

Henning Meschede

Lastmanagement in typischen Wirtschaftszweigen als Beitrag zur nachhaltigen Energieversorgung von Inseln



Produktion & Energie

Band 17

Herausgegeben von Prof. Dr.-Ing. Jens Hesselbach

Henning Meschede

**Lastmanagement in typischen Wirtschaftszweigen als
Beitrag zur nachhaltigen Energieversorgung von Inseln**

Die vorliegende Arbeit wurde vom Fachbereich Maschinenbau der Universität Kassel als Dissertation zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.) angenommen.

Erster Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Jens Hesselbach
Zweiter Gutachter: Prof. Dr. rer. nat. Matthias Finkbeiner

Weitere Mitglieder der Prüfungskommission:
Prof. Dr.-Ing. Sigrid Wenzel
Prof. Dr.-Ing. Mark Junge

Tag der mündlichen Prüfung

19. Januar 2018

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.de> abrufbar

Zugl.: Kassel, Univ., Diss. 2018
ISBN 978-3-7376-0480-2 (print)
ISBN 978-3-7376-0481-9 (e-book)
DOI: <http://dx.medra.org/10.19211/KUP9783737604819>
URN: <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:0002-404814>

© 2018, kassel university press GmbH, Kassel
www.upress.uni-kassel.de

Umschlaggestaltung: Karen Marschinke, Formkonfekt, Kassel
Druck und Verarbeitung: Print Management Logistics Solutions, Kassel
Printed in Germany

Kurzzusammenfassung

Insbesondere in abgeschiedenen Gebieten wie Inseln ist der Tourismussektor einer der wichtigsten Wirtschaftszweige. Darüber hinaus haben touristische Einrichtungen nicht zuletzt aufgrund ihres außerordentlich hohen Energie- und Wasserverbrauchs einen signifikanten Einfluss auf die Umwelt der Destination. Zusätzlich zu touristischen Einrichtungen ist auch der Anteil des allgemeinen Wasserversorgungssystems am Strombedarf der Insel sehr hoch.

Die vermehrte Nutzung von Regenerativen Energie Systemen (RES) ist ein wesentlicher Bestandteil einer nachhaltigen Energieversorgung. Um der volatilen Stromgenerierung durch RES zu begegnen, bieten Konzepte der Sektorenkopplung durch die Möglichkeit der Anpassung der Energienachfrage an die volatile Stromgenerierung hohe Potenziale. Im Hinblick auf die oben genannten Wirtschaftszweige Tourismus und Wasserversorgung können so thermische Energiesektoren bzw. der Wassersektor mit dem Stromsektor gekoppelt werden. Ausgehend vom aktuellen Stand der Technik hat diese Dissertation die Quantifizierung des Lastverschiebungspotenzials durch Sektorenkopplungen in beiden Wirtschaftszweigen und die Analyse des Einflusses der Maßnahmen auf das Energiesystem der Insel zum Ziel.

Für die Analyse wird das Lastverschiebungspotenzial auf der kanarischen Insel La Gomera mittels zeit-diskreter Jahressimulation für verschiedene Szenarien ermittelt. Aufgrund von nicht-deterministischen Einflussfaktoren wird im Rahmen dieser Arbeit das Lastmanagementpotenzial hinsichtlich probabilistischer Einflüsse analysiert. Durch die wiederholte Simulation mit unterschiedlichen, probabilistisch verteilten Eingangsdaten (Monte-Carlo-Simulation) wird die Sensitivität der unterschiedlichen Einflussfaktoren bestimmt und die getroffene Aussage hinsichtlich ihrer Wahrscheinlichkeit validiert.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Lastverschiebungsmaßnahmen zu einer verstärkten Nutzung von RES führen und somit den Bedarf fossiler Brennstoffe erheblich senken. Die Stromnachfrage des Wassersektors ist nahezu vollständig flexibel, sodass bis zu 10,3% des Jahresstrombedarfs der Insel als negative Regelenergie genutzt werden können. Im Gegensatz zum Wassersektor kann die Stromnachfrage eines Hotelbetriebs nur partiell flexibilisiert werden. Die Analyse verdeutlicht, dass vollelektrisierte Anlagentechnik und die Nutzung von Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung hohe Lastverschiebungspotenziale ermöglichen. Insbesondere bei der Nutzung von Blockheizkraftwerken wird jedoch die Höhe des Lastverschiebungspotenzials wesentlich durch die Evaluierungsmethode beeinflusst.

Abstract

Particularly in remote areas like islands, the tourism sector is one of the most important parts of the regional added value chain. In addition to their economic role, tourism facilities have a significant impact on the destination environments because of their extremely high energy and water consumption. The operation of an island water supply system also contributes to electricity demand.

The increasing utilisation of renewable energy systems (RES) is one key component of a sustainable energy supply. To manage the volatile nature of RES, sector coupling concepts and opportunities to adapt energy demand to fluctuating electricity generation offer high potential. Regarding the tourism and water supply economic sectors, sector coupling can be realised by linking the thermal energy sector and the water sector to the electricity sector. Based on state-of-the-art technologies, the objective of this thesis is the quantification of load shifting through sector coupling in both economic sectors and an analysis of the influence of those measures on an island energy system.

