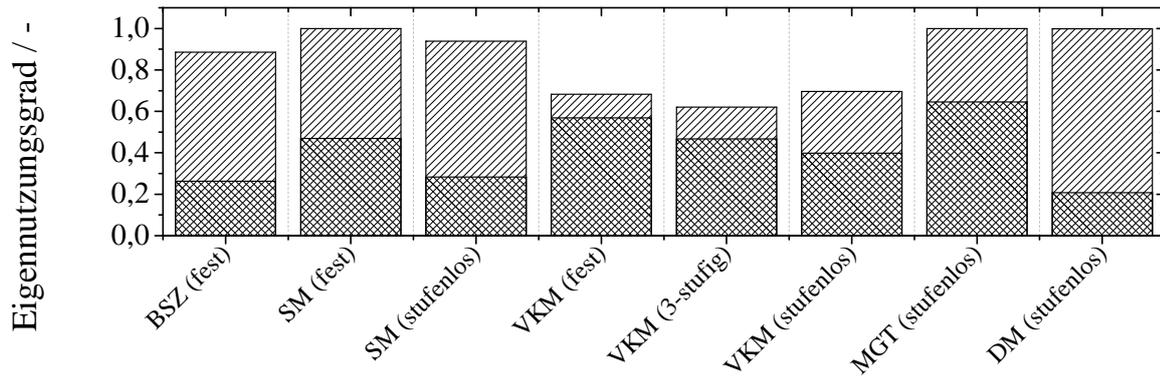
Der größte Autarkiegrad von ca. 85 % kann, wie bereits erwähnt, mit der Brennstoffzelle erreicht werden. Hierbei wiegt die Steigerung durch den Batteriespeicher jedoch etwas geringer auf als bei den Verbrennungsmotormodellen oder der Mikrogasturbine. Bei der Brennstoffzelle wird so mit dem Bleibatteriespeicher eine Autarkiegradsteigerung von 26 % erzielt. Im Vergleich dazu kann bei Verwendung einer Lithium-Ionen-Batterie eine etwas höhere Autarkiegradsteigerung von 28 % erreicht werden. Aus diesem Grund erbringt die Kombination aus Brennstoffzelle und Lithium-Ionen-Batterie den höchsten beobachteten Autarkiegrad von 85 % , der damit um 2 % höher liegt als die Kombination aus Brennstoffzelle und Bleibatteriespeicher.

Der hohe Autarkiegrad, der bei dieser Kombination auftritt, wird durch einen hohen Anteil an direkt genutzter elektrischer Energie hervorgerufen. Dieser hohe Anteil der direkt genutzten Energie leitet sich aus der Tatsache ab, dass die Brennstoffzelle durchgängig betrieben wird und nur zur Regeneration abgeschaltet werden muss. Somit ist der Betrieb der Brennstoffzelle nicht an die Beladung des thermischen Speichers gekoppelt. Deshalb wird durchgehend elektrische Energie bereitgestellt, die den Grundbedarf decken kann. Diese elektrische Energie stellt einen hohen Anteil der direkt genutzten elektrischen Energie am Autarkiegrad dar.

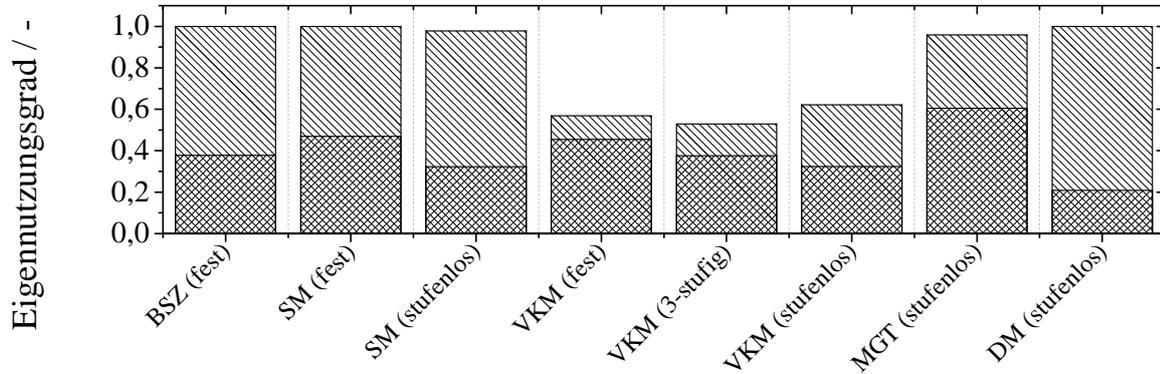
Der leistungsfeste Stirlingmotor (kurz: SM) erreicht einen Autarkiegrad von 39 % mit der Bleibatterie und einen von 44 % mit der Lithium-Ionen-Batterie. Das Stirlingmotormodell mit der stufenlosen Leistungsregelung hingegen erreicht einen höheren Autarkiegrad von 63 % mit der Bleibatterie bzw. von 66 % mit der Lithium-Ionen-Batterie. Die Ergebnisse des Stirlingmodells mit der Lithium-Ionen-Batterie zeigen, dass sich der Anstieg des Autarkiegrades sowohl beim leistungsfesten als auch beim stufenlos leistungsregulierten Modell gleich ist. Bei der Bleibatterie allerdings kann dieses Verhalten nicht beobachtet werden. Ein Grund dafür kann der in Abbildung 4.4a gezeigte starke Verschleiß der Bleibatterie sein, der beim stufenlos regulierten Modell wesentlich höher ausfällt als beim leistungsfesten Modell. Der Verschleiß der Batterie wird, wie in Kapitel 3.4.1 beschrieben, durch die Abnahme der Speicherkapazität simuliert. Da der Autarkiegrad in direktem Zusammenhang mit der elektrischen Speicherkapazität steht, diese aber durch den Verschleiß abnimmt, kann die ungleiche Steigerung des Autarkiegrades bei dem Bleibatteriespeicher erklärt werden. Aufgrund der geringeren elektrischen Leistung und der kleineren Stromkennzahl des Stirlingmotors gegenüber dem Verbrennungsmotor steht weniger überschüssige elektrische Energie zur Verfügung. Deshalb sind die Auswirkungen der Batterie auf den Autarkiegrad geringer, als es bei den VKM-Modellen zu beobachten ist. Die Simulation mit dem Mikrogasturbine-Modell (kurz: MGT-Modell) zeigt, dass gegenüber der Bleibatterie mit einem Autarkiegrad von 56 % der Autarkiegrad mit Hilfe der Lithium-Ionen-Batterie auf 66 % gesteigert werden kann. Somit kann erneut festgestellt werden, dass hinsichtlich des Autarkiegrades mit der Lithium-Ionen-Batterie ein besseres Ergebnis erzielt werden kann.

Den geringsten Autarkiegrad mit 32 % weist der Dampfmotor (kurz: DM) auf, wobei auch der Einsatz des Batteriespeichers nur einen geringen Effekt bewirkt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Dampfmotor das kleinste Verhältnis zwischen elektrischer und thermischer Leistung aufweist oder die kleinste Stromkennzahl besitzt. So kann während des Ladevorgangs des thermischen Speichers gleichzeitig wenig elektrische Energie bereitgestellt werden, weshalb zum einen der Anteil des Autarkiegrades durch die direkte Nutzung gering ist und zum anderen wenig überschüssige Energie gespeichert werden kann. Dies erklärt die geringen Auswirkungen des Batteriespeichers in diesem Fall.

Die durch den Vergleich der verschiedenen Antriebskonzepte gewonnenen Erkenntnisse zeigen, dass der Einsatz eines Batteriespeichers in KWK-Anlagen besonders günstig ist, wenn das Verhältnis zwischen elektrischer und thermischer Leistung klein ist oder respektive die Anlage eine hohe Stromkennzahl aufweist. Weiterhin sind jene Anlagen zur effektiven Nutzung des Batteriespeichers von Vorteil, die eine elektrische Leistung besitzen, welche größer ist als der elektrische Leistungsbedarf des Abnehmers. Somit eignen sich im vorliegenden Fall besonders die Verbrennungsmotoren zur Kombination mit einem Batteriespeicher. Es zeigt sich ferner, dass die Lithium-Ionen-Batterie wegen ihres höheren Speicherwirkungsgrades gegenüber der Bleibatterie im Mittel ein um 4 % höheren Autarkiegrad erzielen kann.



(a) Bleibatterie



(b) Lithium-Ionen-Batterie

Abbildung 4.2: Vergleich verschiedener KWK-Antriebskonzepte mit Batteriespeichern hinsichtlich des Eigennutzungsgrades

Die Aussage über die Eignung der Kombination eines Batteriespeichers mit einem KWK-Antriebskonzept soll jedoch nicht nur am Autarkiegrad festgemacht werden. Aus diesem Grund werden die Simulationsdaten hinsichtlich des erzielten Eigennutzungsgrades ausgewertet. Die Eigennutzungsgrade der einzelnen Antriebskonzepte und Batteriespeicher sind in Abbildung 4.2a dargestellt. Bei beiden Batteriespeichern zeigt sich, dass der geringste Eigennutzungsgrad mit den VKM-Modellen erzielt wird. Die höchsten Eigennutzungsgrade ergeben sich aus den Kombinationen der Brennstoffzelle, des Stirlingmotors, der Mikrogasturbine und des Dampfmotors. Der hier erreichte Eigennutzungsgrad beträgt annähernd oder genau 1, was zu bedeuten hat, dass in diesen Anlagen die gesamte zur Verfügung gestellte elektrische Energie innerhalb des Systems genutzt wird und keine Energie in das Versorgungsnetz gespeist werden muss. Der geringe Eigennutzungsgrad bei den VKM-Modellen, der sich bei der Lithium-Ionen-Batterie zwischen 52 % und 62 % und bei dem Bleibatteriespeicher zwischen 62 % und 69 % bewegt, kann auf die hohe elektrische Leistung zurückgeführt werden, die durchschnittlich höher ist als die Leistungsanforderung des Lastprofils für den elektrischen Energiebedarf.

Weiterhin kann erkannt werden, dass die Steigerung des Eigennutzungsgrades durch die Verwendung einer Batterie beim Bleibatteriespeicher größer ist als bei der Lithium-Ionen-Batterie. Da die Bleibatterie einen schlechteren Speicherwirkungsgrad besitzt als die Lithium-Ionen-Batterie, muss bei gleicher Speicherkapazität mehr elektrische Energie aufgewendet werden, um den Speicher vollständig zu laden. Dadurch ist der Anteil des Eigennutzungsgrades, der durch den elektrischen Speicher verursacht wird, bei der Bleibatterie in Kombination mit dem VKM-Modell um durchschnittlich 9 % höher. Im Fall der Brennstoffzelle, des Stirlingmotors und des Dampfmotors kann beobachtet werden, dass der Einfluss der Lithium-Ionen-Batterie auf den Eigennutzungsgrad höher ist als bei der Blei-Batterie. Dies widerspricht im ersten Augenblick der vorhergehenden Erklärung, die bei der Untersuchung des VKM-Modells gegeben wurde. Hierbei gilt es abermals es beachten, dass besonders bei diesen beiden Modellen die Abnahme der Batteriekapazität durch den Verschleiß besonders hoch war. Aus diesem Grund konnte durch die Speicherkapazitätsabnahme weniger elektrische Energie gespeichert werden. Da jedoch die Lithium-Ionen-Batterie eine geringere Verschleißanfälligkeit als die Bleibatterie aufweist, wurde bezüglich des Eigennutzungsgrades dennoch ein besseres Kennzahlen erreicht.

Diese Untersuchung zeigt, dass der Eigennutzungsgrad mit Hilfe eines Batteriespeichers signifikant erhöht werden kann, weshalb bei Antriebsarten mit einer geringen elektrischen Leistung wie der Brennstoffzelle, den Stirlingmotoren, der Mikrogasturbine oder dem Dampfmotor sogar die vollständige Eigennutzung erreicht wird. Weiterhin zeigt sich, dass ein geringerer Speicherwirkungsgrad den Eigennutzungsgrad erhöht. Jedoch ist diese Verbesserung hinsichtlich der effizienten Nutzung der bereitgestellten elektrischen Energie fraglich, da der Betreiber der Anlage keinen Nutzen aus den höheren Speicherverlusten ziehen kann.

Neben dem Eigennutzungsgrad soll auch die Primärenergie untersucht werden, die aufgewendet werden muss, um den elektrischen und thermischen Energiebedarf zu decken. Die Primärenergie setzt sich, wie bereits bekannt, aus der Primärenergie zusammen, die zum Betrieb der KWK-Anlage benötigt wird, und der Primärenergie, die aufgewendet wird, um die elektrische Energie aus dem Versorgungsnetz bereitzustellen. Durch den Einsatz eines Batteriespeichers kann somit auch Primärenergie eingespart werden, da die elektrische Energie, die aus dem Versorgungsnetz stammt, durch die Nutzung des Batteriespeichers reduziert wird. In Abbildung 4.3 ist der Primärenergiebedarf der KWK-Anlagensysteme in Abhängigkeit des verwendeten Batteriespeichers aufgetragen. Weiterhin ist die prozentuale Primärenergieeinsparung durch den Batteriespeicher eingezeichnet. Den geringsten Primärenergiebedarf hat die KWK-Anlage mit einer Brennstoffzelle und einem Lithium-Ionen-Speicher. Der Bedarf beträgt hierbei 30,15 MWh im Jahr. Somit kann der Primärenergiebedarf durch den Einsatz des Lithium-Ionen-Speichers um 12 % gesenkt werden. Bei der Bleibatterie ist die Brennstoffzelle auch diejenige Antriebsvariante, die den geringsten Primärenergiebedarf aufweist. Durch den geringeren Speicherwirkungsgrad der Bleibatterie kann jedoch eine etwas geringere Primärenergieeinsparung von ca. 11 % realisiert werden. Deshalb beträgt der Primärenergiebedarf in diesem

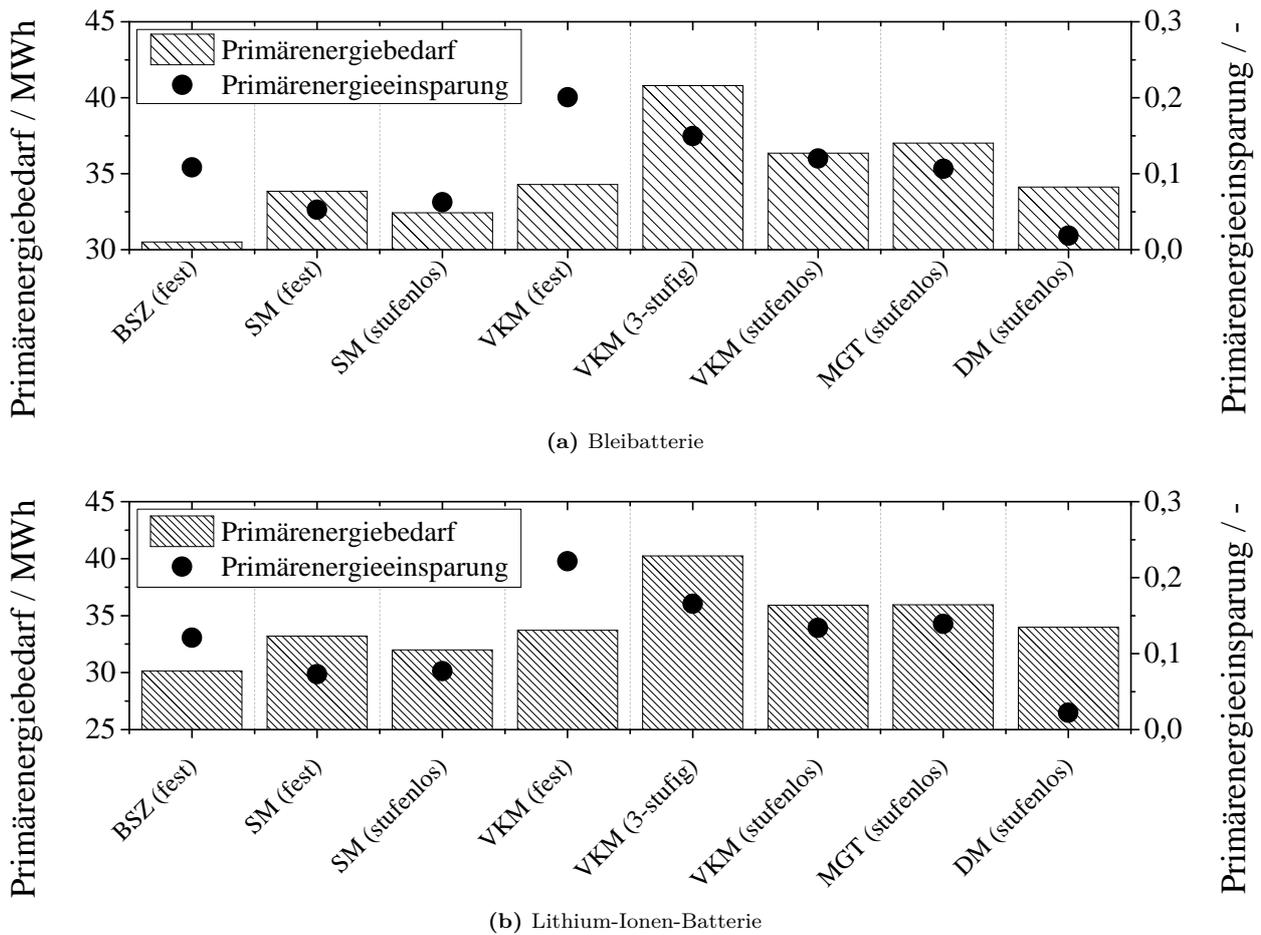
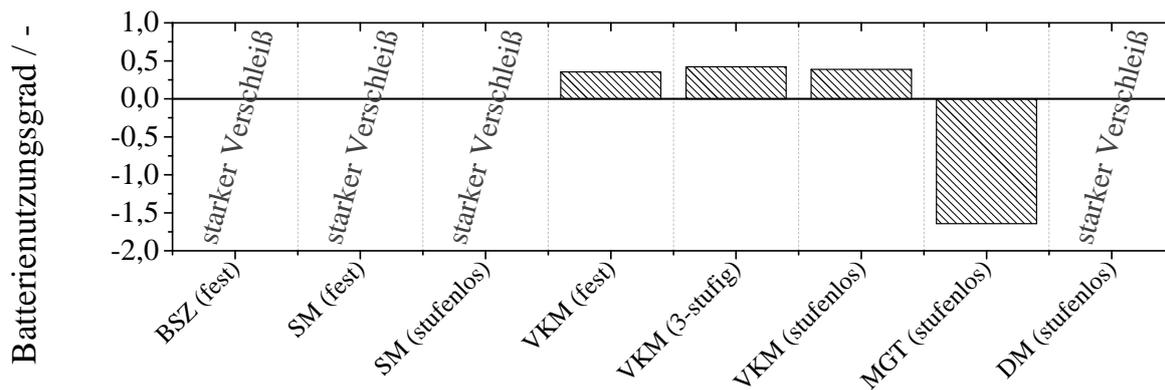
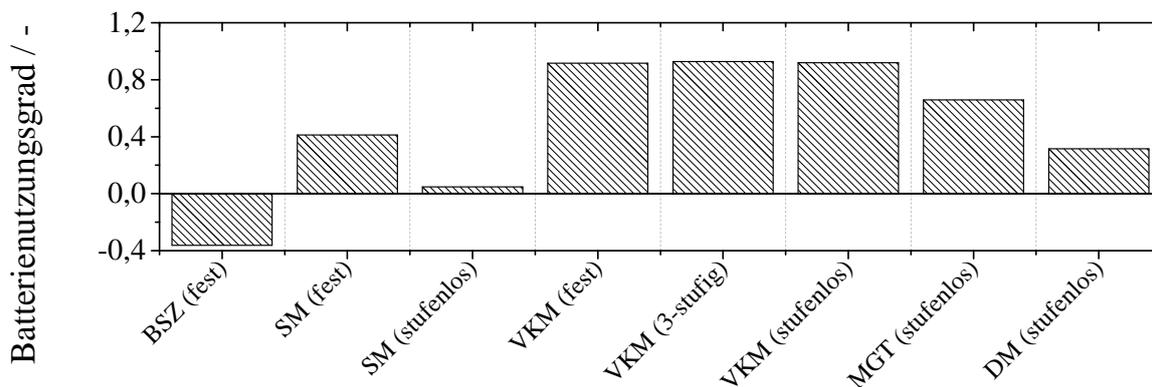


Abbildung 4.3: Vergleich verschiedener KWK-Antriebskonzepte mit Batteriespeichern hinsichtlich der Primärenergieeinsparung



(a) Bleibatterie

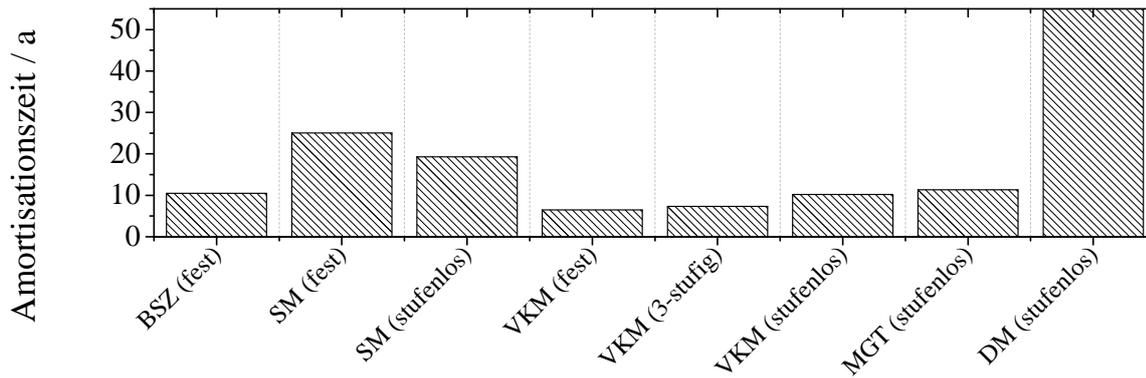


(b) Lithium-Ionen-Batterie

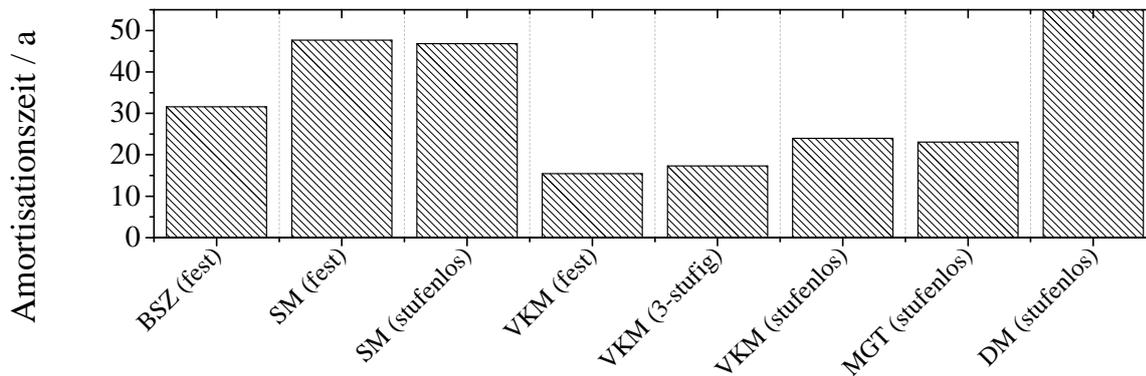
Abbildung 4.4: Vergleich verschiedener KWK-Antriebskonzepte mit Batteriespeichern hinsichtlich des Batterienutzungsgrades nach einem Jahr

Fall 30, 5 MWh. Die größte Primärenergieeinsparung aber wird bei der Kombination des leistungsfesten VKM-Modells und der Lithium-Ionen-Batterie beobachtet. Hier kann der Primärenergiebedarf um 22 % gesenkt werden. Wird die Primärenergieeinsparung mit dem Autarkiegrad in Abbildung 4.1 verglichen, so zeigt sich, dass beide Kennwerte annähernd das gleiche Verhalten aufweisen. Dies ist nicht verwunderlich, da beide Kennzahlen die elektrische Energie aus dem Versorgungsnetz in ihre Berechnung miteinbeziehen. Aus diesem Grund kann, wie auch bei der Untersuchung des Autarkiegrades, gesagt werden, dass der größte Effekt durch den Einsatz eines Batteriespeichers in Kombination mit Verbrennungsmotoren erzielt werden kann.

In Abbildung 4.4 ist der Batterienutzungsgrad für die Bleibatterie und die Lithium-Ionen-Batterie nach einem Jahr aufgetragen. Ein Batterienutzungsgrad von 1 zeigt an, dass die Batterie noch ihre vollständige Speicherkapazität aufweist und noch keinen Kapazitätsverlust durch Verschleißerscheinungen erlitten hat. Bei einem Batterienutzungsgrad von 0 ist die Speicherkapazität auf 80 % ihrer anfänglichen Speicherkapazität gesunken und sollte ausgetauscht werden. Beide Batterien weisen ein sehr unterschiedliches Verhalten auf. Während der Batterienutzungsgrad für die Bleibatterie bei den meisten Antriebsvarianten einen Wert kleiner 0 aufweist oder einen so starken Verschleiß und eine so starke Kapazitätsabnahme, dass es im Diagramm aufgrund der gewählten Skalierung nicht mehr angezeigt werden kann, ist bei der Lithium-Ionen-Batterie hingegen nach einer Nutzungsdauer von 1 Jahr ein noch akzeptabler Batterienutzungsgrad vorhanden. Aus 4.4a ist ersichtlich, dass einzig die Verbrennungsmotoren die Batterie so laden können, dass diese noch einen Batterienutzungsgrad von durchschnittlich 0,38 aufweisen. In diesem Fall wäre eine Gesamtnutzungsdauer von 1,5 Jahren möglich. Bei allen anderen Antriebsvarianten sind die Be- und Entladezyklen der Batterie so ungünstig und häufig, dass diese innerhalb des simulierten Jahres einem so starken Verschleiß unterliegen,



(a) Bleibatterie



(b) Lithium-Ionen-Batterie

Abbildung 4.5: Vergleich verschiedener KWK-Antriebskonzepte mit Batteriespeichern hinsichtlich der Amortisationszeit

dass diese eigentlich bereits innerhalb eines Jahres ausgetauscht werden müssten. Bei der Lithium-Ionen-Batterie hingegen zeichnet sich ein gänzlich anderes Bild ab. Aufgrund ihrer wesentlich höheren maximalen Anzahl an Ladezyklen ist bei den meisten Antriebsvarianten ein Batterienutzungsgrad von über 0,31 zu erkennen. Einzig bei der Brennstoffzelle sinkt der Batterienutzungsgrad unter 0. Bei dieser Antriebsart weisen beide Batterien die höchste Anzahl an Be- und Entladezyklen auf, weshalb in diesen Fällen die Batterie den höchsten Verschleiß erfährt. Der größte verbleibende Batterienutzungsgrad mit 0,93 wird beim in Stufenleistungsmodulierenden VKM-Modellen beobachtet, weshalb in diesem Fall eine Batterienutzungsdauer von über 10 Jahren erreicht werden könnte.

Es bleibt zu vermerken, dass besonders die Bleibatterie innerhalb einer wärmegeführten KWK-Anlage starkem Verschleiß durch nicht optimal ausgelegte Be- und Entladezyklen unterliegt. Zur Erhöhung der Batterielebensdauer sollte nach den Untersuchungsergebnissen eine KWK-Anlagenvariante gewählt werden, die durch ihre Betriebsweise wenige Be- und Entladezyklen der Batterie hervorruft. Kann aufgrund der Regelung der KWK-Anlage nicht auf dieses Kriterium eingegangen werden, so empfiehlt sich eine Lithium-Ionen-Batterie, welche durch ihre hohe Anzahl an möglichen Ladezyklen gegenüber diesem Verschleiß robuster ist.

Zum Abschluss dieses Vergleiches soll noch die Amortisationszeit des Batteriespeichers betrachtet werden. Diese ergibt sich aus der Stromvergütung und der Stromeinsparung durch Nutzung des Batteriespeichers. In Abbildung 4.5 sind die Amortisationszeiten angegeben, die sich aus dem jährlichen finanziellen Zugewinn und den Gesamtkosten der Batterie ergeben. Wie bereits erwähnt, handelt es sich bei dieser Berechnung um eine Abschätzung der Amortisationszeit, die stark von den Kosten der Batterie abhängt. Des Weiteren sind die Effekte eines zunehmenden Verschleißes durch die Kapazitätsabnahme über mehr als ein Jahr nicht

berücksichtigt. Die Berechnungen zeigen, dass die minimale Amortisationszeit mit einer Bleibatterie und dem leistungsfesten VKM-Modell erreicht werden kann. Dennoch beträgt die Amortisationszeit in diesem Fall noch 6,5 Jahre. In Anbetracht der Tatsache, dass bei dieser Variante der Batterienutzungsgrad eine Lebensdauer von ca. 1,5 Jahren vorhersagt, kann die komplette Amortisation der Batterie innerhalb ihrer Gebrauchsdauer nicht erreicht werden. Bei der Lithium-Ionen-Batterie könnte ebenfalls in einem optimistischen Fall mit dem leistungsfesten VKM-Modell die Amortisation innerhalb der vorhergesagten 15 % erfolgen. Die längeren Amortisationszeiten ergeben sich bei der Lithium-Ionen-Batterie vor allem durch die höheren Anschaffungskosten gegenüber der Bleibatterie. Die längsten Amortisationszeiten ergeben sich bei der Kombination des Batteriespeichers mit einem Dampfmotor. Die hier berechneten Zeiten betragen 65 Jahre bei der Bleibatterie und 152 Jahre bei der Lithium-Ionen-Batterie. Dies beweist deutlich, dass auch aus finanzieller Sicht die Kombination eines Batteriespeichers mit dem Dampfmotor nicht sinnvoll ist.

Zusammenfassend zeigt die Kombination eines Batteriespeichers mit den VKM-Modellen im Hinblick auf alle Kennzahlen den größten Nutzen. Besonders das leistungsfeste VKM-Modell kann durch einen zusätzlichen Batteriespeicher im Gesamtverhalten am meisten optimiert werden. Aus einem rein technischen Blickwinkel kann mit der Lithium-Ionen-Batterie die größte Verbesserung erreicht werden.

4.1.2 Einfluss der Speicherkapazität in KWK-Anlagen mit Batteriespeichersystemen

An dieser Stelle soll der Einfluss der elektrischen und thermischen Speicherkapazität auf das Verhalten der einzelnen Kennzahlen überprüft werden. In der vorhergehenden Untersuchung wurde die Speicherkapazität der beiden Energiespeicher konstant auf 40 kWh thermisch und 10 kWh elektrisch belassen. In dieser Untersuchung wird nun die thermische Speicherkapazität zwischen 10 kWh und 50 kWh bzw. die elektrische Speicherkapazität zwischen 1 kWh und 20 kWh variiert. Aufgrund der positiven Ergebnisse mit der Kombination aus Batteriespeicher und leistungsfestem Verbrennungsmotor erfolgt eine ausführliche Analyse anhand dieses Systems. Eine Zusammenfassung der Speichervariationen mit den verbleibenden Antriebsvarianten erfolgt am Ende dieses Kapitels. Die dazugehörigen Abbildungen sind im Anhang B.1.1 und B.1.2 verzeichnet. Die entsprechenden Leistungsdaten der Antriebsmodelle sind in Tabelle A.1 zu finden. Das Verhalten der verschiedenen Kennzahlen bei der Variation der Speichergößen im KWK-System mit einem leistungsfesten Verbrennungsmotor ist aus Abbildung 4.6 zu erkennen. Als Batteriespeicher wird die Lithium-Ionen-Batterie gewählt, da die Bleibatterie bei den meisten Antriebsarten einem hohen Verschleiß unterlag. Aufgrund der Abhängigkeit der untersuchten Kenngrößen von beiden Speicherkapazitäten werden in Abbildung 4.6 eingefärbte Höhenliniendiagramme verwendet. Dabei folgt der Farbverlauf von dunkelgrau zu weiß der aufsteigenden Anordnung des Kennwerts.

Die Abhängigkeit des Autarkiegrades von den beiden Speicherkapazitäten wird in Abbildung 4.6a gezeigt. Dort ist die Erhöhung des Autarkiegrades durch den Lithium-Ionen-Batteriespeicher aufgetragen, der sich zwischen einem Autarkiegrad von 6 % und 68 % bewegt. Auffällig ist der in weiß markierte Bereich, innerhalb dessen der Autarkiegrad durch eine Veränderung der Speicherkapazität nicht weiter verändert werden kann. Dieser erstreckt sich zwischen einer thermischen Speicherkapazität von 10 kWh und einer elektrischen Speicherkapazität von ca. 4 kWh und 50 kWh_{th} und 13 kWh_{el}. Zwischen diesen beiden Koordinaten des Höhenliniendiagramms muss für eine gleichbleibende Autarkiegraderhöhung bei einer Vergrößerung des thermischen Speichers auch gleichzeitig der elektrische Speicher linear mitskaliert werden. Bleibt die elektrische Speicherkapazität bei einer Erhöhung des thermischen Speichers konstant, so nimmt die Autarkiegraderhöhung ab. Dies ist wiederum auf die längeren Stillstandzeiten der KWK-Anlage bei größeren thermischen Speichern zurückzuführen. Deshalb muss bei großen thermischen Speichern für eine lückenlose elektrische Energieversorgung auch ein großer elektrischer Energiespeicher zur Verfügung stehen. Denn nur mit einem an die thermische Speicherkapazität angepassten elektrischen Speicher kann während der Betriebszeit der

KWK-Anlage die überschüssige elektrische Energie vollständig gespeichert werden. Nur unter dieser Voraussetzung wird es möglich auch während der Stillstandzeit der Anlage den Bedarf an elektrischer Energie aus dem Speichern zu decken. Eine Überdimensionierung des elektrischen Speichers bringt jedoch hinsichtlich des Autarkiegrades keine weitere Verbesserung. Der Grund hierfür liegt darin, dass die Menge an überschüssiger elektrischer Energie zur Speicherung durch die Betriebszeit der KWK-Anlage und damit durch die Größe des thermischen Speichers begrenzt ist. Annähernd gleich zum Autarkiegrad verhält sich auch die durch die Batterie verursachte Steigerung des Eigennutzungsgrades, welche in Abbildung 4.6b zu erkennen ist. Sie bewegt sich, abhängig von der gewählten Speicherkapazität, zwischen 5 % und 52 %. Erneut ist auch hier ein großer Bereich zu erkennen, innerhalb dessen der Eigennutzungsgrad nicht weiter gesteigert werden kann. Dieser Bereich erstreckt sich oberhalb einer gedachten Linie, die sich zwischen den Speicherkapazitäten $10 \text{ kWh}_{\text{th}}$ und $4,5 \text{ kWh}_{\text{el}}$ und $50 \text{ kWh}_{\text{th}}$ und $13 \text{ kWh}_{\text{el}}$ aufspannt. Oberhalb dieser Linie lässt sich, wie auch bei der Untersuchung des Autarkiegrades, keine weitere Steigerung des Eigennutzungsgrades durch eine Erhöhung der beiden Speicherkapazitäten mehr erzielen. Denn die zu speichernde elektrische Energiemenge ist durch die Leistung der KWK-Anlage begrenzt.

Die in Abbildung 4.6c dargestellte Primärenergieeinsparung ähnelt sehr dem Verhalten des Autarkiegrades. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Primärenergieeinsparung mit der Reduzierung der elektrischen Energiemenge einher geht, welche über das Versorgungsnetz bezogen wird und mit dem Autarkiegrad korreliert. Wiederum ist deutlich der Bereich zu erkennen, innerhalb dessen die Speicherkapazitäten keinen Einfluss mehr auf die Primärenergieeinsparung aufweisen. Die größtmögliche Primärenergieeinsparung durch den Batteriespeicher beträgt 26 % und kann bereits mit einer elektrischen Speicherkapazität von $5 \text{ kWh}_{\text{el}}$ bei einer thermischen Speicherkapazität von $10 \text{ kWh}_{\text{th}}$ erreicht werden. Wird in der KWK-Anlage ein größerer thermischer Speicher verwendet, so muss bei einer gleichbleibend hohen Primärenergieeinsparung auch ein größerer elektrischer Energiespeicher verwendet werden.

Bezüglich des Batterienutzungsgrades in Abbildung 4.6d zeigt sich gegenüber den bereits untersuchten Kenngrößen ein gänzlich anderes Verhalten. So ist es für den Batterienutzungsgrad besonders günstig, wenn die KWK-Anlage über eine möglichst große thermische Speicherkapazität verfügt. Bei einer großen thermischen Speicherkapazität verringert sich die Anzahl der Startvorgänge der KWK-Anlage, weshalb auch die Anzahl der Ladezyklen des Batteriespeichers, welche sich direkt auf den Batterienutzungsgrad auswirken, gering sind. Sehr ungünstig wirkt sich hingegen ein kleiner thermischer Speicher aus, da hier die KWK-Anlage in kurzen Abständen häufig an- und wieder abgefahren wird. Die größte Beanspruchung von allen Varianten der Speicherkapazitäten kann bei der kleinsten untersuchten thermischen Speicherkapazität von $10 \text{ kWh}_{\text{th}}$ beobachtet werden. Als besonders ungünstig erwies sich auch die Kombination mit einem kleinen elektrischen Speicher, da dieser sehr häufig tiefentladen wird, was sich noch negativer auf den Batterienutzungsgrad und somit auf die Gebrauchsdauer der Batterie auswirkt. Wird bei einer kleinen thermischen Speicherkapazität ein großer elektrischer Speicher verwendet, so beeinflusst dieser auch den Batterienutzungsgrad positiv, da nun die Anzahl der Tiefentladungen verringert wird.

Abschließend soll noch die Amortisationsdauer untersucht werden. In Abbildung B.12e ist die Amortisationsdauer in Jahren dargestellt. Hierbei ist zu beachten, dass durch den elektrischen Speicher die elektrische Energie, die aus dem Versorgungsnetz bezogen werden muss, verringert wird. Somit kann der Einkaufspreis für die elektrische Energie als Zugewinn für den elektrischen Speicher gerechnet werden. Andererseits wird die in das Versorgungsnetz eingespeiste elektrische Energie durch die Eigennutzung verringert, was durch die geringere Vergütung der Eigennutzung den Zugewinn wieder etwas schmälert. So ergeben sich bei Verwendung eines Lithium-Ionen-Batteriespeichers innerhalb einer KWK-Anlage mit einem leistungsfesten Verbrennungsmotor Amortisationszeiten von 3 bis 27 Jahren. Die geringste Amortisationszeit von 3 Jahren kann bei der Verwendung von kleinen thermischen Speichern von $10 \text{ kWh}_{\text{th}}$ bis $15 \text{ kWh}_{\text{th}}$ und kleinen elektrischen Speichern von $1 \text{ kWh}_{\text{el}}$ bis maximal $4 \text{ kWh}_{\text{el}}$ erreicht werden. Mit größer werdender elektrischer Speicherkapazität nimmt die Amortisationszeit aufgrund steigender Anschaffungskosten zu. Bei größeren thermischen Speichern steigt ebenfalls die Amortisationszeit, da der Anteil am elektrischen Energiebedarf, der

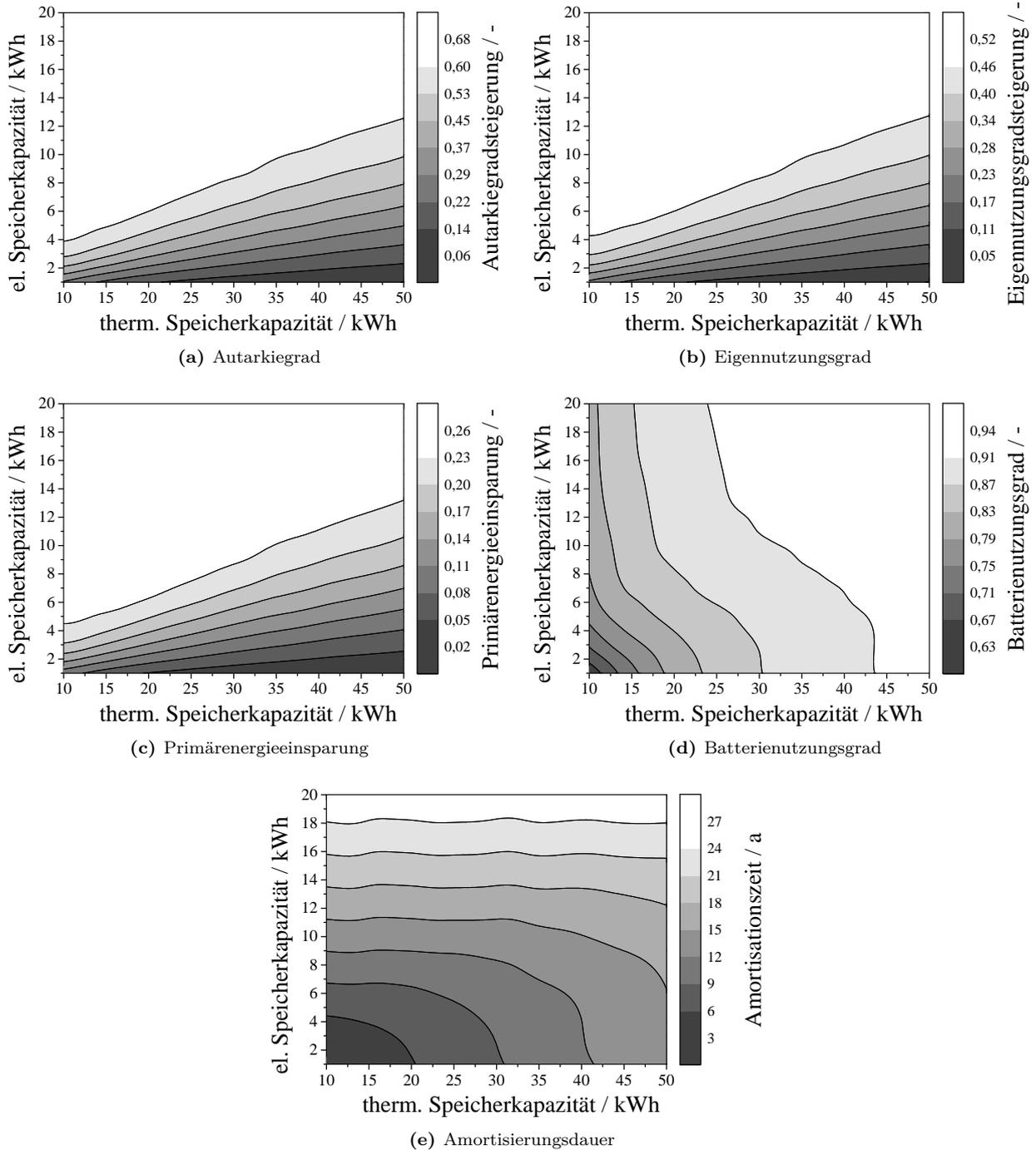


Abbildung 4.6: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität einer KWK-Anlage mit Lithium-Ionen-Batteriespeicher

durch den Batteriespeicher gedeckt wird, durch die längeren Stillstandzeiten der KWK-Anlage abnimmt (ein gleiches Verhalten wurde bereits bei der Untersuchung des Autarkiegrades festgestellt). Bei Hinzuziehung der Untersuchungsergebnisse des Batterienutzungsgrades kann festgestellt werden, dass die beiden Kennzahlen gegensätzliche Anforderungen an die Kombination der beiden Speicherkapazitäten stellen. So sollte für einen optimalen Batterienutzungsgrad eine möglichst große thermische und elektrische Speicherkapazität gewählt werden; für eine möglichst geringe Amortisationszeit hingegen sollte eine möglichst kleine thermische und elektrische Speicherkapazität ausgewählt werden. Ein guter Kompromiss für alle Kennzahlen stellt die Kombination aus einer thermischen Speichergröße von $40 \text{ kWh}_{\text{th}}$ und einer elektrischen Speichergröße von $8 \text{ kWh}_{\text{el}}$ dar. Hier ist es auch möglich, dass sich der Speicher innerhalb seiner Gebrauchsdauer amortisiert. Gleichzeitig wird eine nennenswerte Steigerung des Autarkiegrades und des Eigennutzungsgrades erreicht. Dies macht sich auch in einer beträchtlichen Primärenergieeinsparung bemerkbar.

Der Vergleich einer anderen KWK-Antriebseinheit zeigt, dass der leistungsfeste Verbrennungsmotor am besten für Kombination mit dem Batteriespeicher geeignet ist. Das Verhalten der beiden leistungsgeregelten Verbrennungsmotoren (Abbildungen B.13 und B.14) stimmt mit dem Verhalten des leistungsfesten Verbrennungsmotors in vielen Punkten überein und unterscheidet sich nur geringfügig in den erreichten Kennzahlenwerten.

Gänzlich anders jedoch ist das Verhalten der übrigen Antriebseinheiten. Bei der Brennstoffzelle (Abbildung B.9) ist, abgesehen vom Effekt auf den Batterienutzungsgrad, der thermische Speicher nur von geringer Bedeutung. Autarkiegrad, Primärenergiebedarf und Eigennutzungsgrad können nur bis zu einer Speicherkapazität von $4 \text{ kWh}_{\text{el}}$ durch den elektrischen Speicher verbessert werden. Bei der Brennstoffzelle weist der Lithium-Ionen-Speicher durch den fast durchgängigen Betrieb der Brennstoffzelle übermäßig viele Ladezyklen auf. Deshalb kann bestenfalls ein Batterienutzungsgrad von 0,09 erreicht werden. Aus diesem Grunde hat die Batterie nach einem Jahr bereits die Gebrauchsdauer erreicht. Interessant ist auch, dass bei der Vergrößerung des elektrischen Speichers eine Abnahme des Batterienutzungsgrades beobachtet werden kann. Und das, obwohl mit der Zunahme der elektrischen Speicherkapazität die Anzahl der tiefen Entladungen verringert wird, was sich eigentlich positiv auf den Batteriewirkungsgrad auswirken sollte. Bei der KWK-Anlage mit einer Brennstoffzelle und auch bei KWK-Anlagen mit einer geringen elektrischen Leistung kann jedoch beobachtet werden, dass immer dann, wenn die elektrische Last die Leistung der KWK-Anlage übersteigt, die Batterie während des Ladevorgangs durch die KWK-Anlage zwischenzeitlich entladen wird. Dies ist dann der Fall, wenn die Leistungsanforderung die Leistung der KWK-Antriebseinheit übersteigt und zur Kompensation der Batteriespeicher die fehlende Leistung erbringt. Die Batterie kann somit erst dann wieder geladen werden, wenn die angeforderte Leistung unter die erbrachte Leistung der KWK-Antriebseinheit sinkt. Da dieser Vorgang bei höherer Speicherkapazität häufiger wiederholt werden kann als bei kleinen elektrischen Energiespeichern, nimmt der Batterienutzungsgrad beim Stirlingmotor, bei der Brennstoffzelle, beim Dampfmotor und bei der Mikrogasturbine mit steigender elektrischer Speicherkapazität ab.

Bei den Stirlingmotormodellen in den Abbildungen B.10 und B.11 kann erkannt werden, dass die Steigerung des Autarkiegrades und des Eigennutzungsgrades bereits mit kleinen elektrischen Speicherkapazitäten in einem Bereich von $1 \text{ kWh}_{\text{el}}$ bis maximal $4 \text{ kWh}_{\text{el}}$ erreicht werden kann. Bei beiden Modellen kann jedoch eine absolute Steigerung des Autarkiegrades über 21 % nicht beobachtet werden. Die Steigerung des Eigennutzungsgrades ist beim leistungsfesten Stirlingmotormodell mit maximal 48 % höher als die beim leistungsgeregelten Stirlingmotormodell mit 36 %, was auf den höheren elektrischen Leistungsüberschuss der leistungsfesten Anlage zurückzuführen ist. Der beste Batterienutzungsgrad wird bei beiden Modellen mit einem kleinen elektrischen Speicher $< 2 \text{ kWh}_{\text{el}}$ und einer thermischen Speicherkapazität von $> 42 \text{ kWh}_{\text{th}}$ erreicht. Jedoch beträgt der verbleibende Batterienutzungsgrad beim leistungsfesten Modell nur noch 0,65, beim leistungsgeregelten Modell sogar nur noch 0,29. Daher überschreitet die berechnete Amortisationszeit von 5 Jahren beim leistungsfesten und 6 Jahren bei den beiden geregelten Modellen die Batterienutzungsdauer. Der thermische Speicher wirkt sich dabei nur in einem sehr geringen Maß auf die Amortisationszeit aus.

Die Mikrogasturbine mit ihrer voll variablen Leistungsregelung ähnelt dem Verhalten der Verbrennungsmotoren

(vergleiche Abbildung B.14 und B.15). Eine besonders günstige Kombination der Speicherkapazitäten bei der Mikrogasturbine für den Autarkiegrad, den Eigennutzungsgrad und die Primärenergieeinsparung ist laut Abbildung B.15 eine thermische Speicherkapazität von $< 17 \text{ kWh}_{\text{th}}$ und eine elektrische Speicherkapazität von $> 5 \text{ kWh}_{\text{el}}$. Hier kann der Autarkiegrad um 45 %, der Eigennutzungsgrad um 64 % gesteigert und der Primärenergiebedarf um 15 % gesenkt werden. Der verbleibende Batterienutzungsgrad bewegt sich innerhalb des Kapazitätsbereiches zwischen 0,5 und 0,67, erreicht jedoch nicht sein Maximum von 0,85, welches bei einer Speicherkombination von $42 \text{ kWh}_{\text{th}}$ und $4 \text{ kWh}_{\text{el}}$ erreicht wird. Die kürzeste Amortisationsdauer von 4 Jahren bei einem kleinen thermischen und elektrischen Speicher übersteigt bei dieser Speicherkombination jedoch die Batterienutzungsdauer. Sie beträgt bei einem verbleibenden Batterienutzungsgrad von ca. 0,6 etwas mehr als 2 Jahre.

Für den Fall des Dampfmotors zeigt sich in Abbildung B.16, dass sich die elektrische Speicherkapazität kaum auf das Ergebnis der Kennzahlen auswirkt. Einzig die Amortisationszeit und der Batterienutzungsgrad werden klar von der elektrischen Speicherkapazität beeinflusst. Der Autarkiegrad kann bei der Kombination aus Dampfmotor und Lithium-Ionen-Speicher nur um 8 % im Vergleich zu letzterem gesteigert werden. Der Eigennutzungsgrad weist eine maximale Steigerung von 27 % auf, die Primärenergieeinsparung beträgt hier nur knappe 3 %. Dabei können diese Kennwerte schon mit einer elektrischen Speicherkapazität von $1 \text{ kWh}_{\text{el}}$ erreicht werden, wenn der thermische Speicher eine Kapazität von $11 \text{ kWh}_{\text{th}}$ bis $15 \text{ kWh}_{\text{th}}$ aufweist. Der maximal verbleibende Batterienutzungsgrad beträgt 0,75. Hierfür wird aber eine Speicherkapazität von über $18 \text{ kWh}_{\text{el}}$ benötigt. Die Amortisationszeit des Lithium-Ionen-Speichers beträgt bei dieser Simulation mit dem Dampfmotor 11 bis 326 Jahre, weshalb aus finanzieller Sicht eine Kombination des Dampfmotors mit diesem Batteriespeicher nicht sinnvoll ist. Die schlechten Kennzahlenwerte des Dampfmotors in Kombination mit dem Batteriespeicher resultieren daraus, dass der Dampfmotor im Vergleich zu seiner elektrischen Leistung eine hohe thermische Leistung aufweist. Damit ist die Betriebsdauer dieses KWK-Systems, welche durch den Ladezustand des thermischen Speichers bestimmt wird, im Vergleich zu den andern Anlagen gering und durch die darüber hinaus geringe elektrische Leistung die Menge an überschüssiger elektrischer Energie, die gespeichert werden kann, ebenfalls gering. Weiterhin verfügen Dampfmotoren über eine sehr flexible Leistungsregelung, wodurch die überschüssige elektrische Energiemenge noch weiter vermindert wird. Aus diesem Grund ist die Kombination des Dampfmotors mit dem Batteriespeicher im Vergleich zu den hier untersuchten anderen KWK-Antriebseinheiten eher weniger geeignet.

In Anhang finden sich zusätzlich die Ergebnisse für die verschiedenen KWK-Antriebseinheiten in Kombination mit einem Bleibatteriespeicher. Das Verhalten kann, bezogen auf den Autarkiegrad, den Eigennutzungsgrad und die Primärenergieeinsparung, größtenteils mit dem Verhalten des Lithium-Ionen-Batteriespeichers verglichen werden. Der verbleibende Batterienutzungsgrad ist jedoch aufgrund der geringeren Anzahl an möglichen Ladezyklen der Bleibatterie deutlich niedriger und erstreckt sich bei allen untersuchten Antriebsvarianten in den negativen Bereich. Dies bedeutet, dass die Batterie über ihre Gebrauchsdauer hinaus verwendet wurde. Bei den Modellen der Brennstoffzelle, den Stirlingmotoren, der Mikrogasturbine und dem Dampfmotor ist die Kapazitätsabnahme durch den Verschleiß der Batterie so hoch, dass sich dies auch beim Verhalten der anderen Kennzahlen bemerkbar macht. Somit stimmt das Verhalten der Lithium-Ionen-Batterie nicht mehr mit dem der Bleibatterie überein. Aufgrund des hohen Verschleißes respektive des niedrigen verbleibenden Batterienutzungsgrades der meisten KWK-Antriebseinheiten erweisen sich nur die Modelle der Verbrennungsmotoren für eine Kombination mit dem Bleibatteriespeicher als geeignet. Diese stimmen mit dem bereits beschriebenen Verhalten der Lithium-Ionen-Batterie überein. Durch den geringeren Speicherwirkungsgrad der Bleibatterie fällt jedoch die Steigerung des Autarkiegrades etwas geringer aus, wohingegen die Steigerung des Eigennutzungsgrades höhere Werte annimmt. Darüber hinaus ist die Amortisationszeit durch den geringeren Anschaffungspreis der Bleibatterie gegenüber der Lithium-Ionen-Batterie geringer. Da jedoch auch der verbleibende Batterienutzungsgrad geringer ist und somit ihre Gebrauchsdauer, kann in keinem der untersuchten Fälle eine Amortisation der Bleibatterie innerhalb ihrer Nutzungsdauer erreicht werden.

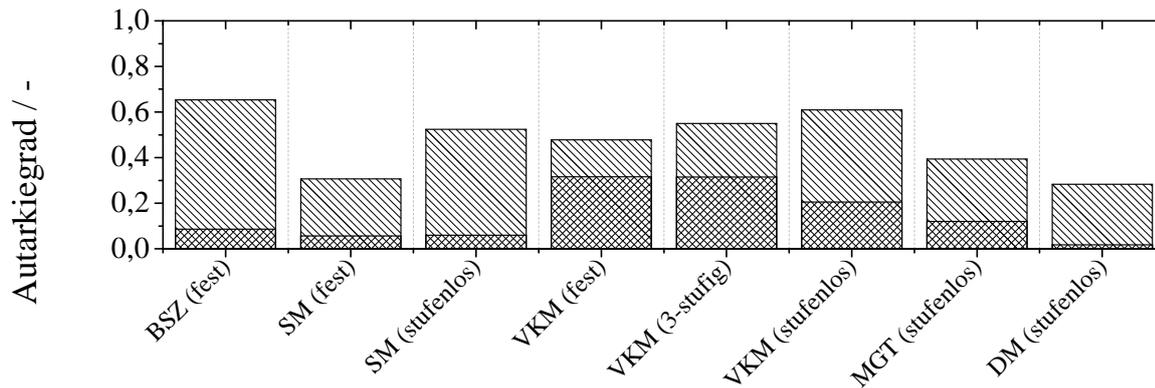


Abbildung 4.7: Vergleich verschiedener KWK-Antriebskonzepte mit einem Druckwasserstoffspeicher hinsichtlich des Autarkiegrades

4.2 KWK-Anlage und Druckwasserstoffspeicher

Neben den Batteriespeichersystemen soll in dieser Arbeit auch der Einsatz von Druckwasserstoff zur elektrischen Energiespeicherung in einem KWK-System untersucht werden. So werden im Folgenden verschiedene Kombinationen aus KWK-Antriebsvarianten und Druckwasserstoffspeichern vorgestellt. Weiterhin wird der Einfluss der Speichergröße des Druckwasserstoffspeichers im KWK-Anlagenverbund mit Hilfe der verschiedenen Kennzahlen analysiert.

4.2.1 Druckwasserstoffspeicher im Verbund mit verschiedenen KWK-Antriebsvarianten

Wie beim Batteriespeicher soll auch der Druckwasserstoffspeicher in Kombination mit den verschiedenen Antriebsvarianten getestet werden. Dabei wird als Basisfall wieder mit einer thermischen Speicherkapazität von 40 kWh und einer elektrischen Ladevolumenkapazität von 10 kWh gerechnet. Der Druckwasserstoffspeicher soll ein Speichervolumen von 1 m³ aufweisen. Beim Elektrolyseur wird mit einem Ausgangsdruck von 15 bar und einem Wirkungsgrad von 60 % gerechnet. Die Brennstoffzelle soll einen Wirkungsgrad von 50 % aufweisen. Der Kompressor verfügt über 2 Kompressionsstufen, und es wird mit einer polytropen Kompression mit einem polytropen Exponenten n von 1,4 gerechnet. Die Daten der getesteten Antriebsmodelle können der Tabelle A.1 entnommen werden.

Als Vergleich zwischen den Antriebsvarianten ist der erreichte Autarkiegrad und dessen Erhöhung durch den Druckwasserstoffspeicher in Abbildung 4.7 dargestellt. Der höchste Autarkiegrad von 65 % kann mit der Kombination einer Brennstoffzelle und dem Druckwasserstoffspeicher erreicht werden; die Steigerung durch den Druckwasserstoffspeicher liegt hier jedoch lediglich bei 8,6 %. Eine wesentlich größere Steigerung lässt sich, wie schon bei den Batteriesystemen in Kapitel 4.1.1 beobachtet, mit den Verbrennungskolbenmotoren erzielen. Zwar beträgt hier der Autarkiegrad im Mittel nur 55 %, jedoch kann mit dem Druckwasserstoffspeicher eine Steigerung von bis zu 31 % erreicht werden. Den geringsten Autarkiegrad von 28 % weist wiederum der Dampfmotor auf, doch hier ist die Steigerung durch den Druckwasserstoffspeicher mit knapp 2 % vernachlässigbar. Dies legt den Schluss nahe, dass der Druckwasserstoffspeicher aufgrund seines schlechten Speicherwirkungsgrades gegenüber einem Batteriespeicher besonders viel überschüssige elektrische Energie benötigt, um den Autarkiegrad eines Systems effektiv steigern zu können.

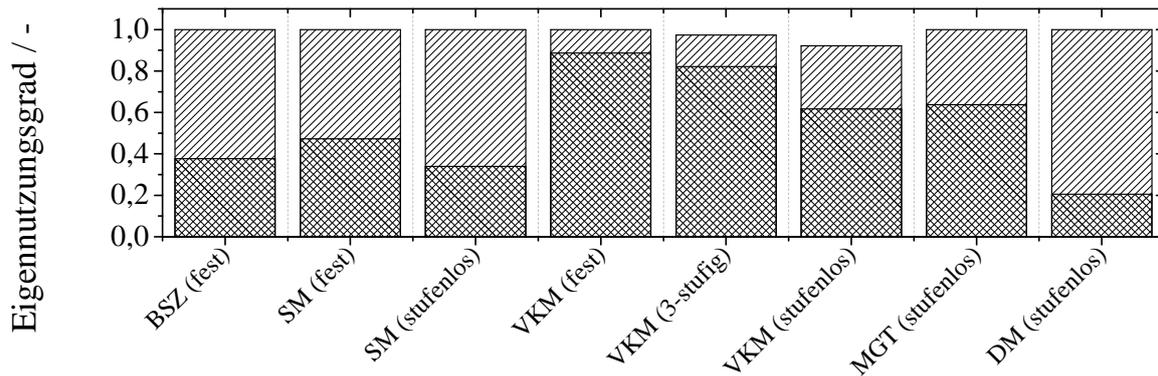


Abbildung 4.8: Vergleich verschiedener KWK-Antriebskonzepte mit einem Druckwasserstoffspeicher hinsichtlich des Eigennutzungsgrades

Die Ergebnisse des Eigennutzungsgrades in Abbildung 4.8 zeigen, dass durch den Einsatz des Druckwasserstoffspeichers eine massive Steigerung des Eigennutzungsgrades hervorgerufen wird. So wird bei fast allen Kombinationen der maximale Eigennutzungsgrad von 1 erreicht und somit der gesamte Strom der KWK-Anlage innerhalb des Systems genutzt. Die größte Steigerung von 89 % erfährt das leistungsfeste VKM-Modell; hier kann, wie auch in Kapitel 4.1.1, der geringste durch direkte Nutzung der elektrischen Energie hervorgerufene Eigennutzungsgrad verzeichnet werden. Weiterhin kann der positive Effekt eines geringen Ladewirkungsgrades auf den Eigennutzungsgrad bestätigt werden. Im Vergleich zum Batteriespeicher, der in dieser Untersuchung einen höheren Wirkungsgrad aufweist, ist die Steigerung des Eigennutzungsgrades durch den Druckwasserstoffspeicher um durchschnittlich 14 % höher. Der hohe elektrische Leistungsüberschuss im Fall des leistungsfesten VKM-Modells begünstigt den Anstieg des Eigennutzungsgrades durch den Druckwasserstoffspeicher, was sich in der Tatsache widerspiegelt, dass Anlagen mit geringer elektrischer Leistung, wie zum Beispiel der Brennstoffzelle, oder mit einer leistungsmodulierenden Betriebsweise eine geringere Steigerung durch den Druckwasserstoffspeicher erfahren. Es sei an dieser Stelle jedoch wieder erwähnt, dass bei einem schlechten Ladewirkungsgrad zwar viel elektrische Energie für den Ladevorgang benötigt wird, dem Verbraucher beim Entladevorgang aber nicht mehr zur Verfügung steht. Aus diesem Grund ist ein hoher Eigennutzungsgrad mit Vorsicht zu betrachten. Beim Druckwasserstoffspeicher sind die Speicherverluste im Gegensatz zum Batteriespeicher jedoch nicht gänzlich für den Energieabnehmer verloren, da hier die Abwärme des Ladeprozesses genutzt wird, um die KWK-Anlage beim Laden des thermischen Speichers zu unterstützen. Dies wirkt sich positiv auf den Primärenergiebedarf aus, welcher in Abbildung 4.9 dargestellt ist.