For the analysis in this thesis, the load shifting potential on the Canary Island La Gomera will be examined through a time-discrete simulation of several scenarios over a period of one year. Due to non-deterministic influencing factors, probabilistic inputs will be used to analyse their impact on the load shifting potential. Through repeated simulation using various probabilistically distributed inputs (Monte Carlo simulation), the sensitivity of several influencing factors can be determined. Thus, the simulation validates the resulting load shifting potential with regard to its probability.

The results show that load shifting measures lead to increased utilisation of RES and therefore significantly reduce the need for fossil fuels. The electricity demand of the water sector is nearly completely flexible. Thus, up to 10.3 % of the annual electricity on the whole island can be used for negative control energy. In contrast to the water supply sector, the electricity demand of a hotel is only partially flexible. The analysis underlines the fact that both scenarios – a completely electrified technical facility service and the utilisation of trigeneration – show high load shifting potential. However, especially for trigeneration, the load shifting potential is essentially determined by the chosen evaluation method.

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit am Fachgebiet umweltgerechte Produkte und Prozesse (upp) der Universität Kassel.

Bedanken möchte ich bei meinem Doktorvater Herrn Prof. Dr.-Ing. Jens Hesselbach, der sich auf diese nicht typische Fachgebietsarbeit eingelassen und mir stets die notwendigen Freiheiten zur Entwicklung eigener Thesen, Ideen und Methoden eingeräumt hat. Herrn Prof. Dr. rer. nat. Matthias Finkbeiner danke ich für die Übernahme des Zweitgutachtens. Ebenso möchte ich den Mitberichtern Frau Prof. Dr.-Ing. Sigrid Wenzel und Herrn Prof. Dr.-Ing. Mark Junge danken.

Ein besonderer Dank gilt meinen Kollegen Jan-Peter, Florian, Ron, Heiko und Tobias sowie meiner Schwester Eva, die zu jeder Diskussion bereit waren und durch ihre fachlichen Beiträge zum Gelingen der Arbeit beigetragen haben. Darüber hinaus möchte ich mich ganz herzlich bei Caro, Gina, Fabian, Peter und Flo für ihre hervorragende Unterstützung bedanken. Petra danke ich für ihr Interesse an der Arbeit und insbesondere für die sprachliche Korrektur. Antje danke ich für ihren Beitrag zur gelungenen Zeit am upp. Ein besonderer Dank gilt an dieser Stelle auch meinen Eltern, die meine Neugier geweckt und gefördert und mich stets in meiner Entscheidung bekräftigt haben.

Annika und Thea, euch beiden danke ich von ganzem Herzen für eure Zeit, eure Liebe, euer Verständnis, eure Geduld und dafür, dass wir unser Ding gemeinsam durchziehen.

Kassel, den 24. Januar 2018

Henning Meschede

Inhaltsverzeichnis

Nomenklatur	XIII
1. Einleitung	1
2. Energieversorgung von Inseln	7
2.1. Inseln als Forschungsobjekt der Energiesystemtechnik	7
2.2. Energiespeicherkonzepte auf Inseln	10
2.2.1. Konzepte mit Akkumulatornutzung	11
2.2.2. Konzepte mit Pumpspeichern	13
2.2.3. Konzepte mit Wasserstoffnutzung	15
2.3. Einbindung flexibler Lasten	17
2.3.1. Begriffsdefinition Lastmanagement	17
2.3.2. Lastmanagement in Inselsystemen	19
2.4. Ableitung der Forschungsfrage	24
3. Energie- und Wasserversorgung touristischer Hauptverbraucher	27
3.1. Bedeutung der Hotelindustrie auf Inseln	27
3.2. Komponenten der Energie- und Wasserversorgung	30
3.2.1. Komponenten der elektrischen Energieversorgung	30
3.2.2. Komponenten der thermischen Energieversorgung	32
3.2.3. Komponenten der Wasserversorgung	39
3.3. Lastmanagementfähige Komponenten	41

4. Aufbau der Simulationsstudie	45
4.1. Eingangsdaten	46
4.2. Fahrplansimulation	47
4.3. Auswertung	48
5. Stochastische Lastgangerstellung für Hotelbetriebe	53
5.1. Grundlagen der Statistik	54
5.1.1. Korrelationsanalyse	54
5.1.2. Regressionsanalyse	54
5.1.3. Zeitreihenbetrachtung	55
5.2. Methodik der Erstellung synthetischer Lastgänge	56
5.3. Erstellung synthetischer Lastgänge	59
5.3.1. Zimmerbelegung	59
5.3.2. Elektrischer Energiebedarf	60
5.3.3. Trinkwarmwasserbedarf	62
5.3.4. Dampfbedarf	63
5.3.5. Kältebedarf für Klimatisierung	63
6. Modellbildung der Fahrplansimulation	67
6.1. Beschreibung des Verfahrens zur Fahrplansimulation	67
6.1.1. Auswahl eines Verfahrens zur Fahrplansimulation	68
6.1.2. Mathematische Formulierung des Modells	69
6.1.3. Lösungsverfahren des Modells	70
6.1.4. Rollierendes Verfahren	72
6.2. Modellumsetzung	73
6.2.1. Zielfunktion	73
6.2.2. Bilanzkreise	74
6.2.3. Modelle der elektrischen Energieversorgung	78
6.2.4. Modelle der thermischen Energieversorgung	82
6.2.5. Modelle der Wasserversorgung	87
6.3. Verifizierung und Validierung ausgewählter Modelle	90
6.3.1. Verifizierung und Validierung des BHKW-Modells	92
6.3.2. Verifizierung und Validierung des KKM-Modells	93
6.3.3. Verifizierung und Validierung des Wärmespeichermodells	96

7. Fallstudie La Gomera	99
7.1. Kurzbeschreibung der Insel	99
7.1.1. Energieversorgung	100
7.1.2. Wasserversorgung	101
7.1.3. Potenzial der Wind- und Solarenergie	102
7.2. Lastmanagement im Hotelbetrieb	104
7.2.1. Untersuchte Anlagenkonfigurationen	105
7.2.2. Ergebnisse energetische Kennzahlen	110
7.2.3. Ergebnisse technische Komponenten	116
7.2.4. Übertragung auf weitere Betriebe	120
7.3. Lastmanagement in der Wasserversorgung	123
7.3.1. Ergebnisse energetische Kennzahlen	125
7.3.2. Ergebnisse technische Komponenten	130
7.4. Diskussion der Ergebnisse	133
8. Zusammenfassung und Ausblick	141
Abbildungsverzeichnis	XIX
Tabellenverzeichnis	XXIII
Schrifttum	XXV
Anhang	XL
A. Lastgänge Hotelbetrieb La Gomera	XLI
A.1. Übersicht der zu Verfügung stehenden Daten	XLI
A.2. Zimmerbelegung	XLII
A.3. Elektrischer Energiebedarf	XLIV
A.4. Dampfbedarf	XLIV
A.5. Trinkwarmwasserbedarf	XLV
B. Wetterdaten	XLVII
C. Simulationsparameter	XLIX
C.1. Lastmanagement im Hotelbetrieb	XLIX
C.2. Lastmanagement in der Wasserversorgung	LV

D. Fließbilder Wasserversorgung	LXVII
E. Weiterführende Ergebnisse	LXXI

Nomenklatur

Abkürzungen und Akronyme

Symbol	Beschreibung
--------	--------------

AKM	Absorptionskältemaschine
-----	--------------------------

BHKW	Blockheizkraftwerk
------	--------------------

DE	Dampferzeuger
----	---------------

DKW	Dieselmotorkraftwerk
-----	----------------------

el. DE	elektrischer Dampferzeuger
--------	----------------------------

Förder	Trinkwasserförderanlagen
--------	--------------------------

IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
-----	---

IRENA	International Renewable Energy Agency
-------	---------------------------------------

KKM	Kompressionskältemaschine
-----	---------------------------

KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
-----	----------------------

Symbol Beschreibung

KWKK Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung

LM Lastmanagement

MAPE Mean Absolute Percentage Error

ME Mean Error

MILP Mixed Integer Linear Program

PAT Pump-as-Turbine

PtG Power-to-Gas

PV Fotovoltaik

RES Regenerative Energie Systeme

RMSE Root Mean Square Error

SIDS Small Island Developing States

SWRO Sea Water Reverse Osmosis

TWW Trinkwarmwasser

V2G Vehicle-to-Grid

WE Wärmeerzeuger

WKA Windkraftanlage

WP Wärmepumpe

Lateinische Symbole

Symbol Beschreibung

A Fläche

a Eintrag Koeffizientenmatrix

Einheit

m^2

-

Symbol	Beschreibung	Einheit
c_p	spezifische isobare Wärmekapazität	J/kg K
c_p	Leistungsbeiwert WKA	-
E	Energie	J
$f_{Autarkie}$	Autarkiegrad	%
f_{Nutz}	Nutzungsgrad	%
f_{PE}	Primärenergiefaktor	-
h	Spezifische Enthalpie	J/kg
\dot{H}	Enthalpiestrom	W
ΔH	Förderhöhe	m
h_u	spez. Heizwert	J/kg
I_{rad}	Solare Einstrahlung	W/m ²
ke	Faktor elektrischer Wirkungsgrad	-
kt	Faktor thermisches Anfahrverhalten	-
m	Masse	kg
\dot{m}	Massenstrom	kg/s
\mathcal{N}	Normalverteilung	-
N	Variablenanzahl	-
n	Anzahl	-
OCC	Belegung	-
\overline{OCC}	mittlere, jährliche Belegung	
OP	Betriebszustand	-
P	Leistung	W
p	anlagenspezifische Leistung	W
Δp	Druckdifferenz	Pa
PE	Primärenergie	J
\dot{Q}	Wärmestrom	W
r	Korrelationskoeffizient	-
R^2	Bestimmtheitsmaß	-
s	Strecke	m
s^2	Varianz	-
T	Thermodynamische Temperatur	K
t	Berechnungszeitschritt	-
V	Volumen	m ³