Der kleinste Primärenergieverbrauch von 32,3 MWh wird bei der Kombination mit einer Brennstoffzelle erreicht. Bei einem genauen Vergleich wird jedoch deutlich, dass der Primärenergieverbrauch des Systems Lithium-Ionen-Batterie (Abbildung 4.3b, Primärenergiebedarf 30,15 MWh) im Vergleich zur KWK-Anlage mit Druckwasserstoffspeicher etwas geringer ist. So stellt sich die Frage, ob die getroffene Annahme, dass die Nutzung der beim Speichervorgang anfallenden Abwärme den Primärenergiebedarf senken kann, zutreffend ist. Bei genauerer Analyse des Primärenergiebedarfs stellt sich heraus, dass die Abwärme des Druckwasserstoffspeichers tatsächlich die KWK-Anlage entlastet und somit weniger Primärenergie für ihren Betrieb benötigt wird. Durch den geringeren Speicherwirkungsgrad des Druckwasserstoffspeichers steigt jedoch der Bedarf an elektrischer Energie aus dem Versorgungsnetz, wodurch die Primärenergieeinsparung durch Abwärmenutzung relativiert wird. Dadurch liegt dieser Primärenergiebedarf etwas über dem Primärenergiebedarf, der durch Kombination mit einem Batteriespeicher erreicht werden kann. Das höchste Primärenergieeinsparpotential mit 16 % besteht wieder beim leistungsfesten VKM-Modell.

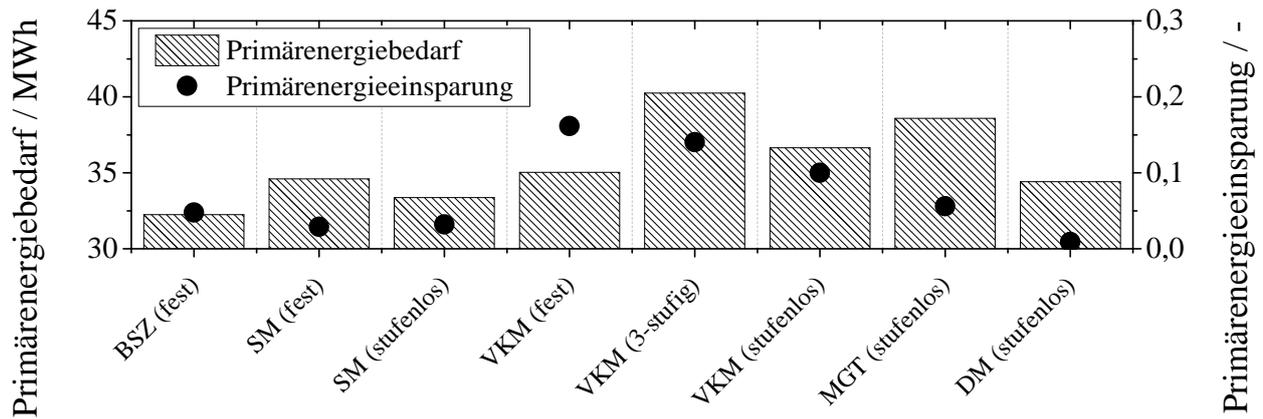


Abbildung 4.9: Vergleich verschiedener KWK-Antriebskonzepte mit einem Druckwasserstoffspeicher hinsichtlich des Primärenergiebedarfs

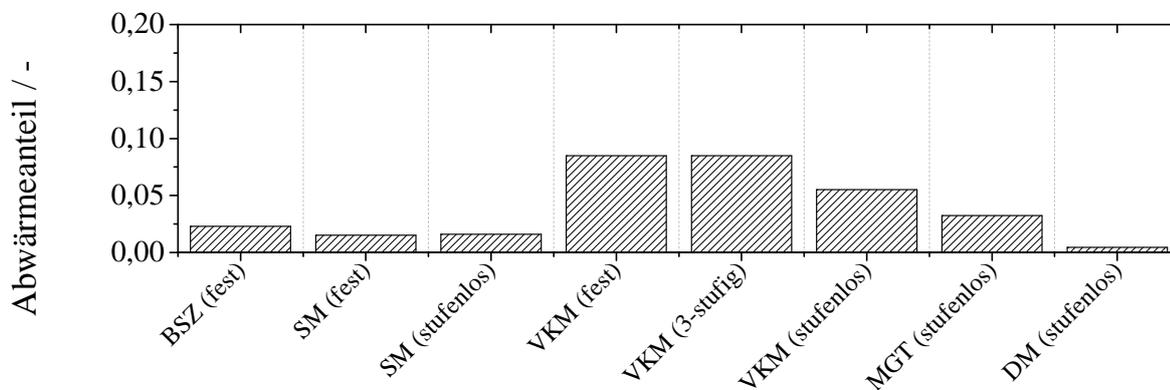


Abbildung 4.10: Vergleiche verschiedener KWK-Antriebskonzepte mit einem Druckwasserstoffspeicher hinsichtlich des Abwärmeanteils

Zum Abschluss des Vergleichs verschiedener Kombinationen aus KWK-Antriebseinheiten und einem Druckwasserstoffspeicher soll der Anteil der Abwärme des Speicherprozesses am Jahresbedarf an thermischer Energie untersucht werden. Wie bereits bei der Untersuchung des Primärenergiebedarfs beschrieben, wird die Abwärme beim Speicherprozess genutzt, um den thermischen Energiespeicher zu beladen. Ein großer Abwärmeanteil zeigt daher an, wie intensiv der Speicher innerhalb des simulierten Zeitraums genutzt wurde und wieviel thermische Energie durch die Abwärmenutzung eingespart werden konnte, da sie nicht direkt von der KWK-Anlage zur Verfügung gestellt werden musste. Somit stellt der Abwärmeanteil im Grunde genommen die beschriebene Primärenergieeinsparung dar, spart jedoch den Primärenergieanteil, der durch die elektrische Energie aus dem Versorgungsnetz verursacht wird, in der Berechnung aus. Wie schon die Untersuchung des Eigennutzungsgrades gezeigt hat, wird der Druckwasserstoffspeicher am intensivsten beim leistungsfesten VKM-Modell beladen, weshalb auch der Abwärmeanteil bei dieser KWK-Antriebseinheit mit 8,5% am größten ist. Der annähernd gleiche Abwärmeanteil kann mit dem dreistufigen VKM-Modell erreicht werden. Der geringste Abwärmeanteil von einem halben Prozent wird mit dem Dampfmotor erreicht. Dies ergibt sich daraus, dass eine KWK-Anlage mit einer hohen überschüssigen Leistung und einer nicht leistungsmodulierenden Betriebsweise den größten Abwärmeanteil erreicht. Durch den Druckwasserstoffspeicher ändert sich in diesem Fall auch die Stromkennzahl des Gesamtsystems aus elektrischem Speicher und KWK-Anlage, da ein Teil der elektrischen Energie der KWK-Anlage über den elektrischen Speicher in thermische Energie umgewandelt wird. Der Speicher wird auch zur bedarfsgerechten Anpassung der Systemleistung genutzt, indem er mehr oder weniger intensiv geladen wird und somit die thermische Gesamtleistung erhöhen oder senken kann. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass wieder die Kombination eines elektrischen Speichers

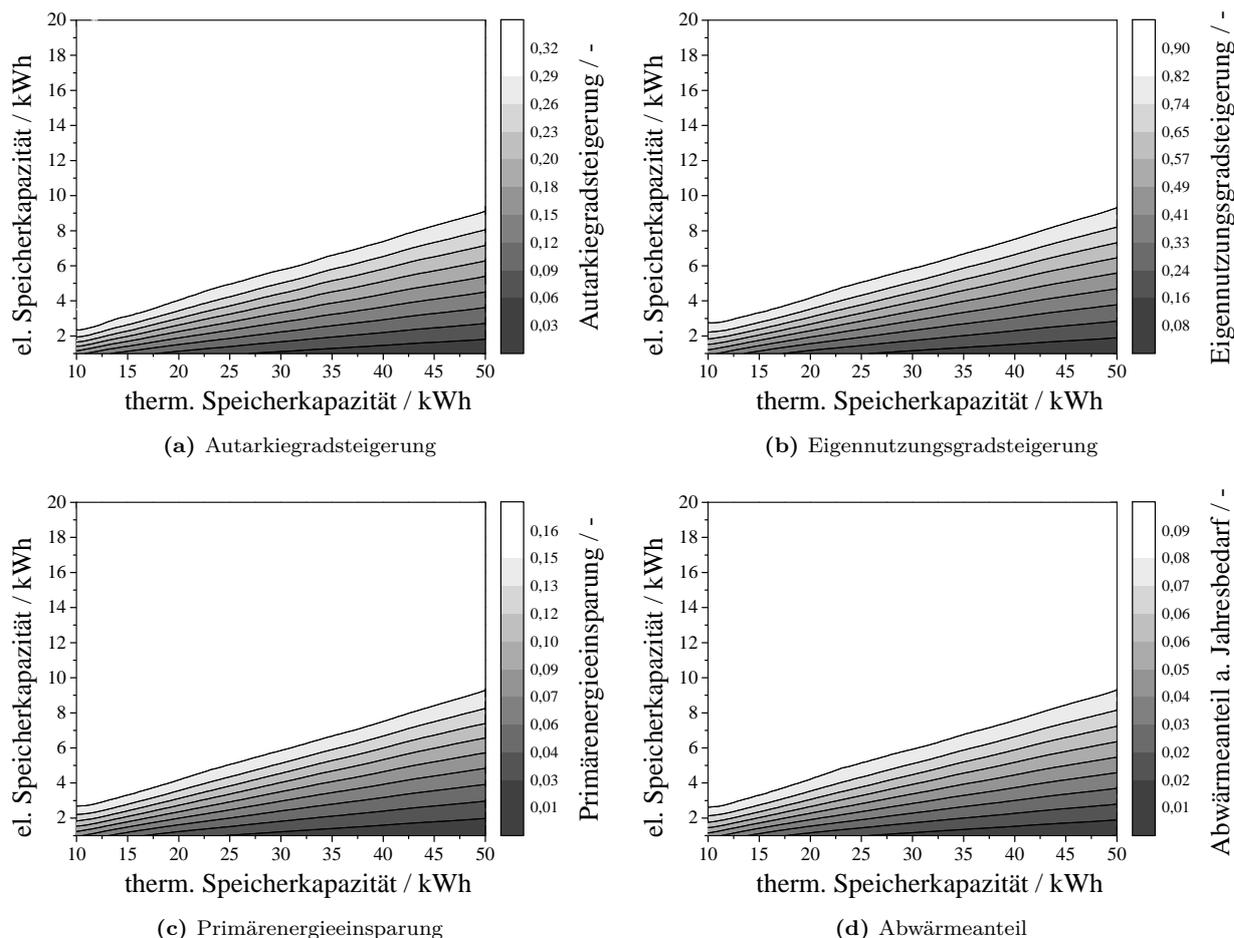


Abbildung 4.11: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität einer KWK-Anlage mit einem Druckwasserstoffspeicher

mit einem Verbrennungskolbenmotor am geeignetsten erscheint. Weiterhin beweist die Untersuchung des Eigennutzungsgrades wieder, dass ein Streben nach einem besonders hohen Eigennutzungsgrad mit großer Vorsicht betrachtet werden sollte, wenn das elektrische Speichersystem einen niedrigen Speicherwirkungsgrad aufweist. Zwar wurde in dieser Untersuchung gezeigt, dass durch die Abwärmenutzung ein erheblicher Teil an Primärenergie, welche zur Versorgung der KWK-Anlage aufgewendet werden muss, eingespart werden kann, der gesamte Primärenergiebedarf jedoch nicht gesenkt werden kann, da durch den schlechteren Speicherwirkungsgrad im Gegenzug mehr elektrische Energie aus dem Netz bezogen werden musste.

4.2.2 Einfluss der Speicherkapazität in KWK-Anlagen mit einem Druckwasserstoffspeichersystem

Der Einfluss der Speicherkapazität des Druckwasserstoffspeichersystems und ihr Zusammenspiel mit der thermischen Speicherkapazität soll in diesem Kapitel untersucht werden. Nachdem auch bei diesem Speichersystem der Vergleich der verschiedenen KWK-Antriebseinheiten in Kapitel 4.2.1 ergab, dass die größten Verbesserungen in Kombination mit einem leistungsfesten VKM-Modell erreicht werden können, ist in Abbildung 4.11 beispielhaft die Untersuchung der verschiedenen Kenngrößen anhand dieses Motormodells durchgeführt worden. Die Diagramme für die anderen Antriebsvarianten sind in Kapitel B.1.3 des Anhangs zu finden. Die erreichten Werte der Kennzahlen bei den einzelnen simulierten Kombinationen aus den beiden Speicherkapazitäten werden wiederum mit Hilfe eines Höhenliniendiagramms dargestellt. Auch hier ist in

Abbildung 4.11 deutlich zu erkennen, dass bei allen Kennzahlen ein Bereich existiert, innerhalb dessen der Wert der Kennzahl konstant bleibt und eine Änderung der Speicherkapazität keine Auswirkung auf die Kennzahl hat. Dieser Bereich, durch die weiße Fläche gekennzeichnet, spiegelt den maximalen Kennzahlwert wider. Bei allen untersuchten Kennzahlen kann beobachtet werden, dass der Wert der Kennzahl schnell ansteigt, wenn bei einem kleinen thermischen Speicher ($10 \text{ kWh}_{\text{th}}$) die elektrische Speicherkapazität zunimmt. Bei der größten untersuchten thermischen Speicherkapazität fällt der beobachtete Anstieg des Kennzahlwertes bei einer Zunahme der elektrischen Speicherkapazität geringer aus. Somit wird für den maximalen Kennwert bei einer kleinen thermischen Speicherkapazität ein kleiner elektrischer Speicher und bei einer großen thermischen Speicherkapazität ein entsprechend größerer elektrischer Speicher benötigt. Dieses Verhalten kann auch bei den anderen Verbrennungsmotormodellen (Abbildung B.21 und B.22) gefunden werden. Die größten Verbesserungen der Kennwerte durch die Nutzung des Druckwasserstoffspeichers kann bei den Verbrennungsmotoren, wie auch schon in Kapitel 4.2.1 beobachtet, mit dem leistungsfesten Motormodell erzielt werden. Die Höhenliniendiagramme des leistungsfesten Modells und des in Stufen geregelten Modells sind annähernd identisch und unterscheiden sich nur im dargestellten Wertebereich. Das stufenlos geregelte Modell (Abbildung B.22) verhält sich ebenfalls sehr ähnlich, jedoch scheint hier eine thermische Speicherkapazität bei $12 \text{ kWh}_{\text{th}}$ und bei $33 \text{ kWh}_{\text{th}}$ etwas günstiger, da für eine Steigerung des Kennzahlenwertes eine geringere elektrische Speicherkapazität benötigt wird als bei vergleichbar großen thermischen Speicherkapazitäten.

Die Ergebnisse für das leistungsfeste Motormodell in Abbildung 4.11 zeigt deutlich, wie sehr die Kennwerte durch die beiden Speicherkapazitäten beeinflusst werden können; so variiert die Autarkiegradsteigerung durch den Druckwasserstoffspeicher je nach Speicherkapazität zwischen 3 % und 32 %. Noch stärker wirken sich die Kapazitäten beim Eigennutzungsgrad aus, der eine Steigerung von 8 % bis zu 90 % erfahren kann. Für den Primärenergiebedarf (Abbildung 4.11c) zeigt sich, dass je nach Kombination der Speichergrößen 1 % bis 16 % eingespart werden können. Der Abwärmeanteil in Abbildung 4.11d variiert zwischen 1 % bis 9 %.

Bezüglich der Wirkung verschiedener Speicherkombinationen bei der Brennstoffzelle (Abbildung B.17) ergibt sich, verglichen mit den Verbrennungsmotoren, ein anders Bild. So wirkt sich die Kapazität des Druckwasserstoffspeichers ab einer Speichergröße von ca. $3 \text{ kWh}_{\text{el}}$ nicht mehr auf den Wert der Kennzahlen aus. Entscheidend ist ab dieser Grenze nur noch die thermische Speicherkapazität. Weiterhin können durch den Einsatz des Druckwasserstoffspeichers in einem KWK-Modell mit Brennstoffzelle auch nicht so große Verbesserungen erzielt werden wie bei den Verbrennungsmotormodellen. So beträgt die Steigerung des Autarkiegrades im ungünstigsten Fall 6,5 % und im besten Fall 8,7 %. Der Eigennutzungsgrad kann bei der Kombination des Brennstoffzellenmodells und des Druckwasserstoffspeichers je nach Speicherkapazität um 31 % bis 38 % gesteigert werden. Interessant ist, dass schon mit der niedrigsten Speicherkapazität von $1 \text{ kWh}_{\text{el}}$ bereits eine Eigennutzungsgradsteigerung von 31 % erreicht werden kann. Zusammenfassend kann im Bezug auf die Brennstoffzelle gesagt werden, dass besonders ein großer thermischer Speicher $> 40 \text{ kWh}_{\text{th}}$ vorteilhaft für alle Kombinationen mit dem Druckwasserstoffspeicher ist. Weiterhin kann erkannt werden, dass im untersuchten Fall eine elektrische Speicherkapazität $> 3 \text{ kWh}_{\text{el}}$ keine Verbesserungen bewirkt. Dies ist wiederum darauf zurückzuführen, dass die Brennstoffzelle mit ihrer geringen elektrischen Leistung von 1 kW zu wenig überschüssige elektrische Leistung für die Speicherung bereitstellen kann.

Das Verhalten der beiden Stirlingmotoren in Kombination mit einem Druckwasserstoffspeichersystem ähnelt sich sehr und unterscheidet sich nur bezüglich der Wahl der geeignetsten thermischen Speicherkapazität, was auf die unterschiedlichen Leistungen und Leistungsregelungen (siehe: Abbildung B.18 und Abbildung B.19) zurückzuführen ist. Bei beiden Motoren ist die Verwendung eines Druckwasserstoffspeichers mit einer Speicherkapazität $< 3 \text{ kWh}_{\text{el}}$ nicht sinnvoll, da mit einer größeren Speicherkapazität keine Verbesserungen des Kennzahlwertes erreicht werden kann. Die größten Verbesserungen sind somit schon bei $> 3 \text{ kWh}_{\text{el}}$ zu erreichen und treten beim leistungsfesten Stirlingmotormodell in einem Bereich von $30 \text{ kWh}_{\text{th}}$ bis $47 \text{ kWh}_{\text{th}}$ und beim in Stufen geregelten Stirlingmotormodell einmal innerhalb des Bereiches von $20 \text{ kWh}_{\text{th}}$ bis $25 \text{ kWh}_{\text{th}}$ und zwischen $40 \text{ kWh}_{\text{th}}$ und $50 \text{ kWh}_{\text{th}}$ auf. Die erzielten Verbesserungen des Autarkiegrades sind mit ca. 6 % bei beiden Stirlingmotormodellen eher gering. Weiterhin kann beim leistungsgeregelten Stirlingmodell durch

die Anhebung der elektrischen Speichergröße über $1 \text{ kWh}_{\text{el}}$, der Autarkiegrad um nur einen Prozentpunkt erhöht werden. Die Erhöhung des Eigennutzungsgrades fällt im Vergleich zum Autarkiegrad höher aus und bewegt sich beim leistungsfesten Modell zwischen 31 % und 49 % und beim leistungsgeregelten zwischen 29 % und 36 %. Wiederum erzielt der Druckwasserstoffspeicher beim leistungsgeregelten Modell eine geringere Wirkung. Selbiges gilt auch für die Primärenergieeinsparung und für den Abwärmeanteil. Bei beiden Stirlingmotormodellen ist der Einfluss des Druckwasserstoffspeichers sehr gering und kann, unabhängig von der Wahl der Speicherkapazitäten, nicht über 4 % bei der Primärenergieeinsparung und nicht über 2 % beim Abwärmeanteil gehoben werden. Es kann somit nur beim Eigennutzungsgrad eine signifikante Verbesserung durch den Druckwasserstoffspeicher beobachtet werden.

Die Untersuchungen mit dem Mikrogasturbinenmodell in Abbildung B.23 zeigen, dass sich die optimale thermische Speichergröße für die Kombination mit einem Druckwasserstoffspeicher zwischen $10 \text{ kWh}_{\text{th}}$ und $15 \text{ kWh}_{\text{th}}$ bewegt. In diesem Bereich kann auch schon mit einer elektrischen Speicherkapazität von $2 \text{ kWh}_{\text{el}}$ der maximale Kennwert erreicht werden. Wiederum wird keine große elektrische Speicherkapazität $> 6 \text{ kWh}_{\text{el}}$ benötigt, da der maximale Kennwert bereits mit kleineren Speicherkapazitäten erreicht werden kann. Autarkiegrad und Eigennutzungsgrad lassen sich so beim Mikrogasturbinenmodell um bis zu 14 % bzw. 68 % steigern. Die Primärenergieeinsparung und der Abwärmeanteil fallen bei diesem Modell mit maximal 6,4 % bzw. 3,9 % eher gering aus.

Für das KWK-Modell mit einem Dampfmotor (Abbildung B.24) zeigt sich, dass sich die Speicherkapazität des Druckwasserstoffspeichers kaum auf das Verhalten der Kennzahlen auswirkt. So bewegen sich die hervorgerufenen Änderungen durch den zusätzlichen elektrischen Speicher bei der Autarkiegradsteigerung, bei der Primärenergieeinsparung und beim Abwärmeanteil unterhalb von 2 %. Einzig die Eigennutzungsgradsteigerung kann durch die Wahl der thermischen Speicherkapazität zwischen 18 % und 27 % variiert werden. Eine Begründung für den kaum sichtbaren Einfluss der elektrischen Speicherkapazität kann in der leistungsregulierten Betriebsweise des Dampfmotors gesehen werden. Da der Dampfmotor über einen weiten Bereich seine Leistung variieren kann und die Leistungsabgabe des Motors sich zu den Lastanforderungen in guter Übereinstimmung befindet, besteht ein geringer Überschuss an elektrischer Leistung, die schon mit einer elektrischen Speicherkapazität $< 1 \text{ kWh}_{\text{el}}$ abgefangen werden kann. Eine günstige thermische Speicherkapazität scheint im Bereich von $12 \text{ kWh}_{\text{th}}$ bis $15 \text{ kWh}_{\text{th}}$ zu liegen (Abbildung B.24). Hier kann bereits mit der kleinsten untersuchten elektrischen Speicherkapazität die maximale Änderung der Kennzahlen hervorgerufen werden.

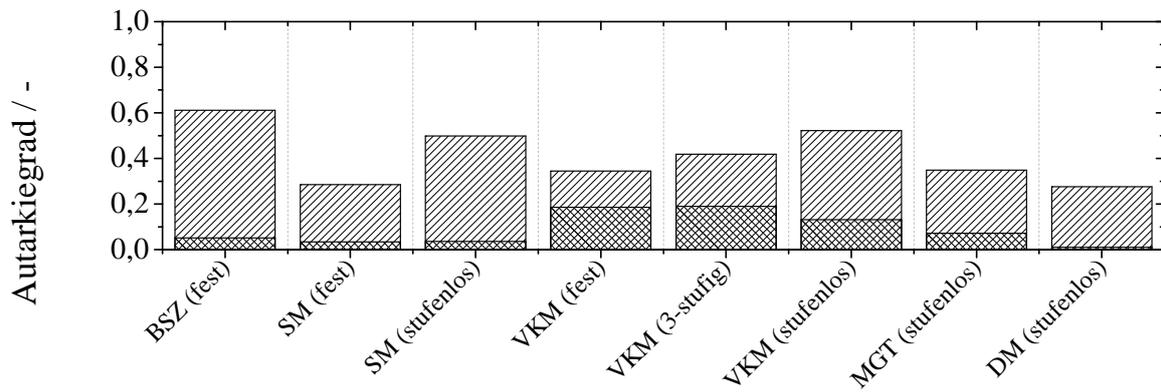
4.3 KWK-Anlage und LOHC-Speichersysteme

Als letzte Variante wird die Integration eines LOHC-Speichers vorgestellt. LOHC-Speichersysteme werden, wie bereits beschrieben, in zwei Typen unterteilt: Zum einen in solche Systeme, die einen Wasserstoffbrenner einsetzen, um damit die thermische Energie für den Dehydrierungsprozess bereitzustellen; zum anderen in solche Systeme, die einen Erdgasbrenner für die Bereitstellung der Dehydrierwärme nutzen. Dieses System hat den Vorteil, dass der gesamte gespeicherte Wasserstoff rückverstromt werden kann. Nachteilig ist der zusätzliche Aufwand an Primärenergie in Form von Erdgas, dessen Bereitstellung jedoch schon für den Betrieb der KWK-Anlage erforderlich ist.

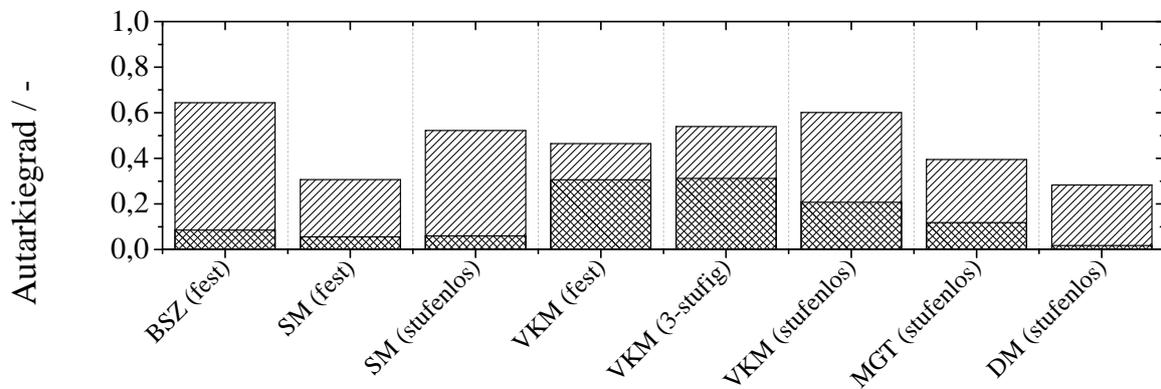
4.3.1 LOHC-Speichersysteme im Verbund mit verschiedenen KWK-Antriebsvarianten

Zuerst werden die Kombinationen der beiden LOHC-Systeme mit den KWK-Antriebseinheiten unter dem Gesichtspunkt des Autarkiegrades untersucht und verglichen (Abbildung 4.12). An dieser Stelle sei nochmals darauf hingewiesen, dass, wie beim Druckwasserstoffspeicher, die Abwärme des Speichervorgangs dazu genutzt werden soll, um die KWK-Antriebseinheiten bei der Deckung des thermischen Energiebedarfs zu unterstützen. Somit kann die Laufzeit der KWK-Anlage, die sie zur benötigt um die geforderte thermische Energie bereitzustellen, verringert werden. Beim LOHC-Speichersystem kann hierzu die Abwärme aus der Elektrolyse und zusätzlich die Abwärme aus der exothermen Hydrierreaktion genutzt werden. Somit tritt auch bei diesem System der Fall ein, dass der Motor durch die zusätzliche thermische Energie aus dem Speicherprozess weniger Energie zur Verfügung stellen muss, was ebenfalls die auch von ihm bereitgestellte elektrische Energie verringert. Durchschnittlich kann mit dem LOHC-System mit Erdgasbrenner ein um 5 % höherer Autarkiegrad erreicht werden als beim System mit Wasserstoffbrenner. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass beim System mit Erdgasbrenner der gesamte Wasserstoff für die Rückverstromung zur Verfügung steht und somit mehr elektrische Energie bereitgestellt werden kann. Aus diesem Grund ist auch der Einfluss des LOHC-Speichers auf den Autarkiegrad beim System mit Erdgasbrenner höher. Der höchste Autarkiegrad mit 61 % (Wasserstoffbrenner) bzw. 64 % (Erdgasbrenner) wird wieder mit der Brennstoffzelle erreicht, jedoch kann hier nur ein sehr geringer Einfluss bei beiden LOHC-Speichern verzeichnet werden. Wieder entfaltet der elektrische Speicher am besten seine Wirkung bei Anlagen, die eine hohe elektrische Leistung aufweisen. Somit erzielt abermals das leistungsfeste VKM-Modell durch den elektrischen Energiespeicher die höchste Steigerung auf. Der kleinste Autarkiegrad und die kleinste Steigerung tritt bei der Simulation des Dampfmotors und der beiden LOHC-Speicher auf. Hier ist die Steigerung mit knapp 2 % kaum zu erkennen, da hier das Gros der elektrischen Energie direkt genutzt werden kann und durch die kleine Stromkennzahl im Vergleich zur thermischen Energie wenig elektrische Energie bereitgestellt wird.

Bezüglich des Eigennutzungsgrades (Abbildung 4.13) zeigt sich, dass in fast allen Fällen ein Wert von 1 oder 100 % erreicht wird, was aufgrund des niedrigen elektrischen Speicherwirkungsgrades und der teils hohen direkten Nutzung der bereitgestellten elektrischen Energie zu erwarten war. Eine Ausnahme bildet hier das stufenlos leistungsmodulierende VKM-Modell mit einem Eigennutzungsgrad von 93 %. Der hohe Einfluss des Speichersystems auf den Eigennutzungsgrad wird besonders deutlich bei der Kombination mit den leistungsfesten und in Stufen geregelten VKM-Modellen, bei denen die Steigerung des Eigennutzungsgrades 88 %, bzw. 85 % beträgt. In diesen Fällen kann zu jeder Zeit die bereitgestellte elektrische Energie der KWK-Anlage vom LOHC-System aufgenommen werden, da aufgrund des Wirkungsgrades der Elektrolyse von 60 % annähernd 17 kWh an elektrischer Energie aufgewendet werden müssen, um den 10 kWh LOHC-Speicher vollständig zu laden. Weiterhin wird der LOHC-Speicher aufgrund des niedrigen Entladewirkungsgrades schnell entladen, weshalb in den meisten Fällen immer wieder genug Ladekapazität vorhanden ist, um den Speicher erneut zu beladen. Beide LOHC-Systeme steigern den Eigennutzungsgrad in gleichem Maße.

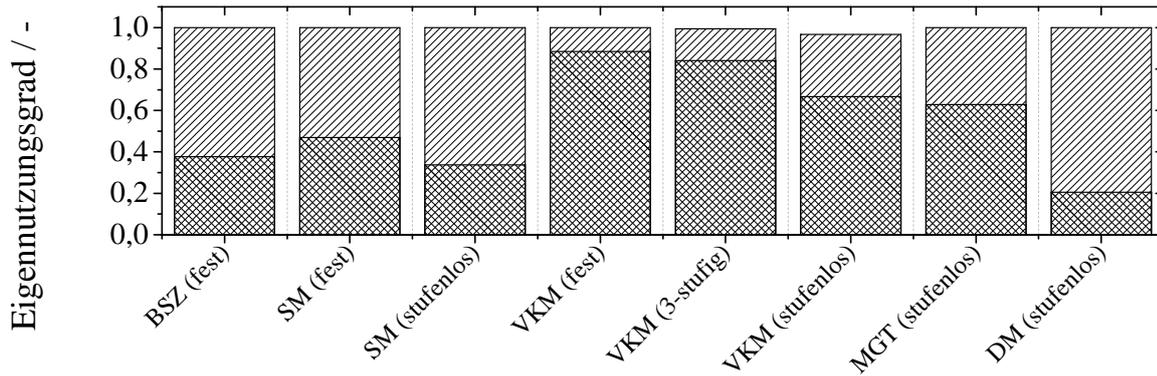


(a) Wasserstoffbrenner

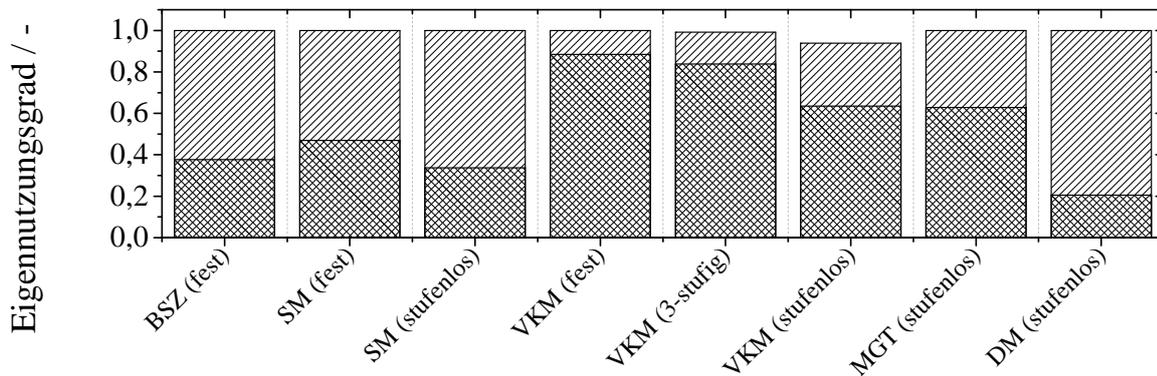


(b) Erdgasbrenner

Abbildung 4.12: Vergleich verschiedener KWK-Antriebskonzepte mit LOHC-Speichersystemen



(a) Wasserstoffbrenner



(b) Erdgasbrenner

Abbildung 4.13: Vergleich verschiedener KWK-Antriebskonzepte mit LOHC-Speichersystemen anhand des Eigennutzungsgrades

Als nächstes soll der Primärenergiebedarf der beiden LOHC-Systeme in Verbindung mit den verschiedenen KWK-Antriebseinheiten untersucht werden. Zu beachten ist, dass bei dem LOHC-System mit einem Erdgasbrenner als Dehydrierungswärmelieferanten der Primärenergiebedarf durch das zusätzlich benötigte Erdgas des Brenners erhöht wird. Beim Vergleich der beiden Systeme (Abbildung 4.14) zeigt sich jedoch kaum ein Unterschied zwischen den beiden LOHC-Systemen. So wird zwar der Bedarf an Erdgas beim LOHC-System mit Erdgasbrenner höher als beim LOHC-System mit Wasserstoffbrenner. Aufgrund der höheren Entladeeffizienz muss weniger elektrische Energie dem Versorgungsnetz entnommen werden, weshalb der Primärenergiebedarf des LOHC-Systems mit Erdgasbrenner etwas unterhalb des Primärenergiebedarfs des Systems mit Wasserstoffbrenner liegt. Aus diesem Grund ist auch die Primärenergieeinsparung des LOHC-Systems mit Erdgasbrenner im Durchschnitt um 2 Prozentpunkte höher. Den geringsten Primärenergiebedarf von 32,4 kWh weist wiederum das Brennstoffzellensystem auf, wenn auch die Primärenergieeinsparung bei dieser KWK-Antriebseinheit unter 5% bleibt. Die höchste Primärenergieeinsparung, hervorgerufen durch die Reduzierung der elektrischen Energiemenge, die aus dem Versorgungsnetz stammt, kann bei den VKM-Modellen beobachtet werden. Der hierbei festgestellte Primärenergiebedarf beträgt beim leistungsfesten Modell 35,5 kWh (Erdgasbrenner) bzw. 35,8 kWh (Wasserstoffbrenner), wobei die 17% bzw. 13% der Primärenergie durch die die beiden LOHC-Speicher eingespart werden können.

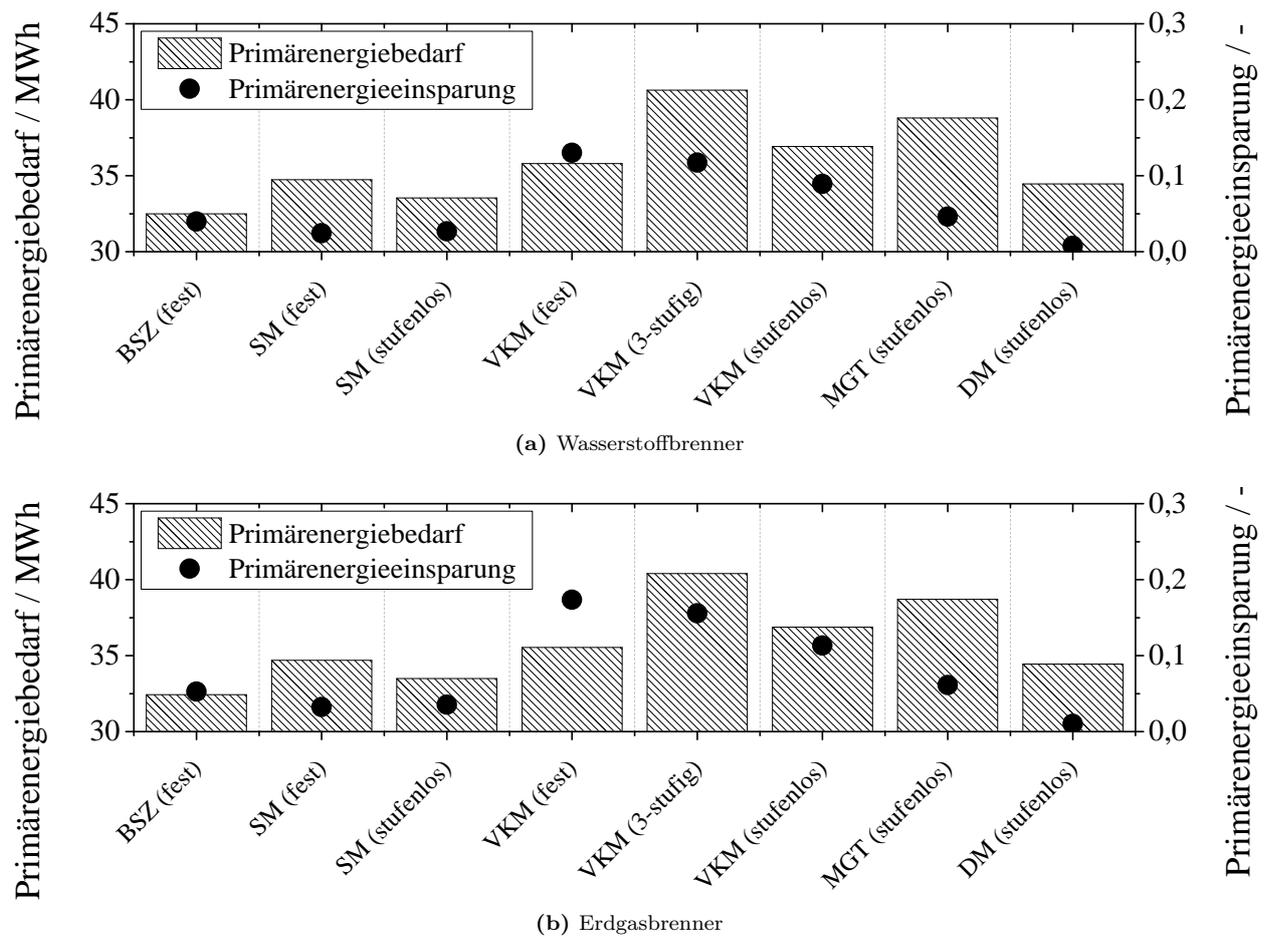
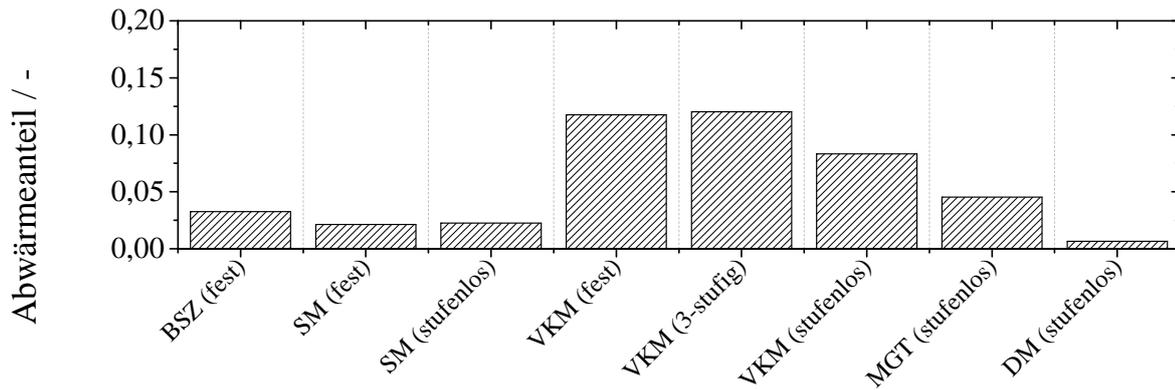
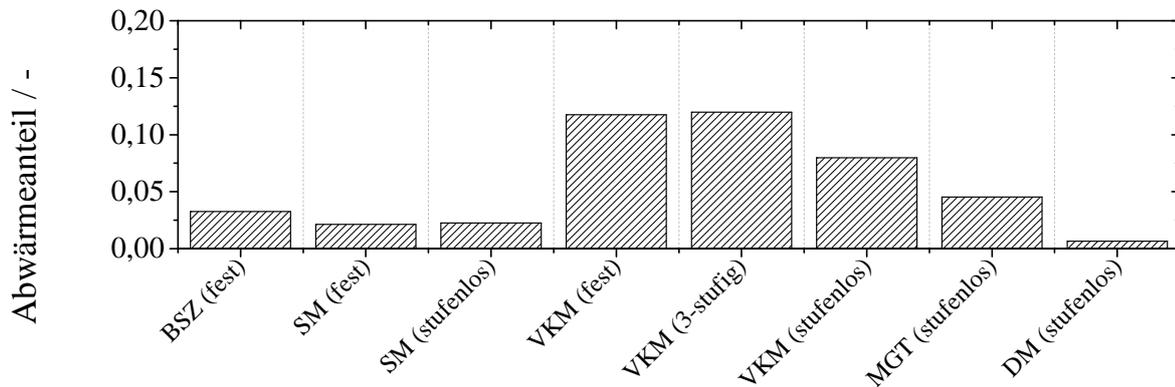


Abbildung 4.14: Vergleich verschiedener KWK-Antriebskonzepte mit LOHC-Speichersystemen anhand des Primärenergiebedarfs



(a) Wasserstoffbrenner



(b) Erdgasbrenner

Abbildung 4.15: Vergleich verschiedener KWK-Antriebskonzepte mit LOHC-Speichersystemen anhand des Abwärmeanteils

Als letzte Kennzahl in diesem Vergleich wird wieder der Abwärmeanteil des elektrischen Energiespeichers am thermischen Jahresenergiebedarf betrachtet. Die Ergebnisse dieses Vergleiches sind in Abbildung 4.15 zu sehen. Die größte Abwärmemenge liefern beide LOHC-Systeme wieder in Kombination mit einem VKM-Modell. Dabei kann diese Abwärme bis zu 12% des jährlichen thermischen Energiebedarfs ausmachen. Zwischen den beiden LOHC-Systemen ist im Hinblick auf den Abwärmeanteil kein Unterschied festzustellen. Den kleinsten Abwärmeanteil findet man bei der Kombination mit dem Dampfmotor, welcher unter einem Prozent liegt. In der Summe unterschieden sich beide LOHC-Betriebsweisen nur geringfügig, jedoch ist mit dem Erdgasbrenner ein höherer Autarkiegrad erreichbar. Aus diesem Grund kann auch der nachteilige zusätzliche Energiebedarf für den Erdgasbrenner hinsichtlich des Primärenergiebedarfs ausgeglichen werden. Somit kann sich das LOHC-System mit Erdgasbrenner im Verbund mit einer KWK-Anlage gegenüber dem LOHC-System mit Wasserstoffbrenner durchsetzen. Die Kopplung des LOHC-Speichersystems mit einer Brennstoffzelle, den Stirlingmotoren oder dem Dampfmotor bewirkt nur einen geringen Einfluss des Speichersystems auf das Gesamtergebnis, weshalb die Implementierung eines LOHC-Speichers in dieses KWK-System als nicht lohnenswert erscheint.

4.3.2 Einfluss der Speicherkapazität in KWK-Anlagen mit einem LOHC-Speichersystem

Wie schon in den vorhergehenden Kapiteln soll eine Untersuchung des Einflusses der Energiespeicherkapazität in KWK-Anlagen mit LOHC-Speicher vorgenommen werden. Für diese Analyse werden wieder die Ergebnisse für das leistungsfeste VKM-Modell primär dargestellt (siehe: Tabelle A.1), welches sich, wie gezeigt, am besten für die Kombination eignete. Da das LOHC-System mit Erdgasbrenner im Vergleich etwas besser abschnitt, als das System mit Wasserstoffbrenner, soll im Folgenden die Analyse der Auswirkung der Speicherkapazitäten auf den Systemverbund nur noch mit dem LOHC-System mit Erdgasbrenner erfolgen. Die Untersuchung des Einflusses wird wieder anhand der in Kapitel 2.4 beschriebenen Kennzahlen vorgenommen. Die dazugehörigen Ergebnisse sind in Abbildung 4.16 zusammengefasst. Die Untersuchungsergebnisse für die anderen KWK-Antriebstechnologien sind dem Kapitel B.1.4 des Anhangs zu entnehmen und werden am Ende dieses Kapitels kurz zusammengefasst.

Aus Abbildung 4.16 wird deutlich, dass alle untersuchten Kennzahlen wieder ein qualitativ ähnliches Verhalten aufweisen. Soll der Wert der jeweiligen Kennzahl beibehalten werden, muss bei einer Vergrößerung der thermischen Speicherkapazität auch gleichzeitig die elektrische Speicherkapazität vergrößert werden. Weiterhin weisen alle Kennzahlen einen Bereich auf, innerhalb dessen durch eine Vergrößerung der Speicherkapazitäten keine weitere Verbesserung der Kennzahl erzielt werden kann. Einziger Unterschied zwischen den Kennzahlen ist der Wertebereich des Kennwertes, welcher durch die Speicherkapazitäten verändert wird.

Der Autarkiegrad kann somit von dem LOHC-System mit einem Erdgasbrenner für die Dehydrierungswärme um maximal 31 % gesteigert werden. Mit der ungünstigsten Kombination aus einer thermischen Speicherkapazität von $> 35 \text{ kWh}_{\text{th}}$ und einer elektrischen Speicherkapazität von nur $1 \text{ kWh}_{\text{el}}$ kann der Autarkiegrad kaum verbessert werden, weshalb bei dieser Konstellation nur eine Steigerung von 3 % möglich ist. Bei großen thermischen Speichern muss deshalb eine entsprechend große elektrische Speicherkapazität zur Verfügung gestellt werden, damit während der Beladung des thermischen Speichers die gesamte überschüssige elektrische Energie gespeichert werden kann. Eine elektrische Speicherkapazität von mehr als $9 \text{ kWh}_{\text{el}}$ ist jedoch selbst beim größten untersuchten thermischen Speicher mit $50 \text{ kWh}_{\text{th}}$ nicht sinnvoll, da keine Verbesserung durch einen noch größeren elektrischen Speicher erzielt werden kann.

Wie bereits dargestellt, ist ein ähnliches Verhalten auch beim Eigennutzungsgrad zu erkennen. Anders als beim Autarkiegrad ist hier jedoch die Erhöhung durch den zusätzlichen elektrischen Speicher doppelt so groß. Die maximale Steigerung des Eigennutzungsgrades beträgt bei dieser Untersuchung 90 %. Die geringste Steigerung ist wiederum bei großen thermischen Speicherkapazitäten von $> 35 \text{ kWh}_{\text{th}}$ und einem kleinen elektrischen Speicher von ca. $1 \text{ kWh}_{\text{el}}$ zu erkennen, hier beträgt die Steigerung lediglich 9 %.

Der Primärenergiebedarf des KWK-Systems kann mit dem LOHC-System maximal um 17 % gesenkt werden. Hierzu bedarf es bei einer thermischen Speicherkapazität von $10 \text{ kWh}_{\text{th}}$, einer elektrischen Speicherkapazität von $3 \text{ kWh}_{\text{el}}$ und bei einer thermischen Speicherkapazität von $50 \text{ kWh}_{\text{th}}$, einer elektrischen Speicherkapazität von $8 \text{ kWh}_{\text{el}}$.

Da bei einem LOHC-Speicher auch die Abwärme genutzt werden kann, die bei der Speicherung von elektrischer Energie freigesetzt wird, soll auch der Anteil der Abwärme am Jahreswärmebedarf untersucht werden. Mit Hilfe der Abwärme aus dem Speichervorgang können 12 % des thermischen Jahresenergiebedarfs gedeckt werden (4.16d). Hierzu ist jedoch, je nach thermischer Speichergröße von $10 \text{ kWh}_{\text{th}}$ bis $50 \text{ kWh}_{\text{th}}$, eine elektrische Speicherkapazität von $3 \text{ kWh}_{\text{el}}$ bis $8 \text{ kWh}_{\text{el}}$ nötig.

Wie anfangs beschrieben, unterscheidet sich das Verhalten der hier untersuchten Kennzahlen kaum. Mit zunehmender thermischer Speicherkapazität muss auch der elektrische Energiespeicher vergrößert werden, um die maximale Performance zu erzielen. Obschon der maximale Wert der Kennzahlen bei kleiner thermischer Speicherkapazität von $10 \text{ kWh}_{\text{th}}$ und einer damit verbundenen elektrischen Speicherkapazität von $3 \text{ kWh}_{\text{el}}$ erreicht werden kann, sollte bei der Wahl einer passenden Speicherkombination eher auf einen größeren thermischen Speicher zurückgegriffen werden. Ferner sollte auf zu kurze Taktzeiten, also auf häufige Starts

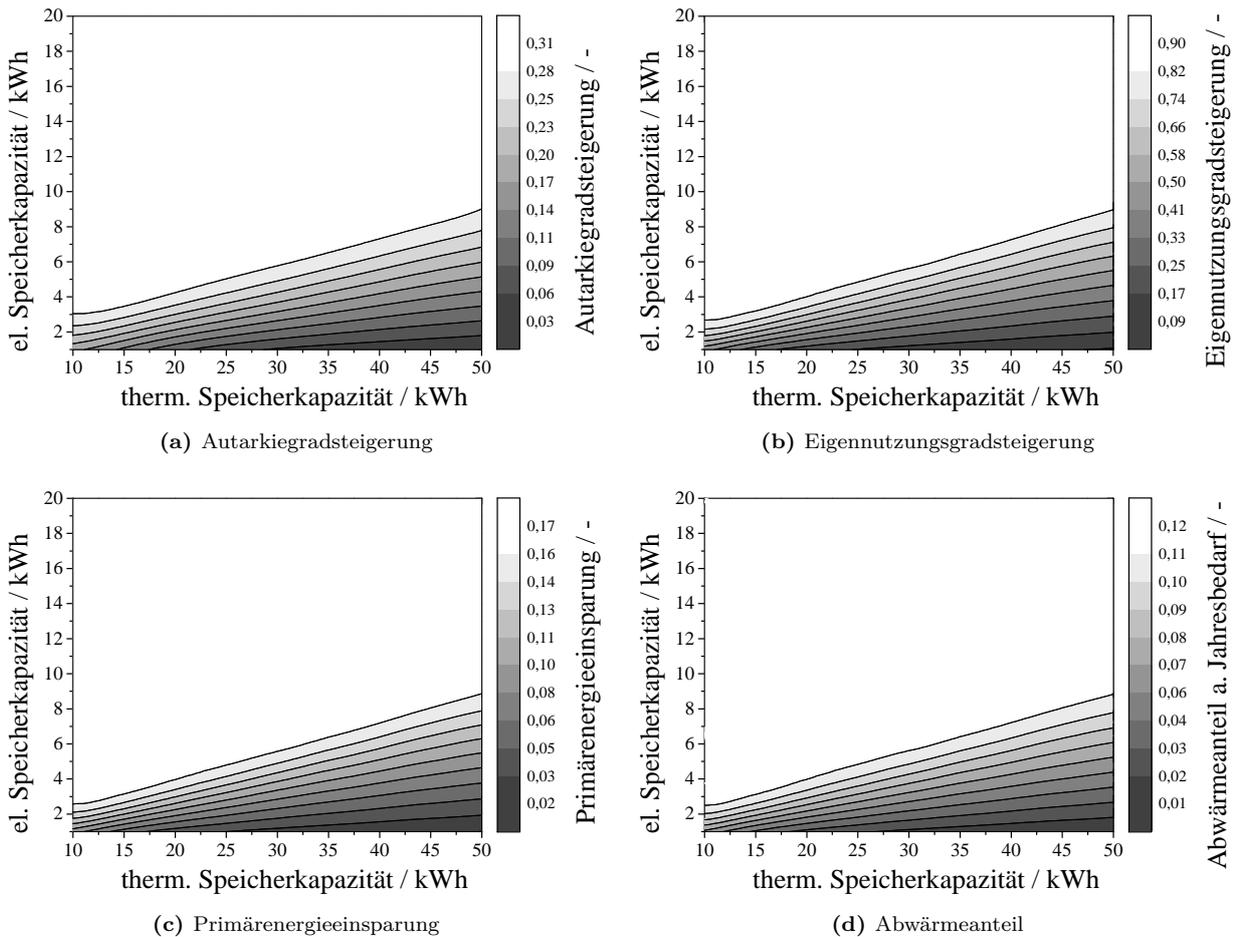


Abbildung 4.16: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität einer KWK-Anlage mit LOHC-System (Erdgasbrenner)

der KWK-Anlage, verzichtet werden, um die Betriebsdauer nicht zu verkürzen. Gleiches gilt für die anderen Verbrennungsmotormodelle. Ihr Verhalten bezüglich des Zusammenspiels von Speicherkapazität und Kennzahlwert ähnelt stark dem hier beschriebenen leistungsfesten Verbrennungsmotormodell aus Abbildung 4.16. Zwar wird beim in Stufen geregelten Modell eine etwas geringere Eigennutzungsgradsteigerung von 87 % erreicht, und beim stufenlos leistungsregulierten Modell beträgt die Steigerung nur noch 75 %, das grundsätzliche Verhalten des Kennwertes bezüglich der Speicherkapazität ändert sich jedoch kaum. Einzig die Tatsache, dass durchschnittlich eine etwas höhere elektrische Speicherkapazität benötigt wird, um den gleichen Kennzahlenwert wie beim leistungsfesten Modell zu erreichen, unterscheidet die leistungsgeregelten Modelle von diesem.

Wie bereits bei der Untersuchung des Druckwasserstoffspeichers beschrieben, verändert der elektrische Energiespeicher bei Verwendung einer Brennstoffzelle als KWK-Antriebseinheit nur bis zu einer bestimmten Speicherkapazität das Verhalten der Kennzahlen (siehe Abbildung B.25). Ab einer Speicherkapazität $> 3 \text{ kWh}_{\text{el}}$ bleibt der Kennzahlenwert bei einer Zunahme der Speicherkapazität konstant. Bei elektrischen Speicherkapazitäten $> 3 \text{ kWh}_{\text{el}}$ ist nur noch der Einfluss des thermischen Speichers zu erkennen, der den Kennzahlenwert positiv anhebt. So wird die höchste Steigerung des Autarkiegrades bei der Verwendung eines LOHC-Speichers mit einem Wert von 9 % bei einer thermischen Speicherkapazität von $> 35 \text{ kWh}_{\text{th}}$ erreicht. Ebenso verhält sich die Steigerung des Eigennutzungsgrades mit einem maximalen Wert von 38 %. Die Primärenergieeinsparung ist bei der Brennstoffzelle und dem LOHC-Speichermodell eher gering, da diese je nach Speichergrößenkombination zwischen 4,1 % und 5,4 % variiert. Auch der Abwärmeanteil am Jahresbedarf ist aufgrund der geringen überschüssigen elektrischen Leistung der Brennstoffzelle verhältnismäßig gering,

weswegen diese Kennzahl einen Wert von 3 % nicht übersteigt.

Das Verhalten der beiden Stirlingmotormodelle kann aufgrund der ähnlichen Ergebnisse der Kennzahlen wieder zusammengefasst werden (Abbildungen B.26 und B.27). Wie bei der Brennstoffzelle kann auch bei diesen Motormodellen erkannt werden, dass die elektrische Speicherkapazität nur bis zu einer bestimmten Größe einen Einfluss auf die Kennzahlenwerte nimmt. Bis maximal 3 kWh_{el.} existiert ein Einfluss des LOHC-Speichers bei beiden Stirlingmotormodellen, darüber bleibt der Wert konstant und verändert sich nur noch bei einer Variation der thermischen Speichergröße. Die ideale thermische Speicherkapazität für die Kombination mit einem LOHC-Speicher ist aber bei beiden Stirlingmotormodellen unterschiedlich. So befindet sich der Bereich mit dem Kennzahlmaximum beim leistungsfesten Modell um 45 kWh_{th.} herum. Dabei ist die Steigerung des Eigennutzungsgrades durch den LOHC-Speicher mit ca. 50 % etwas höher als bei dem in Stufen geregelten Modell mit 36 %. Die Steigerung des Autarkiegrades ist mit ca. 6 %, die Primärenergieeinsparung mit ca. 3,5 % und der Abwärmeanteil am thermischen Jahresenergiebedarf mit ca. 2 % bei beiden Modellen in etwa gleich. Die ideale thermische Speicherkapazität beim in Stufen geregelten Stirlingmodell liegt im Bereich oberhalb von 45 kWh_{th.}. Es existiert bei diesem Stirlingmodell noch ein zweiter Bereich zwischen 20 kWh_{th.} und 25 kWh_{th.}, innerhalb dessen ebenfalls maximale Kennwerte erreicht werden können.

Die Untersuchung der Mikrogasturbine (Abbildung B.31) zeigt, dass mit zunehmender thermischer Speicherkapazität auch ein größerer elektrischer Speicher benötigt wird, um den gleichen Kennzahlenwert zu erreichen. Dieses Verhalten kann, abhängig von der thermischen Speichergröße, bis zu einer elektrischen Speicherkapazität von maximal ca. 5 kWh_{el.} beobachtet werden. Oberhalb dieser Speicherkapazität hat eine weitere Steigerung der Kapazität des elektrischen Speichers keinen erkennbaren Effekt mehr. Ein günstiger Kapazitätsbereich für die Kombination mit einem LOHC-Speicher liegt zwischen 10 kWh_{th.} und 15 kWh_{th.}. Hier kann bereits mit einer kleinen elektrischen Speicherkapazität von 3 kWh_{el.} das maximale Verbesserungspotential erreicht werden. Bei der Mikrogasturbine bedeutet dies einen Anstieg des Autarkiegrades um 15 % und des Eigennutzungsgrades um 69 %. Die Primärenergieeinsparung beläuft sich auf ca. 7 % und der Abwärmeanteil auf 5,5 %. Ein erheblicher Teil der Primärenergieeinsparung wird also durch die Abwärmenutzung des LOHC-Speichers bewirkt.

Für den Dampfmotor (Abbildung B.32) zeigt sich, wie bei den anderen elektrischen Speichern auch, dass ein zusätzlicher elektrischer Speicher nur ein geringes Verbesserungspotential aufweist. Zwar kann der Eigennutzungsgrad, selbst bei der ungünstigsten Kombination der beiden Speichergrößen, um 18 % erhöht werden, alle anderen Kennzahlenwerte bewegen sich jedoch unterhalb von maximal 2 %. Weiterhin zeigt sich auch, dass bereits mit der kleinsten elektrischen Speicherkapazität von 1 kWh_{el.} der maximale Kennzahlenwert erreicht werden kann, da die größte Beeinflussung des Kennzahlenwertes durch die thermische Speicherkapazität erzielt wird. Deshalb ist bei dieser Antriebseinheit eine Kombination aus einer elektrischen Speicherkapazität von 1 kWh_{el.} und einer thermischen Speicherkapazität von 13 kWh_{el.} besonders günstig, um die beste Performance zu erreichen.