Symbol	Beschreibung	Einheit
W	Arbeit	J

Griechische Symbole

Symbol	Beschreibung	Einheit
α	Wärmeübergangskoeffizient	$W/m^2 K$
ε	Emissionsfaktor (Wärmestrahlung)	-
ϵ	Leistungszahl	-
ζ	Wärmeverhältnis	-
η	Wirkungsgrad	-
ϑ	Temperatur	$^{\circ}C$
λ	Wärmeleitfähigkeit	$W/m K$
ρ	Dichte	kg/m^3
σ	Stefan-Boltzmann-Konstante (Wärmestrahlung)	$W/m^2 K^4,-$
τ	Zeitdauer	s

Indizes

Symbol	Beschreibung
<i>amb</i>	Umgebung
<i>aus</i>	Austritt
<i>Br</i>	Brennstoff
<i>cell</i>	PV-Zelle
<i>cool</i>	Kühlenergie / Kälte
<i>det</i>	deterministisch
<i>ein</i>	Eintritt
<i>ges</i>	Gesamt
<i>HOD</i>	Stunde des Tages
<i>Kond</i>	Konduktion

Symbol	Beschreibung
<i>Konv</i>	Konvektion
<i>max</i>	maximal
<i>mean</i>	durchschnittlich
<i>med</i>	mittlere
<i>OCC</i>	Belegung
<i>pri</i>	Primärkreis
<i>Prog</i>	Prognose
<i>pump</i>	Pumpe
<i>Ref</i>	Referenz
<i>room</i>	Gästezimmer
<i>Nutz</i>	genutzt
<i>sek</i>	Sekundärkreis
<i>sky</i>	Himmel
<i>Sp</i>	Speicher
<i>std</i>	stündlich
<i>step</i>	Zeitschritt
<i>sto</i>	stochastisch
<i>Rad</i>	Strahlung
<i>tot</i>	total
<i>Verd</i>	Verdampfer
<i>Verf</i>	Verflüssiger
<i>w</i>	wöchentlich
<i>WD</i>	Washtag

Einleitung

Die Nutzung fossiler Energieträger ist hinsichtlich energetischer, ökonomischer und ökologischer Aspekte generell zu hinterfragen. Eine Alternative zu fossilen Energieträgern bietet die Nutzung regenerativer Energien, die zu einer direkten Erhöhung der primärenergetischen Effizienz, einer Verringerung von Treibhausgasemissionen sowie zu einer Stärkung der ökonomischen Unabhängigkeit von Energielieferanten führt. Nicht zuletzt aufgrund dieser positiven Effekte hat die Weltklimakonferenz 2015 (United Nations Framework Convention on Climate Change, 21st Conference of the Parties, kurz COP 21) den Ausbau erneuerbarer Energien und den Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger bekräftigt. Eine Vielzahl von Staatenverbänden, Nationalstaaten und einzelnen Regionen haben überdies energie- und klimapolitische Rahmenprogramme und Zielsetzungen bezüglich der Senkung des Primärenergiebedarfs sowie der Steigerung der Energieeffizienz und der Nutzung regenerativer Energien beschlossen.

Inseln zählen zu den am stärksten vom Klimawandel betroffenen Gebieten und können als besonders gefährdet eingestuft werden. Viele Inseln haben ehrgeizige Strategien zur Realisierung einer nachhaltigen Energieversorgung beschlossen, um einerseits technische und ökonomische Möglichkeiten aufzuzeigen und andererseits ihren Beitrag am anthropogenen Klimawandel zu senken.¹

Insgesamt gibt es weltweit mehr als 85.000 Inseln, die größer als 0,02 km² sind. Von die-

¹Als Beispiel für ein europäisches Vorhaben sei hier auf die von der EU finanzierten Projekte ISLE-PACT sowie dessen Nachfolgeprojekt *smilegov* verwiesen (*smilegov - Multilevel Governance* 2017). Des Weiteren gibt es globale Programme, die beispielsweise von der internationalen regenerativen Energie Agentur (IRENA 2014), der Weltbank (*Sustainable Energy Finance Project* 2017) oder der Clinton Foundation (*Islands Energy Programm* 2017) unterstützt werden.

sen Inseln sind 13 % bewohnt, wobei ungefähr 200 der bewohnten Inseln mehr als 100.000 Einwohner haben (vgl. Howe et al. 2012, S. 2f.). Derzeit leben ca. 740 Millionen Menschen auf Inseln (vgl. Blechinger et al. 2014, S. 296). Nicht zuletzt aufgrund ihrer geringen Einwohnerzahlen ist der Beitrag einzelner Inselgemeinschaften am anthropogenen Klimawandel vergleichsweise gering. Im Zusammenhang des Umbaus des Energiesystems haben Inselregionen jedoch eine besondere Stellung, da sie als Schaufenster und Demonstratoren für neue Technologien und Marktkonzepte sehr gut geeignet sind. Hierbei ist ihre Abgeschlossenheit für die gute technische, ökonomische und ökologische Evaluierung der Konzepte sehr hilfreich.

Die derzeitige Energieversorgung von Inseln ist sehr vielfältig. Einen großen Einfluss haben die unterschiedlichen geografischen und klimatischen Gegebenheiten. Beispielsweise ist der Wärmebedarf auf tropischen Inseln geringer als der von nördlichen und südlichen Inseln. Des Weiteren sind küstennahe Inseln oft durch ein Seekabel mit dem Stromnetz des Festlandes verbunden und haben im Hinblick auf die Versorgungssicherheit andere Anforderungen an die Energieversorgung als Hochseeinseln. Zusätzlich dazu sind die sozioökonomischen Umstände entscheidend für den Energiebedarf sowie die Energieerzeugungs- und Energieverteilungsstrukturen. So gleicht die japanische Hauptinsel Honshū mit ihren ca. 100 Mio. Einwohner und 228 Tsd. km² Fläche hinsichtlich ihrer Energieversorgungsstruktur durch große fossile und nukleare Kraftwerke mit mehreren 100 MW installierter elektrischer Leistung sowie Höchstspannungsnetzen eher der Energieversorgung eines nationalen oder kontinentalen Verbundes. Dahingegen ähnelt die Energieversorgung kleiner Inseln wie der kapverdischen Insel Brava mit ca. 6.300 Einwohner und 67 km² Fläche den Strukturen von netzfernen Gebieten (off-grid). Solche Energieversorgungssysteme sind durch eine vermehrte Nutzung von Spitzenlastkraftwerken (häufig Dieselmotoren unterer und mittlerer Leistungsklassen) sowie der Abwesenheit von Übertragungsnetzen gekennzeichnet (vgl. Weisser 2004, S. 131; vgl. Blechinger 2015, S. 10).

Unabhängig von ihrer Zugehörigkeit zu Nationalstaaten oder Archipelen können die globalen Inseln in 64 unterschiedliche Gruppen mit ähnlichen, energiesystem-relevanten Parametern eingeteilt werden, wobei die Mehrheit durch zehn Hauptgruppen repräsentiert wird (vgl. Meschede et al. 2016, S. 255f.). Die meisten der bewohnten Inseln werden als kleine Inseln angesehen. Die ökologischen Folgen der Nutzung von Dieselmotoren auf Inseln sind sehr hohe Treibhausgasemissionen sowie die Emission von Stoffen mit versauernder und krebserregender Wirkung. Ökonomisch fallen vor allem die hohen Stromgestehungskos-

ten auf. Diese liegen beispielsweise für die kleineren griechischen Inseln zwischen 0,2 €/kWh und mehr als 1 €/kWh (vgl. Kaldellis et al. 2012, S. 476), für die kanarischen Inseln liegen sie bei durchschnittlich 0,2 €/kWh (vgl. GobCan 2016, S. 124). Der Vergleich mit Stromgestehungskosten etablierter erneuerbarer Energien wie Onshore-Windkraftanlagen (WKA) oder Fotovoltaik (PV) verdeutlicht das enorme wirtschaftliche Potenzial der Nutzung nachhaltiger Energiesysteme (vgl. Marrero et al. 2010, S. 2812).

Neben den Erzeugungsanlagen ist das Stromnetz ein Hauptbestandteil der elektrischen Energieversorgung. Stromnetze auf Inseln bestehen zum überwiegenden Teil aus Verteilnetzen der Nieder- und Mittelspannung. Da ein Stromnetz an sich keine Kapazitäten zur Speicherung der Energie besitzt, ist für die Netzstabilität, d. h. die Vermeidung von Netzausfällen durch zu hohe Spannungs- und Frequenzschwankungen, der Ausgleich zwischen Stromerzeugung und Stromnachfrage von sehr hoher Wichtigkeit. Die vermehrte Nutzung regenerativer Energien hat zur Folge, dass die generierte elektrische Leistung nicht zu jedem Zeitpunkt beliebig erhöht werden kann. Ohne zusätzliche Maßnahmen bedeutet dies im Hinblick auf den notwendigen Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage eine Minderung der Netzstabilität. Aus Gründen der Versorgungssicherheit kann deswegen die Nutzung regenerativer Energien limitiert sein (vgl. Bueno et al. 2005, S. 397; Kaldellis 2007, S. 1565).

Im Fokus aktueller Forschungs- und Demonstrationsvorhaben stehen daher Konzepte zur verstärkten Einbindung regenerativer Energien in das Energiesystem, ohne die Netzstabilität zu beeinträchtigen. Dies ist durch Energiespeicherung möglich. Eine technisch einfache Variante sind klassische Energiespeicherkonzepte wie Akkumulatoren oder Pumpspeicher. Eine andere Möglichkeit bieten Lastmanagementkonzepte, bei denen die Stromnachfrage der Stromerzeugung angepasst wird. Hinsichtlich einer kostengünstigen und effizienten Nutzung erneuerbarer Energien haben Lastmanagementkonzepte die Vorteile, dass sie dezentral implementiert werden und somit zum einen Übertragungsverluste und zum anderen Netzausbaumaßnahmen reduzieren können. Zusätzlich können hohe Investitionskosten für zusätzliche Erzeugungskapazitäten bzw. Stromspeicher verringert werden. Eine weit verbreitete Möglichkeit der Realisierung von Lastmanagement beinhaltet die Kopplung unterschiedlicher (Energie-)Sektoren, beispielsweise die stärkere Verknüpfung des Wärme- und des Stromsektors durch eine zunehmende Nutzung elektrisch betriebener Wärmepumpen. Hierbei ist es zwingend notwendig, die zeitlichen Energiebedarfe der jeweiligen Sektoren und die bzgl. des Energiesystems relevanten Komponenten zu analysieren und zu verstehen.