4.4 Unsicherheitsbetrachtung mittels Monte-Carlo-Simulation

In diesem Kapitel soll auf die Aussagekraft der Simulationsergebnisse eingegangen werden. Hierbei soll der Einfluss der Eingangsdaten bzw. der Randbedingungen auf die Simulation untersucht und die Unsicherheiten der Simulationsergebnisse quantifiziert werden.

Da in den vorhergehenden Untersuchungen gezeigt wurde, dass KWK-Systeme mit Verbrennungskolbenmotor die größte Verbesserung durch einen elektrischen Energiespeicher erfahren, soll die Aussagekraft der Simulationen anhand des Verbrennungskolbenmotormodells untersucht werden. Das in Stufen geregelte Modell stellt dabei einen Kompromiss zwischen den leistungsfesten und den stufenlos geregelten Modellen dar und wird deshalb in den weiterführenden Untersuchungen verwendet. Genaue Angaben über die Simulationsparameter des Kolbenmotors können der Tabelle A.1 entnommen werden. Das hier simulierte Einfamilienhaus weist im Mittel einen Heizbedarf von $170 \text{ kWm}^{-2}\text{a}^{-1}$ und eine Wohnfläche von 150 m^2 auf. Es wurde ebenfalls mit einer Personenzahl von drei gerechnet.

4.4.1 Untersuchung des Einflusses der Tagesmitteltemperatur

Für die Simulation ist das Lastprofil, das von den Wetterdaten abhängt, von essentieller Bedeutung. Wie in Kapitel 3.1 bereits beschrieben, wurden hierfür standardisierte Wetterdaten bzw. Wetterprofile verwendet. Reale Wetterlagen können jedoch von diesen Werten abweichen, weshalb geklärt werden soll, wie hoch die Beeinflussung des Wetters und die sich daraus ergebende Unsicherheit des Simulationsmodells ist. Wie beschrieben, wurde die Abfolge der einzelnen Typentage und deren hinterlegte Lastprofile dadurch bestimmt, dass anhand von Wetterdaten des Testreferenzjahres des Deutschen Wetterdienstes festgelegt wurde, welches Lastprofil jedem einzelnen Tag zuzuordnen ist. Als Kriterien wurden dabei die mittlere Tagestemperatur, der Bedeckungsgrad und die Art des Tages (Werktag oder Feiertag) verwendet. Das Testreferenzjahr entspricht repräsentativen klimatischen Bedingungen für eine bestimmte Region und basiert auf den Daten des Geschehens von 1985 bis 2012.

Es stellt sich nun die Frage, wie die Simulation darauf reagiert, wenn das Wettergeschehen nicht dem Wettergeschehen des Testreferenzjahres folgt. Deshalb soll zunächst im Speziellen untersucht werden, wie sich die Änderungen der Temperatur auf das Simulationsergebnis auswirkt.

Dazu wird vor der Erstellung des Jahreslastprofils die Temperatur jedes einzelnen Tages gesenkt beziehungsweise erhöht, um einen kälteren oder wärmeren Temperaturverlauf zu simulieren. Damit Senkung oder Erhöhung der Temperatur innerhalb realistischer Grenzen liegen, wurden durchschnittliche Monatstemperaturen im Zeitraum von 1995 bis 2015 analysiert. Dabei wurde die Standardabweichung berechnet, die sich aus den Schwankungen der Temperaturen innerhalb des Monats ergibt. Somit kann, wie in Abbildung 4.17 zu sehen, die mittlere Monatstemperatur und deren Schwankungsbreite angegeben werden. Die vorgegebene mittlere Temperatur jedes Tages des Testreferenzjahres kann nun innerhalb der Schwankungsbreite erhöht oder abgesenkt werden. Dazu werden mit Hilfe eines Zufallszahlengenerators randomisierte Werte generiert. Die Werte sind dabei um den Mittelwert 0 normalverteilt und weisen eine Standardabweichung gemäß der ermittelten Standardabweichung des jeweiligen Monats auf. Der generierte Wert wird anschließend jeden Tag innerhalb eines Monats hinzuaddiert, wodurch die Tagesmitteltemperatur steigen oder sinken kann. Aufgrund dieser Tagesmitteltemperaturen wird anschließend der jeweilige Typentag nach Tabelle 3.2 bestimmt, mit Hilfe dessen wiederum das dazu passende Lastprofil bestimmt werden kann. Somit entsteht durch die Verschiebung der Temperaturen ein geändertes Lastprofil, das einer wärmeren oder kälteren Periode innerhalb des Jahres entspricht. Die Auswirkungen des so geänderten Lastprofils werden im Folgenden untersucht. Dabei wurde für die Simulation eine wärmegeführte KWK-Anlage mit einem Verbrennungsmotor und ein Lithium Ionen-Batteriespeicher verwendet. Die Monte-Carlo-Simulation des KWK- und Batteriespeichermodells wurde dabei 1000 mal wiederholt, um möglichst alle relevanten Kombination der zufällig geänderten

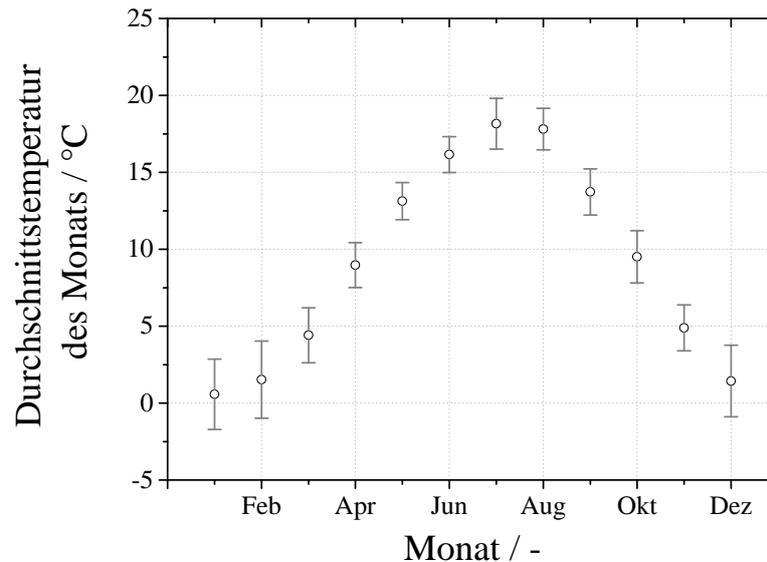
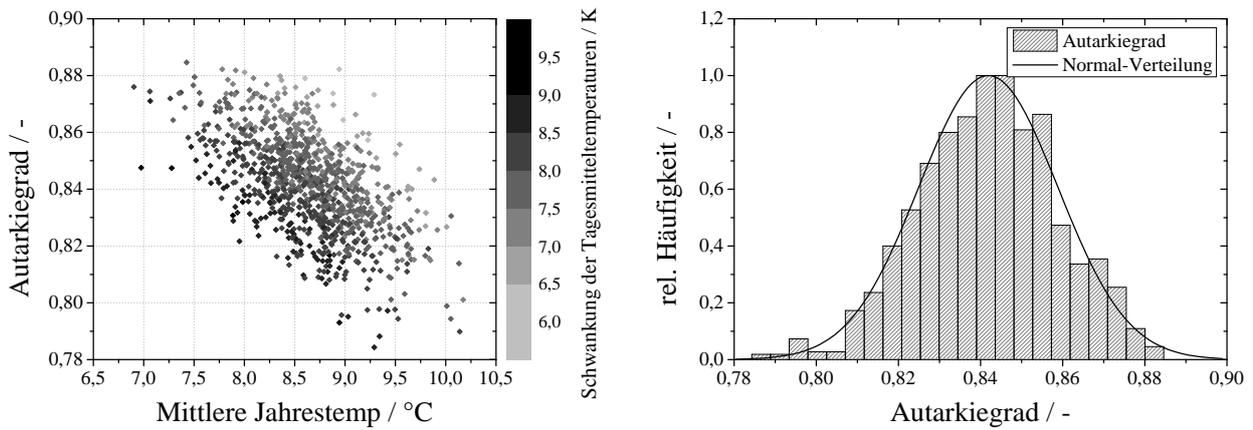


Abbildung 4.17: Durchschnittliche Monatstemperatur im Zeitraum von 1995 - 2015 und deren Standardabweichung

Monatsmitteltemperaturen oder der Abfolge an kälteren oder wärmeren Klimaperioden zu erfassen. In Abbildung 4.18 ist der Einfluss der Temperatur auf den Autarkiegrad dargestellt. Da jeder Monat mit einem anderen Temperaturwert versehen wurde, wird zur weiteren Analyse zusätzlich die Jahresmitteltemperatur berechnet, um die Veränderung der Temperaturen zu erfassen. So steigt die Jahresmitteltemperatur, wenn das Testreferenzjahr mit einem durchwegs positiven Temperaturwert versehen wurde, und sinkt, wenn mehr negative Temperaturwerte hinzuaddiert wurden. Neben der Jahresmitteltemperatur ist in Abbildung 4.18a die Schwankung der Temperaturen innerhalb des Jahres angegeben. Eine große Schwankung lässt darauf schließen, dass durch die zufällige Temperaturerhöhung bzw. Absenkung eine größere Temperaturdifferenz zwischen den Jahreszeiten entstanden ist.

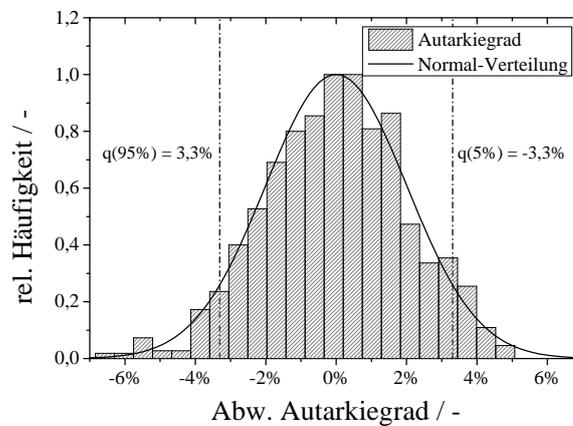
Der Autarkiegrad steigt tendenziell mit abnehmender mittleren Jahrestemperatur (4.18a). Der Zusammenhang ist jedoch nur schwach ausgeprägt. Dieses Verhalten liegt darin begründet, dass bei niedrigen Temperaturen die Laufzeit der KWK-Anlage steigt und somit mehr elektrische Energie bereitgestellt wird, die entweder direkt genutzt oder über den elektrischen Energiespeicher bereitgestellt werden kann. Weiterhin kann, speziell in den Sommermonaten, aufgrund des geringen thermischen Energiebedarfs auch wenig elektrische Energie von der KWK-Anlage bereitgestellt werden. Da der elektrische Energiebedarf gegenüber dem thermischen Energiebedarf im Sommer nicht so stark sinkt, kann ein autarker Betrieb der wärmegeführten Anlage in den Sommermonaten nicht gewährleistet werden. Bei geringen mittleren Jahrestemperaturen ist jedoch davon auszugehen, dass speziell in den Sommermonaten die Diskrepanz zwischen elektrischer und thermischer Energie weniger ausgeprägt ist. Dies liegt darin begründet, dass durch eine Senkung der Temperatur in der Sommerzeit statt des Lastprofils eines Sommertages mit höherer Wahrscheinlichkeit ein Lastprofil der Übergangszeit vorliegt. Durch den höheren thermischen Energiebedarf an Übergangstagen gegenüber dem Sommertag steigt bei einer wärmegeführten KWK-Anlage die Betriebszeit, weshalb die bereitgestellte Menge an elektrischer Energie zunimmt. Somit kann ein steigender Autarkiegrad bei niedrigeren mittleren Jahrestemperaturen erklärt werden.

Weiterhin weist der Autarkiegrad eine gewisse Abhängigkeit von der Schwankung der Tagestemperaturen innerhalb eines Jahres auf. Die Schwankung ist in Abbildung 4.18a farblich gekennzeichnet. Diese Schwankung gibt die Standardabweichung an, die über alle Tagestemperaturen eines Jahres gebildet wurde. Je größer die angegebene Schwankung, desto stärker unterscheiden sich die Temperaturen zwischen den Jahreszeiten. In Abbildung 4.18a kann deshalb beobachtet werden, dass tendenziell höhere Autarkiegrade bei einer geringen Temperaturschwankung innerhalb eines Jahres erreicht werden können, als es in Jahren mit einer hohen



(a) Autarkiegrad in Abhängigkeit der Temperatur

(b) Histogramm des Autarkiegrades



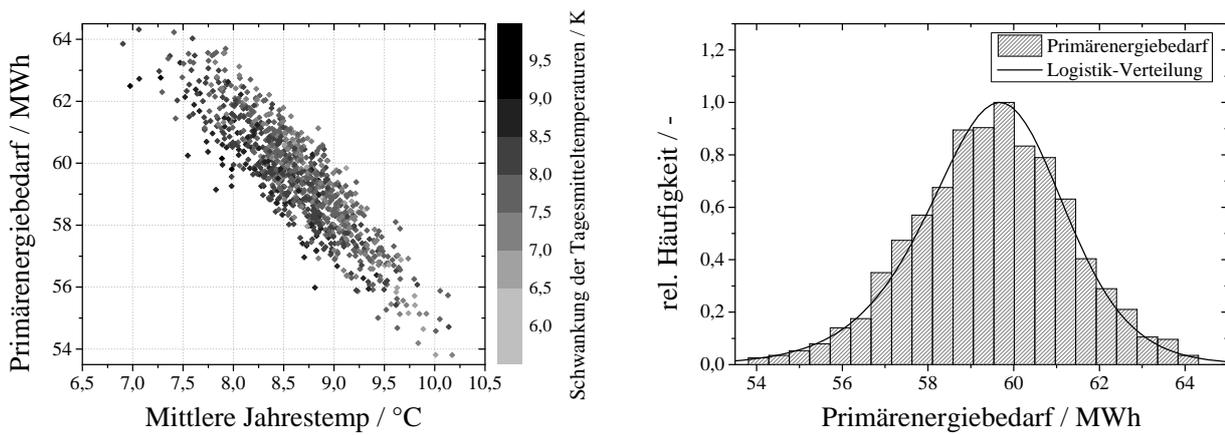
(c) Histogramm der Abweichung des Autarkiegrades

Abbildung 4.18: Einfluss der Temperatur auf den Autarkiegrad

Schwankung der Fall ist. So herrschen bei geringen Schwankungen gemäßigte Temperaturen vor, welche einen eher konstanten Bedarf an thermischer und elektrischer Energie während des gesamten Jahres hervorrufen und somit auch im Sommer bewirken, dass Stillstandszeiten der KWK-Anlage verkürzt werden. In Abbildung 4.18b ist die Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung des Autarkiegrades als Histogramm der Monte-Carlo-Simulation des Autarkiegrades dargestellt. Dabei wurde die Häufigkeit, mit der ein Simulationsergebnis innerhalb einer Klasse auftritt, auf den Wert 1 normiert, indem die Häufigkeit einer jeden Klasse durch die maximale Häufigkeit geteilt wurde.

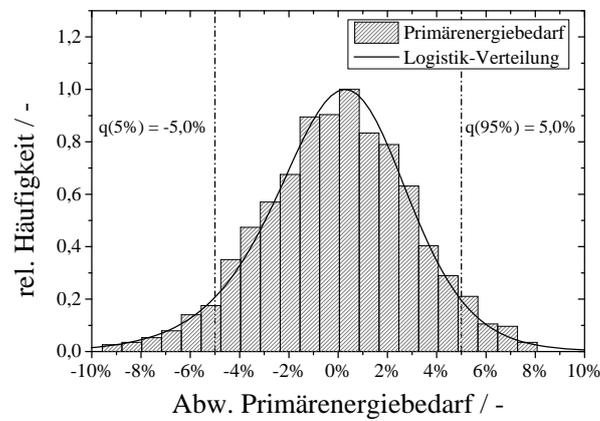
Zur Analyse der Unsicherheit des ermittelten Autarkiegrades wurden die Daten auf ihre Verteilung hin mit dem Kolmogorov-Smirnov-Test überprüft. Dabei stellte sich heraus, dass durch die Daten eine Normalverteilung mit einem Signifikanzniveau α von 20 % dargestellt werden kann. Mit Hilfe der an den Datensatz angepassten Normalverteilung kann ein mittlerer Autarkiegrad von 84,2 % berechnet werden. Das Histogramm zeigt weiterhin, dass durch die Verschiebung der Monatstemperaturen die simulierten Werte sich maßgeblich zwischen 83 % und 86 % bewegen. Die Bestimmung des Konfidenzintervalls des Autarkiegrades ist anhand der Abbildung 4.18c vorgenommen worden. Hierzu wurde, ausgehend vom mittleren Autarkiegrad bei 84,2 %, die prozentuale Abweichung berechnet und das $q(5\%)$ -Quantil und das $q(95\%)$ -Quantil in die Abbildung eingefügt. Die Abweichung des Autarkiegrades bei dem $q(5\%)$ -Quantil beträgt somit $-3,3\%$ und beim $q(95\%)$ -Quantil $+3,3\%$. Dies bedeutet, dass innerhalb eines 90 %-Konfidenzintervalls der Autarkiegrad um $\pm 3,3\%$ abweichen kann. Beim Vergleich der Unsicherheit des Autarkiegrades mit der Unsicherheit der mittleren Jahrestemperatur von $\pm 10\%$ zeigt sich, dass der Autarkiegrad durchaus durch die klimatologischen Bedingungen des Jahres beeinflusst, die Intensität des Einflusses jedoch als gering eingestuft werden kann. Weiterhin soll die aus der Streuung der Temperatur resultierende Unsicherheit bezüglich des Primärenergiebedarfs untersucht werden. In Abbildung 4.19a ist der Primärenergiebedarf über der mittleren Jahrestemperatur aufgetragen, die einzelnen Datenpunkte sind entsprechend der Schwankung der Tagesmitteltemperatur eingefärbt. Im Gegensatz zum Autarkiegrad kann kein klarer Zusammenhang zwischen dem Primärenergiebedarf und der Schwankungsbreite der Temperaturen innerhalb eines Jahres festgestellt werden. Die Korrelation zwischen der mittleren Jahrestemperatur und dem Primärenergiebedarf ist jedoch deutlich stärker. Hier zeigt sich, dass, annähernd linear zur mittleren Jahrestemperatur, der Primärenergiebedarf bei sinkenden Temperaturen zunimmt. Dieser Zusammenhang beruht darauf, dass in kalten Jahren die Anzahl der Tage, an denen ein erhöhter thermischer Energiebedarf besteht, zunimmt und die KWK-Anlage dementsprechend mit höheren Betriebsstunden reagiert. Daraus folgt ein höherer Primärenergiebedarf. Sowohl die Daten in Abbildung 4.19a als auch das Histogramm in Abbildung 4.19b zeigen, dass durch die Veränderungen der Temperatur der Primärenergiebedarf zwischen 54 MWh und 64 MWh variieren kann. Die Anpassung der Verteilungen an die Simulationsdaten und ein anschließender Kolmogorov-Smirnov-Test zeigen, dass auf einem Signifikanzniveau α von 20 % eine Logistik-Verteilung die Verlauf des Primärenergiebedarfs am besten beschreiben kann. Das ermittelte $q(50\%)$ -Quantil oder der mittlere Primärenergiebedarf beträgt 59,5 MWh pro Jahr. Das 90 %-Konfidenzintervall weist aufgrund unterschiedlich heißer und kalter Jahre eine Streuung im Primärenergiebedarf von $\pm 5,0\%$ auf. Im Gegensatz zum Autarkiegrad besteht hier eine deutlichere Beeinflussung des Primärenergiebedarfs durch klimatische Einflüsse, was auch schon aus der linearen Zunahme des Energiebedarfs bei sinkenden mittleren Jahrestemperaturen ersichtlich war. Dennoch ist bei einer Verringerung der mittleren Jahrestemperatur um 10 % bzw. (0,85 K) nur mit einer fünfprozentigen Erhöhung des Primärenergiebedarfs zu rechnen. So ist die Aussagekraft der Simulation bezüglich des Primärenergiebedarfs trotz einer Schwankung von $\pm 5,0\%$ immer noch sehr hoch anzusetzen, wenn bedacht wird, dass im Zeitraum von 1995 - 2015 die mittlere Jahrestemperatur im Mittel nur um 5 % bzw. ((0,43 K)) geschwankt hat.

Abschließend soll der Einfluss der Temperatur auf den Eigennutzungsgrad diskutiert werden. Die Ergebnisse dieser Untersuchung sind in Abbildung 4.20 zusammengefasst. Ein Zusammenhang zwischen der mittleren Jahrestemperatur und dem Eigennutzungsgrad (Abbildung 4.20a) ist weniger deutlich erkennbar als beim Primärenergiebedarf. Zwar steigt der Eigennutzungsgrad mit einer zunehmenden mittleren Jahrestemperatur



(a) Primärenergiebedarf in Abhängigkeit der Temperatur

(b) Histogramm des Primärenergiebedarfs



(c) Histogramm der Abweichung des Primärenergiebedarfs

Abbildung 4.19: Einfluss der Temperatur auf den Primärenergiebedarf

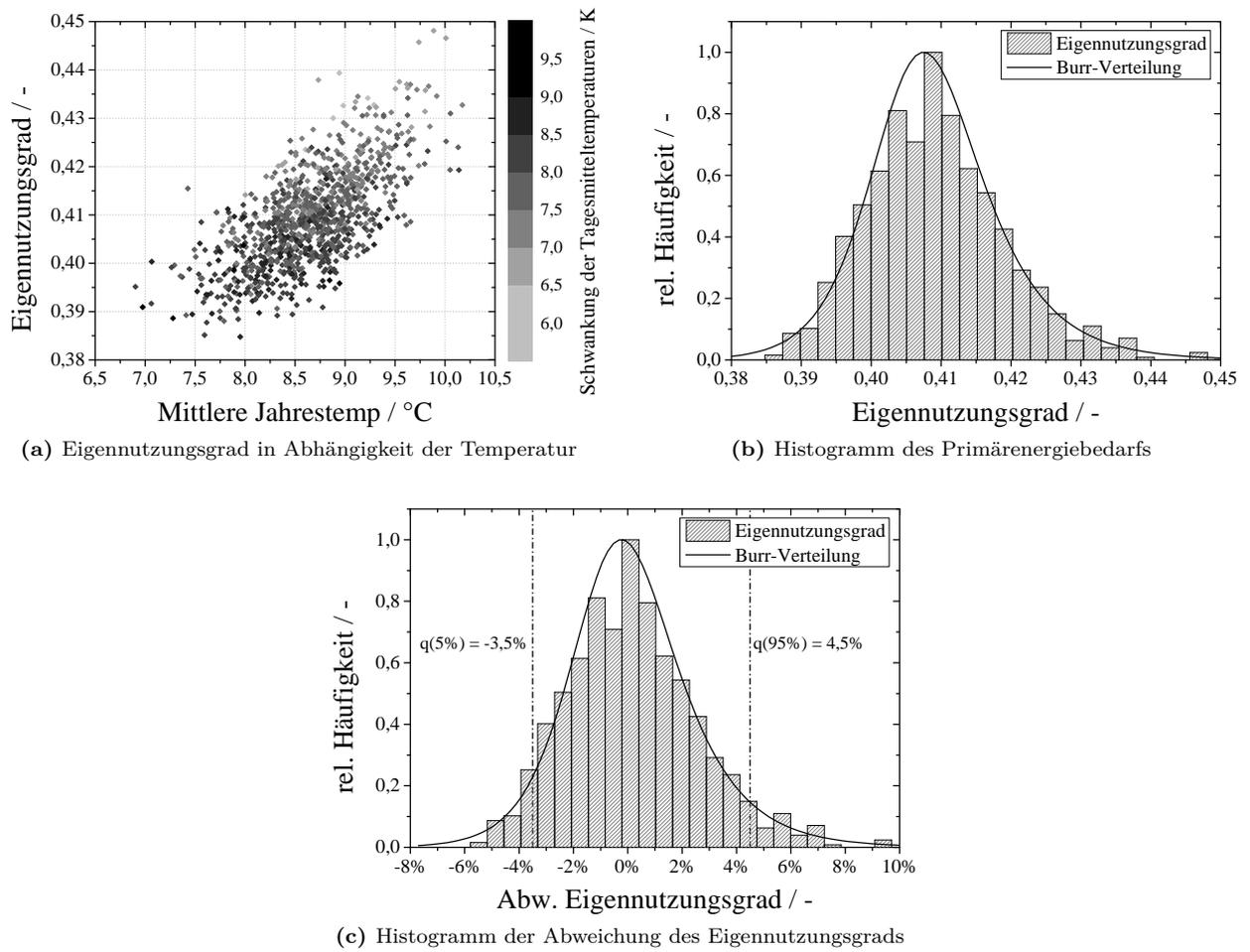


Abbildung 4.20: Einfluss der Temperatur auf den Eigennutzungsgrad

an, jedoch streuen die Datenpunkte des Eigennutzungsgrades sehr stark. Das Ansteigen des Eigennutzungsgrades liegt darin begründet, dass in einem warmen Jahr der thermische Energiebedarf abnimmt, während gleichzeitig der elektrische Energiebedarf auf einem annähernd gleichbleibenden Niveau verharrt oder weniger stark abnimmt. Dieses Verhalten kann dazu führen, dass während der Betriebszeit der KWK-Anlage weit weniger überschüssige elektrische Energie ins Netz gespeist werden muss. Ein klarer Zusammenhang zwischen der Temperaturschwankung und dem Eigennutzungsgrad ist nicht zu erkennen. Die Veränderung der Temperaturen innerhalb des Jahres lässt im vorliegenden Fall den Eigennutzungsgrad zwischen 39 % und 44 % variieren. Der Datensatz kann am besten durch asymmetrische Verteilung abgebildet werden. So kann zwar mit Hilfe der Normalverteilung der Datensatz bei einem Signifikanzniveau α von 10 % hinreichend genau beschrieben werden, ein höheres Signifikanzniveau führt jedoch zur Ablehnung der Normalverteilung. Eine Burr-Verteilung wird durch den Kolmogorov-Smirnov-Test bei $\alpha = 20\%$ nicht abgelehnt und deshalb zur Beschreibung der Daten verwendet. Der mittlere Eigennutzungsgrad befindet sich bei 40,8 % ($q(50\%)$ -Quantils der Burr-Verteilung). Die prozentuale Abweichung des Eigennutzungsgrades gestaltet sich durch das asymmetrische Verhalten der Verteilungsfunktion etwas komplexer als bei symmetrischen Verteilungsfunktionen. So zeigt Abbildung 4.20c, dass der Eigennutzungsgrad um 3,5 % ins Negative abweicht und um 4,5 % zur positiven Seite. Dies bedeutet, dass die Wahrscheinlichkeit einer positiven Abweichung etwas höher ist als eine negative Abweichung. Das in Abbildung 4.20c dargestellte Konfidenzintervall besagt, dass 90 % aller zu erwartenden Werte sich um einen mittleren Eigennutzungsgrad von 40,8 % mit $-3,5\%$ und $+4,5\%$ streuen. Wiederum zeigen die Grenzen des Konfidenzintervalls, dass trotz großer Veränderungen der Jahrestemperaturen der Einfluss auf den Eigennutzungsgrad relativ gering ist.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass durchaus ein Einfluss der Jahresmitteltemperatur auf Kennzahlen, wie den Autarkiegrad, den Eigennutzungsgrad und den Primärenergiebedarf besteht. Über einen längeren Zeitraum betrachtet ändern jedoch selbst extreme Temperaturen die Kernaussage des Simulationsergebnisses nicht. Innerhalb eines Konfidenzintervalles von 90 % konnte bei keiner ermittelten Kennzahl eine Abweichung von über 5 % festgestellt werden. Somit kann das in dieser Untersuchung modifizierte Jahreslastprofil, welches auf dem klimatischen Testreferenzjahr des Deutschen Wetterdienstes aufbaut, ohne Bedenken verwendet werden, da es das durchschnittliche klimatische Verhalten wiedergeben kann.

4.4.2 Untersuchung des Einflusses der Abfolge von Typentagen

Im vorhergehenden Kapitel wurde der Einfluss der Temperatur auf das Simulationsergebnis untersucht. Es stellt sich aber auch die Frage, in welchem Maß sich die Abfolge der Wetterphänomene auf die Ergebnisse auswirkt, selbst wenn sich die mittlere Jahrestemperatur nicht verändert. Die Abfolge der hier verwendeten Typentage, die eine spezifische Wettersituation darstellen, wurde aus dem Testreferenzjahr abgeleitet. So reihen sich nach dieser Abfolge die Lastprofile aneinander, welche den typischen Bedarf an thermischer und elektrischer Energie widerspiegeln. Das Verhalten eines Speichers, wie zum Beispiel die gespeicherte Energiemenge, kann jedoch genau von diesem Verhalten beeinflusst werden. Wird gedanklich eine Abfolge von Wintertagen betrachtet, so wird in dieser Zeit mehr thermische Energie benötigt und somit der Energiespeicher öfters be- und entladen, als bei einer Abfolge an Wintertagen, die durch einen Übertag unterbrochen werden. Um den Einfluss der Abfolgen von verschiedenen Wetterereignissen zu untersuchen, wird wiederum die Monte-Carlo-Methode verwendet. Da die Abfolge nicht durch einen einzelnen skalaren Parameter erfasst werden kann, soll, basierend auf der vom Testreferenzjahr vorgegebenen Reihenfolge, randomisierte Reihenfolgen von Wetterphänomenen entworfen werden, mit Hilfe derer wiederum neue Lastprofile generiert werden. Anschließend kann anhand der Simulation der KWK-Anlage und ihres elektrischen Speichers der Einfluss der Abfolge von Wetterereignissen bestimmt werden.

Bei der Erstellung einer randomisierten Abfolge von Wetterereignissen werden die Daten bezüglich der Tagesmitteltemperatur und des mittleren Bedeckungsgrades ausgewertet. Temperatur und Bedeckungsgrad

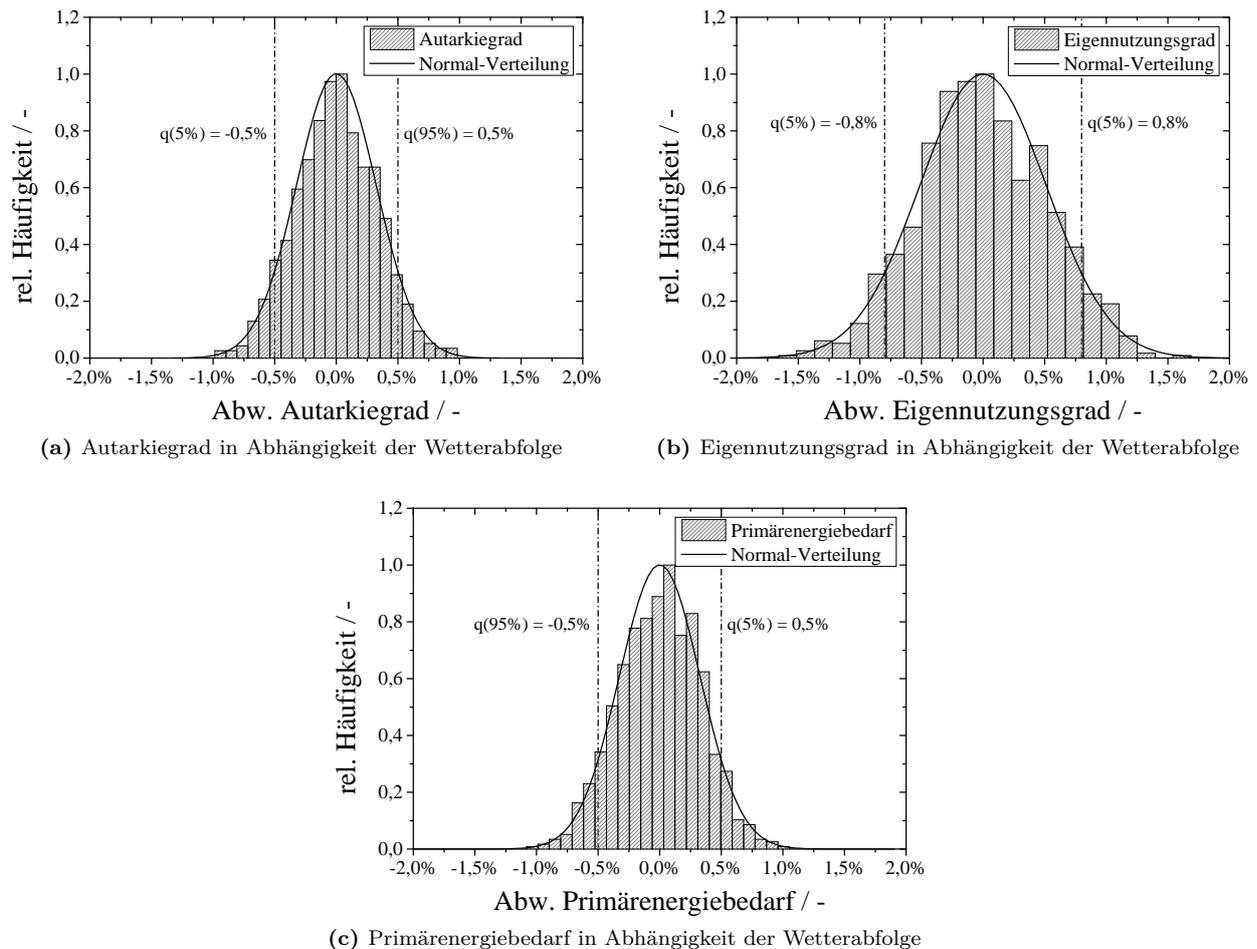


Abbildung 4.21: Einfluss der Temperatur auf den Primärenergiebedarf

werden randomisiert angeordnet, woraus sich neue Lastprofile ergeben. Die Anzahl von z.B. sonnigen oder bedeckten Tagen oder Sommer- oder Wintertagen wird dabei nicht verändert. In Abbildung 4.21 ist der Einfluss der Wetterabfolge auf den Autarkiegrad, den Eigennutzungsgrad und den Primärenergiebedarf zusammengefasst. Dabei ist die Abweichung vom $q(50\%)$ -Quantil oder dem Mittelwert angegeben, die durch eine geänderte Reihenfolge verursacht wird. Als Datengrundlage für diese Untersuchung dienen 1000 Iterationen.

In Abbildung 4.21a ist das Ergebnis bezüglich des Autarkiegrades aufgetragen. Der Autarkiegrad schwankt innerhalb eines Wertebereiches von $\pm 1\%$. Der Datensatz des Autarkiegrades ist normal verteilt. Die Funktion der Normalverteilung wurde bei einem Signifikanzniveau α von 20% auf ihre Anpassung hin überprüft. Das 90%-Konfidenzintervall dieser Normalverteilung weist Streuungen von $\pm 0,5\%$ auf. Die Tatsache, dass 90% der Werte des Autarkiegrades um weniger als 0,5% schwanken, legt den Schluss nahe, dass die Reihenfolge von Wetterphänomenen auf den Autarkiegrad nur einen vernachlässigbaren Einfluss hat.

Die Daten des Eigennutzungsgrades in Abbildung 4.21b weisen im Vergleich zum Autarkiegrad eine deutlich größere Schwankung auf. Jedoch zeigt das 90%-Konfidenzintervall des Eigennutzungsgrades eine Streuung von nur 0,8%, weshalb auch bei dieser Analyse der Einfluss der Wetterabfolge vernachlässigt werden kann. Als letztes soll der Primärenergiebedarf untersucht werden. Zwar ist davon auszugehen, dass aufgrund der unveränderten Anzahl an Tagen mit gleichem Wetter der Primärenergiebedarf nicht beeinflusst wird, durch das veränderte Verhalten der Speicher jedoch mehr elektrische Energie aus dem Versorgungsnetz bereitgestellt werden muss, was wiederum den Primärenergiebedarf beeinflussen kann. Die Daten des Primärenergiebedarfs zeigen jedoch, dass die Reihenfolge des Wetters keinen signifikanten Einfluss auf den Kennwert hat. Innerhalb

des Konfidenzintervalls, das 90 % aller Werte in sich vereint, beträgt die Abweichung von einem mittleren Primärenergiebedarf nur $\pm 0,5\%$. Es darf somit auch in diesem Fall davon ausgegangen werden, dass der Einfluss der Wetterabfolge bezüglich des Primärenergiebedarfs vernachlässigt werden kann.

Weitere Untersuchungen zur Abweichung der Anschaltvorgänge oder der Unsicherheit der verbleibenden Batterienutzungsdauer weisen ein ähnliches Bild auf und weichen vom jeweiligen Mittelwert um weniger als 1 % ab. Deshalb ist der Einfluss der Wetterabfolge bei der Simulation eines KWK-Systems und evtl. implementierter elektrischer Energiespeicher vernachlässigbar.

4.4.3 Unsicherheit im Zusammenhang mit den elektrischen Energiespeichern

In diesem Kapitel soll die Unsicherheit der Simulation durch unsichere Eingangsparameter untersucht werden. Im Gegensatz zu den Untersuchungen in den Kapiteln 4.4.1 und 4.4.2 kann im Folgenden zwar die Unsicherheit der Eingangsgrößen eindeutig durch einen skalaren Wert bestimmt werden, jedoch zielen die Untersuchungen in diesem Kapitel auf die Ermittlung der Gesamtunsicherheit ab. Wie bereits in Kapitel 2.5 gesehen, kann die Gesamtunsicherheit nicht einfach als Summe der einzelnen Unsicherheiten oder mit Hilfe der Gauß'schen Fehlerfortpflanzung ermittelt werden. Die Gauß'sche Fehlerfortpflanzung geht von einer normal verteilten Wahrscheinlichkeitsdichte aus, was im vorliegenden Fall nicht zwingend gegeben ist und auch nicht eindeutig bestimmt werden kann. Aus diesem Grund sollen mit Hilfe von Monte-Carlo-Simulationen unterschiedliche Kombinationen von Eingangsparametern mit den dazugehörigen Unsicherheiten simuliert werden. Die Variation der Eingangsparameter wird mittels zufällig erstellter Werte erreicht, die innerhalb fester Grenzen schwanken dürfen. Die Grenzen werden durch eine Literaturrecherche ermittelt und stellen den minimalen und den maximalen Wert dar, der in der Literatur gefunden wurde. Da anhand der Datengrundlage der untersuchten Eingangsparameter nicht bestimmt werden kann, ob die Werte des Eingangsparameters auf eine bestimmte Weise verteilt sind, wird in den nachfolgenden Simulationen angenommen, dass der jeweilige Eingangsparameter innerhalb der Grenzen gleich verteilt ist. Dies bedeutet, dass z.B. der Mittelwert nicht mit einer größeren Wahrscheinlichkeit versehen und somit bei der Kombination der Eingangsparameter bevorzugt gewählt wird. Im Folgenden wird die Unsicherheit der einzelnen Speichersysteme analysiert. Ausgegangen wird hier wiederum von einer wärmegeführten KWK-Anlage mit einem Verbrennungsmotor (Anhang: A.1) und dem Lastprofil, das auf den klimatischen Vorgaben des Testreferenzjahres des Deutschen Wetterdienstes basiert.

Simulationsunsicherheit Bleibatteriespeicher

In diesem Unterkapitel wird die Unsicherheit der Simulationsergebnisse ermittelt, die im speziellen durch die Unsicherheit der Eingangsparameter einer Bleibatterie verursacht werden. Um die Gesamtunsicherheit der Simulation zu bestimmen, werden neben dem Einfluss des elektrischen Speichersystems auch die Eingangsparameter des thermischen Energiespeichers mit einer Unsicherheit versehen. Aus diesem Grund sollte bei der Analyse der Gesamtunsicherheit der Simulation auch jene Unsicherheit berücksichtigt werden, die durch den thermischen Speicher hervorgerufen wird.

In Tabelle 4.1 sind der mittlere Wert und die minimalen und maximalen Werte angegeben, zwischen denen der jeweilige Eingangsparameter zufällig generiert wird. Somit wird jede Simulation mit einer anderen Kombination von Werten durchgeführt, wodurch die verwendeten Kennwerte unterschiedlich beeinflusst werden.

Tabelle 4.1: Eingangsparemeter und deren Unsicherheiten im Fall eines Bleibatteriespeichers

Eingangsparemeter	Einheit	Mittelwert	min.	max.
thermische Speicherkap.	<i>kWh</i>	40	36	44
elektrische Speicherkap.	<i>kWh</i>	10	9	11
Selbstentladung therm. Speicher	%	– ¹	–10	+10
Selbstentladung el. Speicher ²	%/d	$5,51 \cdot 10^{-5}$	$2,68 \cdot 10^{-5}$	$8,33 \cdot 10^{-5}$
Wirk. Beladung u. Entladung ³	%	79	70	92
max. Zyklen bei Entladetiefe 33% ⁴	–	1450	900	2000
max. Zyklen bei Entladetiefe 80% ⁴	–	700	400	1000
max. Zyklen bei Entladetiefe 100% ⁴	–	560	320	800
EOL-Speicherkapazität	%	80	72	88

¹ vergleiche Kapitel 3.3

² Quelle: [56, 57, 67, 160]

³ Quelle: [55, 57, 59, 106, 126]

⁴ Tabelle: 3.4

Die Gesamtunsicherheit, die durch unsichere Eingangsparemeter der Bleibatterie und des thermischen Energiespeichers verursacht wird, ist in Abbildung 4.22 zusammengefasst. In Abbildung 4.22a ist das Histogramm für den Autarkiegrad zu sehen. Der Autarkiegrad aller Simulationen schwankt durch die zufällig generierten Eingangsparemeter zwischen 81,3% und 86,1%. Der Modalwert liegt bei 84,5%. Die Wahrscheinlichkeitsdichte besitzt eine asymmetrische Verteilung, weshalb die Daten auf eine Weibull-Verteilung hin getestet wurden. Der Kolmogorov-Smirnov-Test bestätigt diese Annahme auf einem Signifikanzniveau von $\alpha = 20\%$. Das $q(50\%)$ -Quantil der Weibull-Verteilung weist einen Wert von 84,4% auf. Von diesem Wert ausgehend wird die Abweichung berechnet, die in Abbildung 4.22b dargestellt ist. Weiterhin ist das 90%-Konfidenzintervall eingezeichnet, das sich zwischen den $q(5\%)$ -Quantil und dem $q(95\%)$ -Quantil befindet. Durch die Unsicherheiten der Eingangsparemeter bewegen sich 90% der Autarkiegrade zwischen $-2,3\%$ und $1,3\%$. Angesichts der großen Schwankungen, mit denen die Eingangsparemeter versehen wurden, fällt die Schwankung des Autarkiegrades von ca. 2% relativ gering aus.

Im nächsten Abschnitt der Abbildung 4.22 soll die Unsicherheit des Simulationsergebnisses bezüglich des Eigennutzungsgrades untersucht werden. Dieser unterliegt einer deutlich größeren Schwankung, welche sich auch in der breiteren Verteilungsform der Werte zeigt. Der Eigennutzungsgrad schwankt zwischen 55,4% und 72,5%. Der in den Simulationen am häufigsten erreichte Wert liegt bei einem Eigennutzungsgrad von 63,3%. Bei genauerer Betrachtung der Werte fällt eine leichte Asymmetrie auf, weshalb der Kolmogorov-Smirnov-Test auf einem Signifikanzniveau von $\alpha = 20\%$ die Werte als logarithmisch normalverteilt erachtet. Das $q(50\%)$ -Quantil dieser angepassten logarithmischen Normalverteilung liegt bei 63,4%. Wiederum wird, ausgehend von diesem Wert, die Abweichung der Werte berechnet und mit Hilfe des Interquantilabstandes zwischen dem $q(5\%)$ -Quantil und dem $q(95\%)$ -Quantil das 90%-Konfidenzintervall bestimmt. Die Abweichungen des Eigennutzungsgrades belaufen sich auf $-10,6\%$ und $11,8\%$ vom $q(50\%)$ -Quantil aus betrachtet. Die Unsicherheitsanalyse des Primärenergiebedarfs ist in den Abbildungen 4.22e und 4.22f zu sehen. Abbildung 4.22e zeigt, dass die meisten Simulationen einen Primärenergiebedarf von 46,2 MWh aufweisen, während die Werte zwischen 45,8 MWh und 46,8 MWh variieren. Als geeignetste Verteilungsfunktion, mit der in diesem Fall die Daten beschrieben werden können, erscheint die logarithmische Logistik-Verteilung, die den Kolmogorov-Smirnov-Test zumindest auf einem Signifikanzniveau von $\alpha = 10\%$ besteht. Das $q(50\%)$ -Quantil der logarithmischen Logistik-Verteilung weist einen Wert von 46,2 MWh auf. Ausgehend von diesem Primärenergiebedarf wird wieder die Abweichung oder Unsicherheit berechnet. Aufgrund der Unsicherheiten

der Eingangsparameter ergeben sich somit Abweichungen im Simulationsergebnis von ca. $-0,9\%$ bis $-1,3\%$. Das 90 %-Konfidenzintervall in Abbildung 4.22f zeigt, dass mit einer Abweichung von $\pm 0,6\%$ gerechnet werden muss. Demnach wird der Primärenergiebedarf nur geringfügig von den Unsicherheiten der hier untersuchten Eingangsparameter beeinflusst. In diesem Fall kann die geringe Unsicherheit dadurch erklärt werden, dass der Primärenergiebedarf zum größten Teil durch den Primärenergiebedarf der KWK-Anlage definiert wird und diese durch die gewählten Eingangsparameter unberührt bleibt. Zwar wird der Anteil am Primärenergiebedarf, der durch das Versorgungsnetz gedeckt wird, von den Eingangsparametern beeinflusst; da dieser jedoch nur einen kleinen Anteil ausmacht, besteht im Gegensatz zu den anderen untersuchten Kenngrößen nur eine geringe Beeinflussung.

Abschließend soll die Unsicherheit der Simulation einer KWK-Anlage mit einem Bleibatteriespeicher hinsichtlich des Batterienutzungsgrades untersucht werden. Der Batterienutzungsgrad gibt an, wie stark die Batterie durch Be- und Entladevorgänge verschlissen wurde. Ein Batterienutzungsgrad von 0 gibt demnach an, dass die Batterie durch den Verschleiß eine Restkapazität von 80 % der Initialkapazität erreicht hat und somit ausgetauscht werden sollte. In den simulierten Fällen wird ein Batterienutzungsgrad von nahezu 0,045 erreicht (Abbildung 4.23g). Somit hat die Bleibatterie nach einer Nutzungsdauer von einem Jahr bereits ihre Lebensdauer erreicht. Das Histogramm weist einen stark asymmetrischen Verlauf auf. Der Kolmogorov-Smirnov-Test, mit dem abermals die Güte überprüft wird, ob die Verteilungsfunktion der Verteilung der Daten entspricht, ergibt, dass einzig die Extremwert-Verteilung mit einer hohen Signifikanz die Verteilung des Batterienutzungsgrades wiedergeben kann. Der Wert des Batterienutzungsgrades beim $q(50\%)$ -Quantil, der für die Berechnung der Abweichung genutzt wird, beträgt 0,019. Bezogen auf diesen Wert soll an dieser Stelle nicht die prozentuale Abweichung des Batterienutzungsgrades berechnet werden, sondern stattdessen die Differenz zwischen dem $q(50\%)$ -Quantil des Batterienutzungsgrades und den charakterisierenden Werten. Das Ergebnis dieser Analyse ist in Abbildung 4.22h zu sehen. Es zeigt sich, dass der Batterienutzungsgrad um $-0,86$ und $0,32$ vom mittleren Wert abweicht. Dies bedeutet, dass die untersuchte Bleibatterie aufgrund der Unsicherheiten der Eingangsparameter nach einem Jahr entweder noch eine Restgebrauchsdauer von 32 % besitzen kann oder bereits über die Gebrauchsdauer verwendet wurde. 90 % der Werte weichen um $-0,416$ und $0,278$ vom mittleren Batterienutzungsgrad ab. Diese Untersuchung zeigt, dass die Unsicherheit der Simulation, die durch unsichere Eingangsparameter hervorgerufen wird, diesbezüglich sehr hoch ist, da die Simulation in 50 % der Fälle dazu tendiert, dass die Lebensdauer der Batterie innerhalb des simulierten Jahres erreicht wird, in den anderen 50 % jedoch eine Restgebrauchsdauer vorhersagt, die im besten Fall noch 30 % betragen kann. Hier ist stark davon auszugehen, dass die große Unsicherheit der maximal zu erreichenden Zyklen (Tabelle: 4.1) sich deutlich im Batterienutzungsgrad bemerkbar macht.

Die Ergebnisse für die Bleibatterie zeigen, dass Primärenergiebedarf und Autarkiegrad nur in geringem Maße von den Unsicherheiten der Eingangsparameter der Bleibatterie und darüber hinaus auch des thermischen Speichers beeinflusst werden. Somit kann mit der Simulation einer KWK-Anlage mit einem Bleibatteriespeicher eine gute Aussage über den zu erwartenden Primärenergiebedarf und den möglichen Autarkiegrad getroffen werden, auch wenn die Eingangsparameter der Bleibatterie und des thermischen Energiespeichers nicht eindeutig bestimmt werden können. Eine Aussage über den möglichen Eigennutzungsgrad ist mit Hilfe der Simulation nur unter Berücksichtigung der hier beobachteten Schwankung sinnvoll möglich. Hier zeigt sich, dass mit Unsicherheiten von $\pm 12\%$ gerechnet werden muss. Der Batterienutzungsgrad weist die größte Unsicherheit auf, da in manchen Simulationen die Batterienutzungsdauer bereits überschritten ist, in anderen hingegen noch eine gewisse Restlebensdauer vorhergesagt wird.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass mit der Simulation eines KWK-Systems mit einem Bleibatteriespeicher gute Vorhersagen bezüglich des Autarkiegrades und des Primärenergiebedarfs gemacht werden können. Die Berechnung des Eigennutzungsgrades und des Batterienutzungsgrades weisen jedoch eine erhöhte Sensibilität gegenüber Unsicherheiten der Eingangsparameter auf, weshalb bei der Angabe dieser Werte darauf zu achten ist, die Randbedingungen der Simulation genau zu bestimmen.

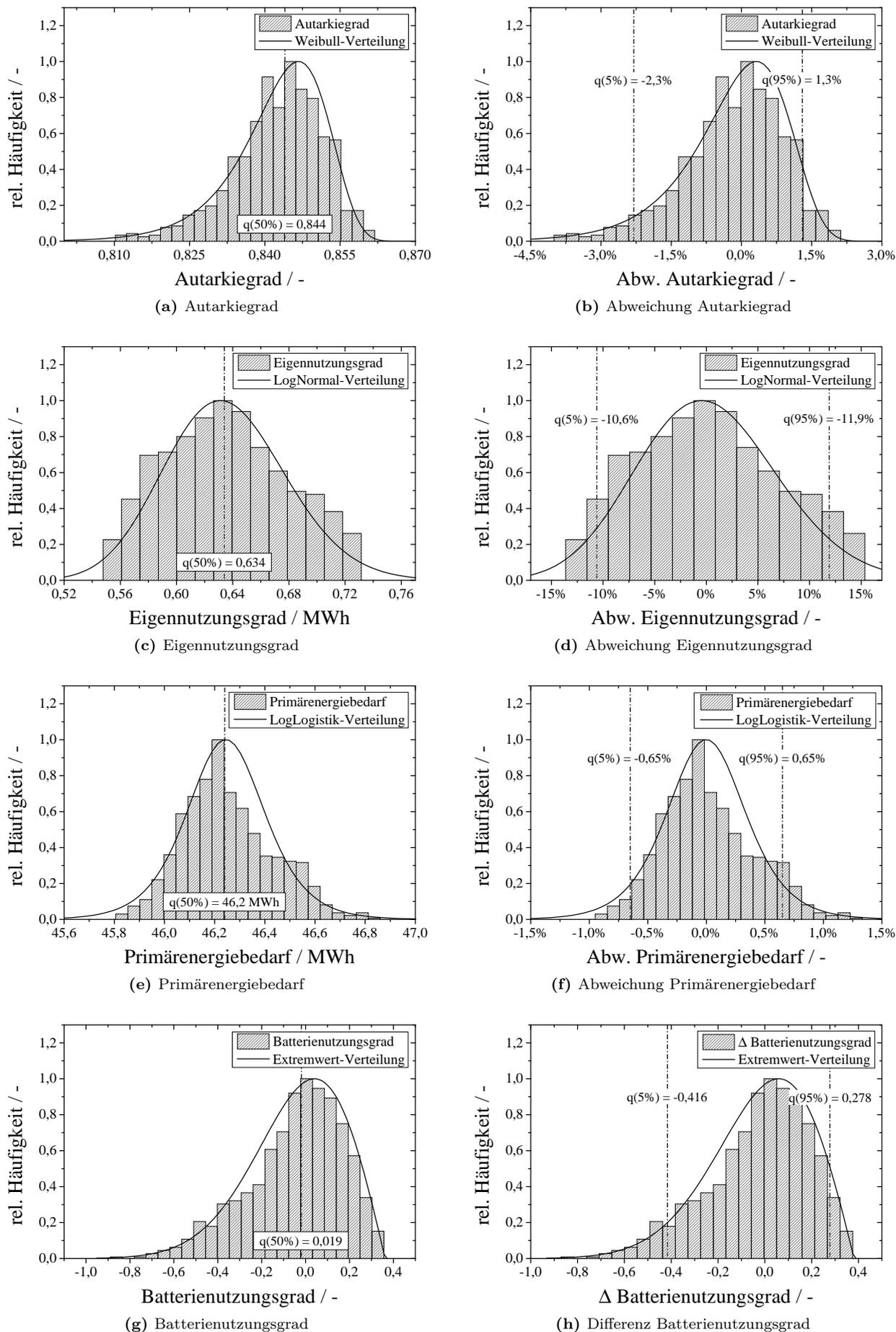


Abbildung 4.22: Unsicherheiten der Simulation mit einem Bleibatteriespeicher

Tabelle 4.2: Eingangsparameter und deren Unsicherheiten im Falle eines Lithium-Ionen-Batteriespeichers

Eingangsparameter	Einheit	Mittelwert	min.	max.
thermische Speicherkap.	<i>kWh</i>	40	36	44
elektrische Speicherkap.	<i>kWh</i>	10	9	11
Selbstentladung therm. Speicher	%	– ¹	–10	+10
Selbstentladung el. Speicher ²	%/d	$5,51 \cdot 10^{-5}$	$2,68 \cdot 10^{-5}$	$8,33 \cdot 10^{-5}$
Wirk. Beladung u. Entladung ³	%	92	85	99
max. Zyklen bei Entladetiefe 33 % ⁴	–	8500	7000	10000
max. Zyklen bei Entladetiefe 80 % ⁴	–	6000	5000	7000
max. Zyklen bei Entladetiefe 100 % ⁴	–	4000	3000	5000
EOL-Speicherkapazität	%	80	72	88

¹ vergleiche: Kapitel 3.3

² Quelle: [56, 57, 67]

³ Quelle: [57, 59, 106, 126]

⁴ siehe: Tabelle 3.4

Simulationsunsicherheit Lithium-Ionen-Batteriespeicher

In diesem Abschnitt wird die Unsicherheit der KWK-Anlagensimulation mit einem Lithium-Ionen-Batteriespeicher analysiert. Genau wie bei der Untersuchung des Bleibatteriespeichers soll auch bei diesem Batteriespeichersystem die Unsicherheit ermittelt werden, die durch unsichere Eingangsparameter hervorgerufen wird. Dazu werden mit der Monte-Carlo-Methode zufällige Kombinationen erstellt, deren Wertebereiche durch die Schwankung der Eingangsparameter bestimmt werden. In Tabelle 4.2 sind die Eingangsparameter für die KWK-Anlagensimulation mit einem Lithium-Ionen-Batteriespeicher aufgetragen. In der Tabelle sind die Mittelwerte der Eingangsparameter angegeben sowie die Grenzen ihres Wertebereichs. Innerhalb der beiden Extremwerte werden wiederum zufällige gleich verteilte Werte generiert und damit die Simulation durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Simulationen sind in Abbildung 4.23 zusammengefasst. Die Datengrundlage der Untersuchung bilden 1000 Simulationen. Zuerst soll wieder der Autarkiegrad betrachtet werden (Abbildungen 4.23a und 4.23b). Das $q(50\%)$ -Quantil des Autarkiegrades nimmt einen Wert von 85,9 % an. Eine Überprüfung verschiedener Verteilungsfunktion zeigt, dass eine logarithmische Normal-Verteilung am Besten geeignet ist. In 90 % aller Fälle schwankt das Ergebnis um $-0,93\%$ bzw. $0,94\%$ um den Mittelwert. Dies verdeutlicht, analog zum Bleibatteriespeicher, dass unsichere Eingangsparameter der beiden Speichersysteme nur geringe Auswirkungen auf den Wert des Autarkiegrades haben. Die nächste Unsicherheitsanalyse der Simulation erfolgt hinsichtlich des Eigennutzungsgrades (siehe Abbildung 4.23c und 4.23d). Das $q(50\%)$ -Quantil der logarithmischen Normalverteilungsfunktion des Eigennutzungsgrades beträgt 54,9 %. Die Prüfung auf Übereinstimmung zwischen Datensatz und Verteilungsfunktion wurde abermals mit dem Kolmogorov-Smirnov-Test auf einem Signifikanzniveau von $\alpha = 20\%$ durchgeführt. Das 90 %-Konfidenzintervall weist Schwankungen zwischen $-5,9\%$ und $6,3\%$ auf. Im Vergleich zum System mit Bleibatteriespeicher zeigt das System mit einem Lithium-Ionen-Speicher eine geringere Unsicherheit.

Die Daten zur Unsicherheitsanalyse bezüglich des Primärenergiebedarfs sind im Histogramm der Abbildung 4.23e verzeichnet. Eine Überprüfung der Verteilungsfunktion auf einem Signifikanzniveau von $\alpha = 20\%$ ergibt keine passende Übereinstimmung des Datensatzes mit den zur Verfügung stehenden Funktionen. Eine

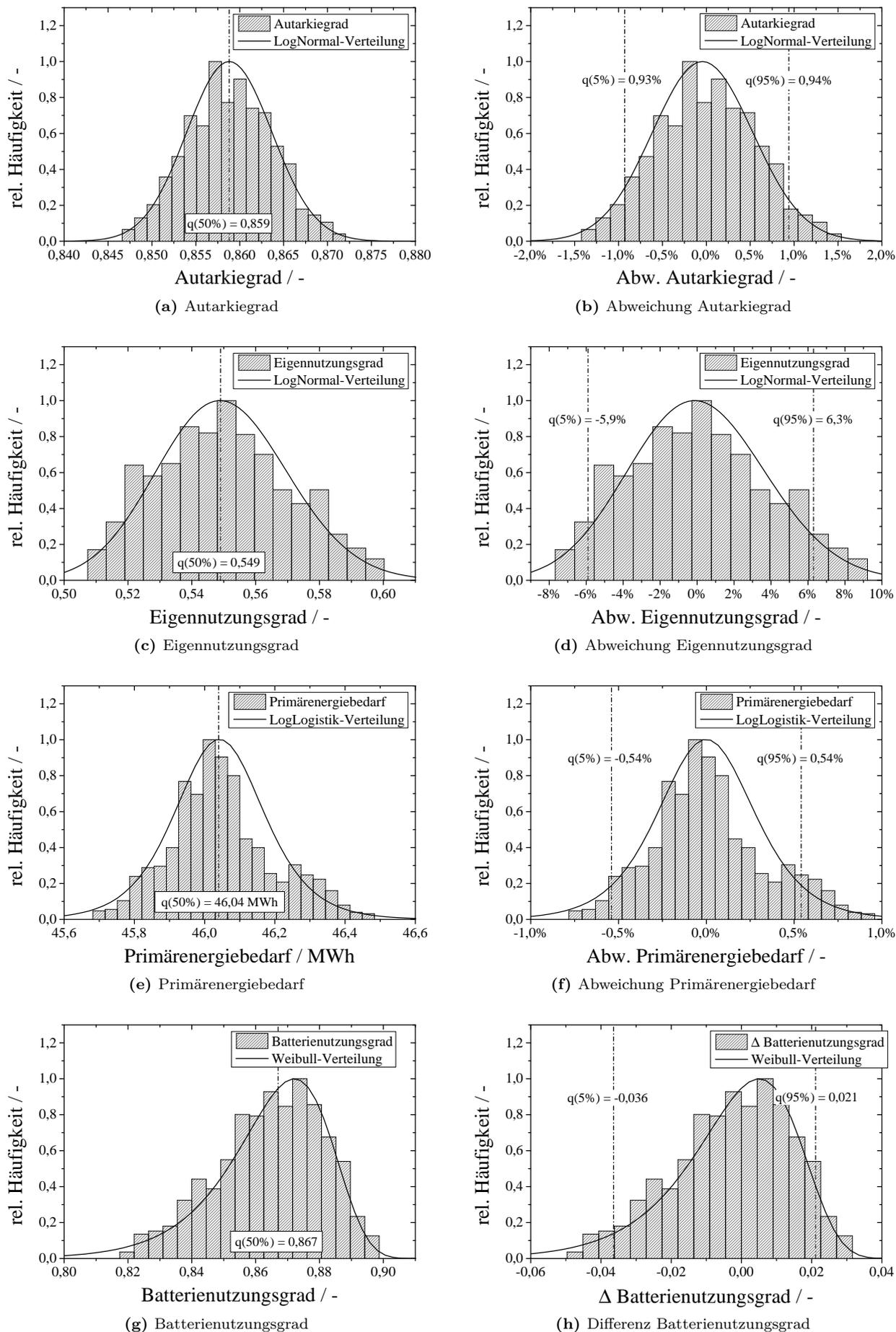


Abbildung 4.23: Unsicherheiten der Simulation mit einem Lithium-Ionen-Batteriespeicher

Wiederholung des Kolmogorov-Smirnov-Tests bei einer Signifikanz von $\alpha = 10\%$ ergibt, dass sich einzig die logarithmische Logistik-Verteilungsfunktion zur Beschreibung der Daten eignet. Das $q(50\%)$ -Quantil der an den Datensatz angepassten Verteilungsfunktion beträgt 46,04 MWh. Ähnlich dem Bleibatteriespeicher nehmen auch die Unsicherheiten des Lithium-Ionen-Batteriespeichers nur in geringem Maße Einfluss auf den Primärenergiebedarf. Dies wird bei der Betrachtung des 90 %-Konfidenzintervalls deutlich, welches um lediglich $\pm 0,54\%$ vom Mittelwert abweicht.