Aufgrund ihres hohen Energiebedarfs und der großen installierten Anlagenleistungen (so-

wohl elektrisch als auch thermisch) bieten energetische Hauptverbraucher die Möglichkeit, bei einer geringen Anzahl von Akteuren (und somit einem geringen Aufwand für Mess- und Steuerungstechnik) bereits beachtliche Lastmanagementpotenziale realisieren zu können. Neben der Verbrauchergruppe der privaten Haushalte, die sich in eine Vielzahl von Einzelakteuren untergliedern lässt, sind von einem globalen Standpunkt aus vor allem zwei Hauptverbrauchergruppen typisch für Inseln: zum einen die Wasserwirtschaft und -versorgung und zum anderen die Tourismuswirtschaft (vgl. Taibi et al. 2014, S. 4; Piernavieja 2016, S. 11). Im Hinblick auf Möglichkeiten der Sektorenkopplung sind besonders touristische Einrichtungen interessant, da sie einerseits durch einen hohen elektrischen und thermischen Energiebedarf gekennzeichnet sind und andererseits ihre Anlagenkapazitäten aufgrund der saisonal schwankenden Belegzahlen zu vielen Zeitpunkten nicht ausgenutzt sind. Dadurch ergeben sich erhebliche Flexibilitätspotenziale. Zusätzlich hat die Tourismuswirtschaft auch einen entscheidenden Anteil am Wasserverbrauch und ist ebenfalls mittelbar über das Wasserversorgungssystem mit dem elektrischen Energiesystem gekoppelt.

Trotz zahlreicher Projekte zur Integration erneuerbarer Energien in Inselssysteme fehlen sowohl Kenntnisse über den zeitlichen Energiebedarf einzelner Akteure als auch Kenntnisse bzgl. des Potenzials einer flexibilisierten Energienachfrage. Insbesondere ist die Einbindung touristischer Hauptverbraucher wie Hotels in ein zukünftiges Energiesystem noch nicht ausreichend untersucht.

Ausgehend vom bestehenden Forschungsbedarf hat die vorliegende Dissertation daher zum Ziel, das technische Lastmanagementpotenzial inseltypischer elektrischer Hauptverbraucher aus der Tourismus- und Wasserwirtschaft quantitativ zu analysieren und zu bewerten.

Für die Bewertung müssen verschiedene Teilaspekte näher beleuchtet werden. Lastmanagementmaßnahmen sind stets im zeitlichen Kontext zu sehen, da sowohl die Angebotsseite als auch die Bedarfsseite zeitlichen Schwankungen unterworfen sind. Das Lastmanagementpotenzial kann somit nur begrenzt statisch bestimmt werden. Für die eingehendere Evaluierung müssen daher die tatsächlichen zeitlichen Verläufe der unterschiedlichen energetischen Bedarfe analysiert werden. Hierbei ist zu beachten, dass sowohl bei der Erzeugung durch erneuerbare Energien als auch beim Bedarf durch Hotelbetriebe Zusammenhänge zwischen Wetter, Belegzahlen und individuellem Gästeverhalten bestehen.

Die vorliegende Dissertation ist wie folgt gegliedert:

In Kapitel 2 erfolgt eine eingehende Analyse der wissenschaftlichen Literatur. Zunächst wird das Forschungsobjekt „Insel“ und besonders dessen Rolle als „Labor“ für nachhaltige Energiekonzepte beschrieben. Der Schwerpunkt der darauf aufbauenden Analyse liegt auf dem Aufzeigen bisheriger Konzepte zur verstärkten Integration der volatilen Erzeugung. Die Konzepte werden hierbei unterteilt in klassische Energiespeicherkonzepte und Lastmanagementkonzepte mit Sektorenkopplung. Das Kapitel schließt mit der Abgrenzung der vorliegenden Arbeit von bisherigen Untersuchungen und der Ableitung der Forschungsfrage.

Kapitel 3 hat die genauere Untersuchung touristischer Hauptverbraucher zum Inhalt. Hierzu werden die Komponenten der Energie- und Wasserversorgung näher erläutert und insbesondere in Hinblick auf deren Lastmanagementfähigkeit bewertet.

Im Anschluss an den Stand der Wissenschaft und den technischen Grundlagen beinhaltet Kapitel 4 die methodische Grundlage der folgenden Simulationsstudie. Diese teilt sich auf in die drei wesentlichen Teile Eingangsdaten, Simulation und Auswertung, die in den folgenden drei Kapiteln näher erläutert werden.

In Kapitel 5 werden die Eingangsdaten beschrieben. Um die stochastische Verteilung der Eingangsdaten richtig abbilden zu können, werden deterministische Einflussfaktoren und probabilistische Streuungen berücksichtigt. Dazu werden Berechnungsvorschriften für die Erzeugung synthetischer Lastgänge mit probabilistischen Anteilen vorgestellt. Die Vorschriften basieren hierbei auf Messwerten eines kanarischen Hotelbetriebs und werden in verallgemeinerter Form dargestellt.