Die Daten der Unsicherheitsanalyse hinsichtlich des Batterienutzungsgrades sind in Abbildung 4.23g und 4.23h aufgetragen. Der Modalwert des Batterienutzungsgrades beträgt 0,874. Verglichen mit dem Bleibatteriespeicher, dessen zu erwartende Lebensdauer in derselben KWK-Anlage bereits erreicht war, weist der Lithium-Ionen-Batteriespeicher noch eine Gebrauchsdauer von über 0,8 auf. Dies ist auf die weitaus höheren Zyklenzahlen zurückzuführen, die der Lithium-Ionen-Batteriespeicher gegenüber dem Bleibatteriespeicher leisten kann. Infolgedessen wirken sich Unsicherheiten der Eingangsparameter wesentlich geringer aus. Die Wahrscheinlichkeitsdichte des Batterienutzungsgrades wird in diesen Fall mit einer Weibull-Verteilung beschrieben. Das mit dieser Verteilungsfunktion berechnete $q(50\%)$ -Quantil beträgt 0,867. Die Berechnung der Abweichung des Batterienutzungsgrades ist in Abbildung 4.23h zu sehen. Die Abweichung des Batterienutzungsgrades wurde aus Gründen der Vergleichbarkeit, wie bei der Untersuchung des Bleibatteriespeichers durch die Differenz aus dem jeweiligen Wert und dem $q(50\%)$ -Quantil-Wert von 0,867 ausgedrückt. Somit ist in 90 % aller Fälle damit zu rechnen, dass der simulierte Batterienutzungsgrad des Lithium-Ionen-Batteriespeichers mit einer Unsicherheit von $-0,036$ und $0,021$ beaufschlagt werden muss. Angesichts der geringen Abweichungen kann jedoch davon ausgegangen werden, dass Unsicherheiten der Eingangsparameter das Simulationsergebnis bezüglich des Batterienutzungsgrades nur geringfügig beeinflussen und mit Hilfe der Simulation eine gute Vorhersage über den Batterienutzungsgrad eines Lithium-Ionen-Batteriespeichers getroffen werden kann.

Die Unsicherheitsanalyse der KWK-Anlagensimulation mit einem Lithium-Ionen-Batteriespeicher zeigt, dass der Autarkiegrad, der Primärenergiebedarf und der Batterienutzungsgrad nur geringe Unsicherheiten aufweisen, selbst wenn die genauen Werte der Eingangsparameter eine gewissen Streuung haben. Einzig der Eigennutzungsgrad wird durch die Streuung der Eingangsparameter stärker beeinträchtigt, wobei in diesem Fall mit einer Unsicherheit der Simulation von ca. 6 % zu rechnen ist.

Simulationsunsicherheit Druckwasserstoffspeicher

In der folgenden Untersuchung wird die Genauigkeit des Simulationsergebnisses betrachtet, die mit einer KWK-Anlagensimulation für einen Druckwasserstoffspeicher erreicht werden kann. Die Eingangsparameter und die Bereiche, innerhalb derer die zufällige Auswahl der Werte stattfindet, sind in Tabelle 4.3 angegeben. Als erstes wird die Unsicherheit der Simulation bezüglich des Autarkiegrades untersucht. Die Histogramme des Autarkiegrades in 4.24a und 4.24b weisen einen leicht asymmetrischen Aufbau auf. Als beschreibende Verteilungsfunktion wird daher nach eingehender Überprüfung der Verteilung des Datensatzes die logarithmische Verteilungsfunktion gewählt. Das $q(50\%)$ -Quantil des Autarkiegrades liegt laut Abbildung 4.24b bei 67,9%. Das Intervall, in dem 90 % der Werte auftreten, reicht von einer Abweichung von $-8,5\%$ bis $9,3\%$. Wegen des geringen Speicherwirkungsgrades werden beim Eigennutzungsgrad fast durchgängig Werte von 100 % erreicht. In nur wenigen Fällen ist der Eigennutzungsgrad geringer, jedoch ist die Wahrscheinlichkeit hierzu verschwindend gering. Dies bedeutet, dass in nahezu jedem Fall der bereitgestellte Strom der KWK-Anlage entweder direkt genutzt wird oder im Druckwasserstoffspeicher gespeichert werden konnte. Wie schon erwähnt, muss wegen des vergleichsweise geringen Ladewirkungsgrades des Druckwasserstoffspeichers viel Energie aufgewendet werden, um den Speicher zu beladen. Somit wird die Speicherkapazität imaginär durch einen geringen Ladewirkungsgrad erweitert, weshalb viel Energie zur Speicherung aufgewendet werden kann. Deshalb ist in den wenigsten Fällen überschüssige Energie vorhanden, die ins Versorgungsnetz gespeichert werden muss, weshalb der Eigennutzungsgrad annähernd 100 % beträgt. Jedoch wird abermals darauf hinge-

Tabelle 4.3: Eingangsparameter und deren Unsicherheiten im Falle eines Druckwasserstoffspeichers

Eingangsparameter	Einheit	Mittelwert	min.	max.
thermische Speicherkap.	<i>kWh</i>	40	36	44
elektrische Speicherkap.	<i>kWh</i>	10	9	11
Speichervolumen Wasserstoff	m^3	0,1	-2 %	+2 %
Selbstentladung therm. Speicher	%	- ¹	-10	+10
Wirkungsgrad Brennstoffzelle ²	%	50	40	60
Wirkungsgrad Elektrolyseur ³	%	60	50	70
Wärmenutzungsgrad Elektrolyseur	-	0,675	0,40	0,95
Kompressionsstufen	-	3	1	5
Kompressor Eingangsdruck	<i>bar</i>	16	2	30
Polytropenexponent	-	1,4	-2 %	+2 %

¹ vergleiche: Kapitel 3.3

² Quelle: [76, 78]

³ Quelle: [161–163]

wiesen, dass dieser Effekt nicht positiv zu bewerten ist, da die eingespeicherte elektrische Energie nicht mehr in vollem Maße zur Deckung des elektrischen Energiebedarfs genutzt werden kann.

Als nächstes wird der Primärenergiebedarf und seine Unsicherheit untersucht. Die Ergebnisse sind in Abbildung 4.24e und dessen Abweichung in Abbildung 4.24f aufgetragen. Nach einem Anpassungstest der Verteilungsfunktionen wurde die Normal-Verteilung als diejenige Verteilungsfunktion angesehen, mit deren Hilfe der Datensatz am besten beschrieben werden kann. Das $q(50\%)$ -Quantil befindet sich bei 44,3 MWh. Aufgrund der Abwärmenutzung beim Speichervorgang fällt der Primärenergiebedarf und seine Unsicherheit etwas größer aus, als bei den Batteriespeichern. Das wie auch schon bei den vorhergehenden Untersuchungen angewandte 90 %-Konfidenzintervall gibt eine Unsicherheit von $\pm 3\%$ an. Zwar kann auch bei der KWK-Anlagensimulation mit einem Druckwasserstoffspeicher der Primärenergiebedarf trotz unsicheren Eingangsparametern gut vorhergesagt werden, es zeigt sich jedoch, dass die Abwärmenutzung beim Speichervorgang die Unsicherheit gegenüber einem Batteriespeichersystem geringfügig erhöht.

Zusätzlich wird bei diesem Speichersystem der Abwärmeanteil betrachtet (4.24g und 4.24h). Dieser gibt, wie bereits erwähnt, den Anteil des thermischen Energiebedarfs an, der durch die Abwärmenutzung des Speichers gedeckt wird. Es wurden dabei für den Abwärmenutzungsgrad Werte zwischen 6 % und 15 % beobachtet. Eine Überprüfung der verschiedenen Verteilungsfunktionen mit dem Kolmogorov-Smirnov-Test zeigt, dass nur die Extremwert-Verteilung mit einer hinreichenden Genauigkeit die Verteilung des Abwärmeanteils wiedergeben kann. Das $q(50\%)$ -Quantil des Abwärmeanteils liegt bei 10,7 %. Die Abweichung vom $q(50\%)$ -Quantil ist in Abbildung 4.24h dargestellt. Hier zeigt sich, dass aufgrund der unsicheren Eingangsparameter, wie Speicherwirkungsgrad oder Kenngrößen des Kompressionsvorganges, sich mitunter Unsicherheiten von bis zu 43 % ergeben können. 90 % aller Abweichungen vom $q(50\%)$ -Quantil liegen zwischen -29 % und 30 %. Dieses Verhalten bedeutet, dass eine konkrete Aussage über den Abwärmeanteil nur getroffen werden kann, wenn die Eingangsparameter genau bekannt sind.

Die Unsicherheitsanalyse der KWK-Anlagensimulation mit einem Druckwasserstoffspeicher weist im Vergleich zu den Batteriespeichern höhere Unsicherheiten auf, welche in hohem Maße mit dem Wirkungsgrad des Speichers und der damit verbundenen Nutzung von Abwärme verbunden sind.

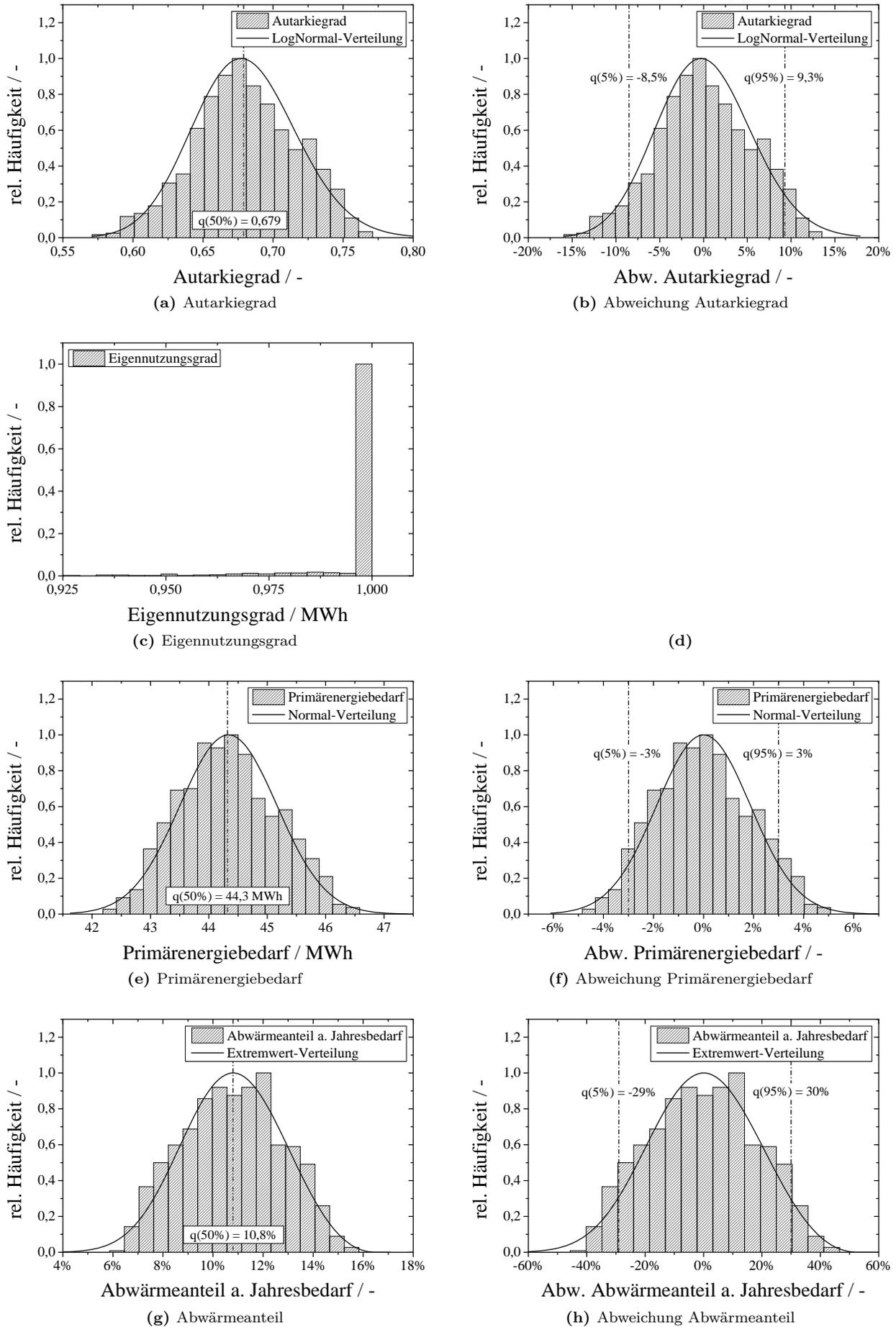


Abbildung 4.24: Unsicherheiten der Simulation mit einem Druckwasserstoffspeicher

Simulationsunsicherheit LOHC-Speichersystem (Erdgasbrenner)

In diesem Unterkapitel soll die Unsicherheit der KWK-Anlagensimulation mit einem LOHC-Speichersystem ermittelt werden. Bei dem hier untersuchten LOHC-System handelt es sich zunächst um ein System, das die benötigte thermische Energie für den Dehydrierungsvorgang mit einem Brenner bereitstellt, der mit Erdgas befeuert wird. Zur Übersicht sind die Eingangsparameter und ihr Wertebereich, innerhalb dessen ein zufälliger Wert generiert werden kann, in Tabelle B.4 aufgetragen.

Abbildung 4.25a und 4.25b zeigen die Ergebnisse bezüglich der Monte-Carlo-Studie des Autarkiegrades. Als beschreibende Verteilungsfunktion des Datensatzes wurde die Normal-Verteilungsfunktion gewählt. Der anhand der Verteilungsfunktion berechnete Mittelwert, der bei dieser symmetrischen Verteilungsfunktion auch gleichzeitig das $q(50\%)$ -Quantil bildet, beträgt 66,3 %. Das Konfidenzintervall, das mit Hilfe der Verteilungsfunktion gebildet wurde, sagt voraus, dass in 90 % der Fälle mit einer Abweichung von $\pm 8,1\%$ zu rechnen ist. Damit ist die Abweichung des Autarkiegrades der KWK-Anlagensimulation mit einem LOHC-Speicher in etwa genau so groß wie die des Druckwasserstoffspeichers und damit wieder deutlich größer als bei den Batteriespeichersystemen.

Die Histogramme des Eigennutzungsgrades und die Unsicherheit des Eigennutzungsgrades sind in den Abbildungen 4.25c und 4.25d dargestellt. Dabei zeigt sich wiederum dieselbe Problematik wie bei der Untersuchung der Unsicherheit des Eigennutzungsgrades für einen Druckwasserstoffspeicher (vergleiche Kapitel 4.4.3). Aufgrund des niedrigen Speicherwirkungsgrades erreichen abermals viele Simulationen die vollständige Eigennutzung der durch die KWK-Anlage bereitgestellten elektrischen Energie. Deshalb weist das Histogramm bei einem Eigennutzungsgrad 1 oder 100 % die größte relative Häufigkeit auf. Die Verteilung der Daten in Abbildung 4.25c kann von keiner zur Verfügung stehenden Verteilungsfunktion hinreichend genau beschrieben werden, weshalb in diesem Fall auf die Erstellung einer Verteilungsfunktion für weiterführende Berechnungen verzichtet wird. Das $q(50\%)$ -Quantil, das in diesem Fall nicht anhand der Verteilungsfunktion, sondern anhand des Datensatzes gebildet wurde, beträgt 91 %. Der Datensatz des Eigennutzungsgrades bewegt sich zwischen den Werten 80 % und 100 %. Das 90 %-Konfidenzintervall weist Abweichungen von -10% und $8,1\%$ auf. Aufgrund der Tatsache, dass der Eigennutzungsgrad keinen Wert größer als 100 % annehmen kann, wird die Unsicherheit des Eigennutzungsgrads zum Teil von diesem Phänomen überdeckt, weshalb die angegebenen Unsicherheiten nicht mit der gleichen Bestimmtheit angenommen werden können, wie etwa bei den anderen Unsicherheitsbestimmungen.

Der Primärenergiebedarf schwankt bei dieser Untersuchung zwischen 42,4 MWh und 45,8 MWh (Abbildungen 4.25e und 4.25f). Wie auch beim Druckwasserstoffspeichersystem wird die Abwärme des Speichervorganges genutzt, um den thermischen Energiebedarf teilweise azudecken. Aus diesem Grund ist neben dem generell niedrigeren Primärenergiebedarf der KWK-Anlage auch wieder mit einem LOHC-Speichersystem mit größeren Unsicherheiten zu rechnen. Das $q(50\%)$ -Quantil wird diesmal anhand einer Extremwert-Verteilungsfunktion bestimmt und beträgt 44,4 MWh. Die Abbildungsgenauigkeit dieser Verteilungsfunktion wurde auf einem Signifikanzniveau größer $\alpha = 20\%$ durch den Kolmogorov-Smirnov-Test bestätigt. Anhand des 90 %-Konfidenzintervalls wird abermals die Unsicherheit des Primärenergiebedarfs festgemacht, weshalb der Primärenergiebedarf bei unsicheren Eingangsparametern mit einer Genauigkeit von $-2,8\%$ und $2,3\%$ angegeben werden kann.

Zum Abschluss soll der Anteil der Abwärme am Wärmebedarf genauer betrachtet werden. Das hierfür verwendete Histogramm ist in Abbildung 4.25g zu sehen. Wieder ist ein asymmetrischer Verlauf zu erkennen, wodurch der Variationsbereich der Abwärmeanteile, welche einen geringeren Wert als den Erwartungswert von ca. 11 % aufweisen, kleiner ist als jener Bereich, der die Abwärmeanteile umfasst, welche größer als 11 % sind. Im betrachteten Konfidenzintervall von 90 % variieren die Abweichungen zwischen -28% und 40% . Zusammenfassend kann bei einer Simulation einer KWK-Anlage mit einem LOHC-Speichersystem der Autarkiegrad mit einer Unsicherheit von kleiner 10 % angegeben werden. Beim Eigennutzungsgrad ist es sehr wahrscheinlich, dass unter den angegebenen Bedingungen eine hundertprozentige Eigennutzung der

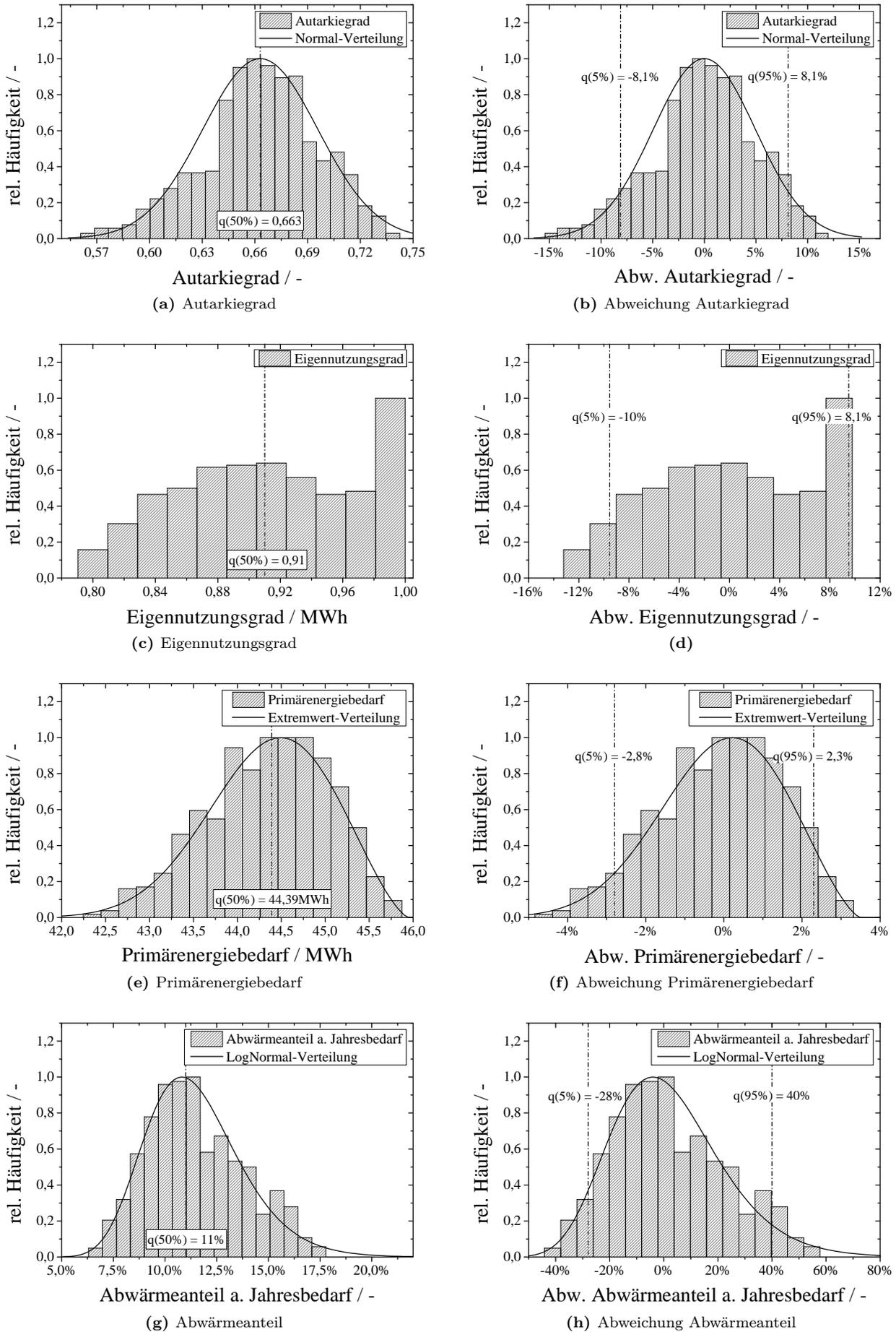


Abbildung 4.25: Unsicherheiten der Simulation mit einem LOHC-Speichersystem (Erdgasbrenner)

Tabelle 4.4: Eingangsparameter und deren Unsicherheiten im Falle eines LOHC-Speichersystems (Erdgasbrenner)

Eingangsparameter	Einheit	Mittelwert	min.	max.
thermische Speicherkap.	<i>kWh</i>	40	36	44
elektrische Speicherkap.	<i>kWh</i>	10	9	11
Speichervolumen Wasserstoff	<i>m</i> ³	0,1	-2 %	+2 %
Selbstentladung therm. Speicher	%	- ¹	-10	+10
Wirkungsgrad Brennstoffzelle ²	%	50	40	60
Wirkungsgrad Elektrolyseur ³	%	60	50	70
Wirkungsgrad Erdgasbrenner	%	80	70	90
Wärmenutzungsgrad Elektrolyseur	-	0,675	0,40	0,95
Wärmenutzungsgrad Hydriervorgang	-	0,775	0,60	0,95

¹ vergleiche: Kapitel 3.3

² Quelle: [76, 78]

³ Quelle: [161-163]

elektrischen Energie erreicht wird. Der Primärenergiebedarf kann mit guter Genauigkeit vorhergesagt und mit einer Unsicherheit kleiner 3 % versehen werden. Genaue Aussagen über den Abwärmeanteil können bei nicht exakt bestimmten Eingangsparametern nicht getroffen werden, da dieser in vielen Fällen um bis zu 55 % abweichen kann.

Simulationsunsicherheit LOHC-Speichersystem (Wasserstoffbrenner)

Bei der Untersuchung der Simulationsunsicherheit der KWK-Anlagensimulation mit einem LOHC-Speichersystem, das einen Wasserstoffbrenner für die Dehydrierungswärme nutzt, wird auf eine ausführliche Analyse der Unsicherheiten verzichtet, da das System sich nur in der Wahl des Brenners vom beschriebenen System mit Erdgasbrenner unterscheidet. Die Diagramme, mit denen die einzelnen Kennwerte auf ihre Unsicherheit hin untersucht wurden, finden sich im Anhang, Abbildung B.33. Die für die Unsicherheitsanalyse genutzten Eingangsparameter können der Tabelle B.4 entnommen werden.

Der in dieser Simulation erreichte Autarkiegrad beträgt 54,7 % und weist eine Abweichung von -10 % und +12 % auf. Im Vergleich zum LOHC-Speichersystem mit einem Erdgasbrenner muss daher mit einer etwas größeren Abweichung gerechnet werden. Aufgrund des bereits beschriebenen schlechteren Wirkungsgrades des LOHC-Speichersystems mit Wasserstoffbrenner, beträgt der Eigennutzungsgrad in allen Fällen annähernd 100 %. Der Primärenergiebedarf schwankt um weniger als 3 % und kann, wie auch bei der Wahrscheinlichkeitsdichte des Primärenergieverbrauchs des LOHC-Speichersystems mit Erdgasbrenner, mit einer Extremwert-Verteilung beschrieben werden. Somit verhalten sich beide LOHC-Speichersysteme in diesem Punkt annähernd gleich. Dasselbe gilt auch für die Unsicherheit des Abwärmeanteils. Beide Datensätze können mit der logarithmischen Normalverteilung passend beschrieben werden. Während sich aber das $q(50\%)$ -Quantil des Abwärmeanteils bei beiden Systemen nur unmerklich unterscheidet, 12,5 % (Wasserstoffbrenner) und 11 % (Erdgasbrenner), ist die Unsicherheit des Abwärmeanteils des Systems mit Wasserstoffbrenner mit -24 % und 31 % deutlich geringer als die Unsicherheit des Systems mit Erdgasbrenner (-28 % und 40 %).

4.5 Sensitivitätsanalyse

In diesem Kapitel werden die charakteristischen Kenngrößen der einzelnen Speichersysteme auf ihre Sensitivität hin untersucht. Dies bedeutet, dass wichtige Kenngrößen der KWK-Anlagensimulation, ausgehend von einem charakteristischen Ausgangspunkt, um jeweils $\pm 10\%$ verändert werden. Mit den sich daraus ergebenden Simulationsergebnissen wird die prozentuale Abweichung zum Basisfall berechnet und damit bestimmt, wie sensitiv das Simulationsergebnis auf Änderungen eines bestimmten Parameters oder Eingangswerts reagiert. Das Simulationsergebnis wird dabei anhand des Autarkiegrades, des Primärenergiebedarfs, des Eigennutzungsgrades und des Batterienutzungsgrades sowie, im Fall der Wasserstoffspeichersysteme, anhand des Abwärmeanteils untersucht. Die folgenden Sensitivitätsanalysen werden mit einem KWK-Anlagensystem auf Basis eines Verbrennungskolbenmotors durchgeführt. Die technischen Daten des Verbrennungsmotors sind in Tabelle A.1 des Anhangs verzeichnet.

4.5.1 Sensitivitätsanalyse Bleibatteriespeicher

In diesem Unterkapitel soll die Sensitivität der KWK-Anlagensimulation mit einem Bleibatteriespeicher auf die Veränderung einzelner Parameter (siehe: B.1) hin untersucht werden.

In Abbildung 4.26a ist die Sensitivität des Autarkiegrades bezüglich der untersuchten Parameter aufgetragen. Balken mit einfacher Linienschraffur zeigen den Wert an, welcher durch die Veränderung des Parameters um 10% hervorgerufen wird. Balken mit Kreuzschraffur geben den Wert wieder, der durch eine Veränderung des Parameters um -10% verursacht werden. Es zeigt sich, dass der Autarkiegrad auf Änderungen der Simulationsparameter mit Abweichungen von maximal 5% reagiert. Im einzelnen führt eine Vergrößerung des thermischen Energiespeichers (kurz: TES) zu einer Erniedrigung des Autarkiegrades um ca. $2,5\%$, eine Verkleinerung der Speicherkapazität zu einer Erhöhung um 3% . Dieses Verhalten des Autarkiegrades kann dadurch erklärt werden, dass bei einem kleineren thermischen Speicher zwar die Betriebszeit der KWK-Anlage nicht zunimmt, die Abstände zwischen den Betriebszeiten aber kürzer werden und somit neben dem thermischen Speicher auch der elektrische Energiespeicher öfters geladen werden kann. Durch die häufigere Beladung kann der Speicher insgesamt über einen längeren Zeitraum elektrische Energie bereitstellen, was zu einer Erhöhung des Autarkiegrades führt.

Eine Kapazitätssteigerung des elektrischen Energiespeichers (kurz: EES) bewirkt eine Erhöhung des Autarkiegrades um 4% , und eine Verringerung der Speicherkapazität eine Absenkung des Autarkiegrades um -4% . Eine Änderung der elektrischen Speicherkapazität wirkt sich somit erkennbar auf den Autarkiegrad aus.

In der dritten Spalte der Abbildung 4.26a wird der Einfluss einer Veränderung des Entladewirkungsgrades auf die Simulation dargestellt. Da bei einem hohen Entladewirkungsgrad mehr elektrische Energie bereitgestellt werden kann als bei einem niedrigen Wirkungsgrad, steigt oder fällt der Autarkiegrad proportional zur Veränderung des Entladewirkungsgrades. Dabei wirkt sich eine Veränderung des Entladewirkungsgrades genau so stark aus, wie die Veränderung der elektrischen Speicherkapazität, und kann somit das Ergebnis des Autarkiegrades um ca. $\pm 4\%$ beeinträchtigen.

Bei der Veränderung des Ladewirkungsgrades kann kein Einfluss auf den Autarkiegrad beobachtet werden. Deshalb spiegelt die gleichzeitige Veränderung des Lade- und Entladewirkungsgrades nur den Einfluss des Entladewirkungsgrades wider. Auch bei den weiteren Kenngrößen, wie der verbleibenden Speicherkapazität am Lebensende (engl.: End-Of-Life-Kapazität; kurz: EOL-Kapazität), den maximalen Ladezyklen oder der Selbstentladung beider Energiespeicher kann kein Einfluss auf den Autarkiegrad beobachtet werden. Die größte Abhängigkeit des Autarkiegrades ist demnach beim Entladewirkungsgrad und bei der elektrischen Speicherkapazität festzustellen. Hier kann durch eine Steigerung der Werte eine signifikante Verbesserung des Autarkiegrades erzielt werden. Als dritt wichtigster Parameter zur Beeinflussung des Autarkiegrades kann die thermische Speicherkapazität angesehen werden, dabei ist jedoch zu beachten, dass erst durch eine

Verringerung der Speicherkapazität der Autarkiegrad verbessert werden kann.

Als nächstes soll die Sensitivität des Eigennutzungsgrades untersucht werden. Die Daten dieser Untersuchung sind in Abbildung 4.26b dargestellt. Wie schon bei der Sensitivitätsanalyse bezüglich des Autarkiegrades beobachtet werden konnte, so verhält sich auch der Eigennutzungsgrad gegenüber einer Veränderung des thermischen Energiespeichers genau gegenläufig. Deshalb sinkt der Eigennutzungsgrad um 3 % bei einer Vergrößerung der thermischen Speicherkapazität um 10 % und steigt um 4 % bei einer Verringerung der Speicherkapazität. Dieser Zusammenhang kann, wie auch beim Autarkiegrad, durch kürzere Stillstandszeiten der KWK-Anlage und zahlenmäßig gesteigerte Ladevorgänge des elektrischen Energiespeichers erklärt werden. Mit einer Vergrößerung der elektrischen Speicherkapazität um 10 % kann der Eigennutzungsgrad um 4,3 % gesteigert werden. So stehen beide Größen in einem direkten Verhältnis zueinander.

Bei der Analyse des Eigennutzungsgrades und des Entladewirkungsgrades kann wiederum ein gegenläufiges Verhalten beobachtet werden. So sinkt der Eigennutzungsgrad um 4 % bei einer Erhöhung des Entladewirkungsgrades, da bei einem hohen Entladewirkungsgrad die verbleibende Speicherkapazität nach einem Entladevorgang größer ist. Folglich kann im Falle eines erneuten Ladevorgangs nur noch jener Anteil an elektrischer Energie gespeichert werden, welcher sich aus der maximalen Speicherkapazität und der vorhandenen gespeicherten Energiemenge berechnet.

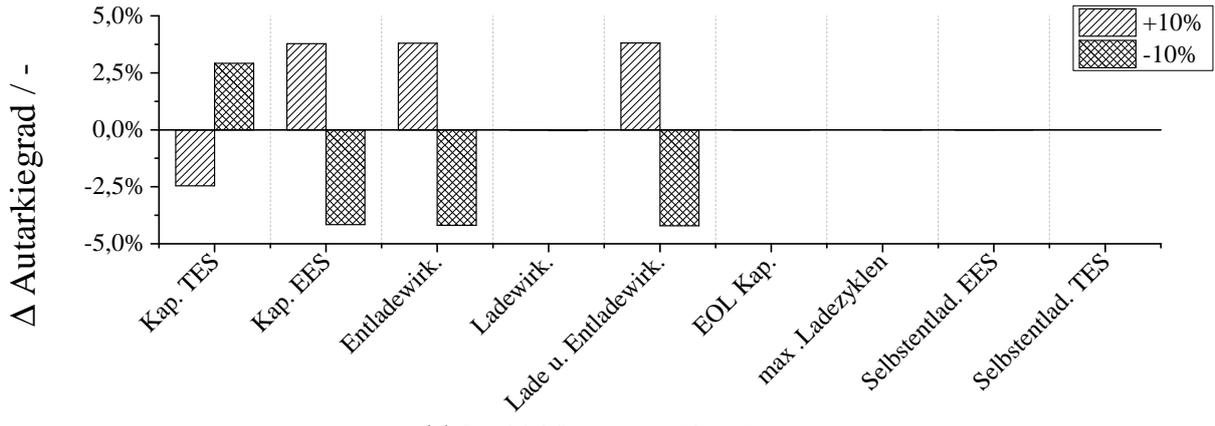
Auch der Ladewirkungsgrad weist bezüglich des Eigennutzungsgrades eine gegenläufige Wirkung auf. Nach Abbildung 4.26b bewirkt eine Verringerung des Ladewirkungsgrades um 10 % eine Erhöhung des Eigennutzungsgrades um 6 %. Wie bereits erwähnt, lässt sich dieses Phänomen darauf zurückführen, dass bei einem schlechten Ladewirkungsgrad mehr elektrische Energie zum Laden des Energiespeichers aufgewendet werden muss, als bei einem hohen Ladewirkungsgrad. Ein schlechter Ladewirkungsgrad verhält sich demzufolge genauso wie eine Erhöhung der Speicherkapazität.

Ein gleichzeitiges Anheben oder Senken des Lade- und Entladewirkungsgrades zeigt, dass sich der Einfluss der beiden Wirkungsgrade auf den Eigennutzungsgrad addieren.

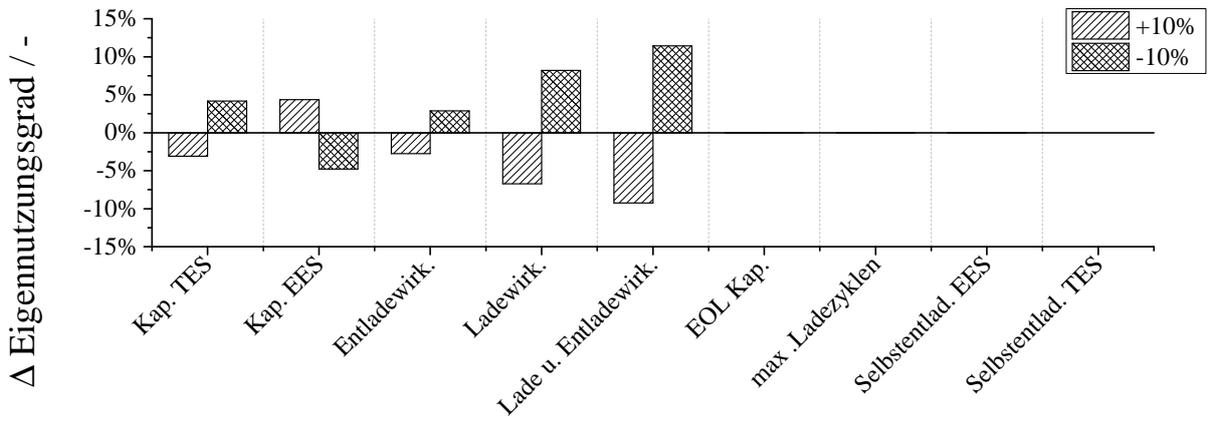
Hinsichtlich der Parameter EOL-Kapazität, maximale Ladezyklen und Selbstentladung ist der Einfluss bezüglich des Eigennutzungsgrades vernachlässigbar. Insofern wirkt sich eine Veränderung des Ladewirkungsgrades am stärksten auf den Eigennutzungsgrad aus, gefolgt von der elektrischen Speicherkapazität und der thermischen Speicherkapazität.

Die Sensitivitätsanalyse bezüglich des Primärenergiebedarfs ist in Abbildung 4.26c zu sehen. Die größte Einflussnahme hat in diesem Fall die Speicherkapazität des thermischen Energiespeichers, der jedoch bei einer Veränderung von 10 % den Primärenergiebedarf um nur 1 % verändern kann. Ähnlich sensitiv reagiert der Primärenergiebedarf auf eine Veränderung der elektrischen Speicherkapazität und des Entladewirkungsgrades. An dieser Stelle kann wiederum ein gegensätzliches Verhalten festgestellt werden, weshalb eine Anhebung des genannten Simulationsparameters eine Verringerung des Primärenergiebedarfs zur Folge hat. Dieses Verhalten liegt darin begründet, dass bei gesteigerter Speicherkapazität oder hohem Entladewirkungsgrad mehr elektrische Energie bereitgestellt werden kann und somit die elektrische Energie, die vom Versorgungsnetz geliefert werden muss, verringert wird. Abermals zeigt der Ladewirkungsgrad, die EOL-Kapazität, die maximal möglichen Ladezyklen und die Selbstentladung keinen erkennbaren Einfluss auf den Primärenergiebedarf.

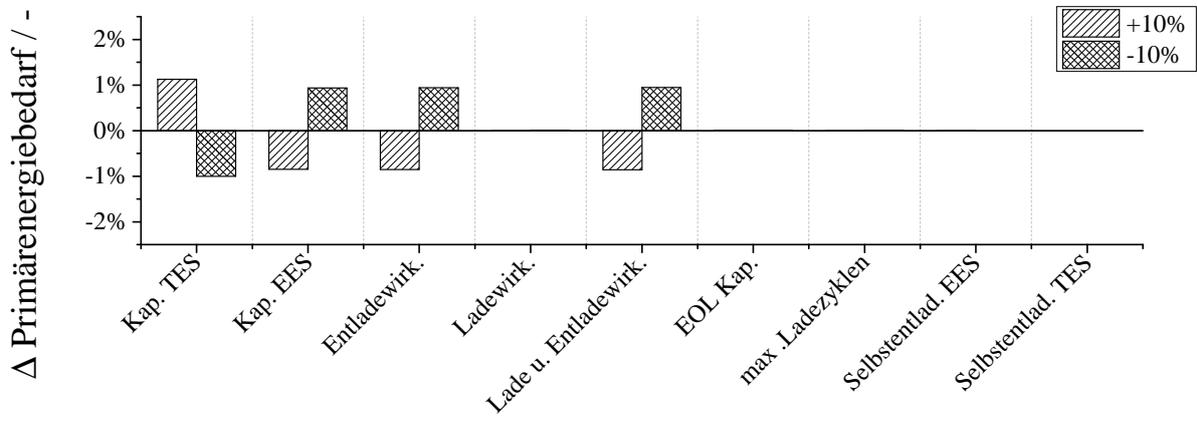
Zum Abschluss soll die Sensitivitätsanalyse des Batterienutzungsgrades erfolgen. Ein relativ großer Einfluss auf diese Kenngröße kann bei den beiden Speicherkapazitäten und beim Entladewirkungsgrad festgestellt werden. Eine Vergrößerung der thermischen Speicherkapazität wirkt sich mit einer Verbesserung von ca. 9 % positiv auf den Batterienutzungsgrad aus, da ein größerer Speicher die Startanzahl der KWK-Anlage reduziert. Dadurch wird auch die Anzahl der Be- und Entladezyklen des Speichers verringert, was zu besagter Verbesserung führt. Eine Vergrößerung der elektrischen Speicherkapazität oder eine Verbesserung des Entladewirkungsgrades hatten ebenfalls eine Verbesserung des Batterienutzungsgrades von 2,5 % zur Folge, da dadurch weniger Tiefentladungen der Batterie verursacht werden. Eine Verkleinerung der Speicherkapazität führt in diesem Fall auch zu einer Verbesserung, die mit ca. 1 % geringer ausfällt. Dieses Verhalten ist darauf zurückzuführen, dass bei einer kleineren Kapazität oder einem schlechteren Entladewirkungsgrad die Batterie



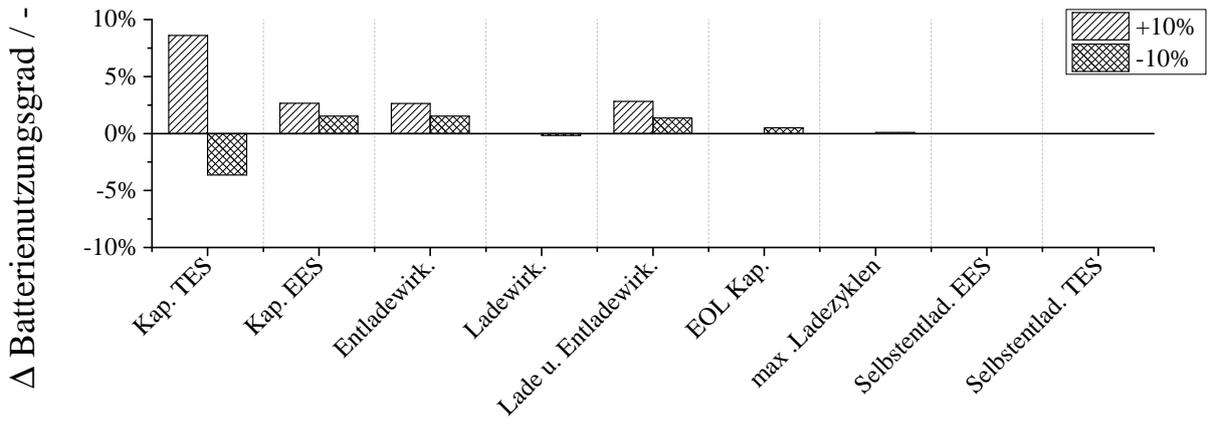
(a) Sensitivität des Autarkiegrads



(b) Sensitivität des Eigennutzungsgrads



(c) Sensitivität des Primärenergiebedarfs



(d) Sensitivität des Batterienutzungsgrads

Abbildung 4.26: Sensitivitätsanalyse der KWK-Anlagensimulation mit einem Bleibatteriespeicher

schneller entladen ist und deshalb weniger Ladezyklen möglich sind. Eine Verringerung der EOL-Kapazität bewirkt ebenfalls eine vernachlässigbar kleine Verbesserung, da die Batterie erst bei einer geringeren Kapazität ihre Lebensdauer erreicht hat.

Bei den weiteren Parametern, wie der maximal möglichen Zahl an Ladezyklen, der Selbstentladung des elektrischen Energiespeichers und des Ladewirkungsgrads kann kein Einfluss auf den Batterienutzungsgrad beobachtet werden.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass besonders die beiden Speicherkapazitäten und die Wirkungsgrade des Bleibatteriespeichers einen großen Einfluss auf das Simulationsergebnis besitzen.

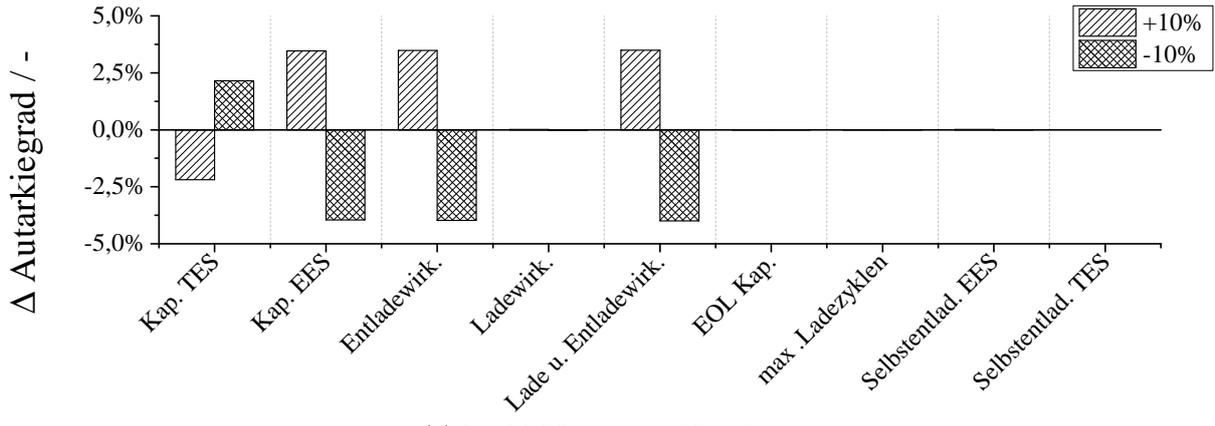
4.5.2 Sensitivitätsanalyse Lithium-Ionen-Batteriespeicher

Im Folgenden wird die Sensitivitätsanalyse für eine KWK-Anlagensimulation mit einem Lithium-Ionen-Batteriespeicher durchgeführt. Die Daten zur Speichergröße des thermischen und elektrischen Energiespeichers und weiterer charakteristischer Parameter finden sich in Tabelle B.2 des Anhangs. Aus dem Vergleich von Abbildung 4.27a und Abbildung 4.26a ergeben sich nur geringfügige Unterschiede zwischen den Werten der Lithium-Ionen-Batterie und der Bleibatterie. Das größte Potential zur Änderung des Autarkiegrades besitzen wiederum der Entladewirkungsgrad und die elektrische Speicherkapazität. Beide können bei einer Änderung um $\pm 10\%$ den Autarkiegrad um ca. 3,5 % heben beziehungsweise um 4 % senken. Den nächstgrößten Einfluss auf den Autarkiegrad hat die thermische Speicherkapazität, die, wie auch beim Bleibatteriespeicher, den Autarkiegrad senkt, wenn die Speicherkapazität vergrößert wird. Die Veränderung des Autarkiegrades beträgt hier ca. $\pm 2,2\%$. Alle weiteren charakteristischen Größen in Abbildung 4.27a zeigen bei dieser Untersuchung keinen nennenswerten Einfluss auf den Autarkiegrad.

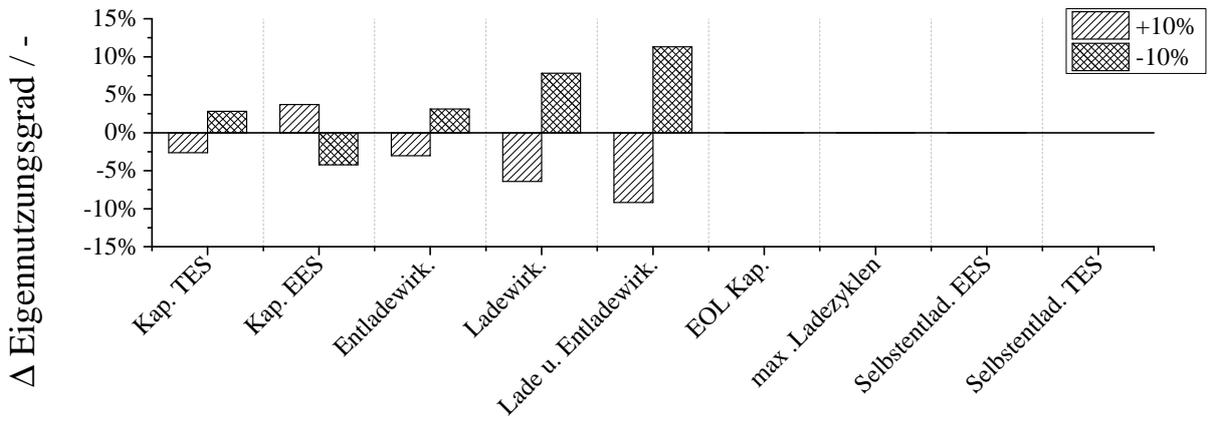
Wie Abbildung 4.27b dargestellt, haben diese Parameter ebenfalls keinen Einfluss auf den Eigennutzungsgrad. Wiederum zeigt sich das gleiche Verhalten wie beim Bleibatteriespeicher. Den größten Einfluss auf den Eigennutzungsgrad hat der Ladewirkungsgrad, der eine Veränderung um bis zu 8 % bewirken kann. Die Speicherkapazität des elektrischen Speichers folgt in der Reihe der Einflussnahme auf den Ladewirkungsgrad. Entladewirkungsgrad und Speicherkapazität des thermischen Speichers weisen auch einen sichtbaren Einfluss auf den Eigennutzungsgrad auf, jedoch bewegt sich dieser um einen Wert von 3 %. Wird der Lade- und Entladewirkungsgrad gleichzeitig um 10 % erhöht oder abgesenkt, so addiert sich der Einfluss der beiden Werte und kann somit den Eigennutzungsgrad um bis zu 11 % verändern. Dabei wird deutlich, dass genau so, wie auch bei der Untersuchung des Bleibatteriespeichers, der Wirkungsgrad des elektrischen Speichersystems die größte Rolle in der Beeinflussung des Eigennutzungsgrades einnimmt.

Auch beim Primärenergiebedarf verhalten sich die untersuchten Parameter (Abbildung 4.27c) genau wie bei der Untersuchung des Bleibatteriespeichers. Zwar ist der Primärenergiebedarf der KWK-Anlage mit einer Lithium-Ionen-Batterie geringer, die Sensitivität des Primärenergiebedarfs bleibt jedoch gleich. So ist der Einfluss der thermischen und elektrischen Speicherkapazität und des Entladewirkungsgrades in etwa gleich groß und bewegt sich um einen Wert von ca. 1 %. Eine Sensitivität des Primärenergiebedarfs bezüglich der andern untersuchten Parameter kann nicht festgestellt werden.

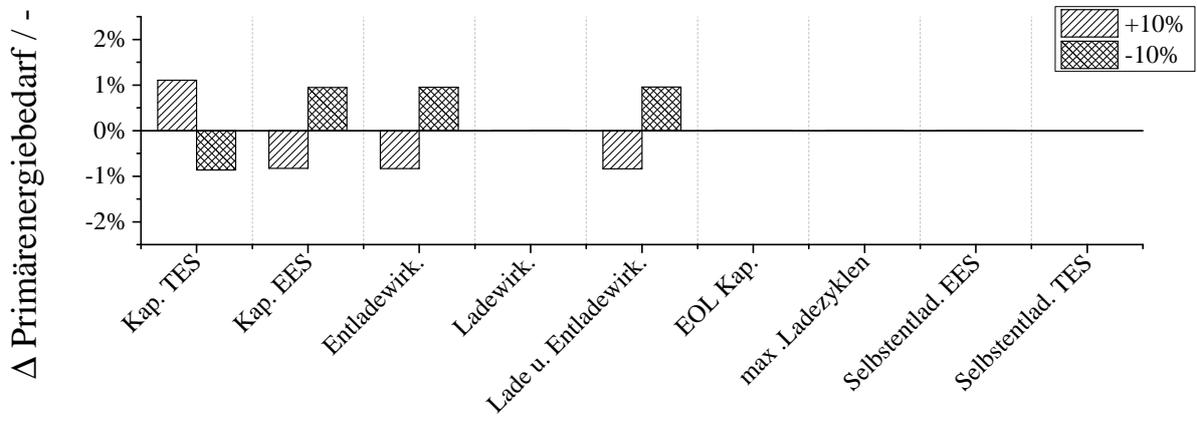
Abschließend wird der Einfluss der Parameter auf den Batterienutzungsgrad untersucht. Die dazugehörigen Daten werden in Abbildung 4.27d dargestellt. Hier zeigt sich aufgrund der höheren Gebrauchsdauer der Lithium-Ionen-Batterie gegenüber dem Bleibatteriespeicher ein verändertes Bild. Die größte Veränderung des Batterienutzungsgrades wird durch eine Absenkung der thermischen Speicherkapazität bewirkt. Die daraus resultierende Steigerung der Startvorgänge der KWK-Anlage erhöht, wie bereits erwähnt, in gleichem Maße die Anzahl der Be- und Entladezyklen, weshalb der Batterienutzungsgrad in diesem Fall um 1,5 % sinkt. Bei den weiteren beeinflussenden Größen, wie der elektrischen Speicherkapazität, dem Entladewirkungsgrad und der Anzahl der maximal möglichen Ladezyklen, ist der Einfluss auf den Batterienutzungsgrad sehr gering. Hierbei werden maximal Veränderungen von ca. 0,5 % erreicht. Ein Einfluss des Ladewirkungsgrads, der EOL-



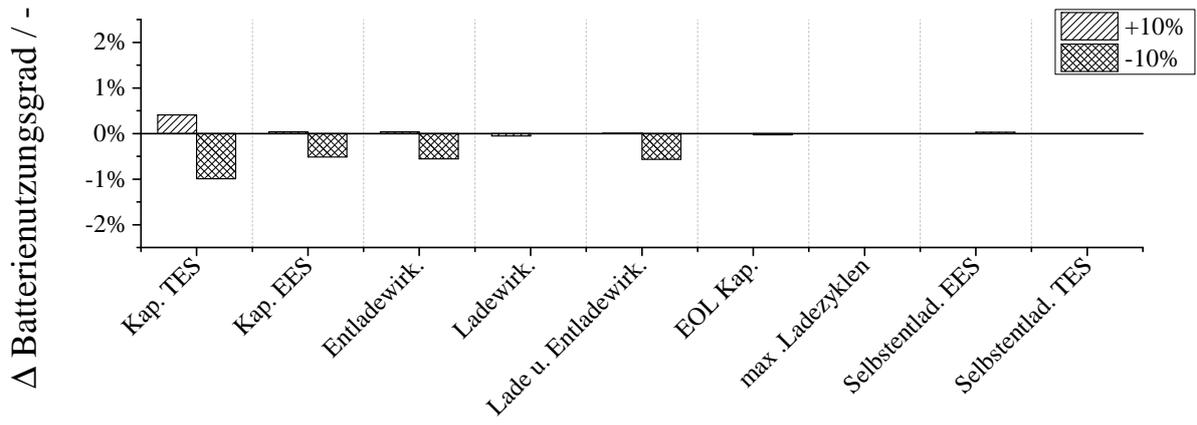
(a) Sensitivität des Autarkiegrads



(b) Sensitivität des Eigennutzungsgrads



(c) Sensitivität des Primärenergiebedarfs



(d) Sensitivität des Batterienutzungsgrads

Abbildung 4.27: Sensitivitätsanalyse der KWK-Anlagensimulation mit einem Lithium-Ionen-Batteriespeicher

Kapazität und der beiden Selbstentladungen ist kaum zu erkennen, da dieser nur wenig Promille beträgt. Zusammenfassend können wiederum die Parameter thermische und elektrische Speicherkapazität und Ladesowie der Entladewirkungsgrad, also Haupteinflussgrößen der KWK-Anlagensimulation, mit einem Lithium-Ionen-Batteriespeicher identifiziert werden.

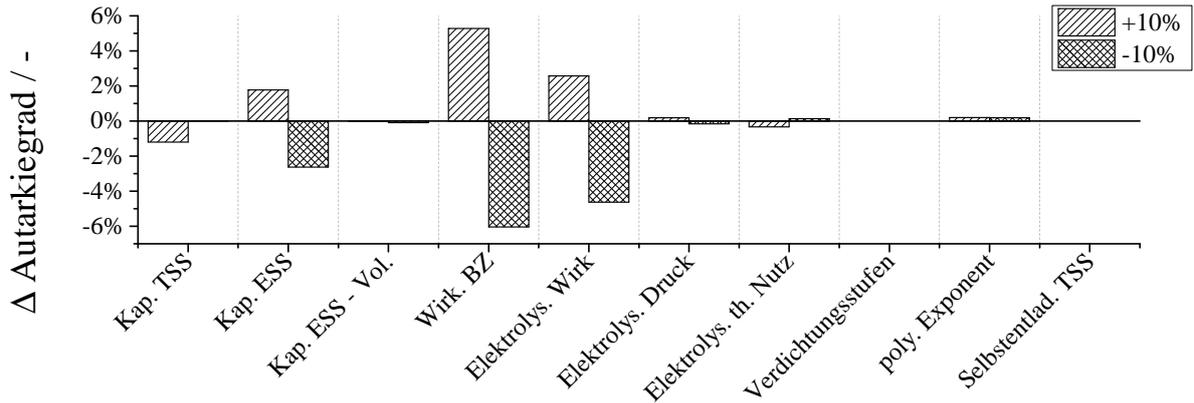
4.5.3 Sensitivitätsanalyse Druckwasserstoffspeicher

Bei der Untersuchung der Sensitivität der KWK-Anlagensimulation mit einem Druckwasserstoffspeicher wurden folgende Parameter verwendet: die Kapazität des thermischen und elektrischen Speichersystems (kurz: TSS und ESS), das Volumen des Druckwasserstoffspeichers, der Wirkungsgrad der Brennstoffzelle (kurz: BSZ) und des Elektrolyseurs, der Ausgangsdruck der Elektrolyse, der thermische Nutzungsgrad der Elektrolyse, die Anzahl der Verdichtungsstufen, der polytropen Exponent und die Selbstentladung des thermischen Speichersystems. Eine Auflistung der Parameter und ihrer Werte findet sich in Tabelle B.3 des Anhangs.

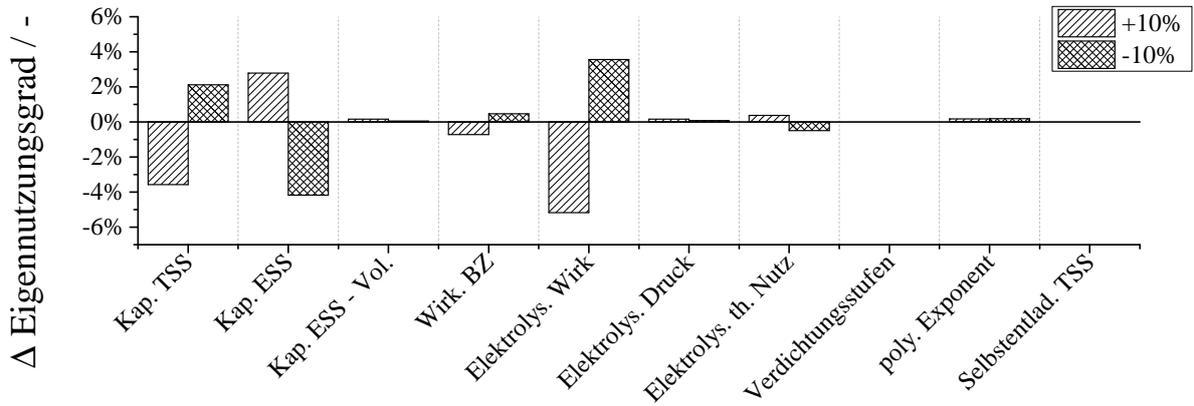
Bei der Untersuchung des Autarkiegrades in Abbildung 4.28a fällt besonders der Einfluss des Brennstoffzellenwirkungsgrades auf. Hier kann bei einer Veränderung des Parameterwertes um 10 % der Autarkiegrad um ca. 6 % erhöht oder gesenkt werden. Dies ist, wie bei den Sensitivitätsanalysen der Batteriespeichersysteme, darauf zurückzuführen, dass bei einem hohen Brennstoffzellenwirkungsgrad mehr elektrische Energie bereitgestellt werden kann und somit der Autarkiegrad erhöht wird. Die gleiche Erklärung kann auch bezüglich des Einflusses der elektrischen Speicherkapazität und des Wirkungsgrades des Elektrolyseurs angewandt werden. Beide Parameter wirken sich direkt auf die elektrische Energiemenge aus, mit der der elektrische Energiebedarf gedeckt werden kann. So ändert sich der Autarkiegrad bei Änderung der Speicherkapazität um 2,5 % und -6 % und bei einer Änderung des Elektrolyseurwirkungsgrades um 2,6 % und -4,6 %. Weiterhin bewirkt die Erhöhung der thermische Speicherkapazität um 10 % ein Absinken des Autarkiegrades um ca. 1 %. Dies ist wiederum auf den größeren zeitlichen Abstand zwischen den Startvorgängen der KWK-Anlage zurückzuführen, welche den Zeitraum bestimmen, innerhalb dessen der elektrische Energiespeicher nicht geladen wird, selbst wenn dieser vollständig entladen ist. Eine Senkung der thermischen Speicherkapazität wirkt sich im Umkehrschluss nicht positiv auf den Autarkiegrad aus. Dies kann dadurch erklärt werden, dass bei der untersuchten Speichergröße sich eine Senkung nicht in einem erkennbaren Ausmaß auf die Anzahl der Startvorgänge bemerkbar macht. Bei allen weiteren Parametern in Abbildung 4.28a kann keine signifikante Beeinflussung des Autarkiegrades festgestellt werden.