Kapitel 6 beinhaltet die Beschreibung des verwendeten Simulationsmodells. Hierzu wird zunächst die Wahl des Simulationsverfahrens diskutiert. Anschließend werden der zugrunde liegende Modellaufbau und die mathematischen Formulierungen der einzelnen Komponenten erläutert. Das Kapitel schließt mit der Überprüfung der Modellannahmen.

In Kapitel 7 wird eine repräsentative Fallstudie anhand der kanarischen Insel La Gomera durchgeführt. La Gomera repräsentiert hierbei eine typische, mittelgroße Insel mit Tourismus als wichtigem Wirtschaftszweig. Im Gegensatz zu anderen europäischen Destinationen im mediterranen Raum sind die klimatischen Bedingungen auf La Gomera weniger saisonal

ausgeprägt. Ein weiterer starker Unterschied ist die touristische Hauptsaison, die ungefähr von Weihnachten bis Ostern anhält. Diesbezüglich ähnelt La Gomera eher tropischen Destinationen. Eine Untersuchung verschiedener Inselgruppen (vgl. Meschede et al. 2016, S. 255 f.) erfolgt im Rahmen dieser Arbeit nicht.

Im abschließenden Kapitel 8 werden die Arbeit und insbesondere die wesentlichen Ergebnisse zusammengefasst.

Energieversorgung von Inseln

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die Grundlagen der Energieversorgung auf Inseln. Einleitend werden in Abschnitt 2.1 Forschungsstudien über die allgemeine Nutzung und Einbindung von Regenerativen Energie Systemen (RES) beschrieben. Anschließend werden in Abschnitt 2.2 Speicherkonzepte zur verstärkten Nutzung volatiler RES sowie aktuelle Forschungs- und Demonstrationsprojekte auf Inseln beschrieben. Darüber hinaus werden in Abschnitt 2.3 verschiedene Optionen zum Lastmanagement und Konzepte zur energetischen Kopplung der Sektoren Strom-, Wärme-, Kälte- und Wasserversorgung erläutert. Das Kapitel schließt mit der Einordnung der vorliegenden Dissertation in die aktuelle wissenschaftliche Diskussion von Energiesystemen auf Inseln in Abschnitt 2.4.

2.1. Inseln als Forschungsobjekt der Energiesystemtechnik

Aufgrund ihrer isolierten Lage sind Inseln Forschungsobjekt vieler Forschungszweige wie der Biologie (z. B. Evolutionstheorie), der Geologie (z. B. Untersuchung von Vulkanen) oder der Anthropologie (z. B. Besiedlung Polynesiens). Mit der Konferenz für Umwelt und Entwicklung der Vereinten Nationen (UNCED) in Rio de Janeiro im Jahr 1992 rückte eine nachhaltige Entwicklung in den Vordergrund politischen Handelns. In Folge der dort beschlossenen Agenda 21 wurden zunehmend RES als nachhaltige Energiesysteme propagiert sowie deren Nutzung in Inseln systemen getestet und diesbezüglich wissenschaftlich untersucht. Die im Folgenden aufgeführten Untersuchungen beziehen sich mehrheitlich auf kleine Inseln, wobei der Begriff „kleine Inseln“ nicht klar definiert ist.

Lynge Jensen (2000) definiert „kleine Inseln“ als Inseln, die kleiner oder gleich der Fläche

Hawaiis sind (vgl. Lyng Jensen 2000, S. iii). Eine Definition mittels der Fläche reicht allerdings nicht aus, da dies nur bedingt Rückschlüsse auf die Einwohnerzahl und die ökonomischen Strukturen der Insel zulässt. Beispielsweise ist die Insel Malta mit einer Fläche von 246 km² eher klein, die Einwohnerzahl ist mit 357 Tsd. Einwohner jedoch halb so hoch wie die Einwohnerzahl der flächenmäßig 33-mal größeren griechischen Insel Kreta. Aufgrund der wirtschaftlichen Strukturen und der maltesischen Industrie ist der Strombedarf von Malta jedoch nur 20 Prozent geringer.

Blechinger et al. (2016) definieren in ihrer Studie „kleine Inseln“ als Inseln mit einer Einwohnerzahl zwischen 1.000 und 100.000 (vgl. Blechinger et al. 2016, S. 676). Oft werden Merkmale der Energieversorgung für die Definition herangezogen, beispielsweise die Abwesenheit von Grundlastkraftwerken und Übertragungsnetzen (vgl. Blechinger 2015, S. 10; Sigrist et al. 2016, S. 1 ff.) oder der Jahresstrombedarf und die elektrische Spitzenleistung (vgl. Kaldellis et al. 2007, S. 4626; Bizuayehu et al. 2014, S. 4). Meschede et al. (2016) definieren den Begriff „kleine Inseln“ nicht explizit, schließen aber Inseln mit mehr als 3,5 Mio. Einwohnern, einer Fläche kleiner als 10 km² oder einer Küstennähe unter 10 km aus (vgl. Meschede et al. 2016, S. 252).