Die Sensitivitätsanalyse des Eigennutzungsgrades ist in Abbildung 4.28b zu sehen. Hier zeigt sich, dass der Wirkungsgrad der Elektrolyse den größten Einfluss auf den Eigennutzungsgrad besitzt. So sinkt der Eigennutzungsgrad um 5,1 % im Falle einer Steigerung des Elektrolyseurwirkungsgrades um 10 %. Als nächstes folgt in der Reihenfolge der Sensitivität die elektrische Speicherkapazität, welche den Eigennutzungsgrad um ca. 4 % senkt, wenn die Speicherkapazität verringert wird. Die Speicherkapazität des thermischen Speichers weist hier wieder ein gegenläufiges Verhalten auf, da bei einer Erhöhung der Speicherkapazität um 10 % der Eigennutzungsgrad um 3,5 % gesenkt wird. Das Speichervolumen, der Ausgangsdruck des Elektrolyseurs, der Abwärmenutzungsgrad des Elektrolyseurs, die Anzahl der Verdichterstufen, der polytrope Exponent und die Selbstentladung des thermischen Speichers weisen nur einen sehr geringen bis keinen Einfluss auf den Eigennutzungsgrad auf.

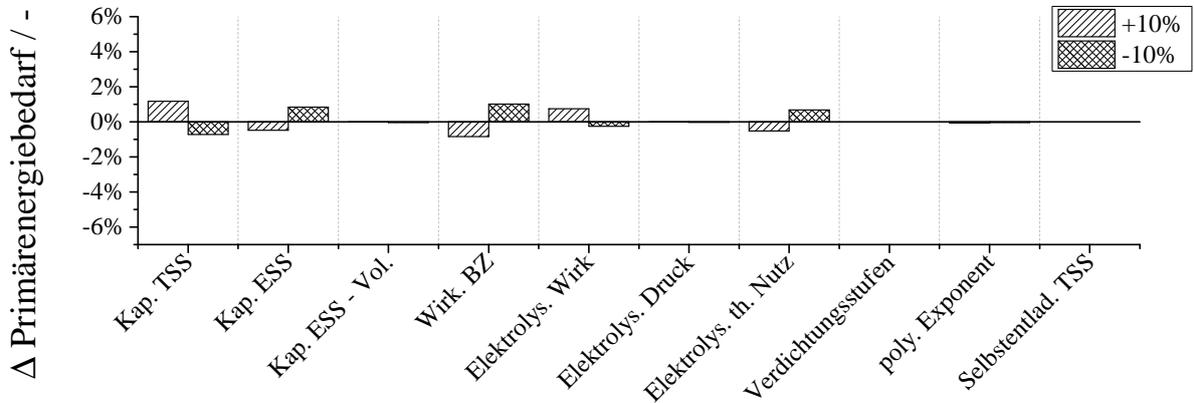
Die nächste Kenngröße, deren Abhängigkeiten untersucht werden sollen, ist der Primärenergiebedarf. Der Veränderung des Primärenergiebedarfs durch eine Änderung bestimmter Parameter ist in Abbildung 4.28c dargestellt. Verglichen mit den anderen Kenngrößen ist die Sensitivität des Primärenergiebedarfs gegenüber der Veränderung der Parameter am geringsten. So liegt die maximale Veränderung des Primärenergiebedarfs lediglich bei 1 % und wird durch eine Erhöhung der thermischen Speicherkapazität erreicht. Den zweitgrößten Einfluss weist der Wirkungsgrad der Brennstoffzelle auf, der durch eine Steigerung eine Abnahme des Primärenergiebedarfs bewirkt. Dieses Verhalten kann dadurch erklärt werden, dass mehr elektrische Energie



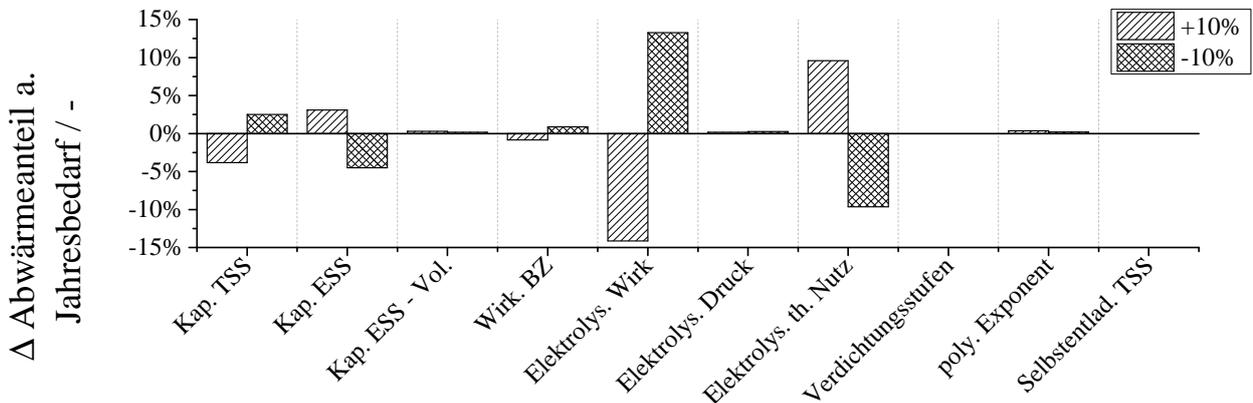
(a) Sensitivität des Autarkiegrads



(b) Sensitivität des Eigennutzungsgrads



(c) Sensitivität des Primärenergiebedarfs



(d) Sensitivität des Abwärmeanteils am Jahresbedarf

Abbildung 4.28: Sensitivitätsanalyse der KWK-Anlagensimulation mit einem Druckwasserstoffspeicher

aus dem Speicher entladen werden kann, was zu einer Reduzierung des elektrischen Energiebedarfs aus dem Versorgungsnetz führt. Da die Energie aus dem Versorgungsnetz, wie bereits bekannt, in die Berechnung des Primärenergiebedarfs mit einfließt, sinkt folglich auch der Primärenergiebedarf. Eine Steigerung des Elektrolysewirkungsgrades verhält sich genau gegensätzlich, da in diesem Fall der Primärenergiebedarf erhöht wird. Der leichte Anstieg des Primärenergiebedarfs ist darauf zurückzuführen, dass bei einem höheren Wirkungsgrad der Elektrolyse weniger Abwärme zur Verfügung steht, weshalb die KWK-Anlage selbst mehr thermische Energie zur Verfügung stellen muss. Deshalb erhöht sich der Primärenergiebedarf um 1 % bei einer Erhöhung des Elektrolysewirkungsgrades.

Wie beschrieben, ist die Abwärmenutzungsgrad des Elektrolyseurs gewichtiger Faktor des Primärenergiebedarfs, weshalb die thermische Energie aus der Elektrolyse auf den Primärenergiebedarf erkennbar einwirkt (Abbildung 4.28c). Beim Primärenergiebedarf beträgt der Einfluss jedoch weniger als 1 %. So sind die wichtigsten Faktoren zur Beeinflussung des Primärenergiebedarfs die elektrische und die thermische Speicherkapazität, der Wirkungsgrad der Brennstoffzelle und des Elektrolyseurs.

Abschließend soll zu dieser Sensitivitätsanalyse der Abwärmeanteil des elektrischen Energiespeichers am thermischen Jahresenergiebedarf untersucht werden. Der Elektrolysewirkungsgrad und der Nutzungsgrad der Elektrolyseureabwärme spielen für den Abwärmeanteil (Abbildung 4.28d) eine deutliche Rolle. So wird der Abwärmeanteil um bis zu 14 % erhöht, wenn der Wirkungsgrad der Elektrolyse sinkt, da mehr Abwärme beim Speicherprozess anfällt. Im direkten Bezug steht auch der Nutzungsgrad der Abwärme. Je mehr Abwärme für die Deckung des thermischen Energiebedarfs genutzt werden kann, desto größer wird auch der Abwärmeanteil am thermischen Jahresenergiebedarf. Weitere Einflussfaktoren findet man wieder in der thermischen und elektrischen Speicherkapazität. Hier bewegt sich die Veränderung des Abwärmenutzungsgrades zwischen $-4,5\%$ und $3,8\%$. Dabei liegt die Ursache der Beeinflussung beim thermischen Speicher in der Anzahl der Startvorgänge, beim elektrischen Speicher in der Anzahl und Länge der Entladevorgänge begründet. Alle weiteren Faktoren weisen eine geringe bis keine Beeinflussung des Abwärmeanteils auf. Folglich sind der Elektrolysewirkungsgrad und der Abwärmenutzungsgrad des Elektrolyseurs die wichtigsten Einflussfaktoren für den Abwärmeanteil.

Wiederum erweisen sich bei der Betrachtung des Gesamtbildes die Speicherkapazitäten des thermischen und elektrischen Speichers als wichtige Einflussgrößen. Weiterhin zeigen die Wirkungsgrade des Elektrolyseurs und der Brennstoffzelle einen großen Einfluss, der jedoch von Kenngröße zu Kenngröße unterschiedlich stark ausfällt.

4.5.4 Sensitivitätsanalyse LOHC-Speichersystem (Erdgasbrenner)

Die Sensitivitätsanalyse der LOHC-Speichersystems mit einem Erdgasbrenner zur Versorgung der Dehydrierereinheit mit thermischer Energie erfolgt in diesem Kapitel. Die verwendeten Parameter und die dazugehörigen Werte sind in Tabelle B.4 verzeichnet.

Die Untersuchung hinsichtlich des Autarkiegrades geschieht in Abbildung 4.29a. Hier zeigt sich, dass sich besonders der Wirkungsgrad der Brennstoffzelle und des Elektrolyseurs stark auf den Autarkiegrad auswirken. So kann mit einer Veränderung des Brennstoffzellenwirkungsgrades oder des Elektrolysewirkungsgrades der Autarkiegrad um $\pm 5,5\%$ oder respektive $3,4\%$ und $-5,4\%$ verändert werden. Beide Faktoren stehen wieder im direkten Bezug zur elektrischen Energie, die vom Speichersystem bereitgestellt werden kann, und verringern oder vergrößern somit den Autarkiegrad des Gesamtsystems. Die Energiespeicherkapazitäten beeinflussen den Autarkiegrad um ca. 2% . Die thermische Speicherkapazität bestimmt, wie auch schon in den vorhergehenden Untersuchungen, den zeitlichen Abstand zwischen den Betriebszeiten der KWK-Anlage. Im Zuge dessen wird auch die Be- und Entladedauer des elektrischen Energiespeichers beeinflusst, der dadurch im direkten Zusammenhang mit dem Autarkiegrad steht. Durch die elektrische Speicherkapazität kann, wie schon häufiger beobachtet, der Autarkiegrad erhöht werden. Eine Senkung der Kapazität hingegen führt

wieder zu einem Absinken des Autarkiegrades. Die unterschiedlichen Veränderungen durch die Vergrößerung oder Verkleinerung des Parameters resultieren aus dem nicht linearen Verhalten des Parameters gegenüber dem Autarkiegrad. Andere Parameter, wie der Wirkungsgrad des Brenners oder die Selbstentladung des thermischen Speichers, wirken sich nicht auf den Autarkiegrad aus. Der Wärmenutzungsgrad der Abwärme des Elektrolyseurs zeigt eine geringe Wirkung von unter 1 %, da die Abwärme einen Einfluss auf den zeitlichen Abstand zwischen den Betriebszeiten der KWK-Anlage hat. Deshalb wirkt sich der Wärmenutzungsgrad ähnlich auf den Autarkiegrad aus wie die Speicherkapazität des thermischen Speichers. Der Wärmenutzungsgrad der Hydrierung weist ebenfalls einen nur geringen Einfluss von ca. 0,5 % auf. Ihre Einflussnahme kann, genau wie beim Wärmenutzungsgrad des Elektrolyseurs, durch die Veränderung der Betriebszeit der KWK-Anlage begründet werden.

Wie beim Autarkiegrad weisen auch beim Eigennutzungsgrad die beiden Speicherkapazitäten und der Wirkungsgrad der Brennstoffzelle und des Elektrolyseurs die größte Bedeutung auf (Abbildung 4.29b). In diesem Fall ist jedoch der Einfluss des Elektrolysewirkungsgrades mit -4% und $1,5\%$ größer als der Einfluss der Brennstoffzelle mit weniger als 1 %. Dieser Unterschied ist damit zu erklären, dass durch einen schlechten Wirkungsgrad beim Speichervorgang viel elektrische Energie genutzt werden muss, um damit den Speicher zu beladen. Somit wirkt sich der Elektrolysewirkungsgrad direkt auf den Eigennutzungsgrad aus, wohingegen die Brennstoffzelle den Parameter nur indirekt beeinflussen kann. Wiederum weisen der Wirkungsgrad des Brenners und die Selbstentladung des thermischen Speichers keine Wirkung auf den Eigennutzungsgrad auf. Die Geltung der beiden Wärmenutzungsgrade ist in diesem Fall sehr gering, weshalb nicht von einer eindeutigen Beeinflussung des Eigennutzungsgrades ausgegangen werden kann.

Die Sensitivitätsanalyse des Primärenergiebedarfs ist in Abbildung 4.29c zu sehen. Der Einfluss der Parameter auf diesen Kennwert ist durchgehend sehr gering, weshalb in Abbildung 4.29c ein maximaler Einfluss von 1 % vorliegt. Auch bei dieser Untersuchung ist zu beachten, dass, im Gegensatz zu den vorhergehenden Kennwerten, ein negativer Wert eine positive Veränderung darstellt, da es sich um einen Bedarf an Energie handelt. So kann der Primärenergiebedarf durch eine höhere elektrische Speicherkapazität, einen höheren Brennstoffzellen- und Brennerwirkungsgrad und eine höhere Abwärmenutzung gesenkt werden, da zum einen die elektrische Energie, die aus dem Versorgungsnetz stammt, minimiert, zum anderen durch eine effizientere Nutzung der Abwärme der Primärenergiebedarf der KWK-Anlage reduziert werden kann. Eine Erhöhung der thermischen Speicherkapazität oder eine Verbesserung des Elektrolysewirkungsgrades wirkt sich im Vergleich zu den anderen Kenngrößen gegensätzlich aus. Ein größerer thermischer Speicher ruft die Verlängerung der Zeitspanne zwischen den Betriebszeiten der KWK-Anlage hervor, was wiederum das Entladeverhalten des elektrischen Speichers negativ beeinflusst und damit der Bedarf an elektrischer Energie aus dem Versorgungsnetz zunimmt. Weiterhin ist ein hoher Wirkungsgrad der Elektrolyse zwar förderlich hinsichtlich einer Reduzierung der elektrischen Energie aus dem Versorgungsnetz, andererseits wird dadurch aber auch die Abwärme gesenkt, die zur Bedarfsdeckung der thermischen Energie genutzt werden kann. Da im vorliegenden Fall durch die Deckung des thermischen Energiebedarfs mit Abwärme mehr Primärenergie eingespart werden kann, als es durch die Einsparung der elektrischen Energie aus dem Versorgungsnetz der Fall ist, kommt es zu einer Erhöhung des Primärenergiebedarfs, wenn der Elektrolysewirkungsgrad verbessert wird.

Eindeutige Veränderungen des Abwärmeanteils am Jahresenergiebedarf werden durch die beiden Wärmenutzungsgrade, den Wirkungsgrad des Elektrolyseurs und die beiden Speicherkapazitäten bewirkt. Neben den Wärmenutzungsgraden steht auch der Elektrolysewirkungsgrad im direkten Zusammenhang mit dem Abwärmeanteil (Abbildung 4.29d). Änderungen dieses Kennwertes von bis zu 8 % können so erreicht werden. Deshalb ist ein schlechter Elektrolysewirkungsgrad einem hohen Abwärmeanteil förderlich, weshalb bei einer Verbesserung des Wirkungsgrades eine Abnahme des Abwärmeanteils von 8 % verzeichnet wird. Da bei der Elektrolyse mehr Wärme freigesetzt wird als beim Hydrierungsvorgang, wirkt sich der Wärmenutzungsgrad des Elektrolyseurs mit einer maximalen Veränderung des Abwärmeanteils von 6,6 % stärker aus, als der Wärmenutzungsgrad des Hydrierers mit maximal 3 %. Bei den beiden Speicherkapazitäten und dem Wir-

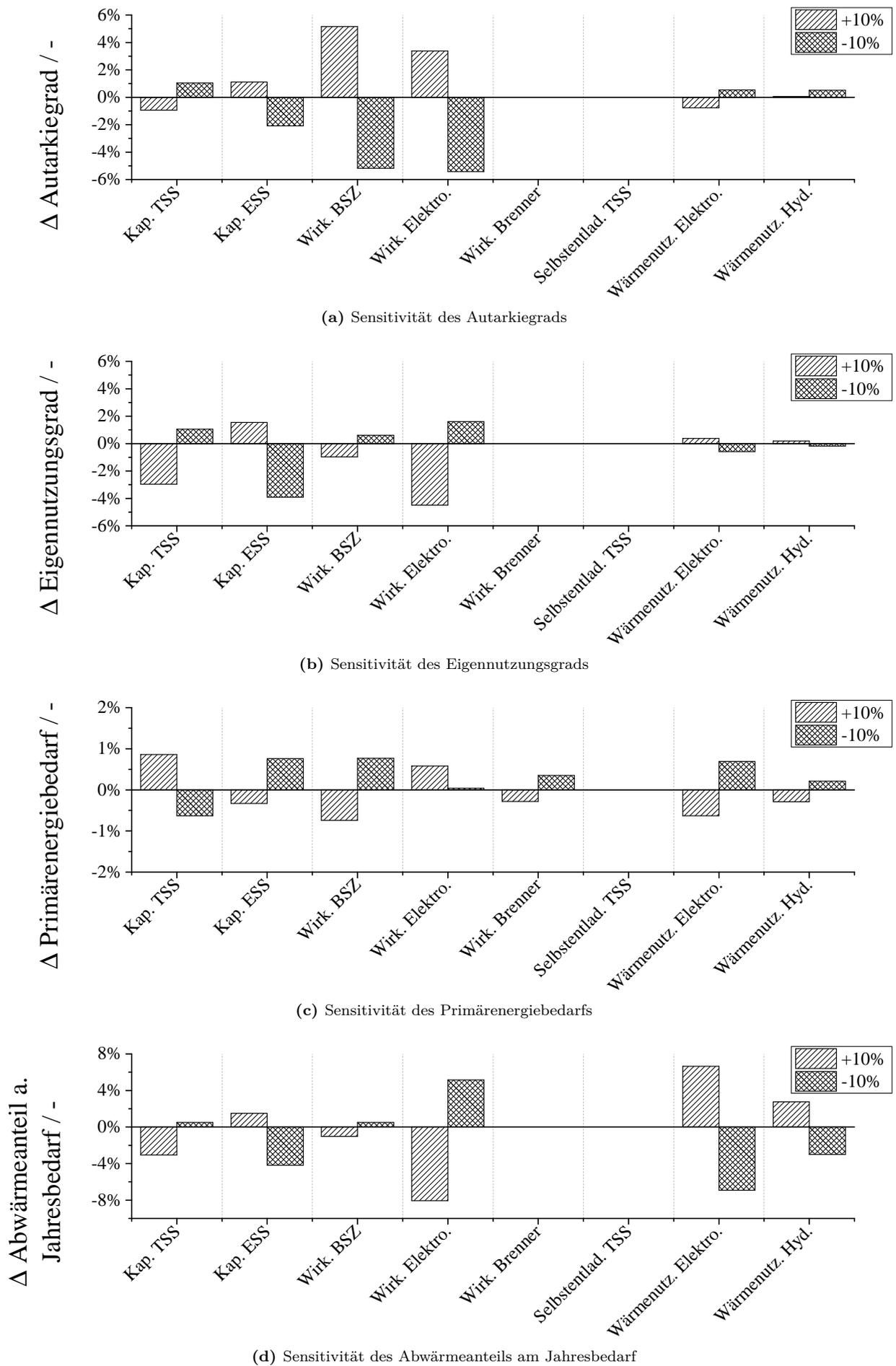


Abbildung 4.29: Sensitivitätsanalyse der KWK-Anlagensimulation mit einem LOHC-Speichersystem (Erdgasbrenner)

kungsgrad der Brennstoffzelle tritt wiederum eine indirekte Beeinflussung des Abwärmeanteils zum Vorschein. Dies liegt, wie beim Primärenergiebedarf, in der Anzahl und der Länge der Ladezyklen des thermischen und elektrischen Speichers begründet.

Zusammenfassend sind die Haupteinflussfaktoren im thermischen und elektrischen Speicher und im Wirkungsgrad der Brennstoffzelle und des Elektrolyseurs zu sehen. Die Wärmenutzungsgrade spielen bei der KWK-Anlagensimulation mit einem LOHC-Speicher eine eher untergeordnete Rolle, haben jedoch bei der Beeinflussung des Abwärmeanteils eine große Bedeutung. Der Wirkungsgrad des Erdgasbrenners und die Selbstentladung des thermischen Speichers weisen bei dieser Sensitivitätsanalyse einen vernachlässigbaren Charakter auf.

4.5.5 Sensitivitätsanalyse LOHC-Speichersystem (Wasserstoffbrenner)

Aufgrund der schon ausführlich diskutierten Sensitivitätsanalyse des LOHC-Systems mit Erdgasbrenner soll im Fall der Sensitivitätsanalyse der KWK-Anlagensimulation mit einem LOHC-System mit Wasserstoffbrenner auf eine detaillierte Darstellung verzichtet werden. Die Ergebnisse der Untersuchung werden in der Abbildung B.34 des Anhangs zusammengefasst. Weiterhin können der Tabelle B.4 die verwendeten Werte der untersuchten Abbildung 4.29d Parameter entnommen werden.

Wird der Autarkiegrad hinsichtlich seiner Sensitivität gegenüber den in Abbildung B.34a aufgeführten Werten untersucht, so zeigt sich, dass genau wie beim LOHC-System mit Erdgasbrenner besonders der Wirkungsgrad der Brennstoffzelle und des Elektrolyseurs den Autarkiegrad beeinflussen. Beim LOHC-System mit Wasserstoffbrenner nimmt jedoch nun der Wirkungsgrad des Brenners eine bedeutendere Rolle ein, da dieser mit dem gespeicherten Wasserstoff betrieben wird. Somit steht bei einem hohen Wirkungsgrad des Wasserstoffbrenners mehr Wasserstoff für die Rückverstromung zur Verfügung, weshalb in diesem Fall der Autarkiegrad steigt.

Bei der Untersuchung des Eigennutzungsgrades kann keine signifikante Veränderung im Vergleich zu dem LOHC-System mit Erdgasbrenner festgestellt werden. Weiterhin haben die beiden Speicherkapazitäten und der Elektrolysewirkungsgrad den größten Einfluss auf den Eigennutzungsgrad. Der Einfluss des Brennstoffzellenwirkungsgrades nimmt im Vergleich ab, und der Wirkungsgrad des Brenners gewinnt an Bedeutung, jedoch liegen die durch diese Parameter hervorgerufenen Veränderungen des Eigennutzungsgrades unterhalb von 1 %.

Dasselbe kann beim Verhalten des Primärenergiebedarfs festgestellt werden. Hier sind ebenfalls nur geringe Einflüsse der einzelnen Parameter zu erkennen, weshalb die größte Veränderung noch durch die thermische Speicherkapazität hervorgerufen wird. Grundsätzlich ist der Einfluss auf den Primärenergiebedarf von weniger als 1 % gering.

Ein Vergleich zwischen der Änderung des Abwärmeanteils durch die Parameter des LOHC-Systems mit Erdgasbrenner und des Systems mit Wasserstoffbrenner zeigt erneut, dass sich das Verhalten der beiden Systeme hinsichtlich dieses Kennwertes nur geringfügig unterscheiden. Weiterhin bleiben der Elektrolysewirkungsgrad und der Wärmenutzungsgrad der Elektrolyse die Haupteinflussfaktoren des Abwärmeanteils. Nach ihrem Einfluss sortiert folgen unverändert die elektrische Speicherkapazität, der Wärmenutzungsgrad des Hydrierers und die thermische Speicherkapazität. Im Unterschied zum LOHC-System mit Erdgasbrenner wird jedoch dem Wasserstoffbrenner nun mehr Einfluss beigemessen, dennoch liegt die Beeinflussung durch den Wasserstoffbrennerwirkungsgrad unterhalb von 1 %.

Grundsätzlich zeigt auch diese Sensitivitätsanalyse, dass bei dem LOHC-System die Wirkungsgrade der Brennstoffzelle und des Elektrolyseurs den größten Einfluss auf die Kennzahlen nehmen.

Kapitel 5

Abschließende Diskussion

In der vorliegenden Arbeit wird bei der Untersuchung eines elektrischen Energiespeichers in KWK-Systemen deutlich, dass nur dann eine Integration eines zusätzlichen Speichers sinnvoll ist, wenn die im Durchschnitt bereitgestellte Energie den durchschnittlichen Energiebedarf übersteigt. Diese Aussage wird durch die Untersuchung von KWK-Systemen bestätigt, deren Antriebe eine geringere mittlere elektrische Leistung ausweisen als die Leistung, die durch den Verbraucher abgefragt wird. So kann beobachtet werden, dass jene Antriebsvarianten mit geringem elektrischen Wirkungsgrad, wie die Brennstoffzelle, der Stirlingmotor oder der Dampfmotor, nicht in dem Ausmaß durch einen elektrischen Speicher optimiert werden können, wie jene Antriebe, die einen höheren elektrischen Wirkungsgrad aufweisen. Zwar kann unter dem Gesichtspunkt der elektrischen Leistungssteigerung des Gesamtsystems mit einem elektrischen Speicher durchaus eine Verbesserung hinsichtlich Autarkiegrad oder Eigennutzungsgrad erzielt werden, jedoch werden dabei viele Ladezyklen verursacht, die z.B. im Falle der Batterie zu einem vorzeitigen Versagen führen können. Aus diesem Grund zeigen die Untersuchungen, dass ein elektrischer Speicher für die Kombination mit einer KWK-Anlage mit Verbrennungsmotor am geeignetsten ist.

Eine voll variable Leistungsregelung von Verbrennungsmotoren in KWK-Systemen ohne elektrischen Speicher wirkt sich positiv auf die Kennzahlen aus. Dies wird dadurch begründet, dass bei einer variablen Leistungsregelung die KWK-Anlage möglichst lange betrieben werden kann und darüber hinaus die bereitgestellte elektrische Energie an den elektrischen Energiebedarf angepasst ist. Da bei dieser Regelungsart jedoch wenig überschüssige elektrische Energie anfällt, können im Zusammenhang mit einem elektrischen Energiespeicher kaum Verbesserungen erzielt werden. Beim Verbrennungskolbenmotor ohne Leistungsregelung hingegen können, aufgrund des höheren elektrischen Überschusses, mit einem elektrischen Energiespeicher dieselben, und in vielen Fällen sogar auch höhere Kennzahlen erreicht werden als bei einem KWK-System ohne elektrisches Speichersystem und einem Verbrennungsmotor mit voll variabler Leistungsregelung. Ein elektrischer Energiespeicher ermöglicht somit die nachteiligen Eigenschaften einer KWK-Anlage ohne Leistungsregelung hinsichtlich der Energiebereitstellung zu kompensieren und sie teilweise sogar über das Niveau einer Anlage mit Leistungsregelung zu heben.

Für das Erreichen eines hohen Autarkiegrades und einer hohen Primärenergieeinsparung ist der Speicherwirkungsgrad des elektrischen Energiespeichers ausschlaggebend. Ist der Wirkungsgrad des elektrischen Speichers jedoch gering, kann dieser Nachteil durch die Nutzung von Abwärme aus dem Speicherprozess abgemildert und somit der Gesamtnutzungsgrad des Speichersystems wiederum verbessert werden. Ein Nachteil dieses Konzeptes ist jedoch, dass zwar die wärmegeführte KWK-Anlage bei der Bereitstellung von thermischer Energie entlastet wird, im Umkehrschluss aber die Anlage weniger elektrische Energie bereitstellt. Dadurch nimmt der Anteil an elektrischer Energie, der entweder direkt genutzt oder in den elektrischen Speicher geladen werden kann, ab, weshalb in diesem Fall auch der gesamte Autarkiegrad der Anlage sinkt. Die Primärenergieeinsparung kann dadurch ebenfalls negativ beeinflusst werden, da mehr Energie aus dem elektrischen Versorgungsnetz bezogen werden muss. Hierbei muss jedoch beachtet werden, dass dieser Effekt

stark durch den Primärenergiefaktor beeinflusst wird.

Untersuchungen der Speicherkapazität zeigen, dass durch den wärmegeführten Betrieb der Anlage der thermische Energiespeicher eine besondere Rolle bei der Wahl der Kapazität des elektrischen Energiespeichers einnimmt. Da der thermische Energiespeicher bestimmt, mit welchem zeitlichen Abstand die KWK-Anlage betrieben wird, muss dementsprechend die Kapazität des elektrischen Speichers angepasst werden. Eine Überdimensionierung des Speicher ist jedoch auch nicht zielführend, da immer nur eine begrenzte Menge an elektrischer Energie für den Speichervorgang zur Verfügung steht, die wiederum durch die Größe des thermischen Energiespeichers vorgegeben wird. Die geringe zur Verfügung stehende elektrische Energie ist auch dafür verantwortlich, dass trotz elektrischem Speicher, unabhängig von seiner Speicherkapazität, keine vollständige Autarkie erreicht werden kann. Dies liegt darin begründet, dass in den Sommermonaten der thermische Energiebedarf stark absinkt, wohingegen der elektrische Energiebedarf annähernd konstant bleibt. Somit sinkt die Betriebszeit der wärmegeführten KWK-Anlage in den Sommermonaten stark ab, weshalb auch weniger elektrische Energie zur Verfügung gestellt wird. Da der elektrische Energiebedarf jedoch annähernd unverändert bleibt, führt dies dazu, dass keine vollständige Autarkie erreicht werden kann. Eine saisonale Speicherung elektrischer Energie kann in keinem Szenario beobachtet werden. Es kann festgestellt werden, dass in jedem der untersuchten Fälle der elektrische Speicher während der Stillstandszeit der KWK-Anlage vollständig entladen wird, weshalb keine elektrische Energie über einen längeren Zeitraum gespeichert werden kann. Somit wird der elektrische Speicher in einer wärmegeführten KWK-Anlage hauptsächlich dazu genutzt, um das Bereitstellungsprofil an das Lastprofil anzupassen. Weiterhin kann beobachtet werden, dass besonders bei Anlagen mit geringer elektrischer Leistung der elektrische Speicher nicht nur zur Überbrückung der Zeit dient, innerhalb derer die KWK-Anlage nicht in Betrieb ist, sondern auch zur elektrischen Leistungssteigerung der Anlage, wenn der elektrische Energiebedarf die Leistung der KWK-Anlage allein übersteigt.

Wird der elektrische Energiespeicher neben der Überbrückung eines elektrischen Energiemangels auch zur Leistungssteigerung genutzt, verursacht dies, wie bereits erwähnt, viele Ladezyklen, die den Speicher übermäßig verschleifen können. Doch selbst wenn der Speicher nicht zur Leistungssteigerung genutzt wird, sollte dennoch bei der Wahl des Speichers auf eine hohe Zyklenstabilität geachtet werden. Dies wird besonders bei der Bleibatterie deutlich, welche durch die häufigen Ladezyklen innerhalb der wärmegeführten KWK-Anlage stark verschlissen wird.

Trotzdem zeigt sich bei fast allen KWK-Systemen eine deutliche Verbesserung hinsichtlich der elektrischen Energiebereitstellung. Einzig beim Dampfmotor ist das Verbesserungspotential durch den elektrischen Energiespeicher sehr gering; dies liegt an der hohen thermischen und der geringen elektrischen Leistung. Zwar verfügt das Brennstoffzellen-System ebenfalls über eine hohe thermische und geringe elektrische Leistung, ein Großteil der thermischen Energie dieses Systems jedoch wird durch den Einsatz eines zusätzlichen Spitzenlastkessels zur Verfügung gestellt. Im Gegensatz zum Dampfmotor kann deshalb die Brennstoffzelle annähernd durchgehend betrieben werden, weshalb ein gewisser Anteil an überschüssiger elektrischer Energie entsteht, deren Nutzung mit einem elektrischen Speicher optimiert werden kann.

Alle Untersuchungen zeigen, dass das Speichersystem hinsichtlich eines möglichst hohen Autarkiegrades oder einer hohen Primärenergieeinsparung ausgelegt werden sollte. Eine Optimierung des Speichers hinsichtlich des Eigennutzungsgrades sollte hingegen mit Bedacht erfolgen. Hier offenbart sich, dass ein hoher Eigennutzungsgrad besonders durch elektrische Energiespeicher hervorgerufen wird, die einen geringen Wirkungsgrad aufweisen. Aus diesem Grund ist das Streben nach einem hohen Eigennutzungsgrad unvorteilhaft, da ein Teil der elektrischen Energie durch den Wirkungsgrad für die Bedarfsdeckung verlorengeht. Zwar kann dieser Effekt durch eine Abwärmenutzung teilweise kompensiert werden, jedoch ist dies, wie bereits bei der Diskussion der Primärenergieeinsparung erwähnt, nicht immer zielführend.

Kapitel 6

Zusammenfassung und Ausblick

Angesichts des Klimawandels nimmt die klimaschonende und effiziente Bereitstellung von Energie einen immer wichtigeren Stellenwert ein. Sowohl in der Anwendung als auch in der Forschung wird deshalb immer weiter nach Möglichkeiten gesucht, den Energiebedarf zu reduzieren, indem effiziente Technologien eingesetzt werden. In diesem Zusammenhang wurde in der vorliegenden Arbeit das Kraft-Wärme-Konzept vorgestellt, dass zu enormen Einsparungen in der Energieversorgung führen kann.

Doch selbst die bereits optimierten und sehr effizienten KWK-Systeme weisen immer noch Potential für Verbesserungen auf, wie es in dieser Arbeit gezeigt wurde. Basierend auf der Tatsache, dass KWK-Systeme zur selben Zeit thermische und elektrische Energie bereitstellen, die einzelnen Lastprofile des Energiebedarfs jedoch nicht immer mit diesen korrelieren, wurde die Frage gestellt, ob neben dem bereits vorhandenen thermischen Speicher nicht auch noch ein elektrischer Speicher zur Anpassung des Bereitstellungsprofils an das Bedarfsprofil genutzt werden kann, um das Gesamtsystem noch weiter zu optimieren.

Zu diesem Zweck wurden vier Fragen aufgestellt, anhand derer eine Aussage über die Sinnhaftigkeit einer solchen Optimierung gegeben werden soll. Dabei lautete die erste Frage:

1. *Welche Typen von KWK-Anlagen eignen sich für die Integration eines elektrischen Energiespeichers?*

Die Untersuchung ergab, dass sich besonders wärmegeführte KWK-Anlage zur Energieversorgung von Ein- und Mehrfamilienhäusern im Mikro- und Mini-KWK-Anlagenbereich dafür eignen. Deshalb wurde das Verhalten einer wärmegeführten Anlage in einem Einfamilienhaus modelliert. Basierend darauf konnte die Optimierung der KWK-Anlagen innerhalb eines Großteils des späteren Anwendungsgebietes durchgeführt werden.

Anschließend wurde die Frage gestellt:

2. *Welche elektrischen Speichersysteme eignen sich für eine Integration in eine KWK-Anlage?*

Eine Evaluierung der möglichen elektrischen Energiespeicher ergab, dass aufgrund der hohen Marktverfügbarkeit und der hohen technologischen Reife Batterien für den Einsatz in KWK-Anlagen als sehr geeignet angesehen werden können. Darüber hinaus sollten auch Wasserstoffspeichertechnologien in dieser Arbeit untersucht werden. So wurden ein Druckwasserstoffspeichersystem und ein Wasserstoffspeichersystem auf Basis von flüssigen organischen Wasserstoffträgern (LOHCs) auf ihre Eignung hin überprüft und ihr Zusammenspiel mit den KWK-Systemen untersucht.

In den Simulationen der KWK-Systeme mit einem elektrischen Speicher zeigt sich, dass das Verhalten der wärmegeführten KWK-Anlage mit jedem der untersuchten Speichermodelle verbessert werden kann. Allerdings unterscheidet sich das Verbesserungspotential der KWK-Systeme und der elektrischen Speicher stark, weshalb die eingangs formulierte Fragestellung den wichtigsten Erkenntnissen dieser Arbeit vorangestellt werden kann:

3. Welche Kombination aus elektrischen Energiespeicher und KWK-Anlage muss gewählt werden um ein optimales Zusammenspiel zu ermöglichen?

Im Vergleich verschiedener KWK-Systeme bei einer festgelegten elektrischen und thermischen Speicherkapazität zeigt sich, dass hinsichtlich des Autarkiegrades das KWK-System mit einem Brennstoffzellenantrieb die größte Unabhängigkeit von einem externen Versorgungsnetz ermöglicht. Der höchste Autarkiegrad von ca. 85 % kann in Kombination mit einer Lithium-Ionen-Batterie erreicht werden. Das höchste Optimierungspotential hinsichtlich dieser Kennzahl weisen jedoch die Verbrennungskolbenmotoren auf, die bei den Untersuchungen den größten elektrischen Leistungsüberschuss und damit die größte Menge an überschüssiger elektrischer Energie liefern. Hier kann der Autarkiegrad mit der Lithium-Ionen-Batterie um ca. 60 Prozentpunkte gesteigert werden, weshalb die Verbrennungsmotoren ebenfalls hohe Autarkiegrade von über 70 % erreichen können.

Hinsichtlich des Eigennutzungsgrades kann ebenfalls jeder Anlagentyp durch einen Batteriespeicher verbessert werden. Es wurde jedoch beobachtet, dass besonders die Bleibatterie mit ihrem vergleichsweise niedrigen Wirkungsgrad größere Steigerungen bewirkt als die effektivere Lithium-Ionen-Batterie. Somit muss der Eigennutzungsgrad mit Vorsicht betrachtet werden, da durch einen schlechten Wirkungsgrad Energie für die elektrische Bedarfsdeckung verloren geht. Bei einem hohen Speicherwirkungsgrad, wie der der Lithium-Ionen-Batterie, ist ein hoher Eigennutzungsgrad dennoch positiv zu bewerten. Mit ihrer Hilfe kann der Eigennutzungsgrad bei allen Anlagen um durchschnittlich 40 Prozentpunkte erhöht werden. Die höchsten Steigerungen erfahren wiederum die Verbrennungsmotoren, deren Eigennutzungsgrad von durchschnittlich 18 % auf 57 % erhöht werden kann. Selbst in diesem Punkt kann also das Verhalten einer KWK-Anlage mit einem Batteriespeichersystem optimiert werden.

Der Primärenergiebedarf konnte ebenfalls mit Hilfe des Batteriespeichers gesenkt werden. Wie bei den vorhergehenden Untersuchungen weist auch bei dieser Kennzahl die Lithium-Ionen-Batterie das größte Einsparungspotential auf. So lässt sich beim Einsatz in einer KWK-Anlage mit einem leistungsfesten Verbrennungskolbenmotor der Primärenergiebedarf bis zu 22 % senken. Auch bei der KWK-Anlage mit dem niedrigsten Primärenergiebedarf (Brennstoffzelle) kann noch eine Reduzierung des Energiebedarfs von 12 % gegenüber der Anlage ohne elektrischen Speicher beobachtet werden.

Bei der Verwendung eines Batteriespeichers in einer KWK-Anlage muss jedoch auch das Verschleißverhalten des Speichers mit berücksichtigt werden. Dies ist besonders bei der Blei-Batterie relevant, da diese bereits innerhalb eines Jahres ihre Gebrauchsdauer erreicht oder sich dieser stark nähert. Hingegen können bei der Lithium-Ionen-Batterie eine durchaus noch akzeptable verbleibende Gebrauchsdauer beobachtet werden. Besonders in KWK-Anlagen mit Verbrennungskolbenmotoren sinkt die verbleibende Gebrauchsdauer innerhalb eines Jahres um nur 10 %.

Wird der Einsatz eines Batteriespeichers auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten betrachtet, zeigen die Simulationen, dass aufgrund des niedrigeren Anschaffungspreises eine Bleibatterie die kürzeste Amortisationszeit aufweist. Werden jedoch die Erkenntnisse über die Gebrauchsdauer der Batterien hinzugezogen, stellt sich heraus, dass der Blei-Batteriespeicher bereits vor der Amortisierung aufgrund des hohen Verschleißes ausgetauscht werden muss. Einzig die Lithium-Ionen-Batterie kann bei einem KWK-System mit einem leistungsfesten Verbrennungskolbenmotor eine vollständige Amortisation innerhalb ihrer Gebrauchsdauer erreichen.

Bei der Wahl der optimalen Speichergröße zeigen die Untersuchungen, dass neben der eigentlichen KWK-Anlage auch die Wahl des thermischen Speichers einen entscheidenden Einfluss auf das Betriebsverhalten des Batteriespeichers hat. Da die Kombination aus Speicher und KWK-Anlage mit einem leistungsfesten Verbrennungsmotor das größte Verbesserungspotential aufweist, erfolgt auch hier eine Zusammenfassung auf Basis dieses KWK-Systems. So können mit einem Verhältnis von ca. $1/5$ zwischen der elektrischen und der thermischen Speicherkapazität die höchsten Steigerungen hinsichtlich Autarkiegrad, Eigennutzungsgrad und Primärenergieeinsparung erreicht werden. Hinsichtlich des Batterienutzungsgrades und der Amortisierungs-

dauer kann die Auswahl der idealen Speichergröße des Batteriespeichers weiter konkretisiert werden, weshalb am Ende dieser Untersuchung die Wahl auf ein Lithium-Ionen-Batteriespeicher mit Speicherkapazität von 8 kWh in Kombination mit einem thermischen Energiespeicher von 40 kWh fällt.

Für den Druckwasserstoffspeicher zeigt sich, dass auch diese Speichertechnologie am effektivsten mit einem leistungsfesten Verbrennungskolbenmotor zusammenspielt. Der Autarkiegrad dieses KWK-Anlagentyps konnte mit Hilfe des Druckwasserstoffspeichers um 31 % auf ca. 55 % gesteigert werden. Zwar erwies sich auch in dieser Untersuchung wiederum die Brennstoffzelle als jene Anlage mit dem höchsten Autarkiegrad (55 %), jedoch konnte, wie auch bei den Batterien, der Autarkiegrad dieser Anlage nicht nennenswert (ca. 9 %) durch Druckwasserstoffspeicher gesteigert werden.

Der Eigennutzungsgrad des Gesamtsystems erfährt durch den Einsatz eines Druckwasserstoffspeichers einen enormen Zuwachs. Hier erreichen annähernd alle untersuchten KWK-Anlagentypen eine hundertprozentige Nutzung der eigenen elektrischen Energie. Besonders bei den Verbrennungskolbenmotoren kann ein hoher Zuwachs des Eigennutzungsgrades von maximal 89 Prozentpunkten verzeichnet werden. Der geringste Einfluss des Druckwasserstoffsystems bezüglich des Eigennutzungsgrades kann beim Dampfmotor erkannt werden. Zwar erreicht dieser, wie auch die anderen KWK-Antriebseinheiten in dem hier untersuchten Szenario, auch einen Eigennutzungsgrad von 100 %, jedoch kann hier nur eine vergleichsweise kleine Verbesserung von unter 20 Prozentpunkten erreicht werden. Gleiches gilt auch für den Eigenutzungsgrad im Fall der Brennstoffzelle. Hier beträgt die Steigerung jedoch 40 Prozentpunkte. Auch bei diesem Speichersystem kann hinsichtlich des Eigenutzungsgrades argumentiert werden, dass ein hoher Wert nicht zweckdienlich für die Nutzung von elektrischer Energie ist. Im Gegensatz zu Batteriespeichersystemen können jedoch bei diesem Speichersystem, die elektrischen Energieverluste des Speichervorgangs teilweise durch eine Abwärmenutzung kompensiert werden. Dies kann daran erkannt werden, dass die KWK-Anlage mit einem leistungsfesten Verbrennungskolbenmotor und dem Druckwasserstoffspeicher einen annähernd ähnlich geringen Primärenergieaufwand von 35 MWh aufweist wie das System mit einem hocheffizienten Lithium-Ionen-Batteriespeicher (32,3 MWh). Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass bei diesem Anlagentyp annähernd 10 % des thermischen Jahresenergiebedarfs durch die Abwärmenutzung des Druckwasserstoffspeichers gedeckt werden kann.

Die Variation der Speicherkapazität ergab, dass für ein optimales Zusammenspiel aus elektrischen und thermischen Energiespeicher ein Verhältnis der beiden Kapazitäten von ca. $1/6$ gewählt werden sollte. Dieses Verhältnis kann in etwa auf alle KWK-Antriebsvarianten mit Verbrennungsmotor angewandt werden. Bei anderen Antriebsvarianten gilt dieses Verhältnis aufgrund ihres stark unterschiedlichen Verhaltens nicht. Weiterhin sei noch erwähnt, dass auch bei diesem Speichersystem KWK-Anlagen mit Verbrennungsmotoren das größte Verbesserungspotenzial aufweisen.

Ähnlich dem Druckwasserstoffspeicher verhalten sich auch die beiden LOHC-Speichersysteme. Ein Vergleich zwischen dem LOHC-Antriebssystem mit Wasserstoffbrenner und dem System, das einen Erdgasbrenner zur Bereitstellung der Dehydrierwärme nutzt, zeigt, dass das System mit dem Erdgasbrenner effizienter elektrische Energie speichern kann. Hierbei ist das Speichersystem, neben elektrischer Energie, auf einen weiteren Energieträger angewiesen. Beim Einsatz in KWK-Anlagen ist jedoch bereits eine passende Energieversorgung durch den Erdgasanschluss gewährleistet, welcher mit geringem technischem Aufwand zugleich für die Bereitstellung der Dehydrierungswärme genutzt werden kann. Wie schon bei den anderen Energiespeichern beobachtet, weist die KWK-Anlage mit einer Brennstoffzelle den höchsten Autarkiegrad von 64 % auf, die höchste Steigerung durch den LOHC-Speicher erfahren hingegen die Verbrennungsmotoren mit bis zu 31 Prozentpunkten. Der Eigennutzungsgrad steigt durch die Verwendung des LOHC-Speichers bei jedem KWK-Anlagentyp auf annähernd 100 %. Besonders hoch ist abermals die Steigerung des Eigennutzungsgrades des leistungsfesten Verbrennungsmotors mit 88 Prozentpunkten. Trotz des niedrigen Speicherwirkungsgrades ist es möglich, den Primärenergiebedarf um bis zu 17 % zu senken, da die Abwärme des Speicherprozesses

effektiv für die Deckung des thermischen Energiebedarfes genutzt werden kann. Der Anteil der Abwärme am thermischen Jahresenergiebedarf beträgt hierbei 12 %. Der Primärenergiebedarf von KWK-Anlage mit LOHC-Speicher ist dabei durchschnittlich nur 0,5 Prozentpunkte höher als der des Druckwasserstoffspeichers und 4 Prozentpunkte höher als bei KWK-Anlagen, welche eine Lithium-Ionen-Batterie verwenden. Besonders begünstigt wird abermals die KWK-Anlage mit dem leistungsfesten Verbrennungsmotor. Bei dieser KWK-Anlage können maximale Kennzahlenwerte erreicht werden, wenn die elektrische Speicherkapazität ca. $\approx 1/6$ der thermischen Speicherkapazität beträgt.

Ein Vergleich der verschiedenen Speichersysteme zeigt, dass hinsichtlich des Autarkiegrades und der Primärenergieeinsparung die Lithium-Ionen-Batterie am geeignetsten für den Einsatz in KWK-Anlagen mit einem Verbrennungsmotor ist. Aufgrund des hohen Anschaffungspreises und des auftretenden Verschleißes ist jedoch zu überlegen, ob eine Wasserstoffspeichertechnologie eine Alternative zum Batteriespeicher darstellt. Eine Wasserstoffspeichertechnologie ist besonders dann vorteilhaft, wenn die thermische Speicherkapazität bereits festgelegt ist und sich in einem Bereich befindet, der sich ungünstig auf die Gebrauchsdauer und Amortisationszeit eines Batteriespeichersystems auswirkt. Hier kommt der Vorteil der beiden Wasserstoffspeichertechnologien zum Tragen, dass ihre Speicherkapazität kostengünstig erweitert werden kann und somit Speicherkapazitäten miteinander kombiniert werden können, innerhalb derer eine besonders hohe Verbesserung des Gesamtsystems erreicht werden kann.

Eine anschließende Sensitivitätsanalyse zeigt, dass bei allen Untersuchungen sowohl die thermische als auch die elektrische Speicherkapazität eine wichtige Rolle bei der Bildung der einzelnen Kennzahlenwerte spielen. So wirkt sich ein großer elektrische Speicher positiv auf Autarkiegrad, Eigennutzungsgrad und Primärenergiebedarf aus, hingegen beeinflusst ein großer thermischer Speicher die Kennzahlen negativ.

Weiterhin kann ein großer Einfluss der Lade- und Entladewirkungsgrade erkannt werden. Besonders im Hinblick auf den Autarkiegrad und den Eigennutzungsgrad ist eine Beeinflussung durch die Wirkungsgrade erkennbar. Bei der Untersuchung des Primärenergiebedarfs hingegen kann bei allen Speichersystemen nur eine geringe Sensitivität beobachtet werden. Neben den Wirkungsgraden ist auch der Einfluss der Parameter nur sehr gering, weshalb meist eine Sensitivität von unter 1 % beobachtet werden kann.

Zum Abschluss stellt sich die Frage:

4. *Wie genau sind die hier getroffenen Aussagen hinsichtlich Unsicherheiten von Simulationsparametern?*

Zu diesem Zweck wurden mit der Monte-Carlo-Methode die Auswirkungen der Unsicherheiten von Eingangsparametern untersucht. Darüber hinaus wurde auch das zur Simulation verwendete dynamische Lastprofil einer kritischen Untersuchung unterzogen.

Besonders die Verwendung des hier verwendeten dynamischen Lastprofils lässt die Frage aufkommen, in wie weit die hier publizierten Ergebnisse eine allgemeine Gültigkeit besitzen. Zu diesem Zweck wurden die Temperaturen der einzelnen Tage im Rahmen ihrer Standardabweichung variiert und somit ein Lastprofil erstellt, welches diese Temperaturänderungen mit einem veränderten Verhalten im Energiebedarf widerspiegelt. In 90 % der Fälle beträgt die Unsicherheit des Autarkiegrades der KWK-Anlage mit Batteriespeicher $\pm 3,3$ %. Eine größere Abhängigkeit von den Temperaturen ist beim Primärenergiebedarf und beim Eigennutzungsgrad zu erkennen. So steigt der Primärenergiebedarf linear mit der Abnahme der berechneten mittleren Jahrestemperatur und sinkt, wenn durch die Änderungen der Tagestemperaturen sich die mittlere Jahrestemperatur erhöht. So kann je nach mittlerer Jahrestemperatur der Primärenergiebedarf um ± 5 % schwanken. Beim Eigennutzungsgrad muss mit einer temperaturbedingten Abweichung von $-3,5$ % und $4,5$ % gerechnet werden. Neben den Temperaturen wurde auch der Einfluss der Temperaturabfolge und die

Abfolge des Bedeckungsgrads untersucht. Sowohl beim Autarkiegrad, beim Primärenergiebedarf als auch beim Eigennutzungsgrad ergab sich jedoch keine signifikante Beeinflussung.

Zur Klärung, wie weit die getroffenen Schlussfolgerungen auch auf Systeme angewandt werden können, die den hier untersuchten Systemen ähneln, wurden eine Monte-Carlo-Simulation bezüglich der Unsicherheiten von Eingangsparametern durchgeführt. Bei den Batteriespeichern konnte hinsichtlich des Autarkiegrads, des Primärenergiebedarfs und des Batterienutzungsgrades keine großen Unsicherheit durch variierende Speichereigenschaften beobachtet werden. Einzig der Eigennutzungsgrad wird sichtlich durch eine andere Systemkonfiguration beeinflusst. Daher können Abweichungen des Eigennutzungsgrads von ca. $\pm 6\%$ bei der Lithium-Ionenbatterie und ca. $\pm 11\%$ bei der Bleibatterie beobachtet werden. Die Erkenntnisse und Simulationsergebnisse der Wasserstoffspeichersysteme können auch auf Systeme mit ähnlichen Eigenschaften angewandt werden, jedoch muss hier mit einer größeren Unsicherheit gerechnet werden, wenn die Systemeigenschaften nicht exakt übereinstimmen. Sollen die Erkenntnisse auch auf andere Wasserstoffspeichersysteme angewandt werden, muss damit gerechnet werden, dass der Autarkiegrad einer spezifischen Anlage $\pm 9\%$ und der Primärenergiebedarf um $\pm 3\%$ von den hier gewonnenen Ergebnissen abweichen können. Der Eigennutzungsgrad, der mit einem Druckwasserstoffspeichersystem erreicht wird, kann mit großer Sicherheit für alle Anlagen auf 100 % beziffert werden. Hier zeigen die Simulationen, dass unabhängig von den gewählten Eingangsparametern die gesamte elektrische Energie der KWK-Anlage innerhalb des Systems genutzt werden kann. Beim LOHC-System kann diese Aussage nicht getroffen werden, hier schwankt der Eigennutzungsgrad bei Veränderung der Systemkonfiguration mehr. Es sei jedoch erwähnt, dass der Eigennutzungsgrad bei unsicheren Eingangsdaten nicht mehr als um $\pm 9\%$ abweichen wird. Die Unsicherheit des Abwärmenutzungsgrads ist bei allen Wasserstoffspeichersystemen groß, weshalb die angegebenen Werte nur für jene Systeme gültig sind, die exakt die gleiche Systemkonfiguration aufweisen. Die Übertragung der Erkenntnisse zum Abwärmenutzungsgrad auf Systeme mit anderen Leistungsdaten ist daher nicht zu empfehlen und sollte bei Bedarf erneut berechnet werden.

Somit werden neben den hier dargestellten Ergebnissen nicht nur konkrete Auslegungsempfehlungen der untersuchten Systeme dargelegt, sondern darüber hinaus Vorgehensweisen und Modelle bereitgestellt, mit Hilfe derer auch andere Szenarien, Anlagen und Speicher ausgelegt und aufeinander abgestimmt werden können.

Abbildungsverzeichnis

2.1	Leistungsströme einer Wärmekraftmaschine	4
2.2	Leistungsströme eines KWK-Systems	6
2.3	Vergleich der Energieströme eines KWK-System und eines konventionellen Systems für die Bereitstellung von elektrischer und thermischer Energie	7
2.4	Joule-Kreisprozess	10
2.5	Thermischer Wirkungsgrad η_{th} des Joule-Prozesses in Abhängigkeit des Verdichtungsverhältnisses	11
2.6	Gleichdruck- und Gleichraum-Kreisprozess	12
2.7	Stirling-Kreisprozess	15
2.8	Ermittlung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion und des Konfidenzbereiches	26
2.9	Quantile verschiedener Verteilungen	28
3.1	Anfahrverhalten, Teillast- und Wirkungsgradverhalten der verschiedenen Verbrennungsmotoren	34
3.2	An- und Abfahrverhalten des WisperGen Stirlingmotors	36
3.3	An- und Abfahrverhalten sowie Teillastverhalten und Regelung des Viessmann Stirlingmotors	37
3.4	Anfahrverhalten, Teillastverhalten und Regelung einer Mikrogasturbine	39
3.5	Anfahrverhalten und Regelung einer Brennstoffzelle	40
3.6	Daten und Modelle zur Berechnung des Bereitschaftsverlustes bei Warmwasserspeichern . . .	42
3.7	Schematische Darstellung des Hydrierungsprozessmodells	46
3.8	Schematische Darstellung des Dehydrierungsprozessmodells	48
3.9	Korrelation zwischen dem Wirkungsgrad des Brenners und dem Verhältnis aus dem Stoffstromverhältnis $\eta_{Brenner}/\eta_{Brennstoffzelle}$	50
3.10	Einfluss der Schrittweite auf die Simulationszeit und das Simulationsergebnis	52
4.1	Vergleich verschiedener KWK-Antriebskonzepte mit Batteriespeichern hinsichtlich des Autarkiegrades	54
4.2	Vergleich verschiedener KWK-Antriebskonzepte mit Batteriespeichern hinsichtlich des Eigennutzungsgrades	56
4.3	Vergleich verschiedener KWK-Antriebskonzepte mit Batteriespeichern hinsichtlich der Primärenergieeinsparung	58
4.4	Vergleich verschiedener KWK-Antriebskonzepte mit Batteriespeichern hinsichtlich des Batterienutzungsgrades nach einem Jahr	59
4.5	Vergleich verschiedener KWK-Antriebskonzepte mit Batteriespeichern hinsichtlich der Amortisationszeit	60
4.6	Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität einer KWK-Anlage mit Lithium-Ionen-Batteriespeicher	63
4.7	Vergleich verschiedener KWK-Antriebskonzepte mit einem Druckwasserstoffspeicher hinsichtlich des Autarkiegrades	66
4.8	Vergleich verschiedener KWK-Antriebskonzepte mit einem Druckwasserstoffspeicher hinsichtlich des Eigennutzungsgrades	67

4.9	Vergleich verschiedener KWK-Antriebskonzepte mit einem Druckwasserstoffspeicher hinsichtlich des Primärenergiebedarfs	68
4.10	Vergleiche verschiedener KWK-Antriebskonzepte mit einem Druckwasserstoffspeicher hinsichtlich des Abwärmeanteils	68
4.11	Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität einer KWK-Anlage mit einem Druckwasserstoffspeicher	69
4.12	Vergleich verschiedener KWK-Antriebskonzepte mit LOHC-Speichersystemen	73
4.13	Vergleich verschiedener KWK-Antriebskonzepte mit LOHC-Speichersystemen anhand des Eigennutzungsgrades	74
4.14	Vergleich verschiedener KWK-Antriebskonzepte mit LOHC-Speichersystemen anhand des Primärenergiebedarfs	75
4.15	Vergleich verschiedener KWK-Antriebskonzepte mit LOHC-Speichersystemen anhand des Abwärmeanteils	76
4.16	Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität einer KWK-Anlage mit LOHC-System (Erdgasbrenner)	78
4.17	Durchschnittliche Monatstemperatur im Zeitraum von 1995 - 2015 und deren Standardabweichung	81
4.18	Einfluss der Temperatur auf den Autarkiegrad	82
4.19	Einfluss der Temperatur auf den Primärenergiebedarf	84
4.20	Einfluss der Temperatur auf den Eigennutzungsgrad	85
4.21	Einfluss der Temperatur auf den Primärenergiebedarf	87
4.22	Unsicherheiten der Simulation mit einem Bleibatteriespeicher	91
4.23	Unsicherheiten der Simulation mit einem Lithium-Ionen-Batteriespeicher	93
4.24	Unsicherheiten der Simulation mit einem Druckwasserstoffspeicher	96
4.25	Unsicherheiten der Simulation mit einem LOHC-Speichersystem (Erdgasbrenner)	98
4.26	Sensitivitätsanalyse der KWK-Anlagensimulation mit einem Bleibatteriespeicher	102
4.27	Sensitivitätsanalyse der KWK-Anlagensimulation mit einem Lithium-Ionen-Batteriespeicher .	104
4.28	Sensitivitätsanalyse der KWK-Anlagensimulation mit einem Druckwasserstoffspeicher	106
4.29	Sensitivitätsanalyse der KWK-Anlagensimulation mit einem LOHC-Speichersystem (Erdgasbrenner)	109
B.1	Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (Brennstoffzelle) mit einer Bleibatterie	138
B.2	Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität einer KWK-Anlage (leistungsfester Stirlingmotor) mit einer Bleibatterie	139
B.3	Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (in Stufen geregelter Stirlingmotor) mit einer Bleibatterie	140
B.4	Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität einer KWK-Anlage (leistungsfester Verbrennungsmotor) mit einer Bleibatterie	141
B.5	Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (in Stufen geregelter Verbrennungsmotor) mit einer Bleibatterie	142
B.6	Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (stufenlos geregelter Verbrennungsmotor) mit einer Bleibatterie	143
B.7	Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (Mikrogasturbine) mit einer Bleibatterie	144
B.8	Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (Dampfmotor) mit einer Bleibatterie	145
B.9	Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (Brennstoffzelle) mit einer Lithium-Ionen-Batterie	146

B.10 Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität einer KWK-Anlage (leistungsfester Stirlingmotor) mit einer Lithium-Ionen-Batterie	147
B.11 Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (in Stufen geregelter Stirlingmotor) mit einer Lithium-Ionen-Batterie	148
B.12 Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität einer KWK-Anlage (leistungsfester Verbrennungsmotor) mit einer Lithium-Ionen-Batterie	149
B.13 Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (in Stufen geregelter Verbrennungsmotor) mit einer Lithium-Ionen-Batterie	150
B.14 Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (stufenlos geregelter Verbrennungsmotor) mit einer Lithium-Ionen-Batterie	151
B.15 Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (Mikrogasturbine) mit einer Lithium-Ionen-Batterie	152
B.16 Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (Dampfmotor) mit einer Lithium-Ionen-Batterie	153
B.17 Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (Brennstoffzelle) mit einem Druckwasserstoffspeicher	154
B.18 Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität einer KWK-Anlage (leistungsfester Stirlingmotor) mit einem Druckwasserstoffspeicher	155
B.19 Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (in Stufen geregelter Stirlingmotor) mit einem Druckwasserstoffspeicher	156
B.20 Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität einer KWK-Anlage (leistungsfester Verbrennungsmotor) mit einem Druckwasserstoffspeicher	157
B.21 Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (in Stufen geregelter Verbrennungsmotor) mit einem Druckwasserstoffspeicher	158
B.22 Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (stufenlos geregelter Verbrennungsmotor) mit einem Druckwasserstoffspeicher	159
B.23 Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (Mikrogasturbine) mit einem Druckwasserstoffspeicher	160
B.24 Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (Dampfmotor) mit einem Druckwasserstoffspeicher	161
B.25 Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (Brennstoffzelle) mit einem LOHC-Speichermodell (Erdgasbrenner)	162
B.26 Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität einer KWK-Anlage (leistungsfester Stirlingmotor) mit einem LOHC-Speichermodell (Erdgasbrenner)	163
B.27 Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (in Stufen geregelter Stirlingmotor) mit einem LOHC-Speichermodell (Erdgasbrenner)	164
B.28 Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität einer KWK-Anlage (leistungsfester Verbrennungsmotor) mit einem LOHC-Speichermodell (Erdgasbrenner)	165
B.29 Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (in Stufen geregelter Verbrennungsmotor) mit einem LOHC-Speichermodell (Erdgasbrenner)	166
B.30 Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (stufenlos geregelter Verbrennungsmotor) mit einem LOHC-Speichermodell (Erdgasbrenner)	167
B.31 Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (Mikrogasturbine) mit einem LOHC-Speichermodell (Erdgasbrenner)	168
B.32 Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (Dampfmotor) mit einem LOHC-Speichermodell (Erdgasbrenner)	169
B.33 Unsicherheiten der Simulation mit eine LOHC-Speichersystem und einem Wasserstoffbrenner	171

B.34 Sensitivitätsanalyse der KWK-Anlagensimulation mit einem LOHC-Speichersystem (Wasserstoffbrenner)	174
--	-----

Tabellenverzeichnis

2.1	Anlagengrößen von KWK-Anlagen	7
2.2	Zustandsänderungen	9
2.3	Enthalpien und Entropien zur Berechnung einer Brennstoffzellenreaktion	14
3.1	Typentage	31
3.2	Kriterien zur Einteilung von Typentagen [139]	32
3.3	Anfahrverhalten von Verbrennungsmotoren	33
3.4	Anzahl der maximalen Ladezyklen in Abhängigkeit von der Entladetiefe [123]	45
4.1	Eingangsparameter und deren Unsicherheiten im Fall eines Bleibatteriespeichers	89
4.2	Eingangsparameter und deren Unsicherheiten im Falle eines Lithium-Ionen-Batteriespeichers	92
4.3	Eingangsparameter und deren Unsicherheiten im Falle eines Druckwasserstoffspeichers	95
4.4	Eingangsparameter und deren Unsicherheiten im Falle eines LOHC-Speichersystems (Erdgasbrenner)	99
A.1	Technische Daten der KW-Antriebseinheiten	136
B.2	Parameter der Sensitivitätsanalyse einer KWK-Anlagensimulation mit einem Lithium-Ionen-Batteriespeicher	172
B.1	Parameter der Sensitivitätsanalyse einer KWK-Anlagensimulation mit einem Blei-Batteriespeicher	172
B.3	Parameter der Sensitivitätsanalyse einer KWK-Anlagensimulation mit einem Druckwasserstoffspeicher	173
B.4	Parameter der Sensitivitätsanalyse einer KWK-Anlagensimulation mit einem LOHC-Speichersystem (Erdgasbrenner)	173

Literaturverzeichnis

- [1] SUTTOR, Wolfgang: *Blockheizkraftwerke: Ein Leitfaden für den Anwender*. Solarpraxis, 2009
- [2] ISAAC, Morna ; VUUREN, Detlef P.: Modeling global residential sector energy demand for heating and air conditioning in the context of climate change. In: *Energy Policy* 37 (2009), Nr. 2, S. 507–521
- [3] HAWKES, A. D. ; LEACH, M. A.: Cost-effective operating strategy for residential micro-combined heat and power. In: *Energy* 32 (2007), Nr. 5, S. 711–723
- [4] ENTCHEV, Evgueniy ; GUSDORF, John ; SWINTON, Mike ; BELL, Mike ; SZADKOWSKI, Frank ; KALBFLEISCH, Walter ; MARCHAND, Roger: Micro-generation technology assessment for housing technology. In: *Energy and Buildings* 36 (2004), Nr. 9, S. 925–931
- [5] DENTICE D'ACCADIA, M. ; SASSO, M. ; SIBILIO, S. ; VANOLI, L.: Micro-combined heat and power in residential and light commercial applications. In: *Applied Thermal Engineering* 23 (2003), Nr. 10, S. 1247–1259
- [6] ALIPOUR, Manijeh ; ZARE, Kazem ; MOHAMMADI-IVATLOO, Behnam: Short-term scheduling of combined heat and power generation units in the presence of demand response programs. In: *Energy* 71 (2014), S. 289–301
- [7] KOPANOS, Georgios M. ; GEORGIADIS, Michael C. ; PISTIKOPOULOS, Efstratios N.: Energy production planning of a network of micro combined heat and power generators. In: *Applied Energy* 102 (2013), S. 1522–1534
- [8] DE PAEPE, Michel ; D'HERDT, Peter ; MERTENS, David: Micro-CHP systems for residential applications. In: *Energy Conversion and Management* 47 (2006), Nr. 18–19, S. 3435–3446
- [9] SUÁREZ, I. ; PRIETO, M. M. ; FERNÁNDEZ, F. J.: Analysis of potential energy, economic and environmental savings in residential buildings: Solar collectors combined with microturbines. In: *Applied Energy* 104 (2013), S. 128–136
- [10] BARBIERI, Enrico S. ; MELINO, Francesco ; MORINI, Mirko: Influence of the thermal energy storage on the profitability of micro-CHP systems for residential building applications. In: *Applied Energy* 97 (2012), S. 714–722
- [11] NUYTEN, Thomas ; CLAESSENS, Bert ; PAREDIS, Kristof ; VAN BAEL, Johan ; SIX, Daan: Flexibility of a combined heat and power system with thermal energy storage for district heating. In: *Applied Energy* 104 (2013), S. 583–591
- [12] WU, Jing-yi ; WANG, Jia-long ; LI, Sheng: Multi-objective optimal operation strategy study of micro-CCHP system. In: *Energy* 48 (2012), Nr. 1, S. 472–483
- [13] CHICCO, Gianfranco ; MANCARELLA, Pierluigi: Assessment of the greenhouse gas emissions from cogeneration and trigeneration systems. Part I: Models and indicators. In: *Energy* 33 (2008), Nr. 3, S. 410–417

- [14] BARBIERI, Enrico S. ; SPINA, Pier R. ; VENTURINI, Mauro: Analysis of innovative micro-CHP systems to meet household energy demands. In: *Applied Energy* 97 (2012), S. 723–733
- [15] BIANCHI, M. ; DE PASCALE, A. ; MELINO, F.: Performance analysis of an integrated CHP system with thermal and Electric Energy Storage for residential application. In: *Applied Energy* 112 (2013), S. 928–938
- [16] MOTEVASEL, Mehdi ; SEIFI, Ali R. ; NIKNAM, Taher: Multi-objective energy management of CHP (combined heat and power)-based micro-grid. In: *Energy* 51 (2013), S. 123–136
- [17] COPPEZ, G. ; CHOWDHURY, S. ; CHOWDHURY, S. P.: Battery storage and testing protocols for CHP systems. In: *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2011*, S. 1–7
- [18] BAEHR, Hans D. ; KABELAC, Stephan: *Thermodynamik: Grundlagen und technische Anwendungen*. Springer-Verlag, 2012
- [19] BUNDESVERBAND FÜR ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern 2014. – Forschungsbericht
- [20] RATKA, Andreas: *Technik Erneuerbarer Energien*. Ulmer, 2015
- [21] ONOVWIONA, Hycienth I. ; ISMET UGURSAL, V. ; FUNG, Alan S.: Modeling of internal combustion engine based cogeneration systems for residential applications. In: *Applied Thermal Engineering* 27 (2007), Nr. 5–6, S. 848–861
- [22] ALANNE, Kari ; SAARI, Arto: Sustainable small-scale CHP technologies for buildings: the basis for multi-perspective decision-making. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 8 (2004), Nr. 5, S. 401–431
- [23] ROON, Serafin von ; STECK, Michael: Dezentrale Bereitstellung von Strom und Wärme mit Mikro-KWK-Anlagen. In: *wuf UmweltWirtschaftsForum* 17 (2009), Nr. 4, S. 313–319
- [24] SEIFERT, Jörg; Meinzenbach A. Joachim; Hartan H. Joachim; Hartan: *Mikro-BHKW-Systeme für den Gebäudebereich*. VDE-Verlag, 2013
- [25] KNOWLES, J.: Overview of small and micro combined heat and power (CHP) systems A2 - Beith, Robert. In: *Small and Micro Combined Heat and Power (CHP) Systems*. Woodhead Publishing, 2011, S. 3–16
- [26] HAWKES, Adam ; LEACH, Matthew: Impacts of temporal precision in optimisation modelling of micro-Combined Heat and Power. In: *Energy* 30 (2005), Nr. 10, S. 1759–1779
- [27] BRAUN, R. J. ; KLEIN, S. A. ; REINDL, D. T.: Evaluation of system configurations for solid oxide fuel cell-based micro-combined heat and power generators in residential applications. In: *Journal of Power Sources* 158 (2006), Nr. 2, S. 1290–1305
- [28] SCHULZ, C. ; RODER, G. ; KURRAT, M.: Virtual power plants with combined heat and power micro-units. In: *2005 International Conference on Future Power Systems, 2005*, S. 5 pp.–5
- [29] SCHMITZ, Karl W. ; SCHAUMANN, Gunter: *Kraft-Wärme-Kopplung*. Springer-Verlag, 2009
- [30] PAULUS, Jan: *Präqualifikation für den Regelenergiemarkt: Was ist das und wie funktioniert es?* 2013/10/2 2013
- [31] PILAVACHI, P. A.: Mini- and micro-gas turbines for combined heat and power. In: *Applied Thermal Engineering* 22 (2002), Nr. 18, S. 2003–2014

- [32] WIETSCHEL, Martin ; ULLRICH, Sandra ; MARKEWITZ, Peter ; SCHULTE, Friedrich ; GENOESE, Fabio: *Energietechnologien der Zukunft*. (2015)
- [33] LECHNER, Christof ; SEUME, Jörg: *Stationäre Gasturbinen*. Springer-Verlag, 2010
- [34] MARTENS, Adwin: The energetic feasibility of CHP compared to the separate production of heat and power. In: *Applied Thermal Engineering* 18 (1998), Nr. 11, S. 935–946
- [35] PILAVACHI, P. A.: Power generation with gas turbine systems and combined heat and power. In: *Applied Thermal Engineering* 20 (2000), Nr. 15–16, S. 1421–1429
- [36] MOSS, R. W. ; ROSKILLY, A. P. ; NANDA, S. K.: Reciprocating Joule-cycle engine for domestic CHP systems. In: *Applied Energy* 80 (2005), Nr. 2, S. 169–185
- [37] COLPIER, Ulrika C. ; CORNLAND, Deborah: The economics of the combined cycle gas turbine - an experience curve analysis. In: *Energy Policy* 30 (2002), Nr. 4, S. 309–316
- [38] THOMAS, Bernd: *Mini-Blockheizkraftwerke: Grundlagen, Gerätetechnik, Betriebsdaten*. Vogel Buchverlag, 2011
- [39] DONG, Leilei ; LIU, Hao ; RIFFAT, Saffa: Development of small-scale and micro-scale biomass-fuelled CHP systems – A literature review. In: *Applied Thermal Engineering* 29 (2009), Nr. 11–12, S. 2119–2126
- [40] SIGLOCH, Herbert: *Strömungsmaschinen - Grundlagen und Anwendungen*. Carl Hanser Verlag GmbH Co KG, 2013
- [41] MAJOR, G.: *Small scale cogeneration. The Netherlands: Centre for the Analysis and Dissemination of Demonstrated Energy Technologies. CADDET Energy Efficiency Analysis Series 1*. IEA. 1995
- [42] WANG, Caisheng: *Modeling and control of hybrid wind/photovoltaic/fuel cell distributed generation systems*, Montana State University Bozeman, Diss., 2006
- [43] WANG, Lin ; HUSAR, Attila ; ZHOU, Tianhong ; LIU, Hongtan: A parametric study of PEM fuel cell performances. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 28 (2003), Nr. 11, S. 1263–1272
- [44] KURZWEIL, Peter: *Brennstoffzellentechnik: Grundlagen, Komponenten, Systeme, Anwendungen*. Springer-Verlag, 2012
- [45] HEINZEL, A.: Stand der Technik von Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzellen – ein Überblick. In: *Chemie Ingenieur Technik* 81 (2009), Nr. 5, S. 567–571
- [46] TÖPLER, Johannes ; LEHMANN, Jochen: Wasserstoff und Brennstoffzelle. In: *Technologien und Marktperspektiven*. Berlin, Heidelberg: Imprint: Springer Vieweg. Online verfügbar unter <http://www.worldcat.org/oclc/864451428> (2014)
- [47] CHOUDHURY, Arnab ; CHANDRA, H. ; ARORA, A.: Application of solid oxide fuel cell technology for power generation—A review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 20 (2013), S. 430–442
- [48] THOMAS, Bernd: Mini-BHKW – noch zu groß für Ein- und Zweifamilienhäuser? In: *eBWK* 60 (2008), Nr. 6, S. 1–9
- [49] OBERNBERGER, Ingwald ; CARLSEN, Henrik ; BIEDERMANN, Friedrich: State of the art and future developments regarding small scale biomass CHP systems with a special focus on ORC and Stirling engine technologies, S. 331–339
- [50] PRIETO, Cristina ; COOPER, Patrick ; FERNÁNDEZ, A. I. ; CABEZA, Luisa F.: Review of technology: Thermochemical energy storage for concentrated solar power plants. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 60 (2016), S. 909–929

- [51] HASNAIN, S. M.: Review on sustainable thermal energy storage technologies, Part I: heat storage materials and techniques. In: *Energy Conversion and Management* 39 (1998), Nr. 11, S. 1127–1138
- [52] H ABEDIN, Ali ; A ROSEN, Marc: A critical review of thermochemical energy storage systems. In: *The Open Renewable Energy Journal* 4 (2011), Nr. 1
- [53] PARDO, P. ; DEYDIER, A. ; ANXIONNAZ-MINVIELLE, Z. ; ROUGÉ, S. ; CABASSUD, M. ; COGNET, P.: A review on high temperature thermochemical heat energy storage. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 32 (2014), S. 591–610
- [54] MEHLING, Harald ; CABEZA, Luisa F.: *Heat and cold storage with PCM*. Springer, 2008
- [55] KALDELLIS, J. K. ; ZAFIRAKIS, D.: Optimum energy storage techniques for the improvement of renewable energy sources-based electricity generation economic efficiency. In: *Energy* 32 (2007), Nr. 12, S. 2295–2305
- [56] OERTEL, Dagmar: *Energiespeicher - Stand und Perspektiven / Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim deutschen Bundestag*. 2008. – Forschungsbericht
- [57] CHEN, Haisheng ; CONG, Thang N. ; YANG, Wei ; TAN, Chunqing ; LI, Yongliang ; DING, Yulong: Progress in electrical energy storage system: A critical review. In: *Progress in Natural Science* 19 (2009), Nr. 3, S. 291–312
- [58] ELMEGAARD, Brian ; BRIX, Wiebke: Efficiency of compressed air energy storage. In: *24th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems*
- [59] FERREIRA, Helder L. ; GARDE, Raquel ; FULLI, Gianluca ; KLING, Wil ; LOPES, Joao P.: Characterisation of electrical energy storage technologies. In: *Energy* 53 (2013), Nr. 0, S. 288–298
- [60] HARTMANN, Niklas ; VÖHRINGER, O. ; KRUCK, C. ; ELTROP, L.: Simulation and analysis of different adiabatic Compressed Air Energy Storage plant configurations. In: *Applied Energy* 93 (2012), Nr. 0, S. 541–548
- [61] CALAMINUS, Bernd: „Innovatives Druckluftspeicherwerk der EnBW “Adiabatic Compressed Air Energy Storage (CAES)–Kraftwerk zur Speicherung großer Mengen regenerativ erzeugten Stroms. In: *Energietage Hannover* (2007)
- [62] GRAZZINI, G. ; MILAZZO, A.: A Thermodynamic Analysis of Multistage Adiabatic CAES. In: *Proceedings of the IEEE* 100 (2012), Nr. 2, S. 461–472
- [63] PARK, Jung-Wook ; PARK, Dohyun ; RYU, Dong-Woo ; CHOI, Byung-Hee ; PARK, Eui-Seob: Analysis on heat transfer and heat loss characteristics of rock cavern thermal energy storage. In: *Engineering Geology* 181 (2014), Nr. 0, S. 142–156
- [64] RAJU, Mandhapati ; KUMAR KHAITAN, Siddhartha: Modeling and simulation of compressed air storage in caverns: A case study of the Huntorf plant. In: *Applied Energy* 89 (2012), Nr. 1, S. 474–481
- [65] KIM, Y. M. ; FAVRAT, D.: Energy and exergy analysis of a micro-compressed air energy storage and air cycle heating and cooling system. In: *Energy* 35 (2010), Nr. 1, S. 213–220
- [66] JANNELLI, E. ; MINUTILLO, M. ; LUBRANO LAVADERA, A. ; FALCUCCI, G.: A small-scale CAES (compressed air energy storage) system for stand-alone renewable energy power plant for a radio base station: A sizing-design methodology. In: *Energy* 78 (2014), Nr. 0, S. 313–322
- [67] HADJIPASCHALIS, Ioannis ; POUILLIKAS, Andreas ; EFTHIMIOU, Venizelos: Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (2009), Nr. 6–7, S. 1513–1522

- [68] STERNER, Michael ; STADLER, Ingo: *Energiespeicher-Bedarf, Technologien, Integration*. Springer-Verlag, 2014
- [69] RIBEIRO, P. F. ; JOHNSON, B. K. ; CROW, M. L. ; ARSOY, A. ; LIU, Y.: Energy storage systems for advanced power applications. In: *Proceedings of the IEEE* 89 (2001), Nr. 12, S. 1744–1756
- [70] DÍAZ-GONZÁLEZ, Francisco ; SUMPER, Andreas ; GOMIS-BELLMUNT, Oriol ; VILLAFÁFILA-ROBLES, Roberto: A review of energy storage technologies for wind power applications. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (2012), Nr. 4, S. 2154–2171
- [71] ZHANG, Yong ; FENG, Hui ; WU, Xingbing ; WANG, Lizhen ; ZHANG, Aiqin ; XIA, Tongchi ; DONG, Huichao ; LI, Xiaofeng ; ZHANG, Linsen: Progress of electrochemical capacitor electrode materials: A review. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 34 (2009), Nr. 11, S. 4889–4899
- [72] HSU, C. S. ; LEE, W. J.: Superconducting magnetic energy storage for power system applications. In: *IEEE Transactions on Industry Applications* 29 (1993), Nr. 5, S. 990–996
- [73] LUONGO, C. A.: Superconducting storage systems: an overview. In: *IEEE Transactions on Magnetics* 32 (1996), Nr. 4, S. 2214–2223
- [74] ZHU, Jiahui ; YUAN, Weijia ; QIU, Ming ; WEI, Bin ; ZHANG, Hongjie ; CHEN, Panpan ; YANG, Yanfang ; ZHANG, Min ; HUANG, Xiaohua ; LI, Zhenming: Experimental demonstration and application planning of high temperature superconducting energy storage system for renewable power grids. In: *Applied Energy* 137 (2015), S. 692–698
- [75] IVY, Johanna: Summary of electrolytic hydrogen production: milestone completion report / National Renewable Energy Lab., Golden, CO (US). 2004. – Forschungsbericht
- [76] KIRUBAKARAN, A. ; JAIN, Shailendra ; NEMA, R. K.: A review on fuel cell technologies and power electronic interface. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (2009), Nr. 9, S. 2430–2440
- [77] BADWAL, S. P. S. ; FOGER, K.: Solid oxide electrolyte fuel cell review. In: *Ceramics International* 22 (1996), Nr. 3, S. 257–265
- [78] PEIGHAMBARDOUST, S. J. ; ROWSHANZAMIR, S. ; AMJADI, M.: Review of the proton exchange membranes for fuel cell applications. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 35 (2010), Nr. 17, S. 9349–9384
- [79] DURBIN, D. J. ; MALARDIER-JUGROOT, C.: Review of hydrogen storage techniques for on board vehicle applications. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 38 (2013), Nr. 34, S. 14595–14617
- [80] MÜLLER, Karsten ; ARLT, Wolfgang: Status and Development in Hydrogen Transport and Storage for Energy Applications. In: *Energy Technology* 1 (2013), Nr. 9, S. 501–511
- [81] SCHLAPBACH, Louis ; ZUTTEL, Andreas: Hydrogen-storage materials for mobile applications. In: *Nature* 414 (2001), Nr. 6861, S. 353–358
- [82] JORGENSEN, S. W.: Hydrogen storage tanks for vehicles: Recent progress and current status. In: *Current Opinion in Solid State and Materials Science* 15 (2011), Nr. 2, S. 39–43
- [83] KLELL, M. ; ZUSCHROTT, M. ; KINDERMANN, H. ; REBERNIK, M.: Thermodynamics of Hydrogen Storage. In: *1st International Symposium on Hydrogen Internal Combustion Engines*, 2006
- [84] CONTE, M. ; PROSINI, P. P. ; PASSERINI, S.: Overview of energy/hydrogen storage: state-of-the-art of the technologies and prospects for nanomaterials. In: *Materials Science and Engineering: B* 108 (2004), Nr. 1–2, S. 2–8

- [85] ROWSELL, Jesse L. C. ; YAGHI, Omar M.: Strategies for Hydrogen Storage in Metal–Organic Frameworks. In: *Angewandte Chemie International Edition* 44 (2005), Nr. 30, S. 4670–4679
- [86] ADAMETZ, Patrick ; MÜLLER, Karsten ; ARLT, Wolfgang: Efficiency of low-temperature adsorptive hydrogen storage systems. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 39 (2014), Nr. 28, S. 15604 – 15613
- [87] FICHTNER, M.: Nanotechnological Aspects in Materials for Hydrogen Storage. In: *Advanced Engineering Materials* 7 (2005), Nr. 6, S. 443–455
- [88] SCHÜTH, Ferdi: Mobile Wasserstoffspeicher mit Hydriden der leichten Elemente. In: *Nachrichten aus der Chemie* 54 (2006), Nr. 1, S. 24–28
- [89] GUANDALINI, Giulio ; CAMPANARI, Stefano ; ROMANO, Matteo C.: Power-to-gas plants and gas turbines for improved wind energy dispatchability: Energy and economic assessment. In: *Applied Energy* 147 (2015), S. 117–130
- [90] VARONE, Alberto ; FERRARI, Michele: Power to liquid and power to gas: An option for the German Energiewende. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 45 (2015), S. 207–218
- [91] MÜLLER, Benjamin ; MÜLLER, Karsten ; TEICHMANN, Daniel ; ARLT, Wolfgang: Energiespeicherung mittels Methan und energietragenden Stoffen – ein thermodynamischer Vergleich Energy Storage by CO₂ Methanization and Energy Carrying Compounds: A Thermodynamic Comparison. In: *Chemie Ingenieur Technik* 83 (2011), Nr. 11, S. 2002–2013
- [92] BREYER, Ch ; RIEKE, S. ; STERNER, M. ; SCHMID, J.: Hybrid PV-Wind-Renewable Methane Power Plants–A Potential Cornerstone of Global Energy Supply
- [93] KUHNHENN, E. ; ECKE, Julius: Power-to-gas Stromspeicher, Gasproduktion, Biomethan oder flexible Last. In: *Energie Wasser-Praxis* (2011)
- [94] ZWART, Robin W. R. ; BOERRIGTER, Harold: High Efficiency Co-production of Synthetic Natural Gas (SNG) and Fischer-Tropsch (FT) Transportation Fuels from Biomass. In: *Energy & Fuels* 19 (2005), Nr. 2, S. 591–597
- [95] GÖTZ, Manuel ; LEFEBVRE, Jonathan ; MÖRS, Friedemann ; MCDANIEL KOCH, Amy ; GRAF, Frank ; BAJOHR, Siegfried ; REIMERT, Rainer ; KOLB, Thomas: Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. In: *Renewable Energy* 85 (2016), S. 1371–1390
- [96] TEICHMANN, Daniel ; ARLT, Wolfgang ; WASSERSCHIED, Peter ; FREYMAN, Raymond: A future energy supply based on Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC). In: *Energy & Environmental Science* 4 (2011), Nr. 8, S. 2767–2773
- [97] TEICHMANN, Daniel ; STARK, Katharina ; MÜLLER, Karsten ; ZÖTTL, Gregor ; WASSERSCHIED, Peter ; ARLT, Wolfgang: Energy storage in residential and commercial buildings via Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC). In: *Energy & Environmental Science* 5 (2012), Nr. 10, S. 9044–9054
- [98] MÜLLER, Karsten ; STARK, Katharina ; EMEL'YANENKO, Vladimir N. ; VARFOLOMEEV, Mikhail A. ; ZAITSAU, Dzmitry H. ; SHOIFET, Evgeni ; SCHICK, Christoph ; VEREVKIN, Sergey P. ; ARLT, Wolfgang: Liquid Organic Hydrogen Carriers: Thermophysical and Thermochemical Studies of Benzyl- and Dibenzyl-toluene Derivatives. In: *Industrial & Engineering Chemistry Research* 54 (2015), Nr. 32, S. 7967–7976
- [99] BRÜCKNER, Nicole ; OBESSER, Katharina ; BÖSMANN, Andreas ; TEICHMANN, Daniel ; ARLT, Wolfgang ; DUNGS, Jennifer ; WASSERSCHIED, Peter: Evaluation of Industrially Applied Heat-Transfer Fluids as Liquid Organic Hydrogen Carrier Systems. In: *ChemSusChem* 7 (2014), Nr. 1, S. 229–235

- [100] HAUPT, Axel ; MÜLLER, Karsten: Integration of a LOHC storage into a heat-controlled CHP system. In: *Energy* 118 (2017), S. 1123–1130
- [101] REDDY, Thomas: *Linden's Handbook of Batteries, 4th Edition*. 2010
- [102] PENG, Rong ; PEDRAM, M.: An analytical model for predicting the remaining battery capacity of lithium-ion batteries. In: *IEEE Transactions on Very Large Scale Integration (VLSI) Systems* 14 (2006), Nr. 5, S. 441–451
- [103] DROUILHET, S. ; JOHNSON, B. L.: A Battery Life Prediction Method for Hybrid Power Applications Preprint
- [104] BROUSSELY, M. ; BIENSAN, Ph ; BONHOMME, F. ; BLANCHARD, Ph ; HERREYRE, S. ; NECHEV, K. ; STANIEWICZ, R. J.: Main aging mechanisms in Li ion batteries. In: *Journal of Power Sources* 146 (2005), Nr. 1–2, S. 90–96
- [105] DIVYA, K. C. ; OSTERGAARD, Jacob: Battery energy storage technology for power systems—An overview. In: *Electric Power Systems Research* 79 (2009), Nr. 4, S. 511–520
- [106] DUNN, Bruce ; KAMATH, Haresh ; TARASCON, Jean-Marie: Electrical Energy Storage for the Grid: A Battery of Choices. In: *Science* 334 (2011), Nr. 6058, S. 928–935
- [107] ZAKERI, Behnam ; SYRI, Sanna: Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 42 (2015), S. 569–596
- [108] CENTRALES AGRAR-ROHSTOFF MARKETING UND ENERGIE-NETZWERK: *Marktübersicht Batteriespeicher*. 2016
- [109] PASKA, J. ; BICZEL, P. ; KLOS, M.: Technical and economic aspects of electricity storage systems co-operating with renewable energy sources. In: *2009 10th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, 2009, S. 1–6
- [110] BRAITHWAITE, Jeffrey W. ; AUXER, William L.: *Handbook of Batteries*. 1995
- [111] LUND, Peter D. ; LINDGREN, Juuso ; MIKKOLA, Jani ; SALPAKARI, Jyri: Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 45 (2015), S. 785–807
- [112] BEAUDIN, Marc ; ZAREIPOUR, Hamidreza ; SCHELLENBERGLABE, Anthony ; ROSEHART, William: Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review. In: *Energy for Sustainable Development* 14 (2010), Nr. 4, S. 302–314
- [113] ALLY, Clint ; BAHADOORSINGH, Sanjay ; SINGH, Arvind ; SHARMA, Chandrabhan: A review and technical assessment integrating wind energy into an island power system. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 51 (2015), S. 863–874
- [114] SUDWORTH, J. L.: The sodium/nickel chloride (ZEBRA) battery. In: *Journal of Power Sources* 100 (2001), Nr. 1–2, S. 149–163
- [115] DUSTMANN, Cord-H.: Advances in ZEBRA batteries. In: *Journal of Power Sources* 127 (2004), Nr. 1–2, S. 85–92
- [116] DELL, Ronald M. ; RAND, David Anthony J.: Energy storage—a key technology for global energy sustainability. In: *Journal of Power Sources* 100 (2001), Nr. 1, S. 2–17
- [117] WEBER, AdamZ ; MENCH, MatthewM ; MEYERS, JeremyP ; ROSS, PhilipN ; GOSTICK, JeffreyT ; LIU, Qinghua: Redox flow batteries: a review. In: *Journal of Applied Electrochemistry* 41 (2011), Nr. 10, S. 1137–1164

- [118] SOLOVEICHIK, Grigorii L.: Battery Technologies for Large-Scale Stationary Energy Storage. In: *Annual Review of Chemical and Biomolecular Engineering* 2 (2011), Nr. 1, S. 503–527
- [119] SHIN, Sung-Hee ; YUN, Sung-Hyun ; MOON, Seung-Hyeon: A review of current developments in non-aqueous redox flow batteries: characterization of their membranes for design perspective. In: *Rsc Advances* 3 (2013), Nr. 24, S. 9095–9116
- [120] ALOTTO, Piergiorgio ; GUARNIERI, Massimo ; MORO, Federico: Redox flow batteries for the storage of renewable energy: A review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 29 (2014), S. 325–335
- [121] WENIGER, Johannes ; TJADEN, Tjarko ; QUASCHNING, Volker: Sizing and grid integration of residential PV battery systems. In: *8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2013)*, Berlin, 2013
- [122] BRAUN, Martin ; BÜDENBENDER, Kathrin ; MAGNOR, Dirk ; JOSSEN, Andreas: Photovoltaic self-consumption in Germany: using lithium-ion storage to increase self-consumed photovoltaic energy. In: *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference (PVSEC)*, Hamburg, Germany, 2009
- [123] RYDH, Carl J. ; SANDÉN, Björn A.: Energy analysis of batteries in photovoltaic systems. Part I: Performance and energy requirements. In: *Energy Conversion and Management* 46 (2005), Nr. 11–12, S. 1957–1979
- [124] BUNDESVERBAND FÜR ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT: Strompreise für Haushalte. 2016. – Forschungsbericht
- [125] *Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz*. 2016
- [126] TIE, Siang F. ; TAN, Chee W.: A review of energy sources and energy management system in electric vehicles. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 20 (2013), S. 82–102
- [127] ZHAO, Haoran ; WU, Qiuwei ; HU, Shuju ; XU, Honghua ; RASMUSSEN, Claus N.: Review of energy storage system for wind power integration support. In: *Applied Energy* 137 (2015), S. 545–553
- [128] GALLO, A. B. ; SIMÕES-MOREIRA, J. R. ; COSTA, H. K. M. ; SANTOS, M. M. ; SANTOS, E. Moutinho d.: Energy storage in the energy transition context: A technology review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 65 (2016), S. 800–822
- [129] WALKER, Sean B. ; MUKHERJEE, Ushnik ; FOWLER, Michael ; ELKAMEL, Ali: Benchmarking and selection of Power-to-Gas utilizing electrolytic hydrogen as an energy storage alternative. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 41 (2016), Nr. 19, S. 7717–7731
- [130] FREEDMAN, David ; DIACONIS, Persi: On the histogram as a density estimator:L2 theory. In: *Zeitschrift für Wahrscheinlichkeitstheorie und Verwandte Gebiete* 57 (1981), Nr. 4, S. 453–476
- [131] STURGES, Herbert A.: The choice of a class interval. In: *Journal of the American Statistical Association* 21 (1926), Nr. 153, S. 65–66
- [132] SCOTT, David W.: On optimal and data-based histograms. In: *Biometrika* 66 (1979), Nr. 3, S. 605–610
- [133] MASSEY JR, Frank J.: The Kolmogorov-Smirnov test for goodness of fit. In: *Journal of the American statistical Association* 46 (1951), Nr. 253, S. 68–78
- [134] LILLIEFORS, Hubert W.: On the Kolmogorov-Smirnov Test for Normality with Mean and Variance Unknown. In: *Journal of the American Statistical Association* 62 (1967), Nr. 318, S. 399–402
- [135] STAHEL, Werner: *Statistische Datenanalyse: Eine Einführung für Naturwissenschaftler*. Springer-Verlag, 2013

- [136] DEREWONKO, P. ; PEARCE, J. M.: Optimizing design of household scale hybrid solar photovoltaic + combined heat and power systems for Ontario. In: *2009 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2009, S. 001274–001279
- [137] JENKINS, D. P. ; FLETCHER, J. ; KANE, D.: Lifetime prediction and sizing of lead-acid batteries for microgeneration storage applications. In: *IET Renewable Power Generation 2* (2008), Nr. 3, S. 191–200
- [138] VDI-GESELLSCHAFT ENERGIE UND UMWELT: *VDI-Norm 4655: Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen*. 2008
- [139] DEUTSCHER WETTERDIENST: Das Testreferenzjahr. 2014. – Forschungsbericht
- [140] ARNDT, Ulli: Optimierung von KWK-Systemen zur Hausenergieversorgung mittels prüfstandsgestützter Simulation. (2008)
- [141] ROSATO, Antonio ; SIBILIO, Sergio: Energy performance of a micro-cogeneration device during transient and steady-state operation: Experiments and simulations. In: *Applied Thermal Engineering 52* (2013), Nr. 2, S. 478–491
- [142] MERKER, Günter P. ; SCHWARZ, Christian ; TEICHMANN, Rüdiger: Grundlagen Verbrennungsmotoren. In: *Simulation der Gemischbildung, Verbrennung, Schadstoffbildung und Aufladung* (2009)
- [143] ROSELLI, Carlo ; SASSO, Maurizio ; SIBILIO, Sergio ; TZSCHEUTSCHLER, Peter: Experimental analysis of microgenerators based on different prime movers. In: *Energy and Buildings 43* (2011), Nr. 4, S. 796–804
- [144] CONROY, G. ; DUFFY, A. ; AYOMPE, L. M.: Validated dynamic energy model for a Stirling engine Micro-CHP unit using field trial data from a domestic dwelling. In: *Energy and Buildings 62* (2013), S. 18–26
- [145] BOUVENOT, J. B. ; ANDLAUER, B. ; STABAT, P. ; MARCHIO, D. ; FLAMENT, B. ; LATOUR, B. ; SIROUX, M.: Gas Stirling engine Micro-CHP boiler experimental data driven model for building energy simulation. In: *Energy and Buildings 84* (2014), S. 117–131
- [146] HUDSON, C. R. ; PETROV, A. Y.: Generic Performance Characterizations of Distributed Energy CHP Systems. (2004), Nr. 47012, S. 331–337
- [147] RODRÍGUEZ-HIDALGO, M. C. ; RODRÍGUEZ-AUMENTE, P. A. ; LECUONA, A. ; LEGRAND, M. ; VENTAS, R.: Domestic hot water consumption vs. solar thermal energy storage: The optimum size of the storage tank. In: *Applied Energy 97* (2012), S. 897–906
- [148] BUDERUS HEIZTECHNIK GMBH: Größenbestimmung und Auswahl von Speicher-Wassererwärmern. 2002. – Forschungsbericht
- [149] DEUTSCHE INDUSTRIE NORM: *DIN 44532: Elektro-Wassererwärmer; Warmwasserspeicher mit Nenninhalt bis 1000 Liter; Gebrauchseigenschaften, Begriffe*. 1989
- [150] DEUTSCHE INDUSTRIE NORM: *DIN 4753-8: Wassererwärmer und Wassererwärmungsanlagen für Trink- und Betriebswasser - Teil 8: Wärmedämmung von Wassererwärmern bis 1000 l Nenninhalt; Anforderungen und Prüfung*. 1994
- [151] SAUER, Dirk U. ; WENZL, Heinz: Comparison of different approaches for lifetime prediction of electrochemical systems—Using lead-acid batteries as example. In: *Journal of Power Sources 176* (2008), Nr. 2, S. 534–546
- [152] CARMO, Marcelo ; FRITZ, David L. ; MERGEL, Jürgen ; STOLTEN, Detlef: A comprehensive review on PEM water electrolysis. In: *International Journal of Hydrogen Energy 38* (2013), Nr. 12, S. 4901–4934

- [153] SMOLINKA, Tom: Untersuchungen an einer mit Reformat betriebenen PEM-Brennstoffzelle. (2005)
- [154] ZHOU, Keliang ; FERREIRA, J. A. ; HAAN, S. W. H.: Optimal energy management strategy and system sizing method for stand-alone photovoltaic-hydrogen systems. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 33 (2008), Nr. 2, S. 477–489
- [155] IPSAKIS, Dimitris ; VOUTETAKIS, Spyros ; SEFERLIS, Panos ; STERGIOPOULOS, Fotis ; ELMASIDES, Costas: Power management strategies for a stand-alone power system using renewable energy sources and hydrogen storage. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 34 (2009), Nr. 16, S. 7081–7095
- [156] ULLEBERG, Ø ; MØRNER, S. O.: TRNSYS simulation models for solar-hydrogen systems. In: *Solar Energy* 59 (1997), Nr. 4, S. 271–279
- [157] MATHWORKS: *Choose a Solver*. 2017
- [158] STATISTISCHES BUNDESAMT: Energieverbrauch der privaten Haushalte. 2008. – Forschungsbericht
- [159] STATISTISCHES BUNDESAMT: Daten zur Umwelt. 2015. – Forschungsbericht
- [160] ZHAO, H. ; HOLST, J. ; ARVASTSON, L.: Optimal operation of coproduction with storage. In: *Energy* 23 (1998), Nr. 10, S. 859–866
- [161] SØRENSEN, Bent: *Hydrogen and fuel cells: emerging technologies and applications*. Academic Press, 2011
- [162] TURNER, John ; SVERDRUP, George ; MANN, Margaret K. ; MANESS, Pin-Ching ; KROPOSKI, Ben ; GHIRARDI, Maria ; EVANS, Robert J. ; BLAKE, Dan: Renewable hydrogen production. In: *International Journal of Energy Research* 32 (2008), Nr. 5, S. 379–407
- [163] HOLLADAY, J. D. ; HU, J. ; KING, D. L. ; WANG, Y.: An overview of hydrogen production technologies. In: *Catalysis Today* 139 (2009), Nr. 4, S. 244–260

Anhang A

Technische Daten

In diesem Abschnitt sind die Angaben der untersuchten KWK-Antriebseinheiten verzeichnet. Die Antriebseinheiten basieren dabei auf den technischen Angaben der existierenden Anlagen, sodass jeweils die Typenbezeichnung und der Hersteller mit angegeben sind.

Tabelle A.1: Technische Daten der KW-Antriebseinheiten

Hersteller	Bezeichnung	Technologie	$P_{\text{el.}}$		$P_{\text{therm.}}$		Stromkennzahl	$\eta_{\text{el.}}$	$\eta_{\text{therm.}}$	$\eta_{\text{ges.}}$	Regelungsart
			min.	max.	min.	max.					
Senertec	Dachs	Verbrennungsmotor	–	5,5	–	14,8	0,37	27	72	99	feste Leistung
Viessmann	Vitobloc200	Verbrennungsmotor	3,0	6,0	7,4	14,8	0,41	28	67	95	3-stufige Modulation
Vaillant	ecoPower 4.7	Verbrennungsmotor	1,5	4,7	4,7	12,5	0,38	25	66	91	stufenlose Modulation
Viessmann	Vitotwin	Stirlingmotor	0,6	1,0	3,6	5,3	0,19	15	81	96	stufenlose Modulation
WhisperGen	WisperGen	Stirlingmotor	–	1,0	–	8,3	0,12	10	87	97	feste Leistung
MTT	EnerTwin	Mikrogasturbine	1,0	3,0	6,0	15,0	0,20	15	75	90	stufenlose Modulation
Otag	lion-Powerblock	Dampfmotor	0,3	2,0	4,0	18,0	0,11	9	87	96	stufenlose Modulation
Viessmann	Vitovalor	Brennstoffzelle	–	0,8	–	1,0	0,75	37	53	90	feste Leistung
		Spitzenlastkessel	–	–	–	19	–	–	99	99	-

Anhang B

Ergebnisse

In diesem Kapitel sind die Diagramme zusätzlicher Untersuchungen aus dem Ergebnisteil aufgelistet.

B.1 Parametervariation

B.1.1 Bleibatteriespeicher

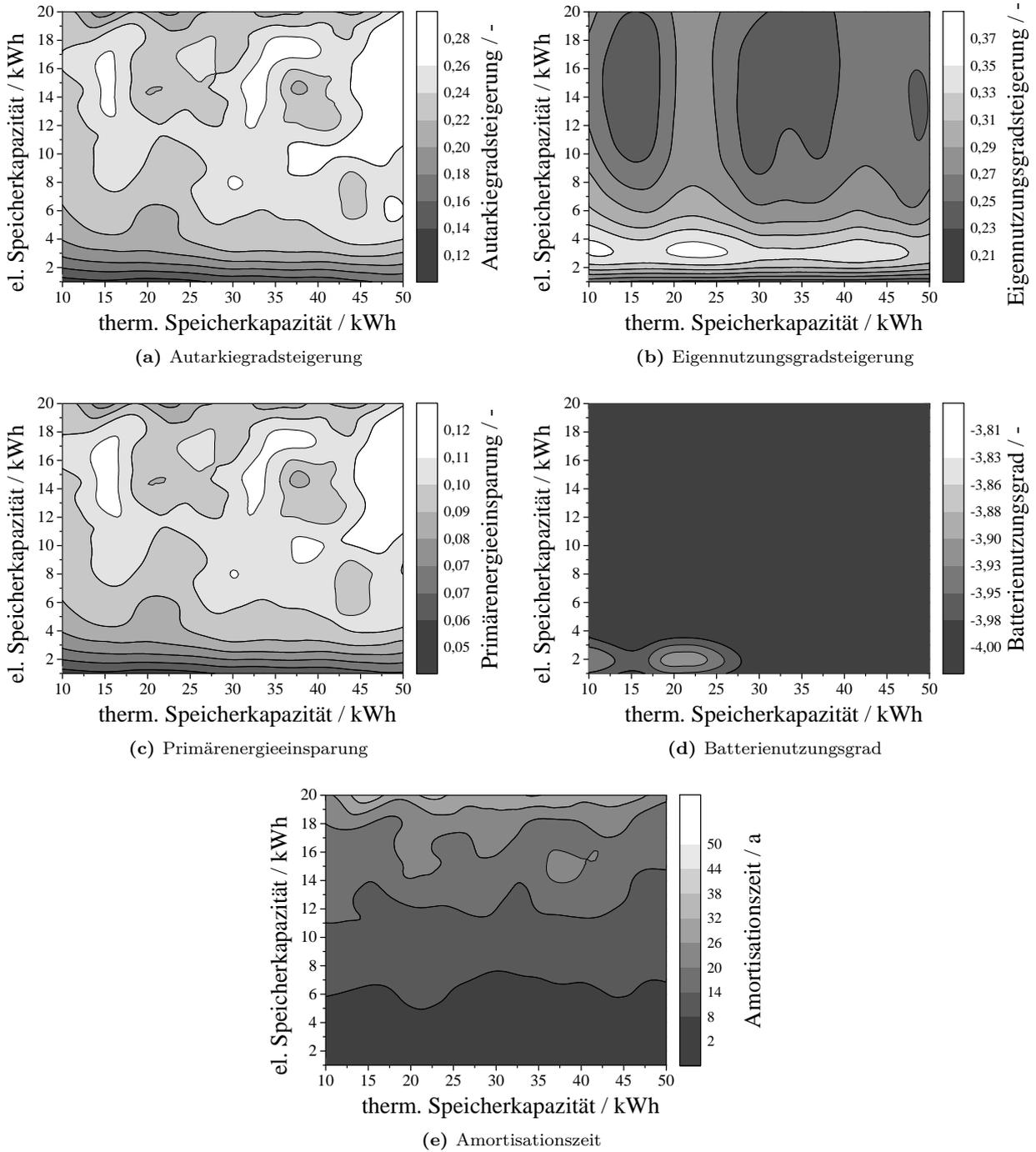


Abbildung B.1: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (Brennstoffzelle) mit einer Bleibatterie

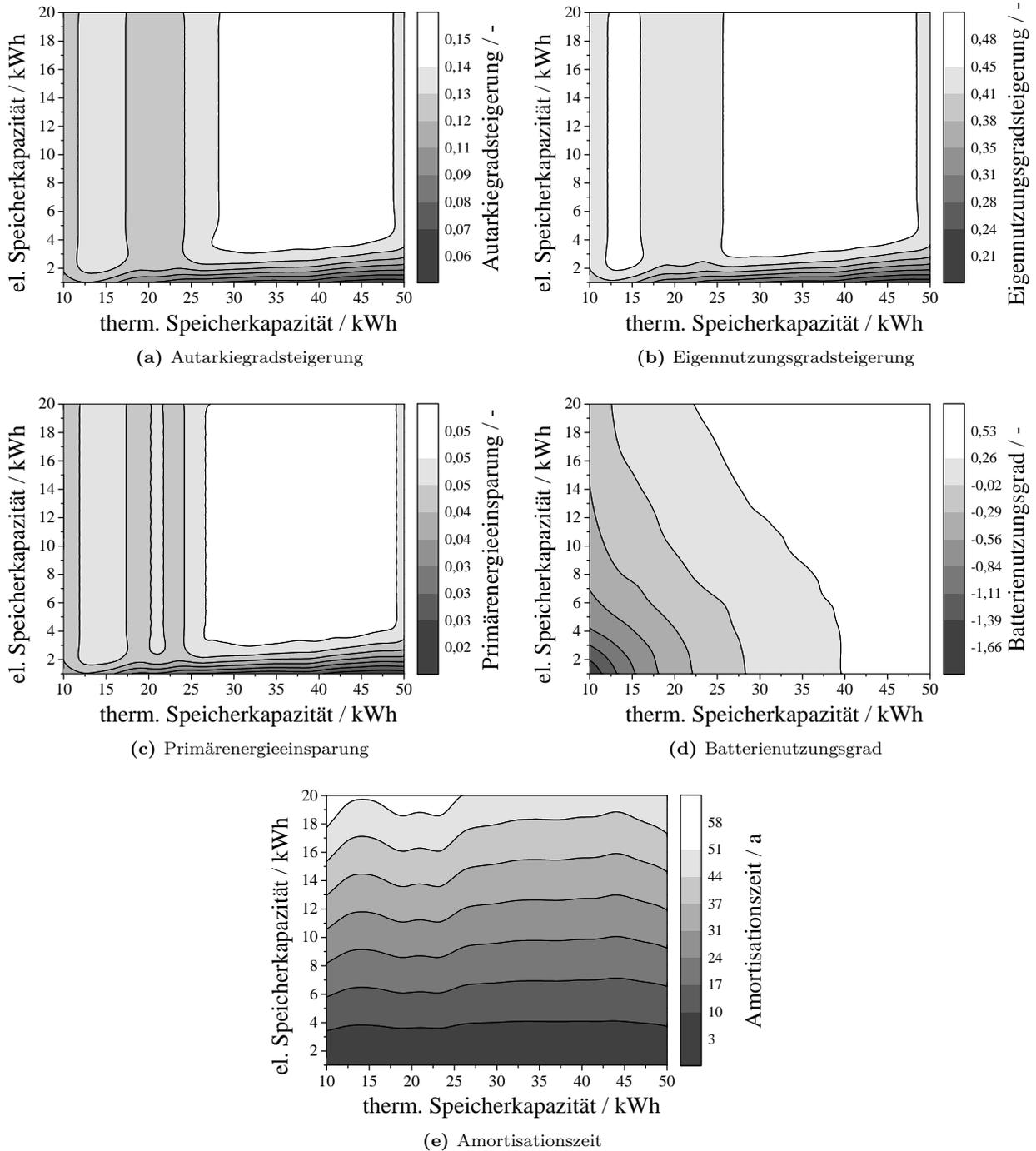


Abbildung B.2: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität einer KWK-Anlage (leistungsfester Stirlingmotor) mit einer Bleibatterie

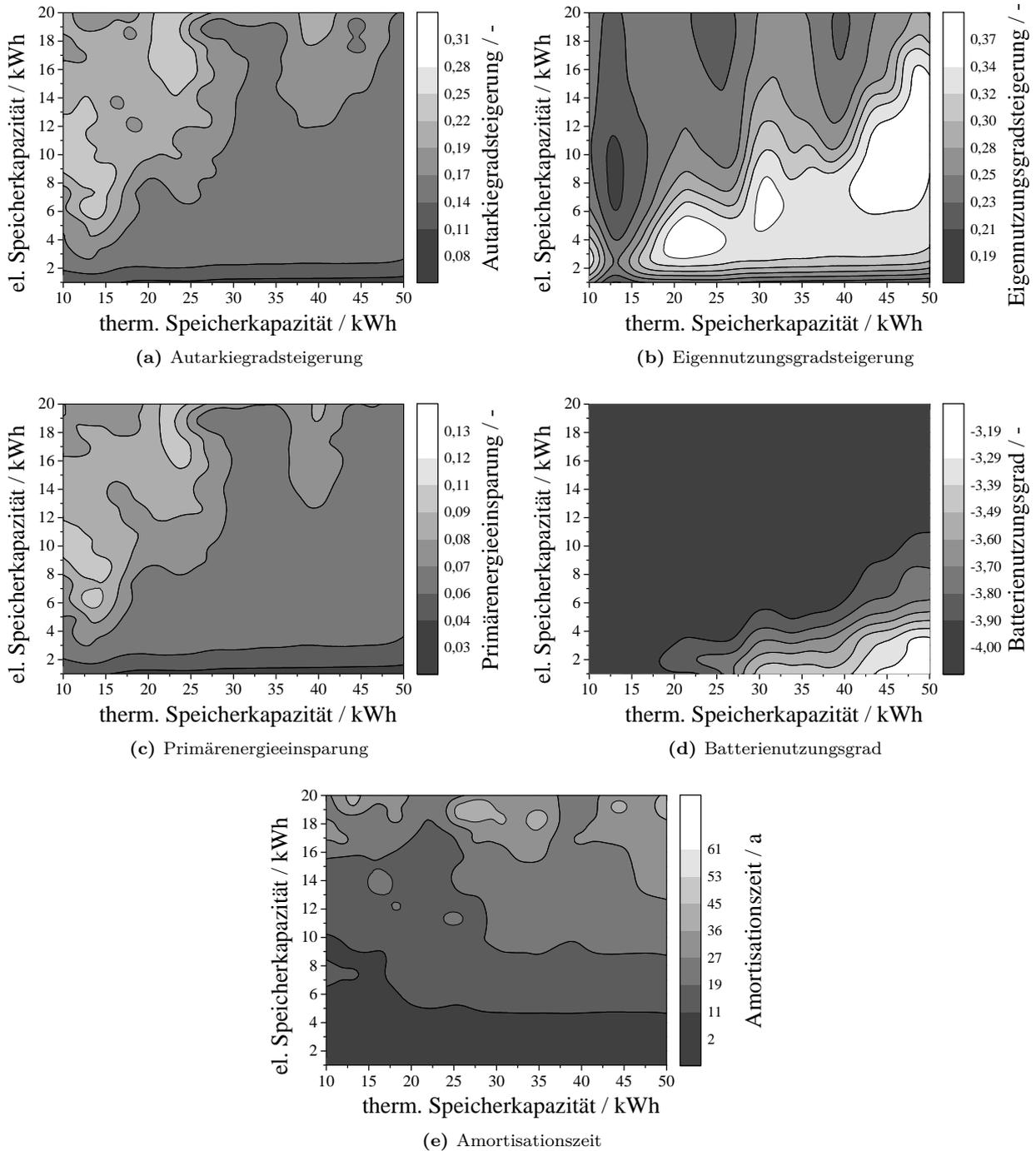


Abbildung B.3: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (in Stufen geregelter Stirlingmotor) mit einer Bleibatterie

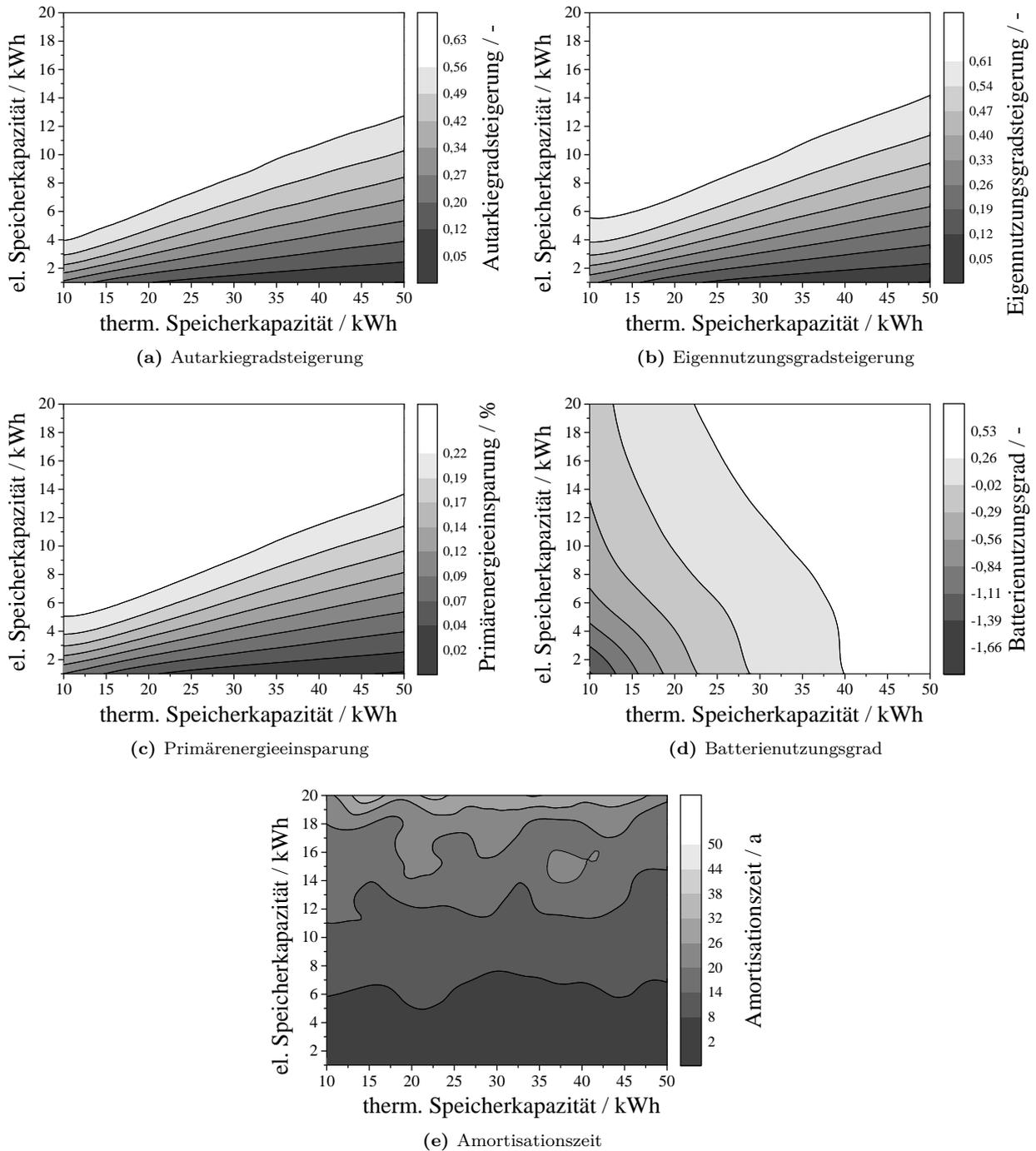


Abbildung B.4: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität einer KWK-Anlage (leistungsfester Verbrennungsmotor) mit einer Bleibatterie

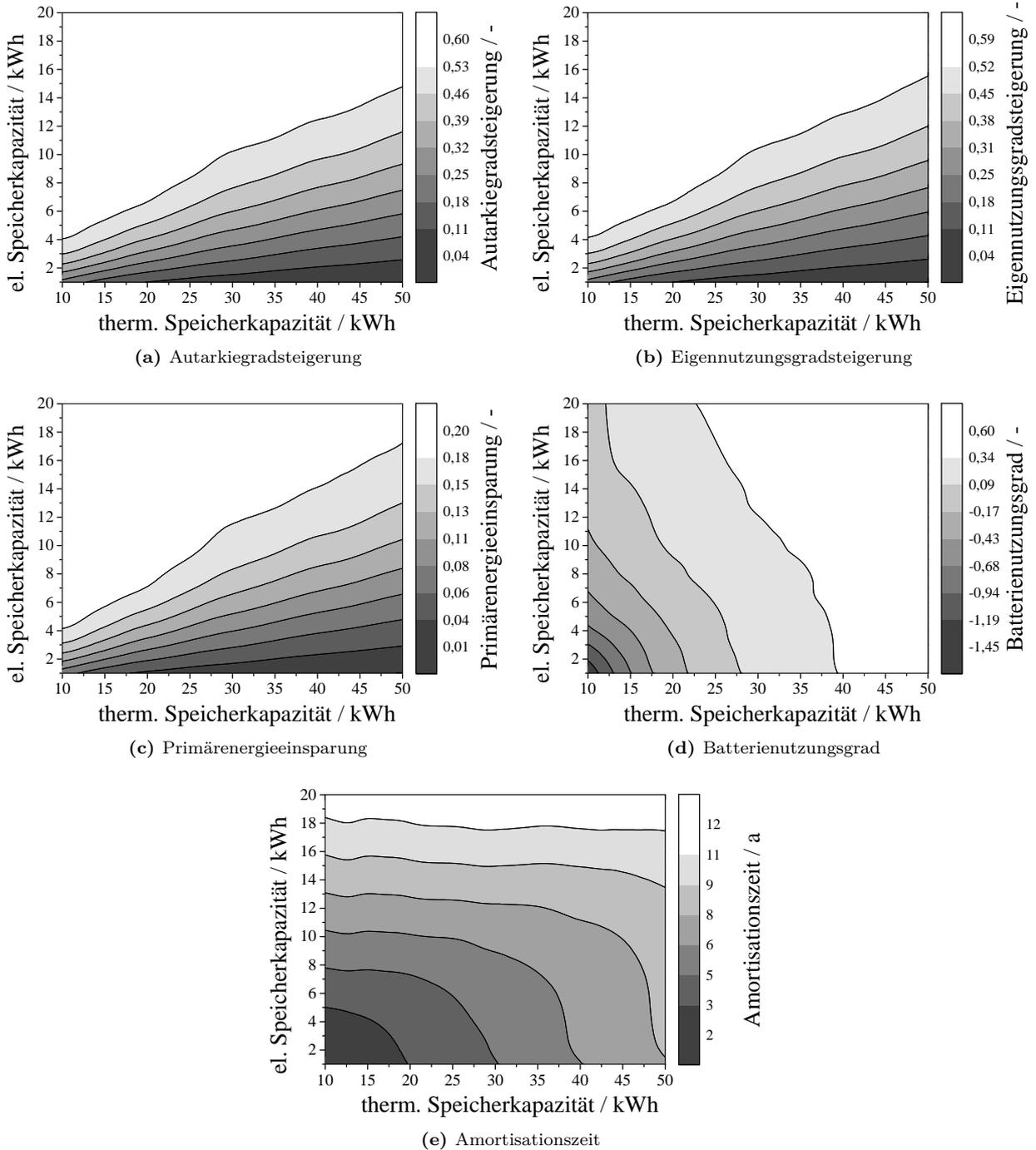


Abbildung B.5: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (in Stufen geregelter Verbrennungsmotor) mit einer Bleibatterie

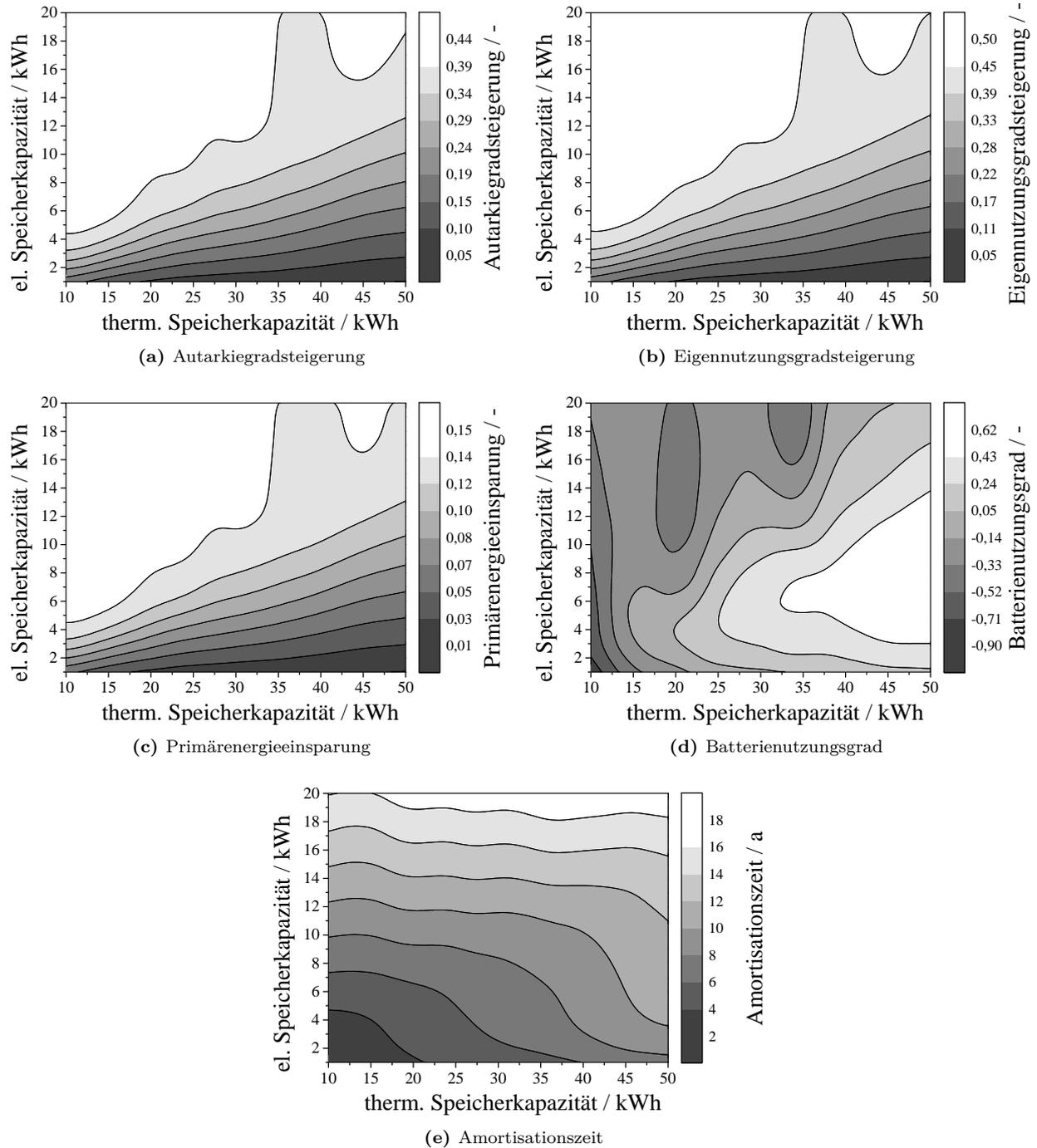


Abbildung B.6: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (stufenlos geregelter Verbrennungsmotor) mit einer Bleibatterie

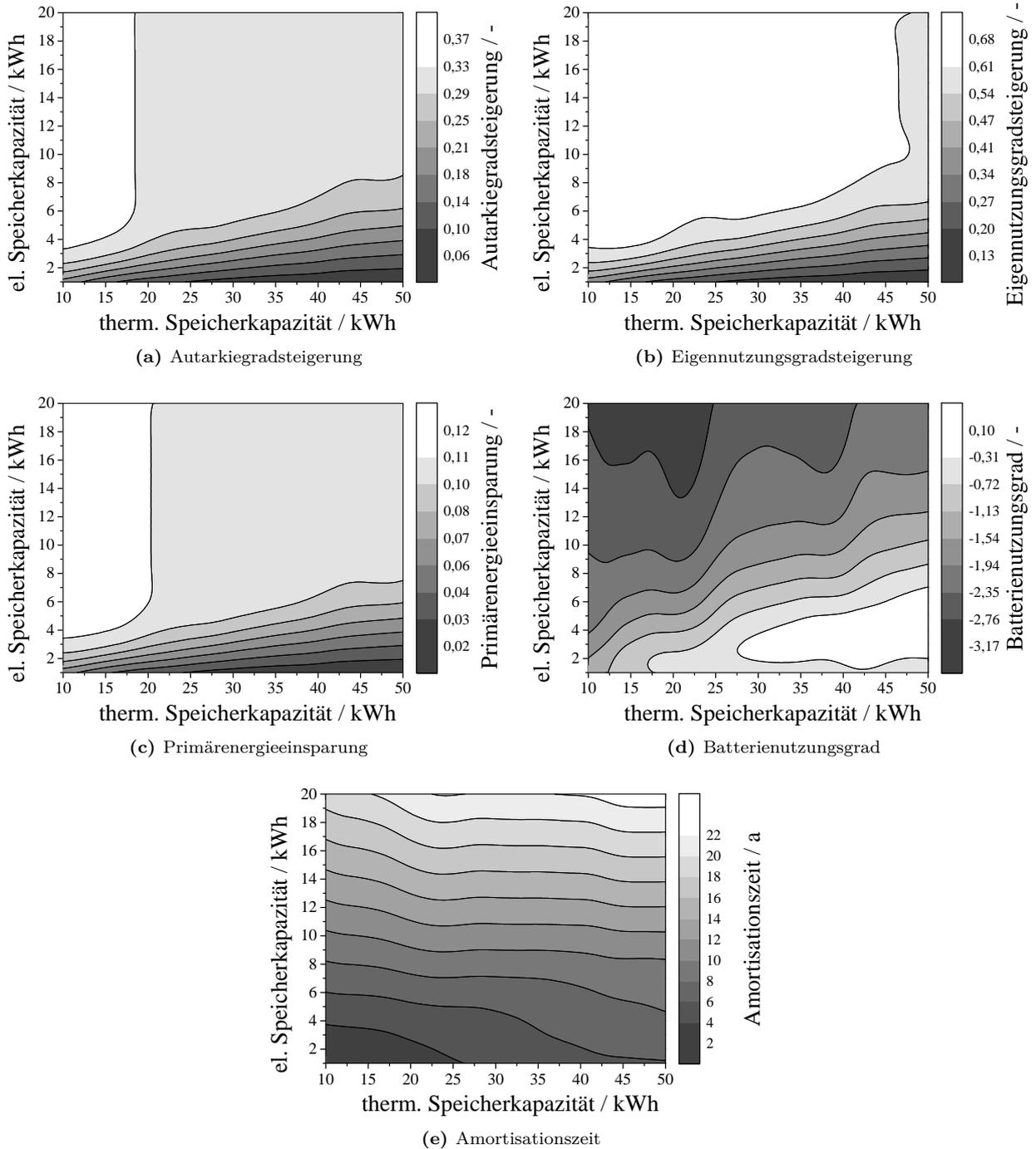


Abbildung B.7: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (Mikrogasturbine) mit einer Bleibatterie

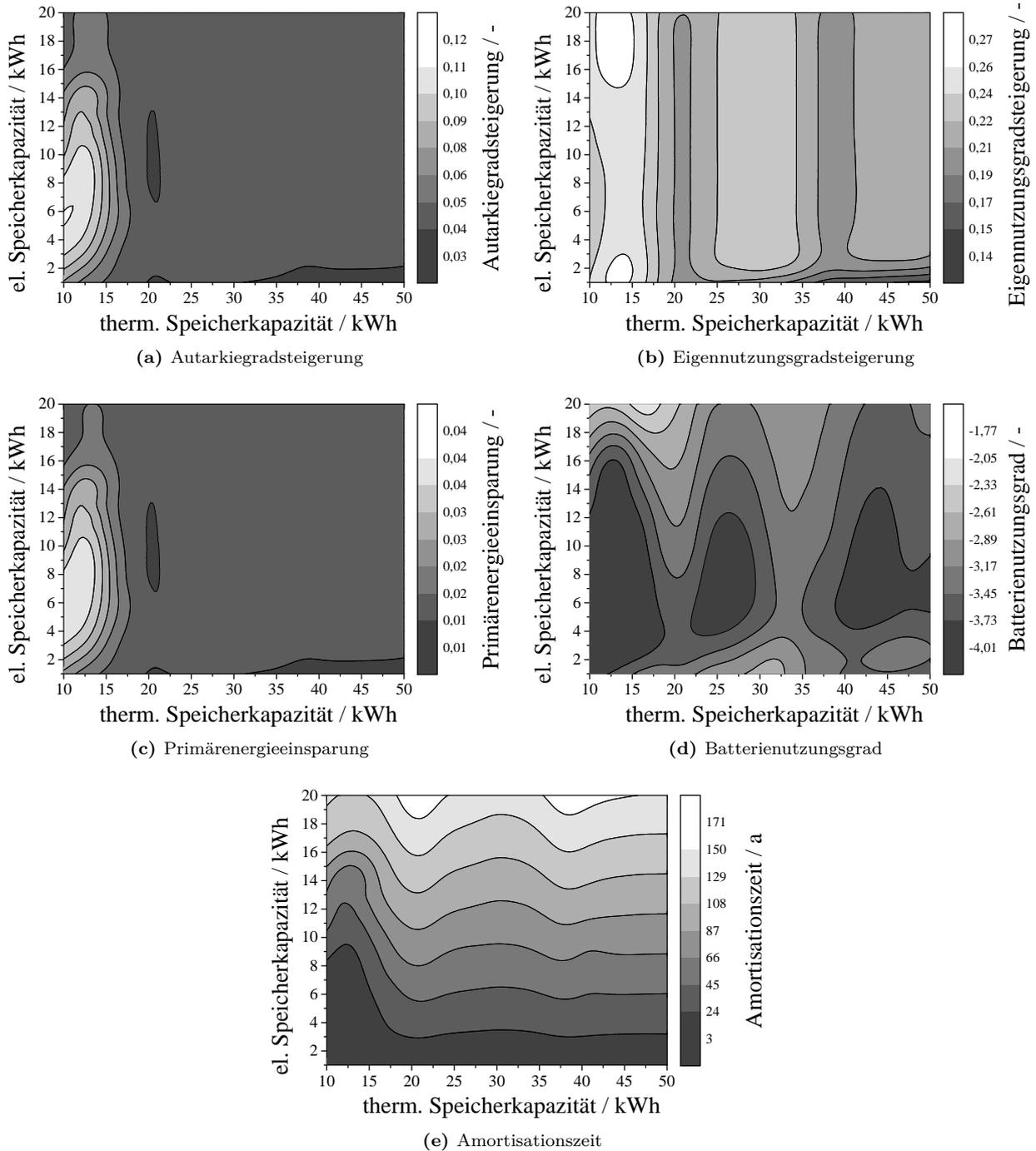


Abbildung B.8: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (Dampfmotor) mit einer Bleibatterie

B.1.2 Lithium-Ionen-Batterie

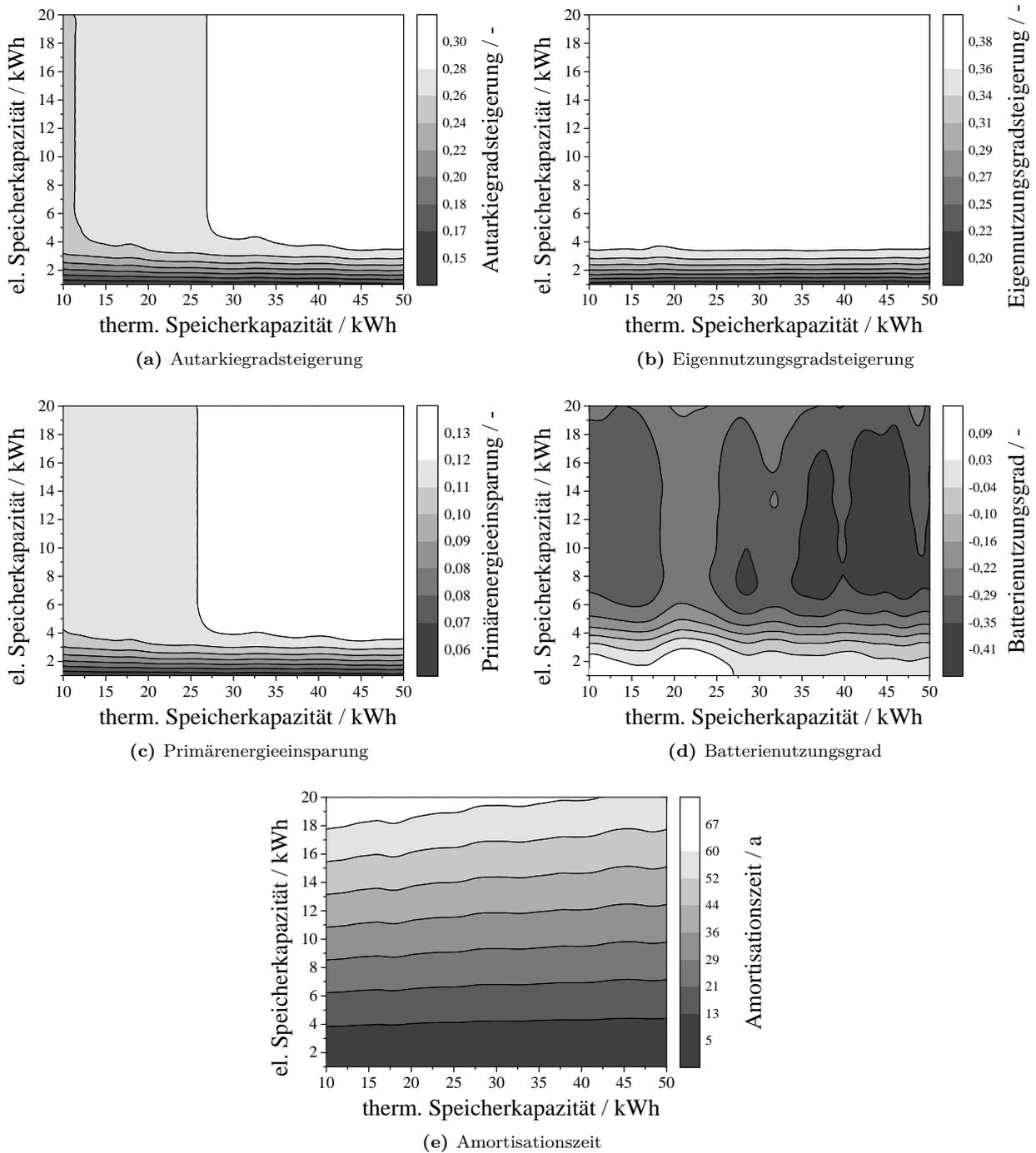


Abbildung B.9: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (Brennstoffzelle) mit einer Lithium-Ionen-Batterie

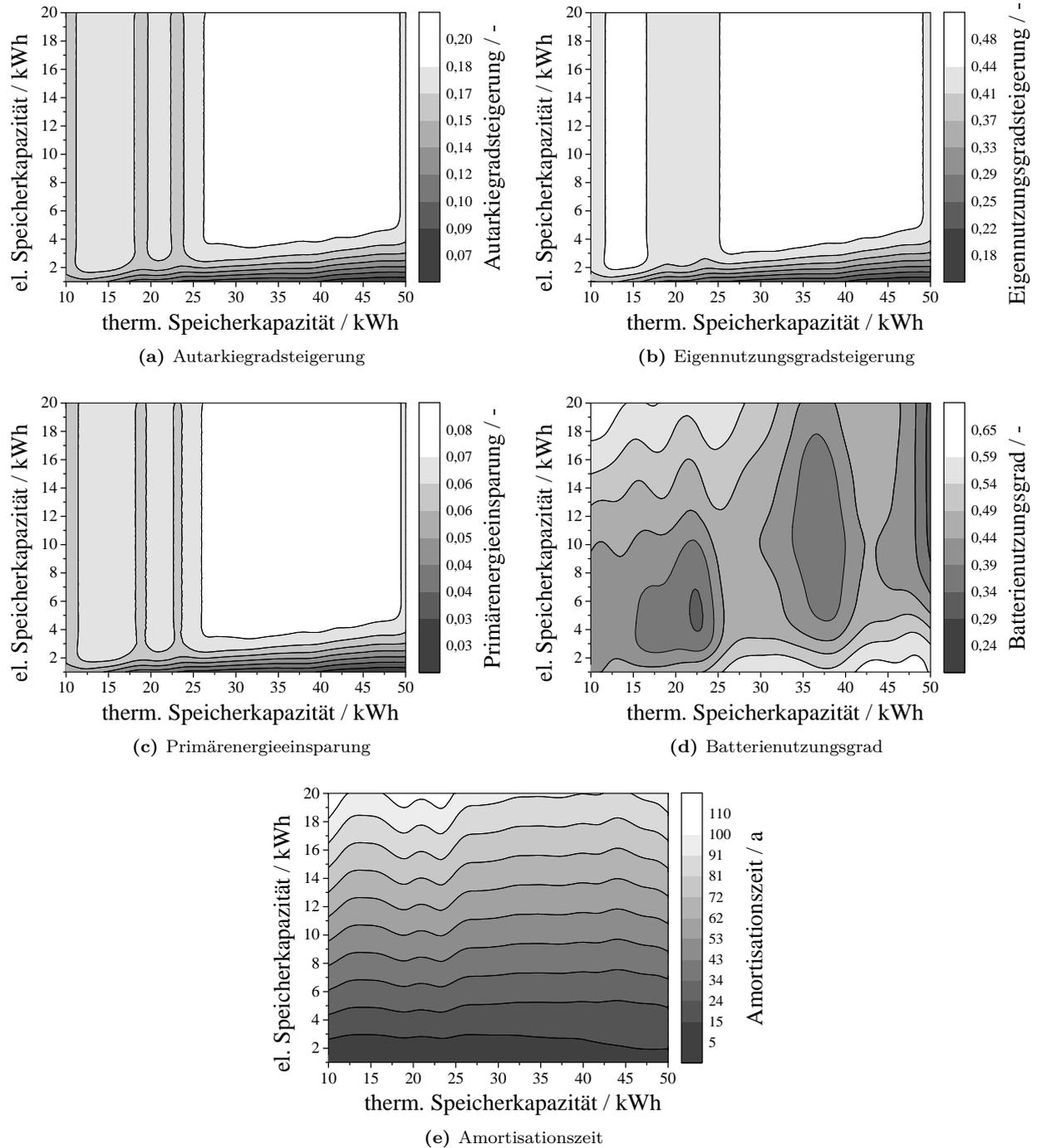


Abbildung B.10: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität einer KWK-Anlage (leistungsfester Stirlingmotor) mit einer Lithium-Ionen-Batterie

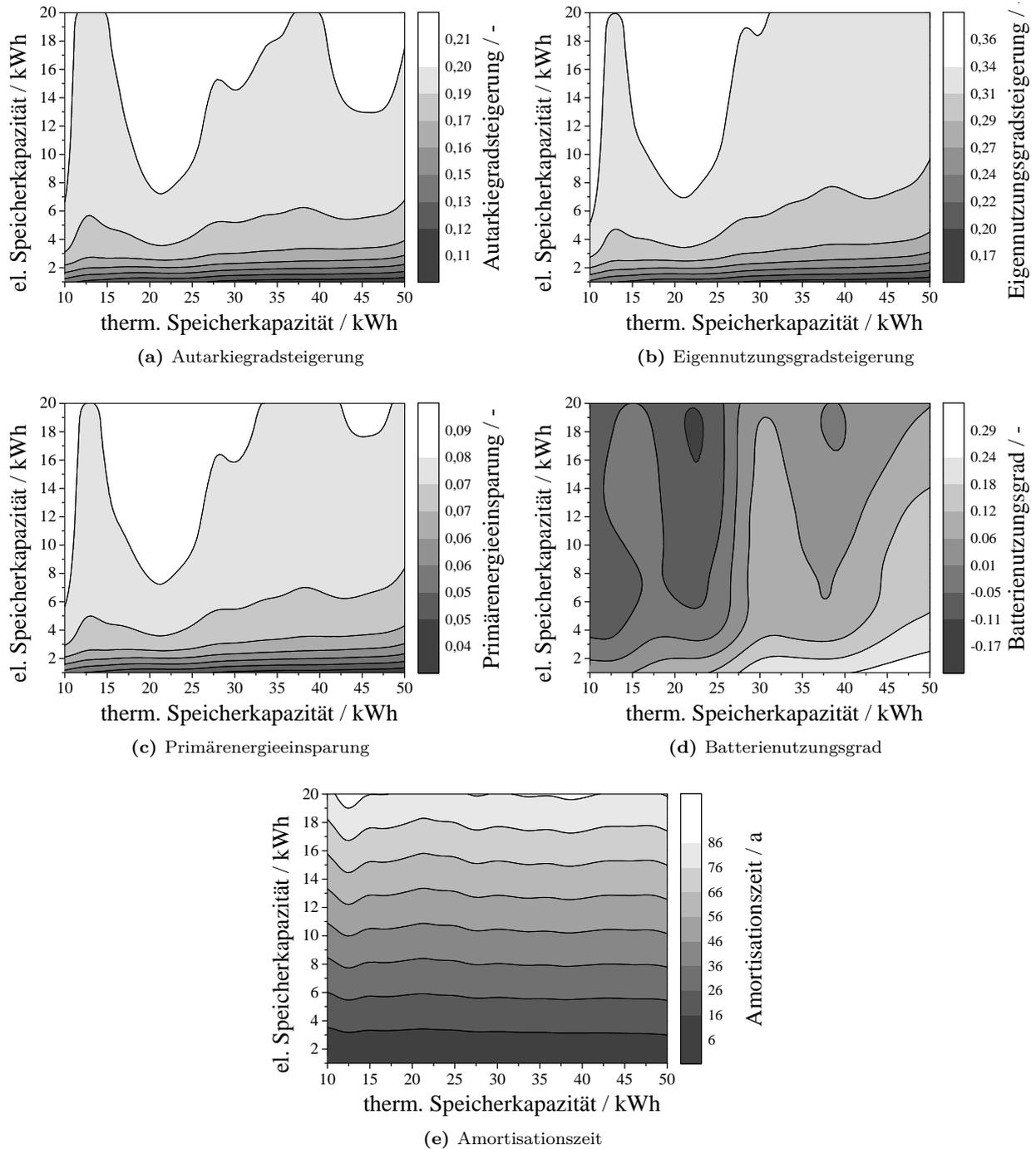


Abbildung B.11: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (in Stufen geregelter Stirlingmotor) mit einer Lithium-Ionen-Batterie

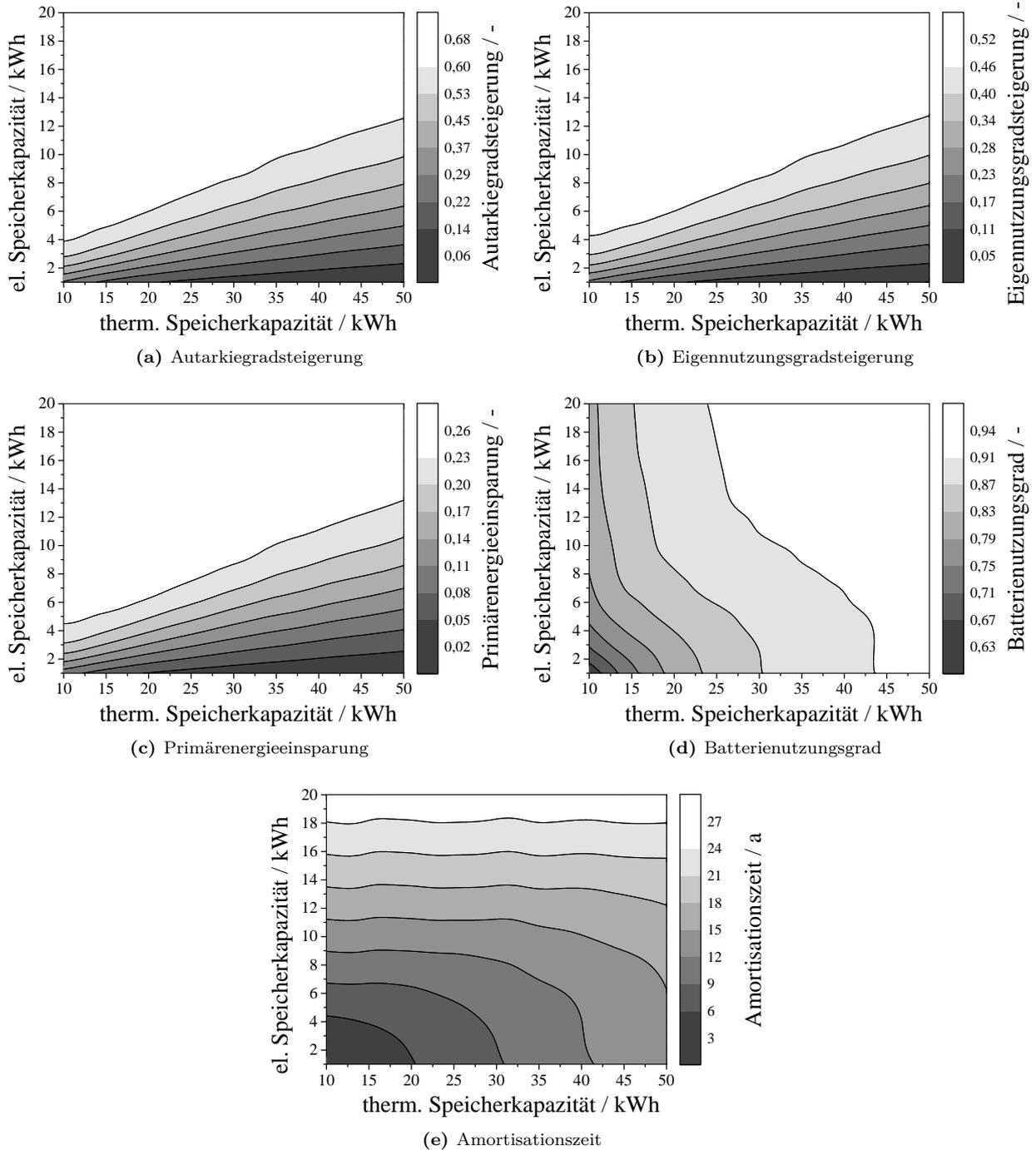


Abbildung B.12: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität einer KWK-Anlage (leistungsfester Verbrennungsmotor) mit einer Lithium-Ionen-Batterie

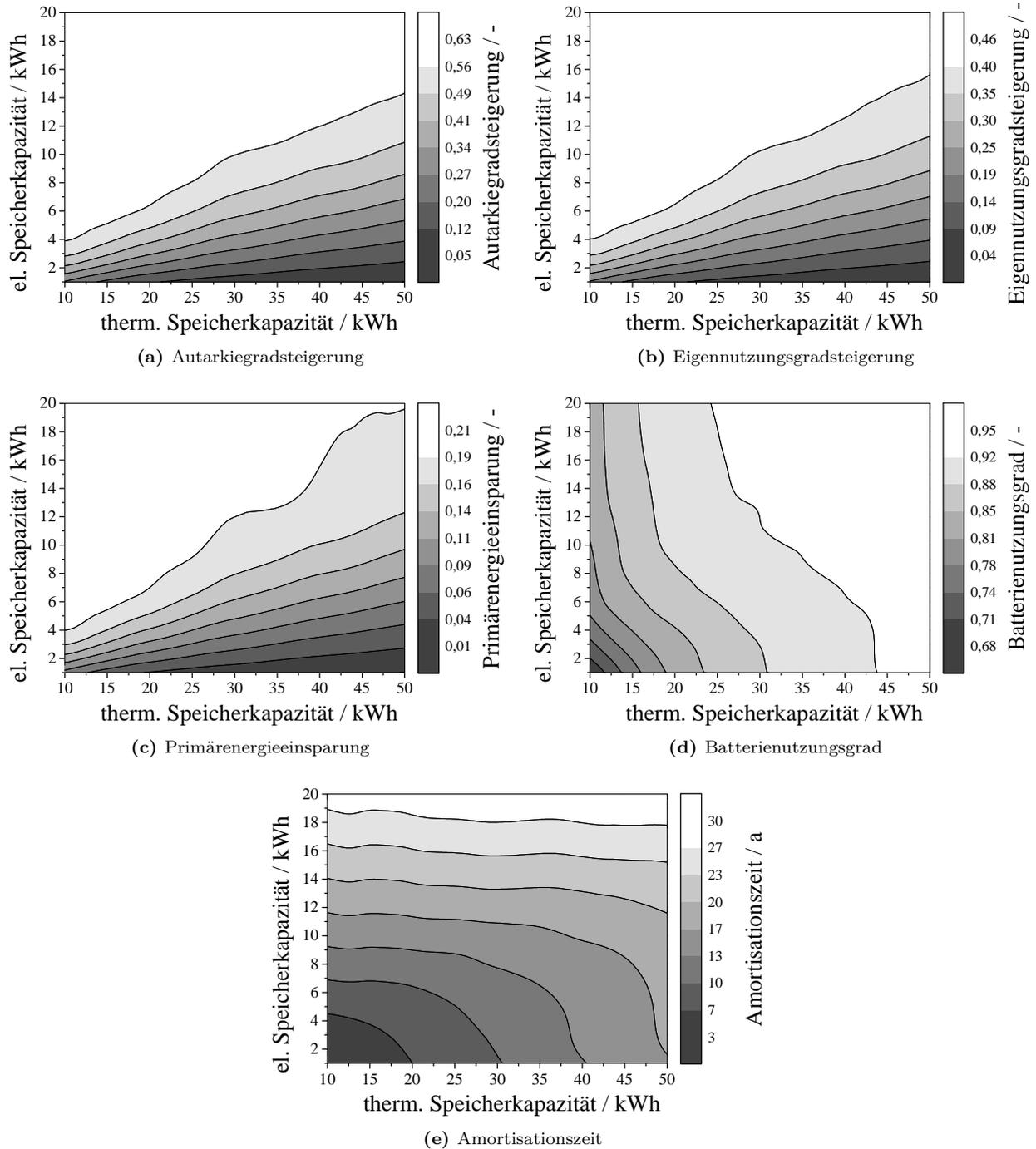


Abbildung B.13: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (in Stufen geregelter Verbrennungsmotor) mit einer Lithium-Ionen-Batterie

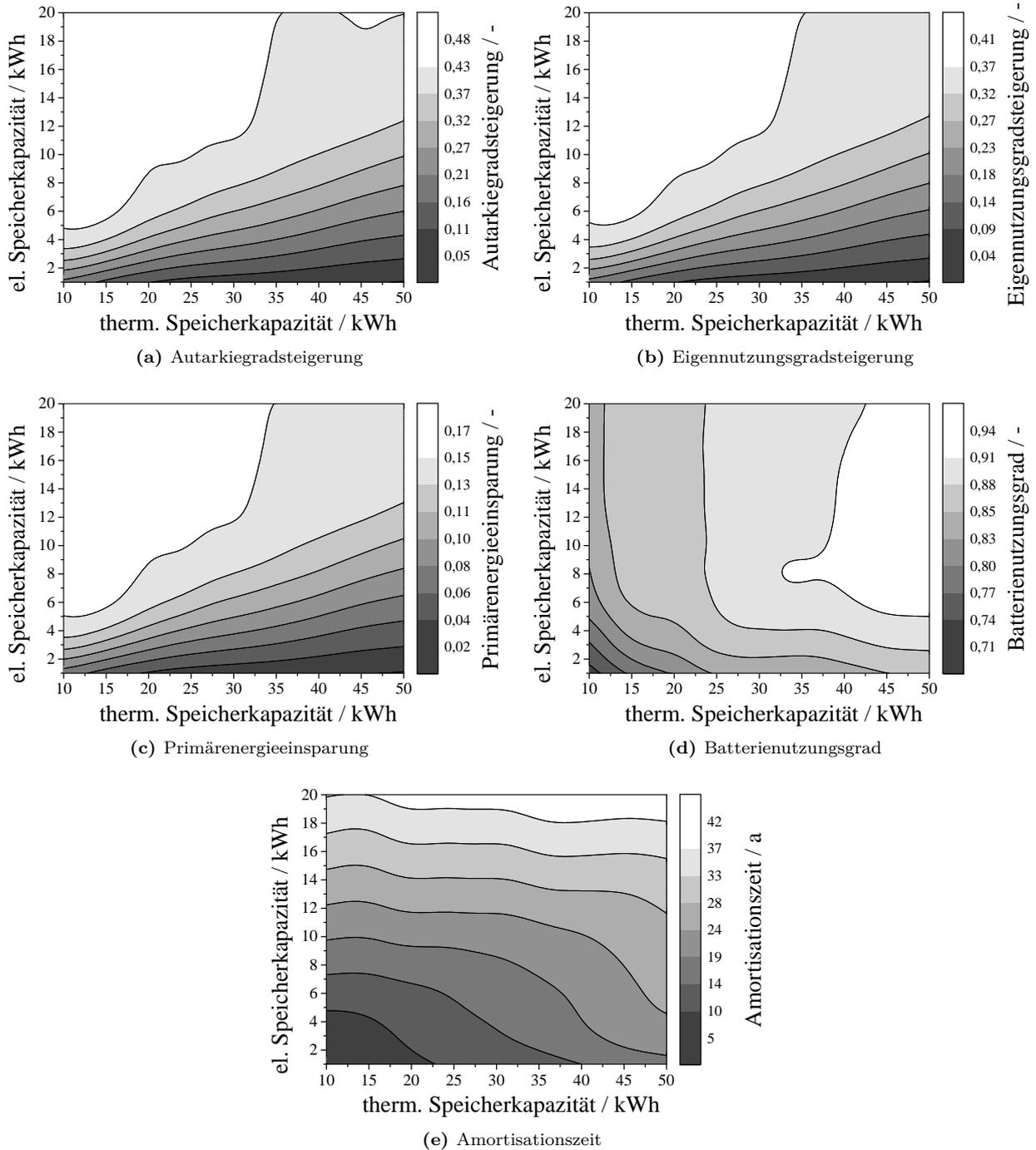


Abbildung B.14: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (stufenlos geregelter Verbrennungsmotor) mit einer Lithium-Ionen-Batterie

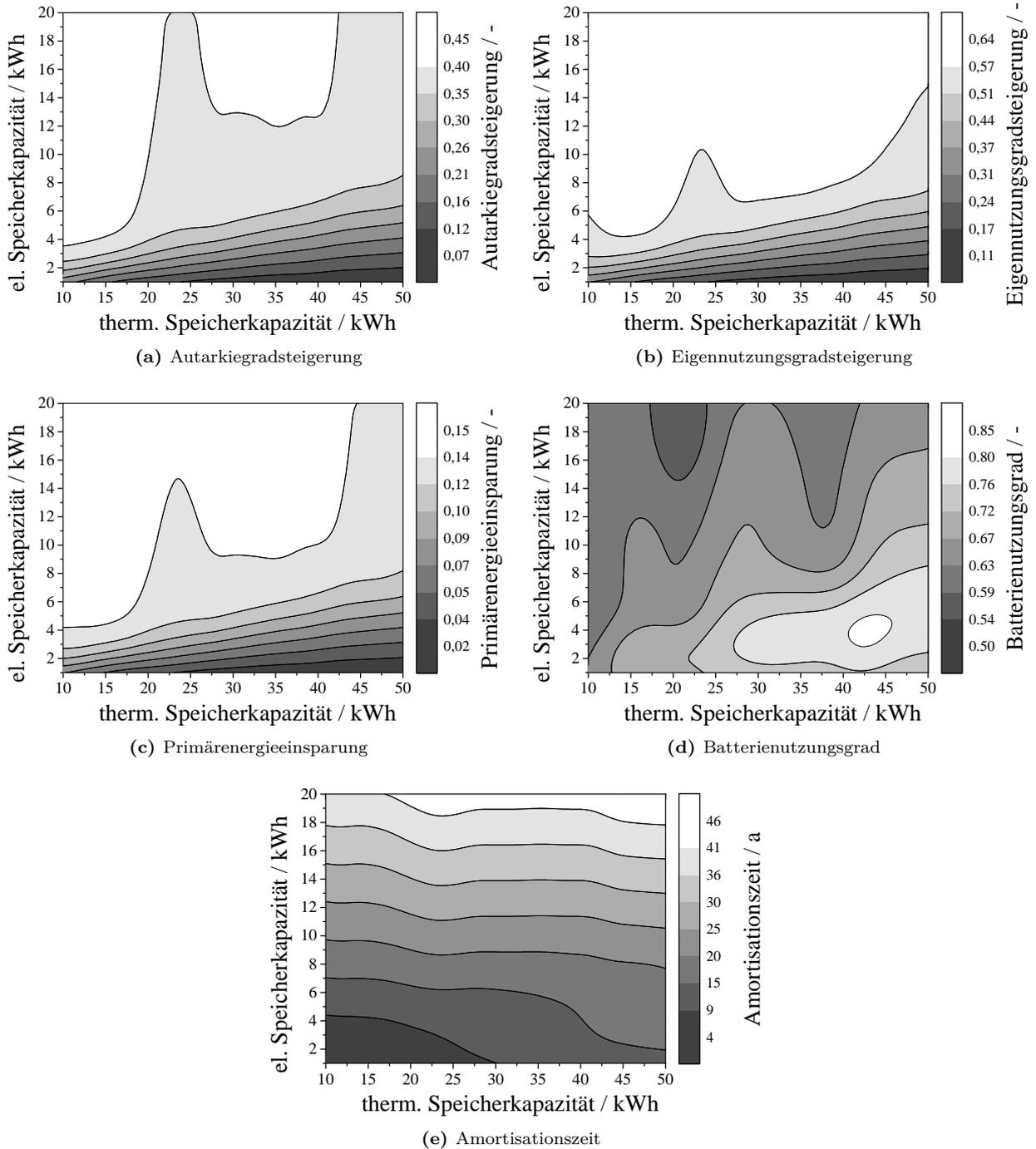


Abbildung B.15: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (Mikrogastrurbine) mit einer Lithium-Ionen-Batterie

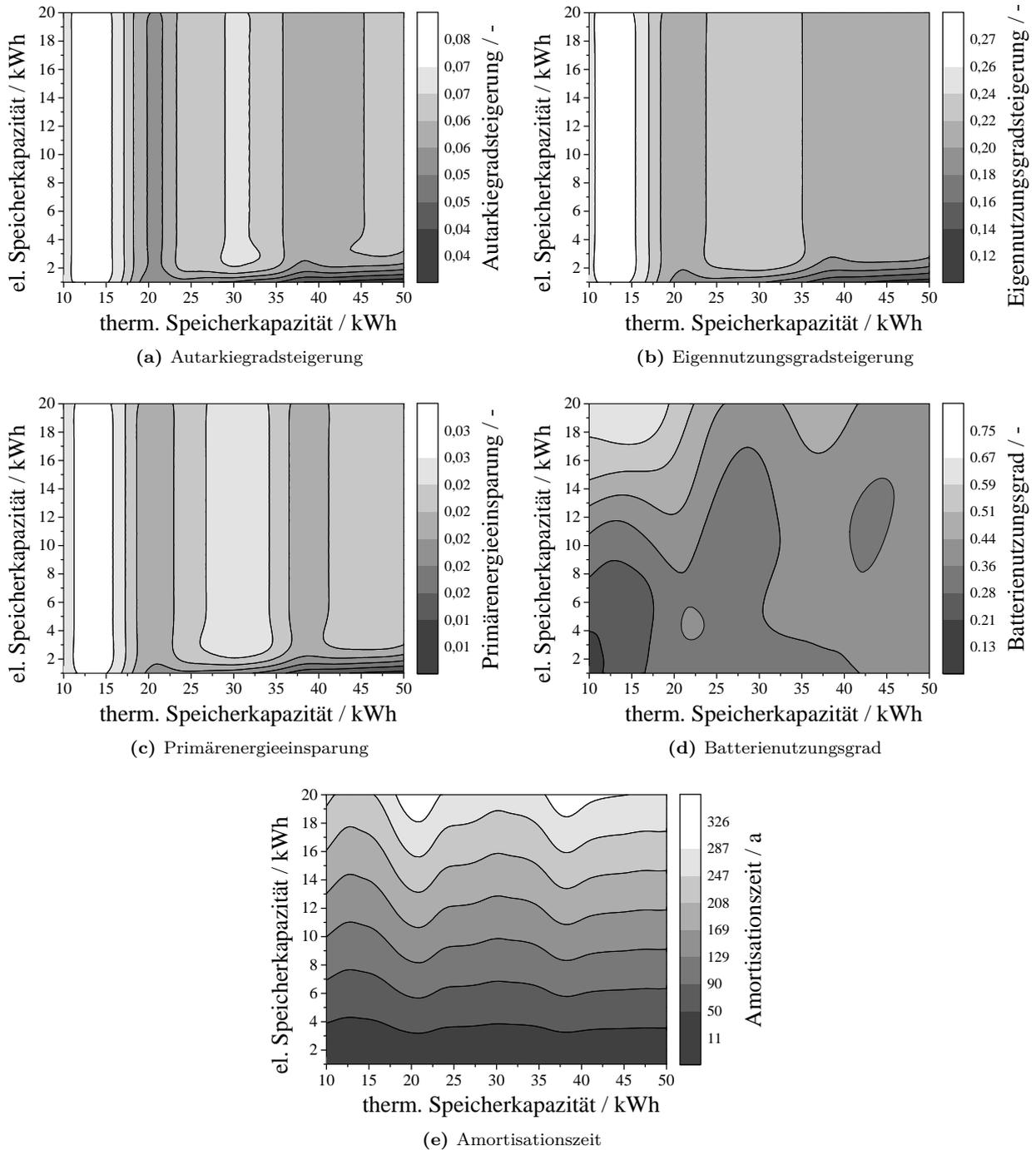


Abbildung B.16: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (Dampfmotor) mit einer Lithium-Ionen-Batterie

B.1.3 Druckwasserstoffspeicher

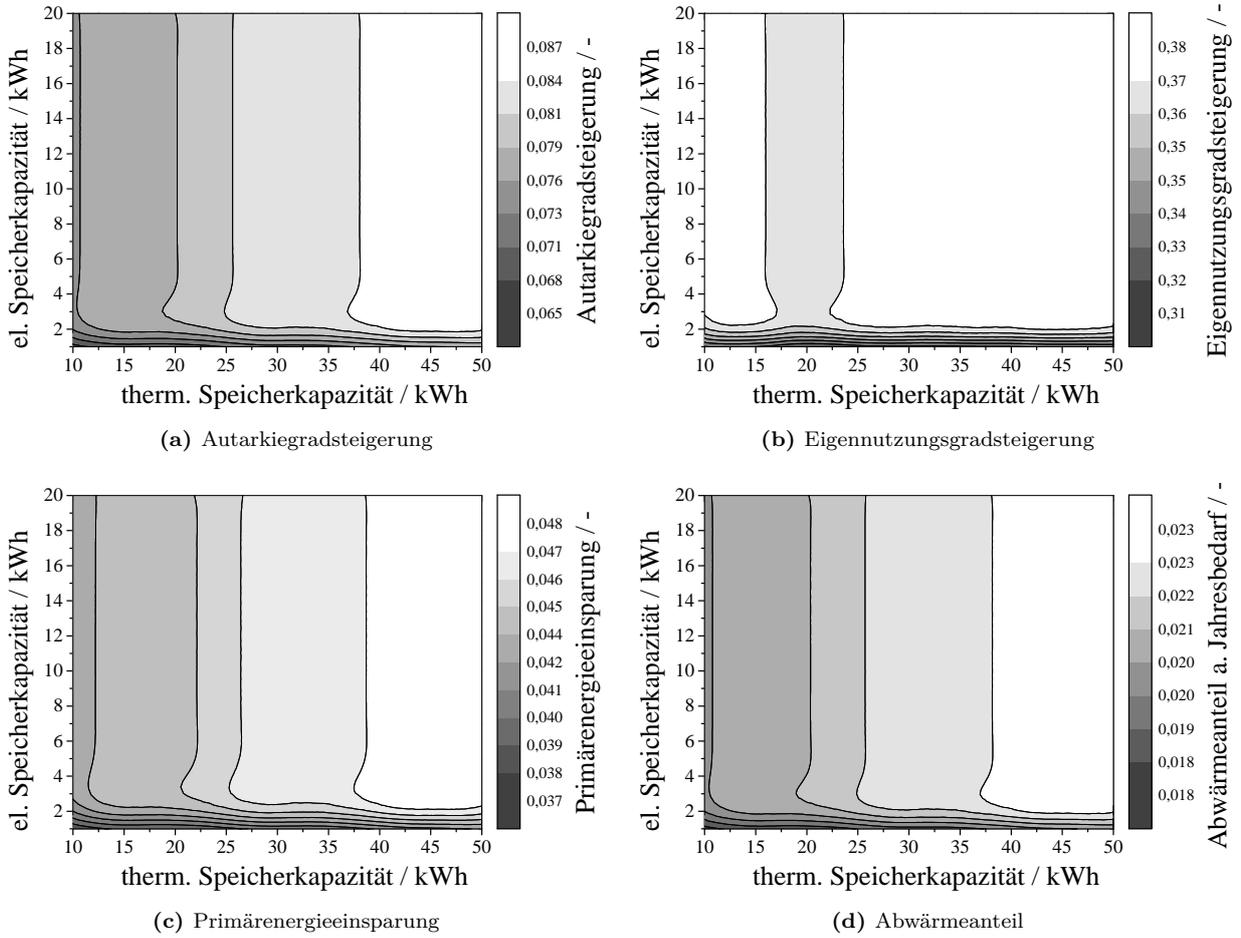


Abbildung B.17: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (Brennstoffzelle) mit einem Druckwasserstoffspeicher

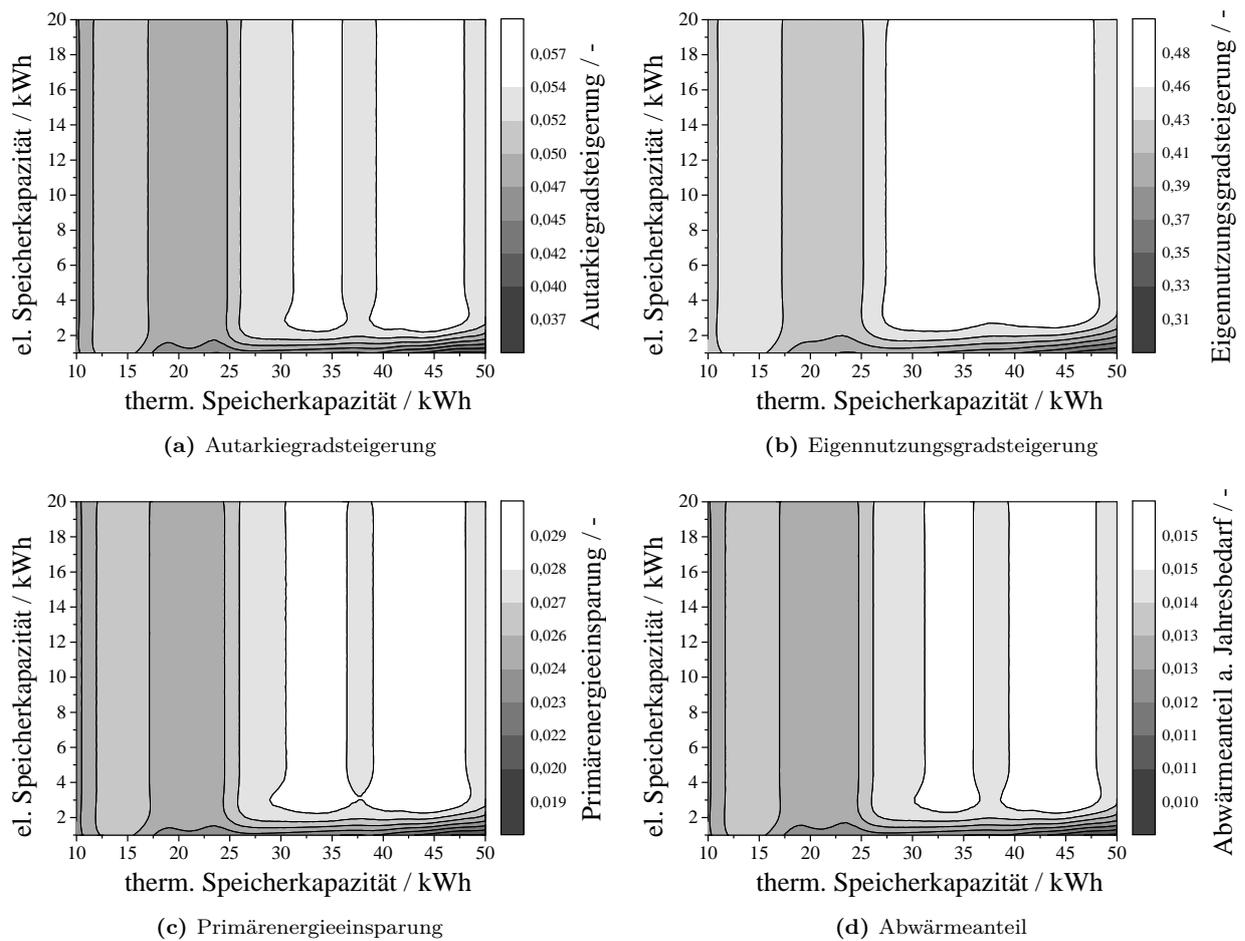


Abbildung B.18: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität einer KWK-Anlage (leistungsfester Stirlingmotor) mit einem Druckwasserstoffspeicher

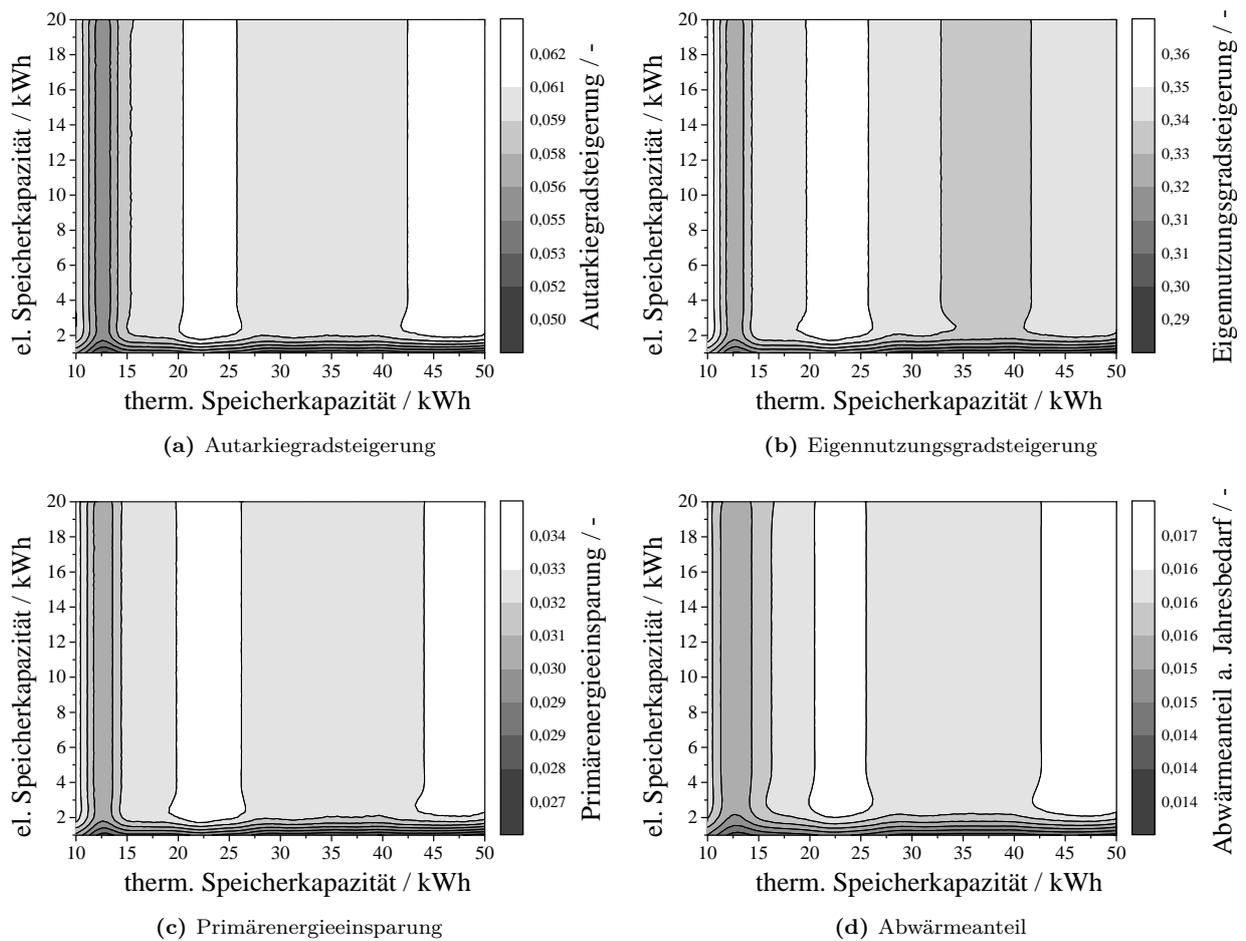


Abbildung B.19: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (in Stufen geregelter Stirlingmotor) mit einem Druckwasserstoffspeicher

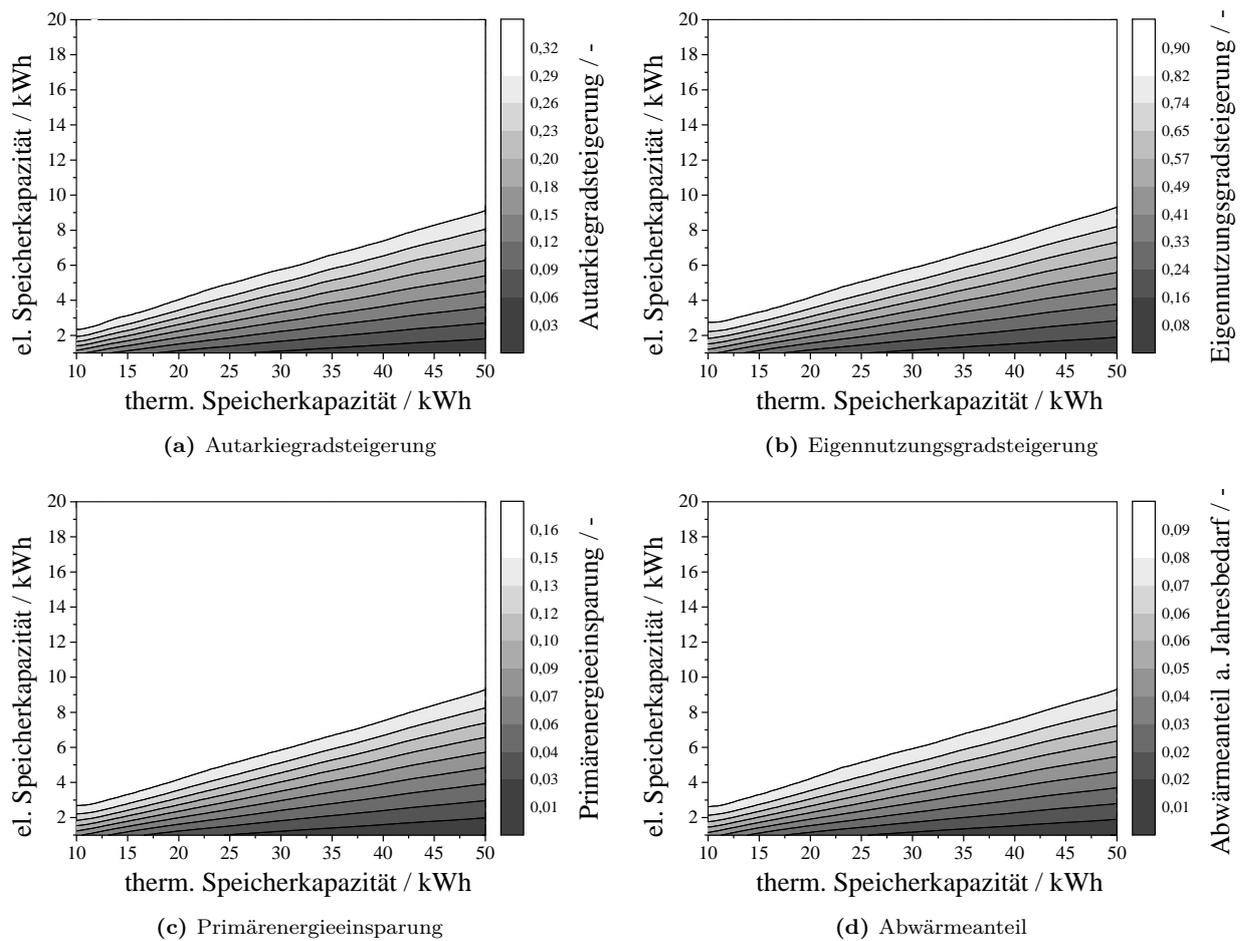


Abbildung B.20: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität einer KWK-Anlage (leistungsfester Verbrennungsmotor) mit einem Druckwasserstoffspeicher

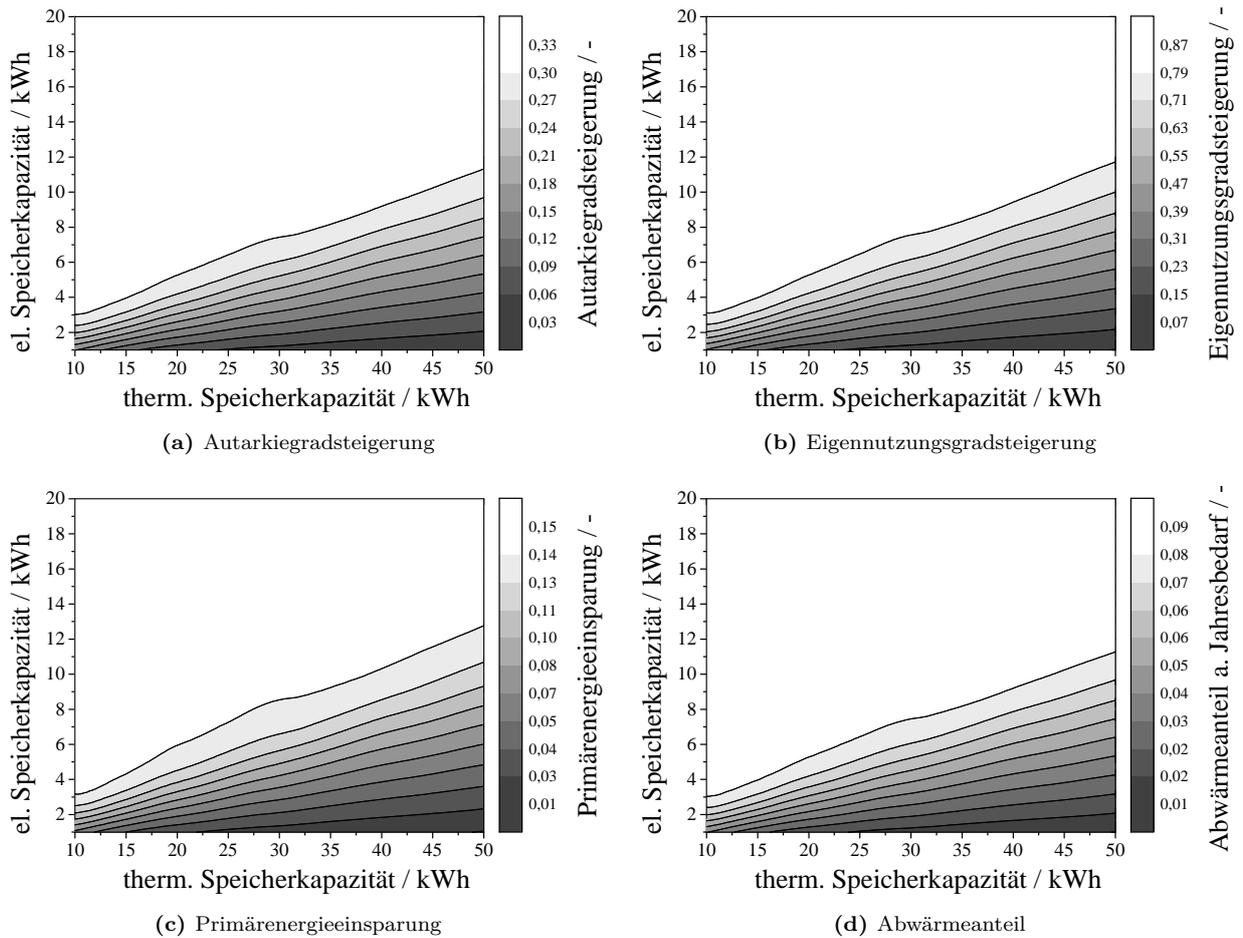


Abbildung B.21: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (in Stufen geregelter Verbrennungsmotor) mit einem Druckwasserstoffspeicher

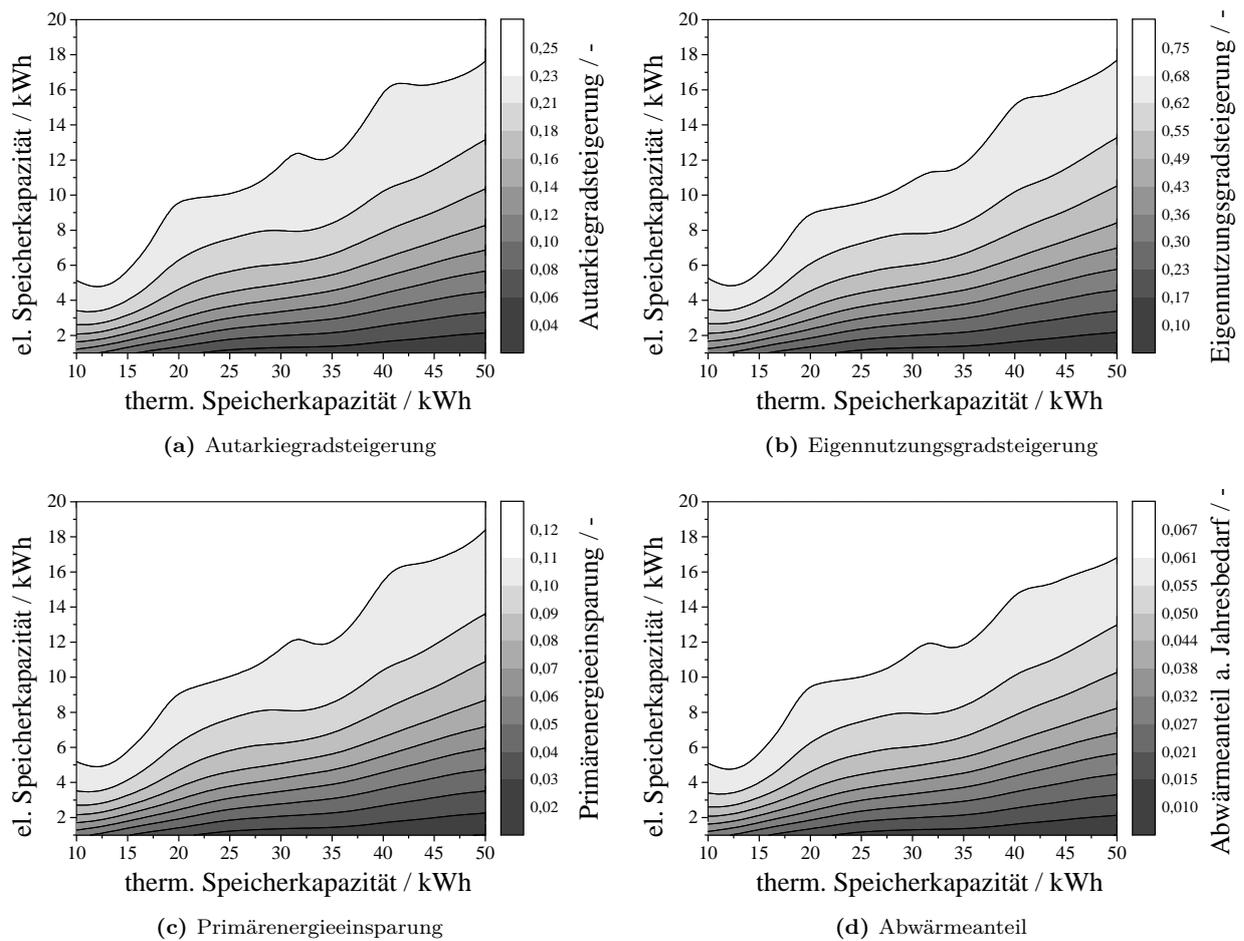


Abbildung B.22: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (stufenlos geregelter Verbrennungsmotor) mit einem Druckwasserstoffspeicher

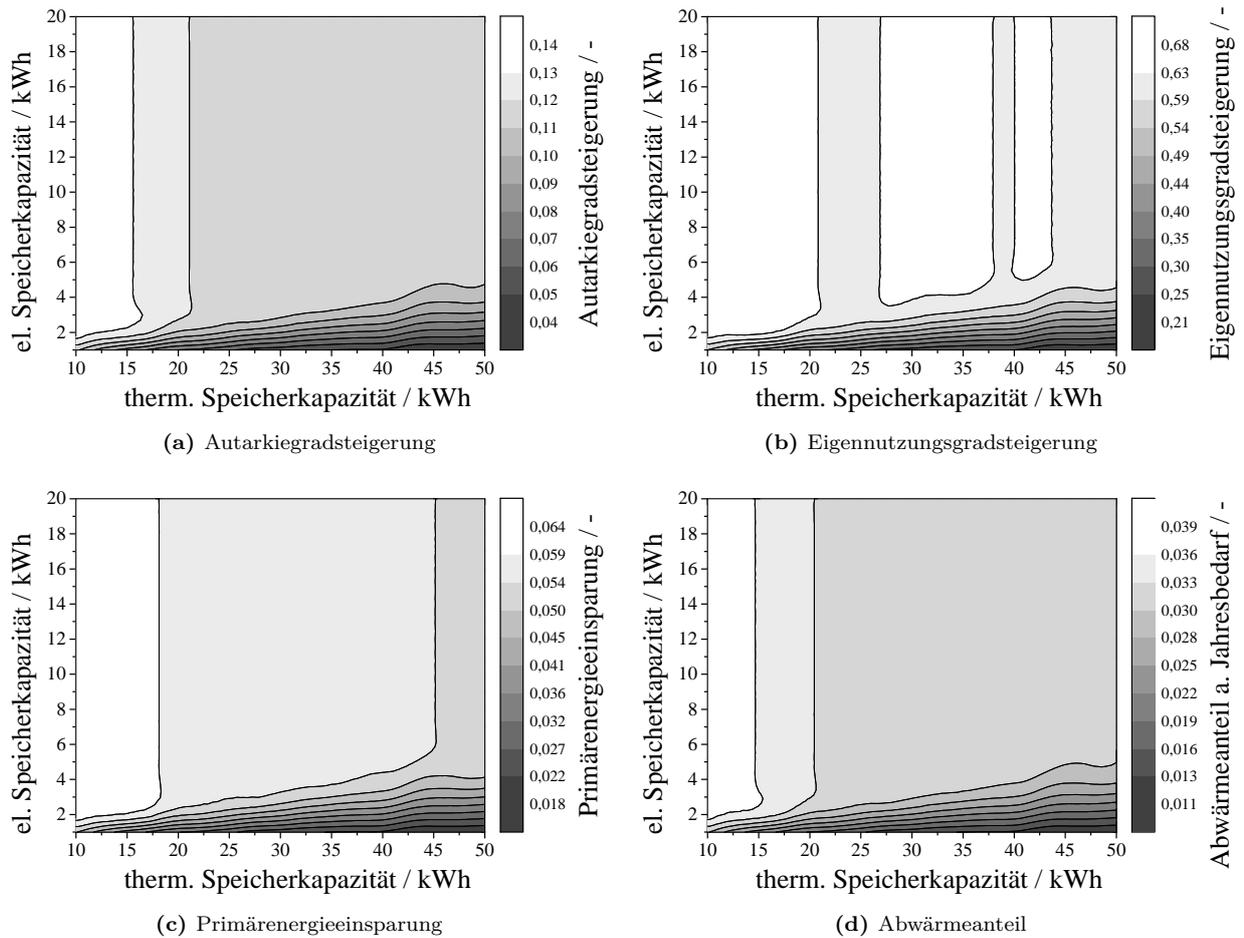


Abbildung B.23: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (Mikrogasturbine) mit einem Druckwasserstoffspeicher

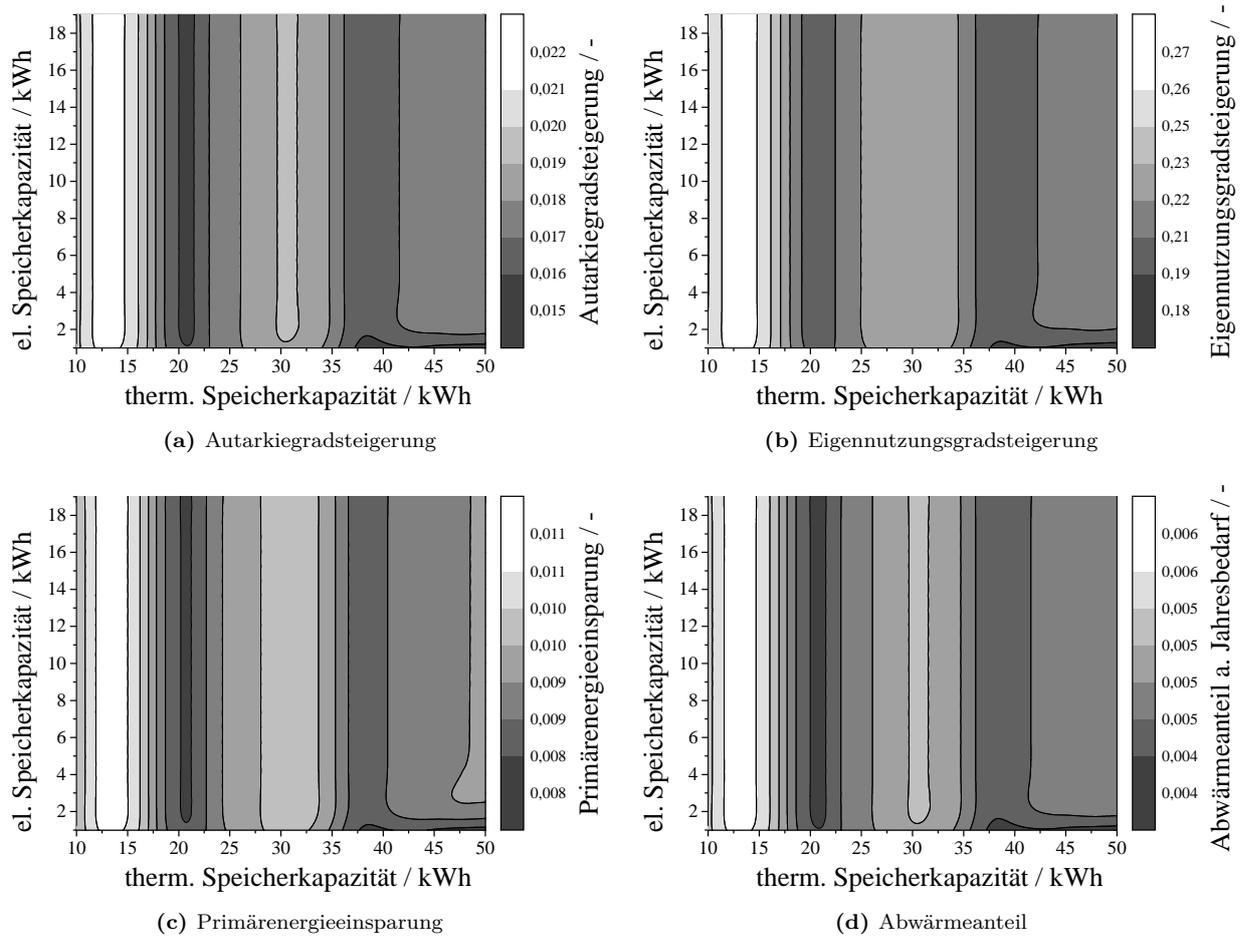


Abbildung B.24: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (Dampfmotor) mit einem Druckwasserstoffspeicher

B.1.4 LOHC-Speichermodell (Erdgasbrenner)

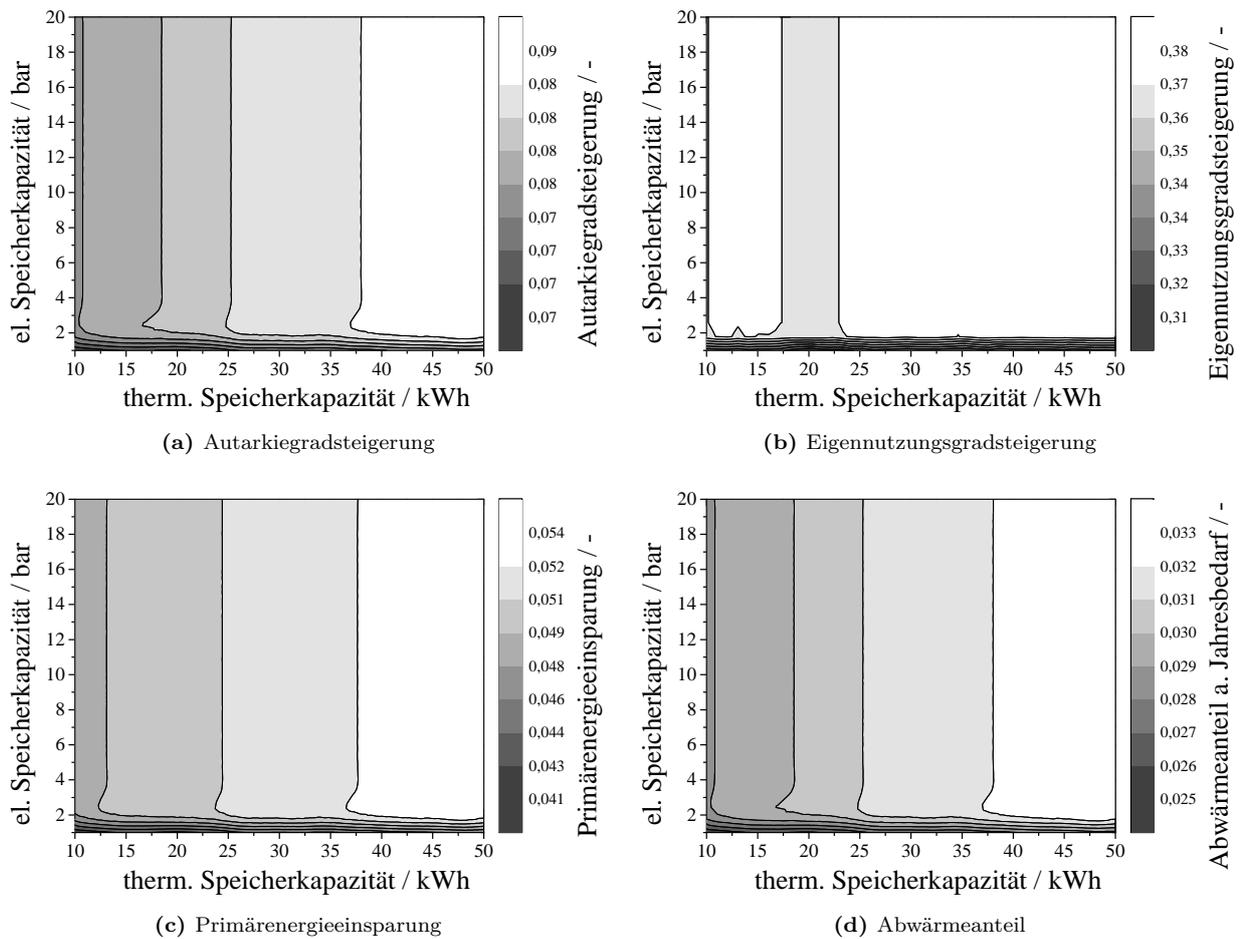


Abbildung B.25: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (Brennstoffzelle) mit einem LOHC-Speichermodell (Erdgasbrenner)

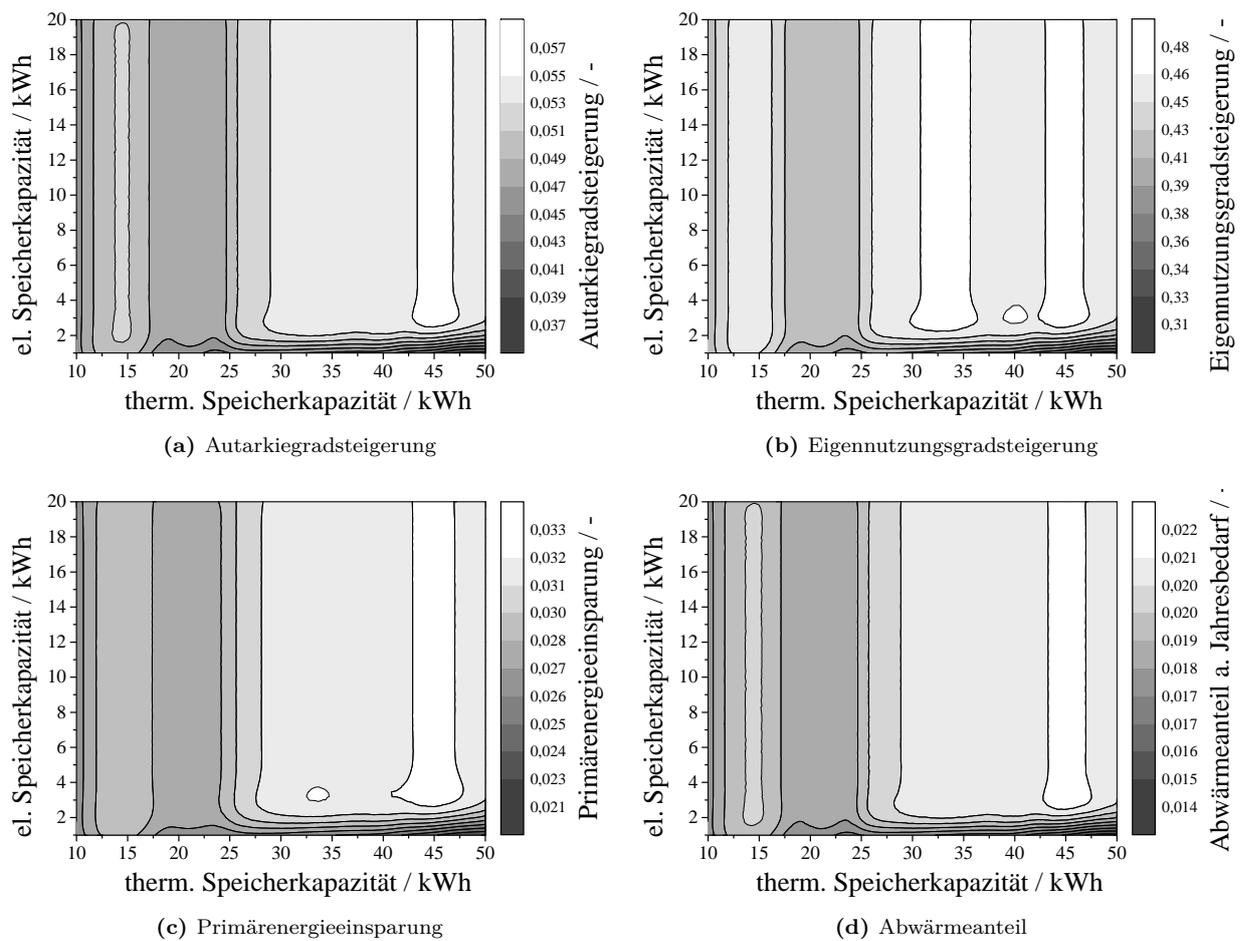


Abbildung B.26: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität einer KWK-Anlage (leistungsfester Stirlingmotor) mit einem LOHC-Speichermodell (Erdgasbrenner)

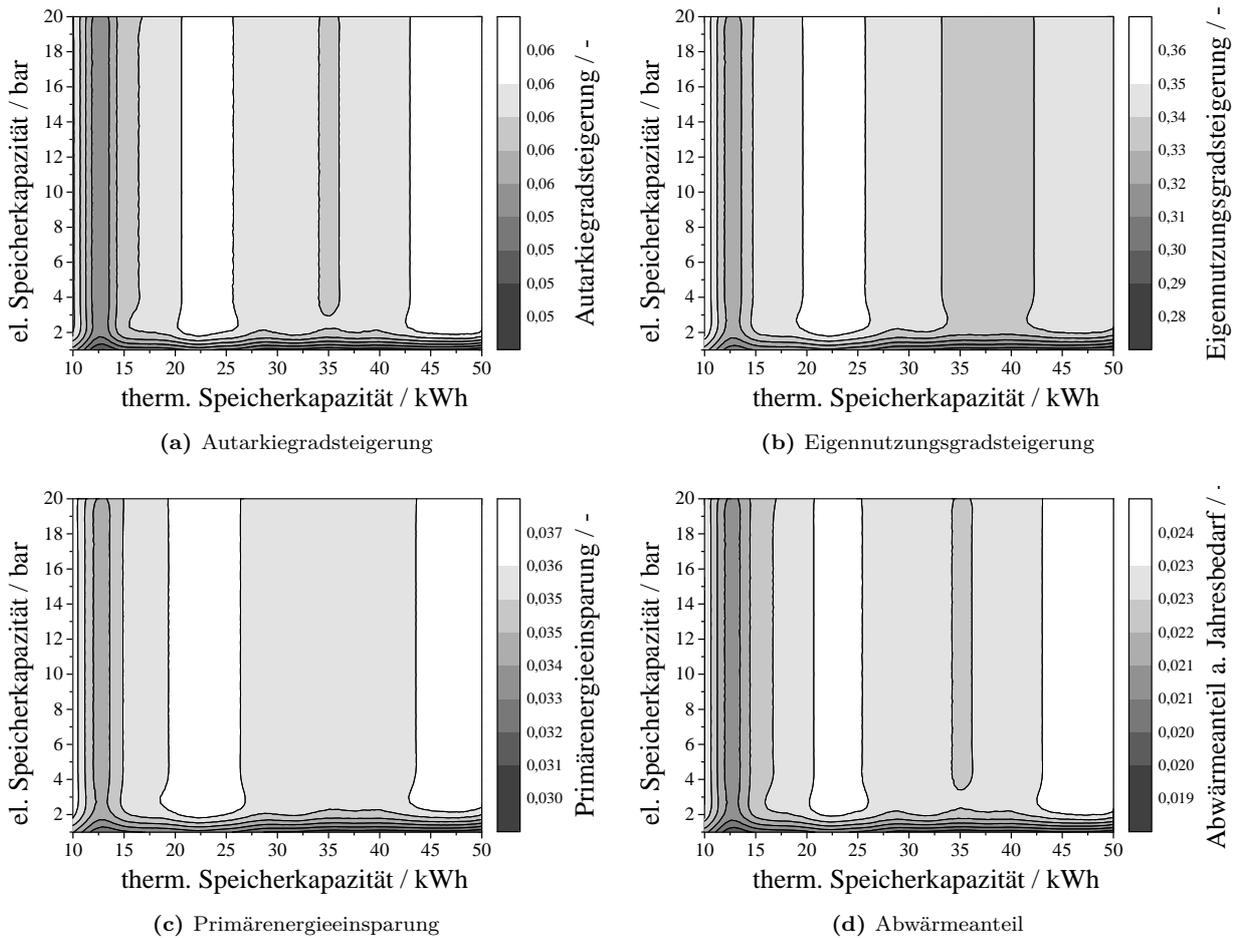


Abbildung B.27: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (in Stufen geregelter Stirlingmotor) mit einem LOHC-Speichermodell (Erdgasbrenner)

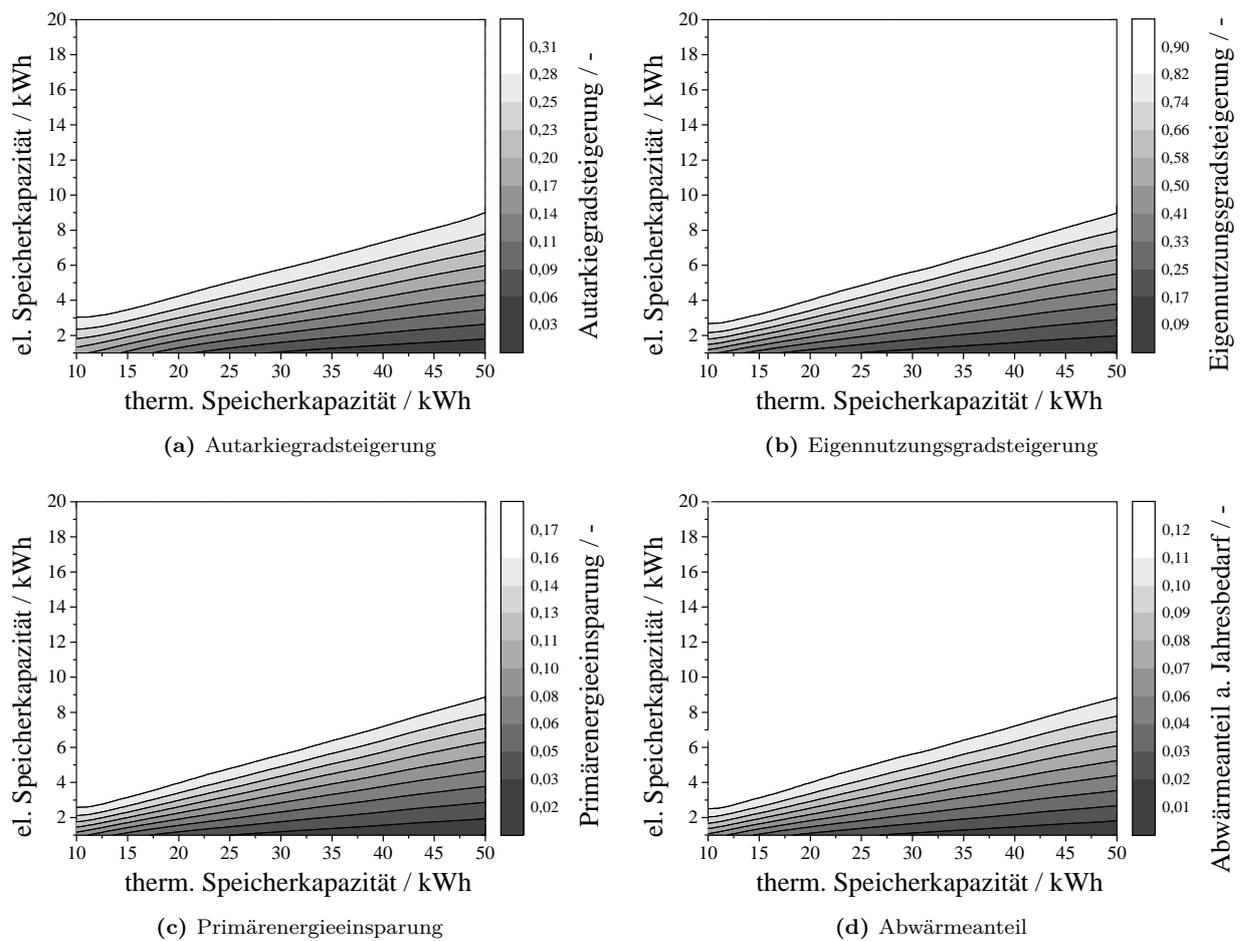


Abbildung B.28: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität einer KWK-Anlage (leistungsfester Verbrennungsmotor) mit einem LOHC-Speichermodell (Erdgasbrenner)

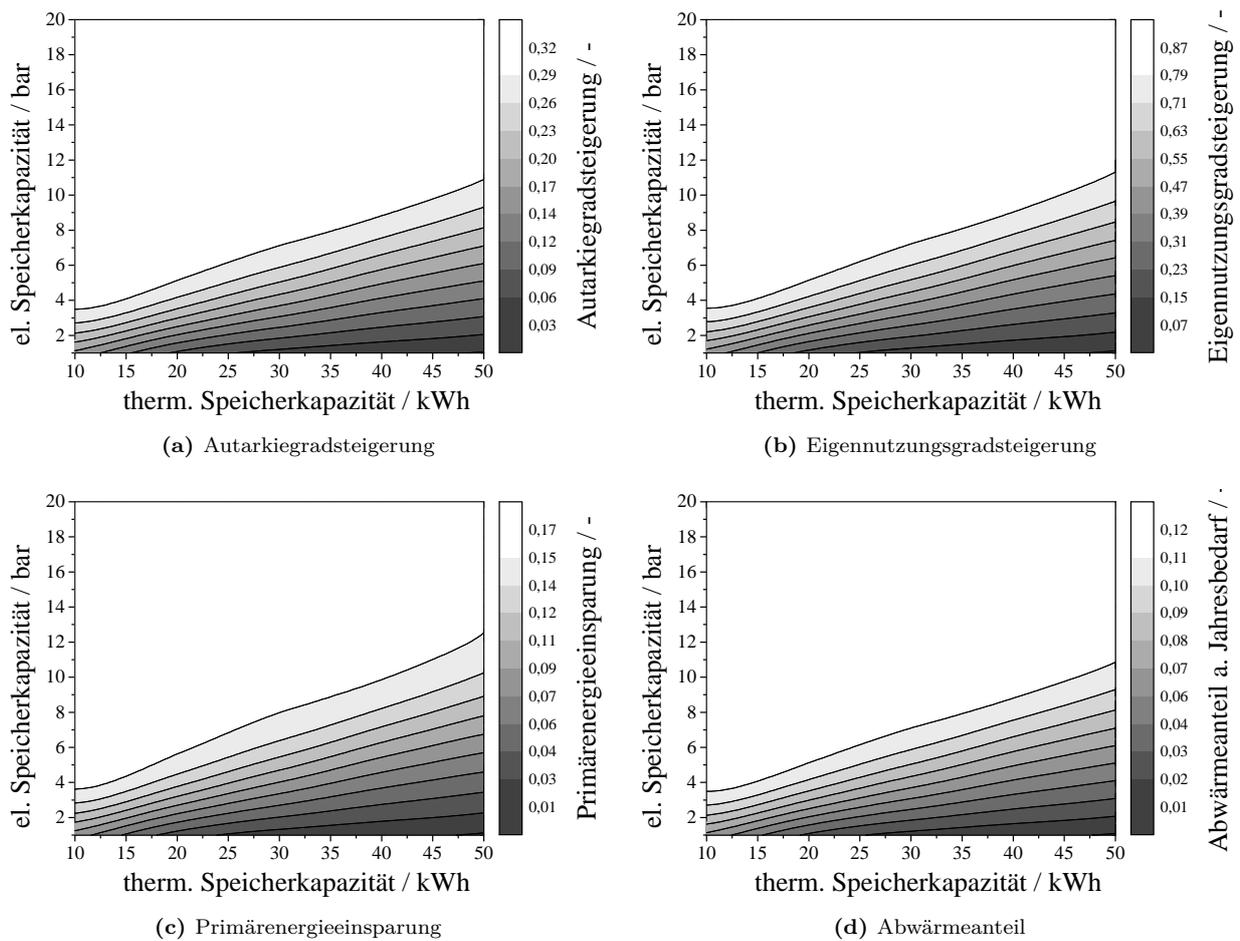


Abbildung B.29: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (in Stufen geregelter Verbrennungsmotor) mit einem LOHC-Speichermodell (Erdgasbrenner)

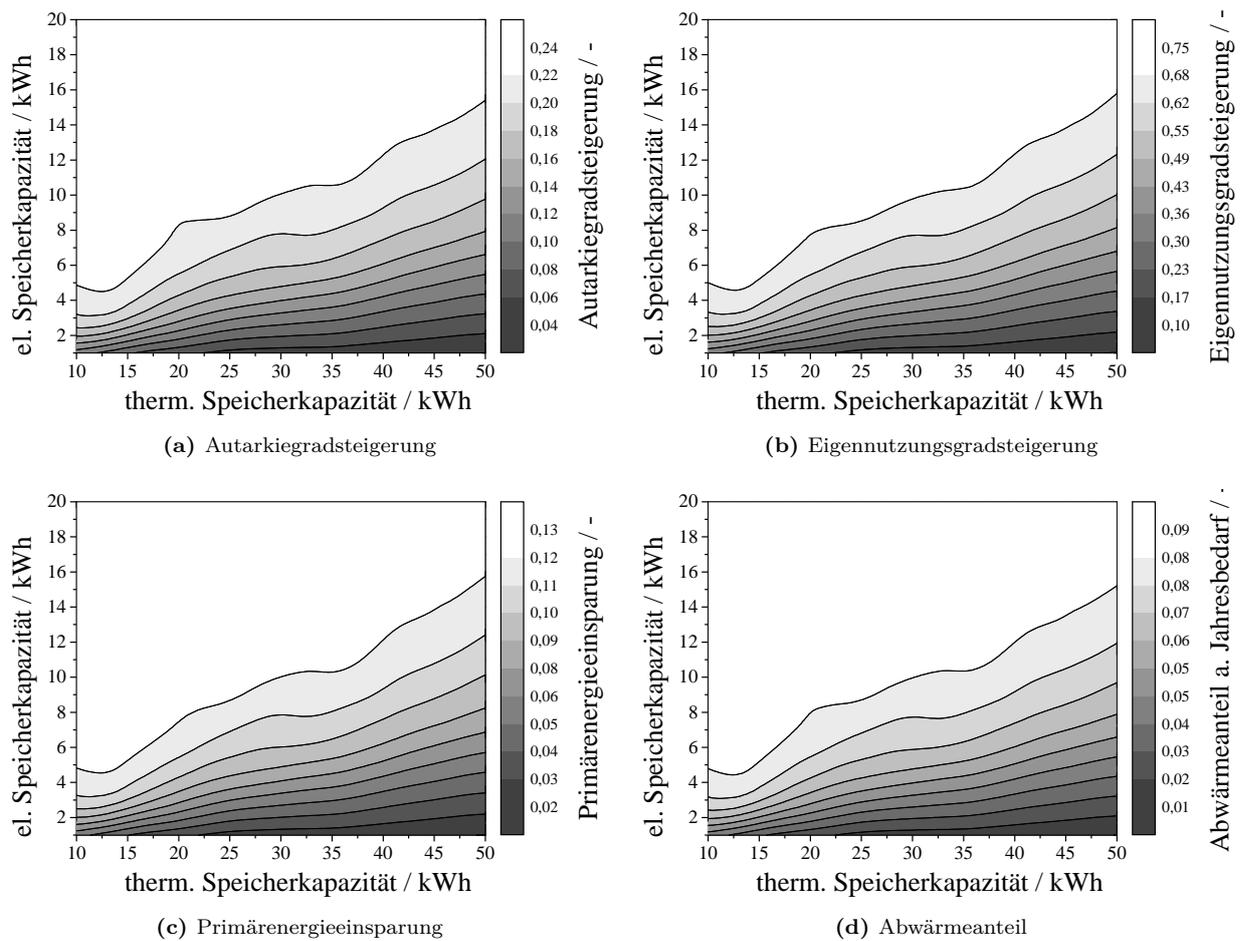


Abbildung B.30: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (stufenlos geregelter Verbrennungsmotor) mit einem LOHC-Speichermodell (Erdgasbrenner)

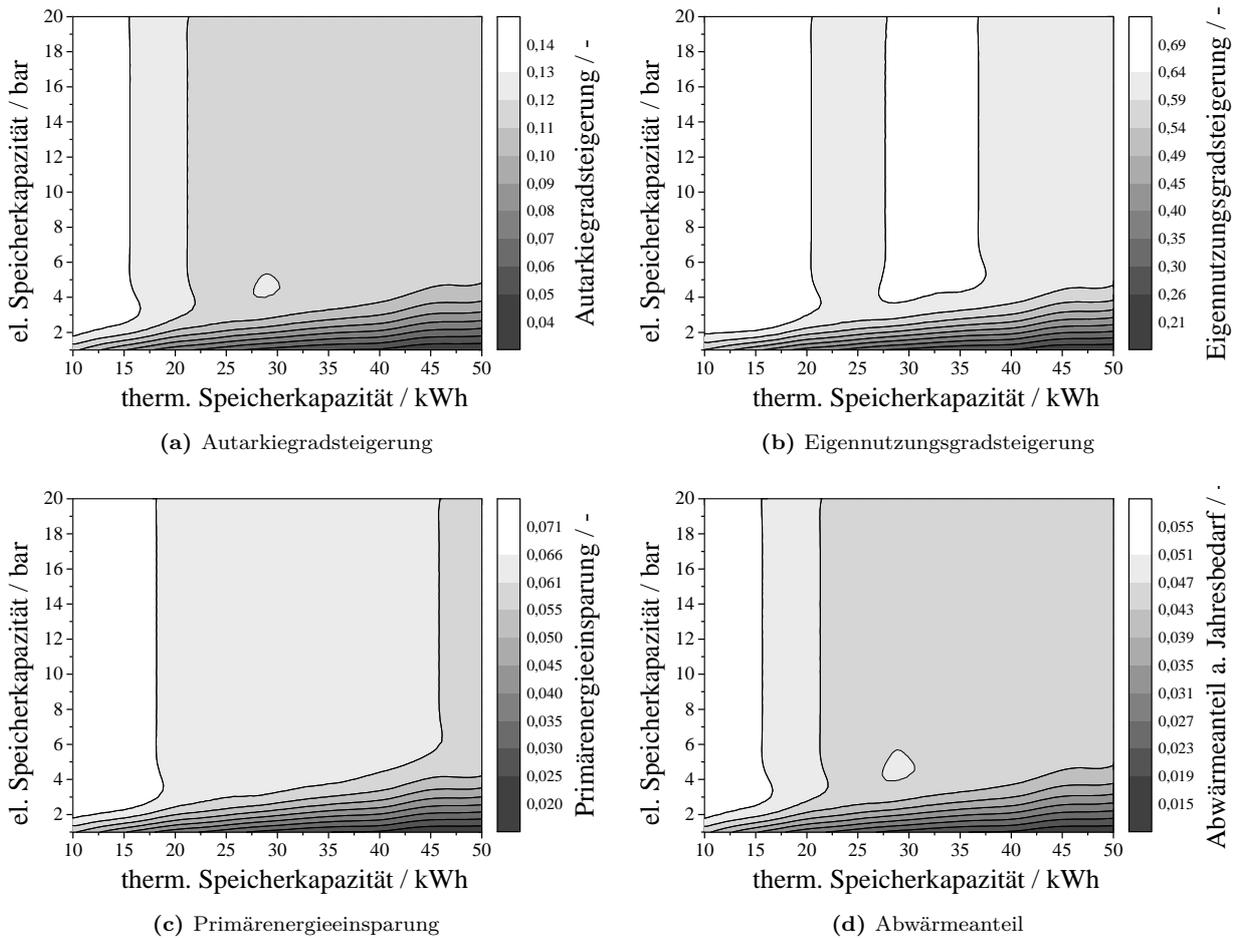


Abbildung B.31: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (Mikrogastrurbine) mit einem LOHC-Speichermodell (Erdgasbrenner)

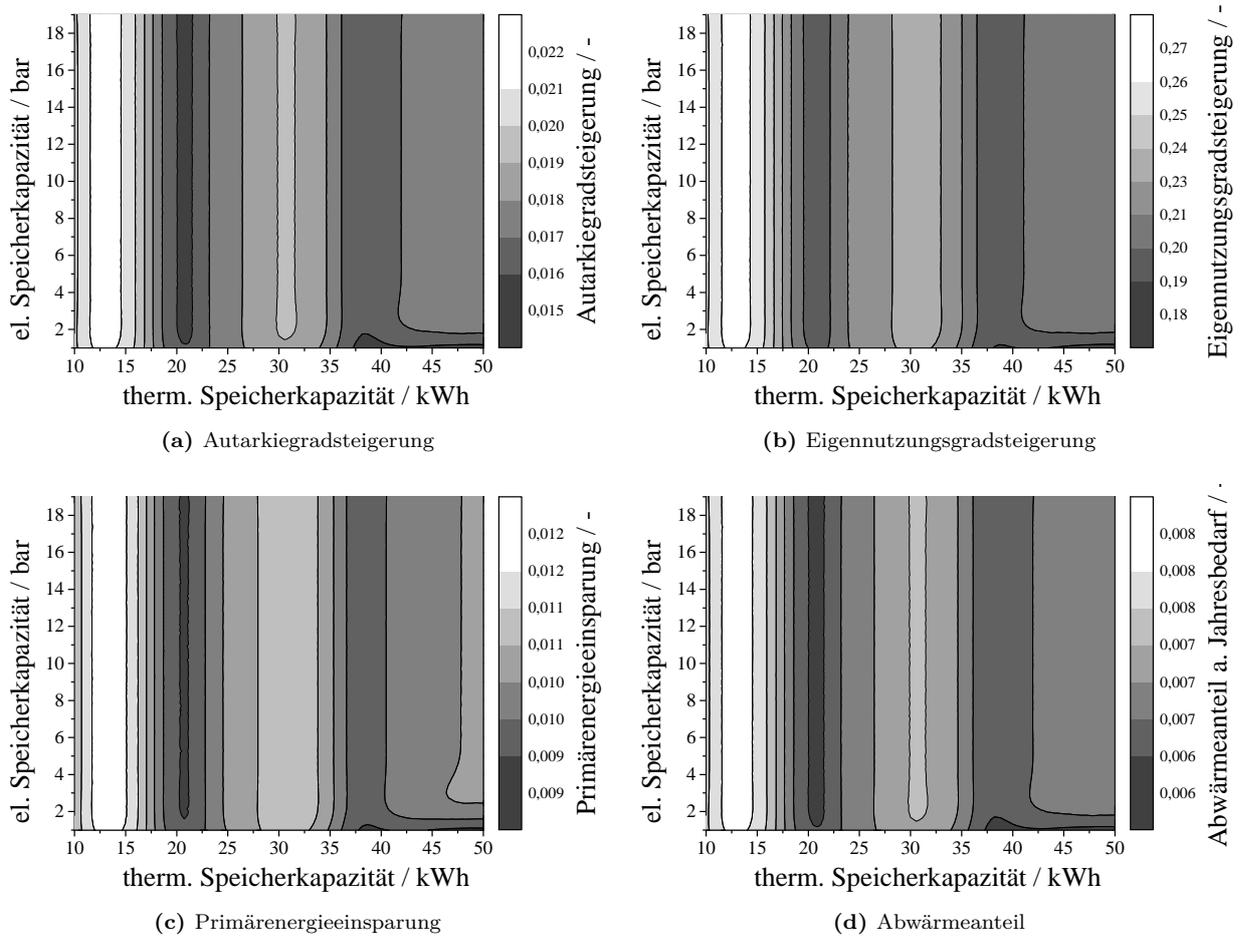
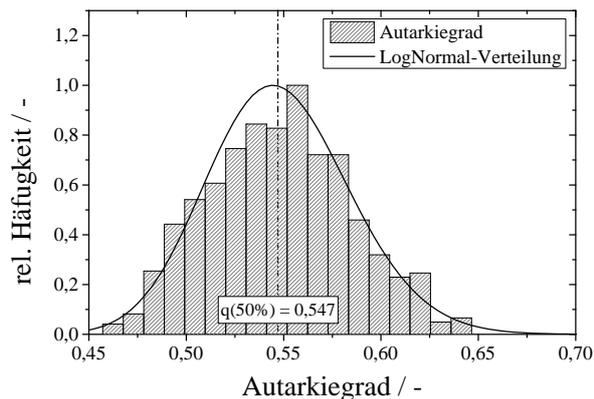


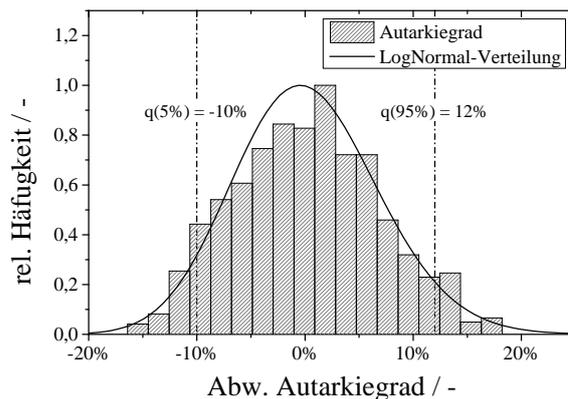
Abbildung B.32: Variation der thermischen und elektrischen Speicherkapazität KWK-Anlage (Dampfmotor) mit einem LOHC-Speichermodell (Erdgasbrenner)

B.2 Unsicherheitsanalyse

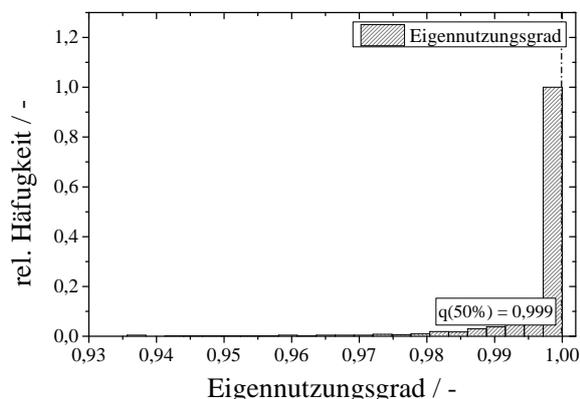
In diesem Kapitel finden sich ergänzende Daten zur Unsicherheitsanalyse, welche in Kapitel 4.4.3 durchgeführt wird.



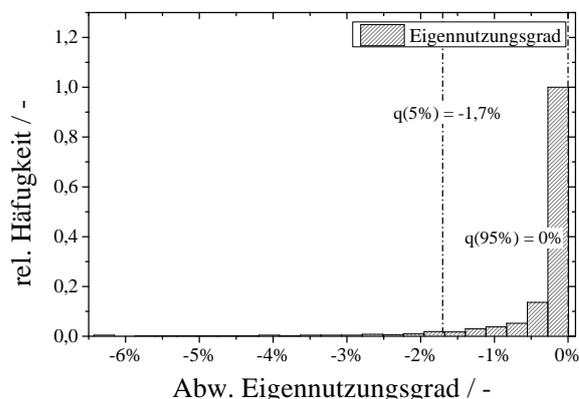
(a) Autarkiegrad



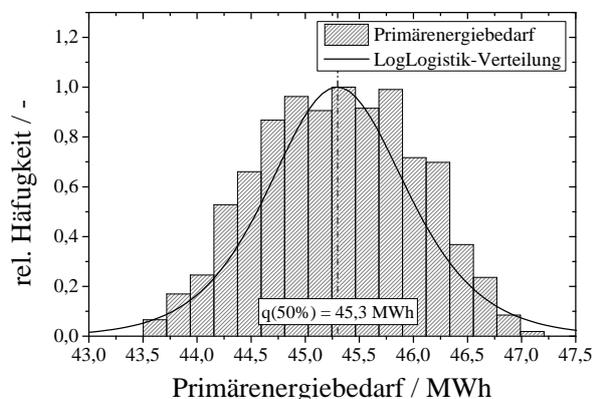
(b) Abweichung Autarkiegrad



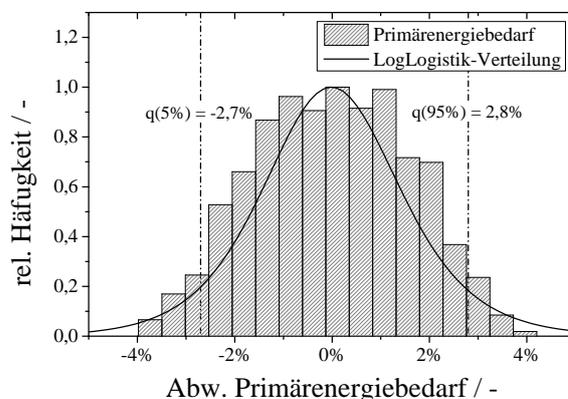
(c) Eigennutzungsgrad



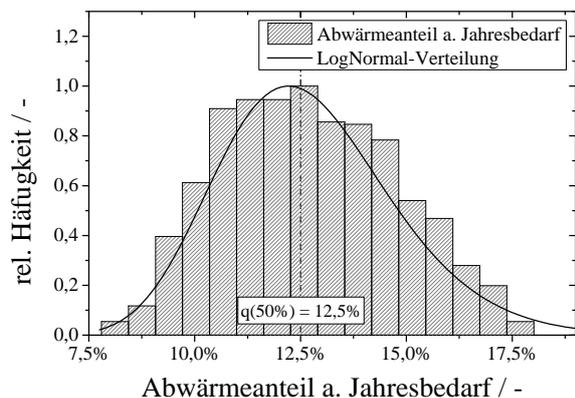
(d)



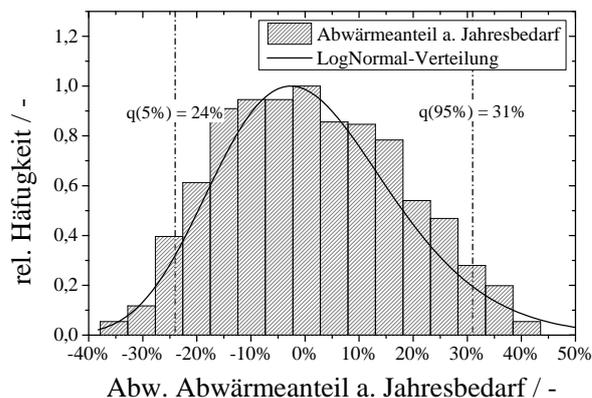
(e) Primärenergiebedarf



(f) Abweichung Primärenergiebedarf



(g) Abwaermenutzung



(h) Abweichung Abwaermenutzung

Abbildung B.33: Unsicherheiten der Simulation mit eine LOHC-Speichersystem und einem Wasserstoffbrenner

Tabelle B.2: Parameter der Sensitivitätsanalyse einer KWK-Anlagensimulation mit einem Lithium-Ionen-Batteriespeicher

Parameter	Einheit	Wert	Variation
thermische Speicherkap.	<i>kWh</i>	40	±10 %
elektrische Speicherkap.	<i>kWh</i>	10	±10 %
Selbstentladung therm. Speicher	%	– ¹	±10 %
Selbstentladung el. Speicher ²	%/d	$5,51 \cdot 10^{-5}$	±10 %
Wirk. Beladung u. Entladung ³	%	92	±10 %
max. Zyklen bei Entladetiefe 33 % ⁴	–	8500	±10 %
max. Zyklen bei Entladetiefe 80 % ⁴	–	6000	±10 %
max. Zyklen bei Entladetiefe 100 % ⁴	–	4000	±10 %
EOL-Speicherkapazität	%	80	±10 %

¹ Quelle: Kapitel 3.3² Quelle: [56, 57, 67, 160]³ Quelle: [55, 57, 59, 106, 126]⁴ Quelle: Tabelle 3.4

B.3 Sensitivitätsanalyse

In diesem Kapitel finden sich ergänzende Daten zur Sensitivitätsanalyse, welche in Kapitel 4.5 durchgeführt wird.

Tabelle B.1: Parameter der Sensitivitätsanalyse einer KWK-Anlagensimulation mit einem Blei-Batteriespeicher

Parameter	Einheit	Wert	Variation
thermische Speicherkap.	<i>kWh</i>	40	±10 %
elektrische Speicherkap.	<i>kWh</i>	10	±10 %
Wirk. Beladung u. Entladung ³	%	79	±10 %
Wirkungsgrad Entladung ³	%	79	±10 %
Wirkungsgrad Beladung ³	%	79	±10 %
EOL-Speicherkapazität	%	80	±10 %
max. Zyklen bei Entladetiefe 33 % ⁴	–	1450	±10 %
max. Zyklen bei Entladetiefe 80 % ⁴	–	700	±10 %
max. Zyklen bei Entladetiefe 100 % ⁴	–	560	±10 %
Selbstentladung therm. Speicher ¹	%	– ¹	±10 %
Selbstentladung el. Speicher ²	%/d	$5,51 \cdot 10^{-5}$	±10 %

¹ Quelle: Kapitel 3.3² Quelle: [67], [56], [160], [57]³ Quelle: [57], [55], [126], [59], [106]⁴ Quelle: Tabelle 3.4

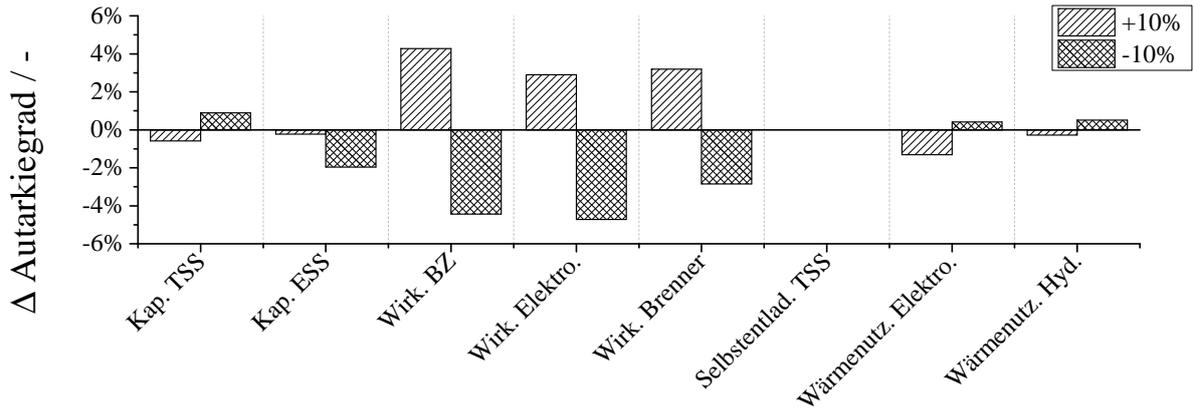
Tabelle B.3: Parameter der Sensitivitätsanalyse einer KWK-Anlagensimulation mit einem Druckwasserstoffspeicher

Parameter	Einheit	Wert	Variation
thermische Speicherkap.	<i>kWh</i>	40	±10 %
elektrische Speicherkap.	<i>kWh</i>	10	±10 %
Speichervolumen Wasserstoff	<i>m</i> ³	0,1	±10 %
Selbstentladung therm. Speicher	%	– ¹	±10 %
Wirkungsgrad Brennstoffzelle ²	%	50	±10 %
Wirkungsgrad Elektrolyseur ³	%	60	±10 %
Wärmenutzungsgrad Elektrolyseur	–	0,675	±10 %
Kompressionsstufen	–	2	1 – 3
Kompressor Eingangsdruk	<i>bar</i>	15	±10 %
Polytropenexponent	–	1,4	±10 %

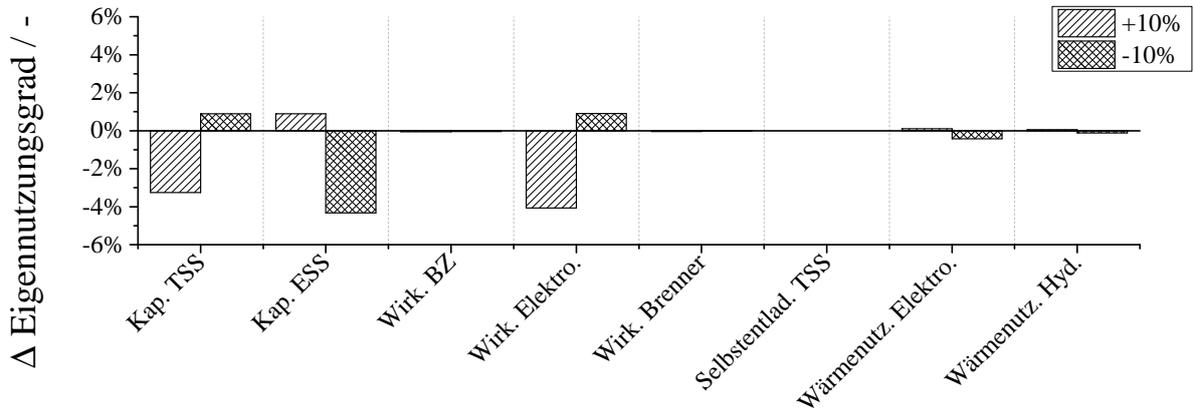
¹ Quelle: Kapitel 3.3² Quelle: [76, 78]³ Quelle: [161–163]**Tabelle B.4:** Parameter der Sensitivitätsanalyse einer KWK-Anlagensimulation mit einem LOHC-Speichersystem (Erdgasbrenner)

Parameter	Einheit	Wert	Variation
thermische Speicherkap.	<i>kWh</i>	40	±10 %
elektrische Speicherkap.	<i>kWh</i>	10	±10 %
Speichervolumen Wasserstoff	<i>m</i> ³	0,1	±10 %
Selbstentladung therm. Speicher	%	– ¹	±10 %
Wirkungsgrad Brennstoffzelle ²	%	50	±10 %
Wirkungsgrad Elektrolyseur ³	%	60	±10 %
Wirkungsgrad Erdgasbrenner	%	80	±10 %
Wärmenutzungsgrad Elektrolyseur	–	0,675	±10 %
Wärmenutzungsgrad Hydriervorgang	–	0,775	±10 %

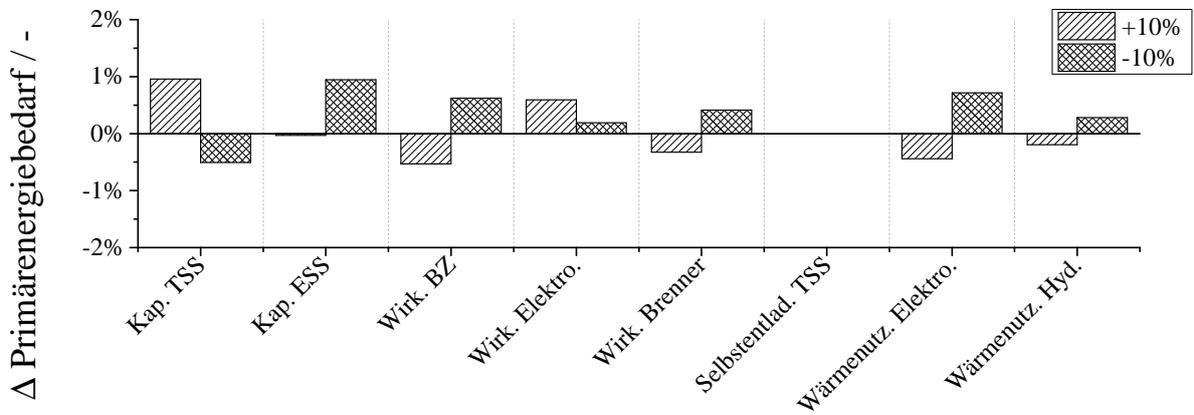
¹ Quelle: Kapitel 3.3² Quelle: [76, 78]³ Quelle: [161–163]



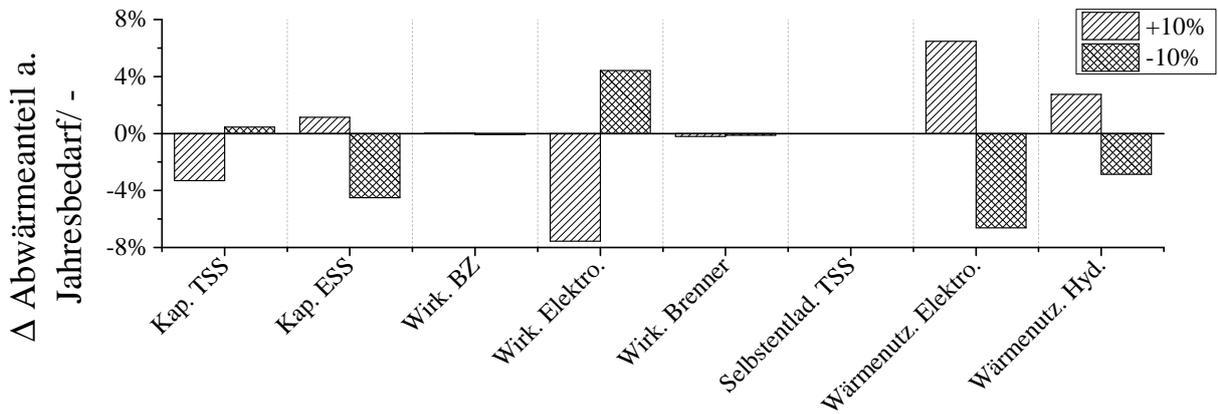
(a) Sensitivität des Autarkiegrads



(b) Sensitivität des Eigennutzungsgrads



(c) Sensitivität des Primärenergiebedarfs



(d) Sensitivität des Abwärmeanteils am Jahresbedarf

Abbildung B.34: Sensitivitätsanalyse der KWK-Anlagensimulation mit einem LOHC-Speichersystem (Wasserstoffbrenner)