Eine erste eingehende Auflistung und Untersuchung von Inseln, die RES schon nutzen oder eine Nutzungsabsicht haben, findet sich in Lyng Jensen (2000). Er beschreibt die Inseln als Schaufenster für die verstärkte Nutzung von RES. Lyng Jensen (2000) stellt heraus, dass die Mehrheit der untersuchten Inseln zum Zeitpunkt der Auflistung im Nordatlantik und seinen Nebenmeeren liegt. Die dort untersuchten Energiesysteme zeichnen sich durch grundlastfähige, nicht volatile RES wie Wasserkraft und Geothermie aus. Nicht zuletzt aufgrund der ökonomischen Rahmenbedingungen sowie klimatischen Gegebenheiten der untersuchten Inseln ist im Jahr 2000 Windenergie die am stärksten genutzte volatile regenerative Energieform (vgl. Lyng Jensen 2000, S. vi).

Ein wesentlicher Teil der weiteren einschlägigen wissenschaftlichen Studien und institutionellen Reporte legt den Fokus auf die Untersuchung von RES in kleinen Inselentwicklungsländern (Small Island Developing States (SIDS)). Hintergrund ist, dass diese Länder sich auf der dritten internationalen Konferenz der SIDS im Jahr 2014 und anschließend in der UN Resolution 69/15 u. a. zum Ziel gesetzt haben, Bemühungen zur nachhaltigen Energieversorgung sowie zum nachhaltigen Tourismus zu forcieren (vgl. UN General Assembly 2014, S. 7 f. und S. 10; siehe auch UNEP 2014). Weisser (2004) beleuchtet die Elektrizitätsversorgung von SIDS. Er kommt zu dem Schluss, dass RES aufgrund geringe-

rer Stromgestehungskosten und reduzierter ökonomischer Abhängigkeiten von Rohstofflieferungen einen sozioökonomischen Vorteil mit sich bringen (vgl. Weisser 2004, S. 136 ff.). Die Internationale Regenerative Energie Agentur (International Renewable Energy Agency (IRENA)) propagiert ebenfalls RES in Kombination mit Energiespeichern als vielversprechende Möglichkeit für eine positive wirtschaftliche Entwicklung von SIDS (vgl. IRENA 2012a; IRENA 2014). Blechinger (2015) untersucht das technisch-ökonomische Potenzial und Hemmnisse von RES für karibische Inseln. Insgesamt können drei Hauptgruppen für Hemmnisse identifiziert werden: regulatorische und politische Rahmenbedingungen, Kosten und Finanzierungsmöglichkeiten sowie die Marktmacht der Energieversorger (vgl. Blechinger 2015, S. 182).

Zusätzlich zu den bereits aufgeführten multinationalen und globalen Studien ist die individuelle Energieversorgung einzelner kleiner Inseln vermehrt Gegenstand wissenschaftlicher Untersuchungen, die an dieser Stelle nicht alle aufgeführt werden können. Gute Überblicke über RES für Inseln finden sich in Neves et al. (2014), in Erdinc et al. (2015) und in Kuang et al. (2016). Diese Studien verdeutlichen, dass die am weitesten verbreiteten RES die Nutzung von Wind- und Solarenergie (PV und Solarthermie) beinhalten.

Darüber hinaus bestehen noch weitere Möglichkeiten der Nutzung von RES auf Inseln. Viele Inseln vulkanischen Ursprungs, beispielsweise Island oder die Inseln des Hawaii Archipels, haben sehr gute geologische Voraussetzungen, um einen erheblichen Anteil ihres Energiebedarfs mittels geothermischer Wärmekraftwerke zu decken (vgl. Erdinc et al. 2015, S. 339). Die Nutzung von Biomasse ist prinzipiell auch auf Inseln möglich, allerdings müssen dafür ausreichend Wasser- und Landressourcen vorhanden sein. Aus diesem Grund ist die Verbreitung von auf Biomasse basierenden Energiekonzepten auf Inseln stark limitiert (vgl. Erdinc et al. 2015, S. 339; Meschede et al. 2016, S. 254 f.). Des Weiteren weisen die Energiesysteme einzelner Inseln und Inselgruppen aufgrund der geografischen Gegebenheiten einen hohen Anteil von Wasserkraft auf (vgl. Lynge Jensen 2000, S. viii ff.) oder sind prinzipiell für die Nutzung von Wellenenergie geeignet (vgl. Stopa et al. 2011, S. 554 ff.; Gonçalves et al. 2014, S. 774 ff.; Erdinc et al. 2015, S. 338 f.).

Die Arbeit von Blechinger et al. (2016) analysiert das technisch-ökonomische Potenzial von WKA, PV und Akkumulatoren auf 1.785 Inseln. Die Potenzialstudie verdeutlicht, dass RES im Vergleich zu den bisher genutzten Diesellaggregaten in den überwiegenden Fällen zu geringeren Stromgestehungskosten führen, und unterstützt somit die Ergebnisse früherer Studien (vgl. Blechinger et al. 2016, S. 683 ff.). Weiterhin wird gezeigt, dass je nach klima-

tischen Gegebenheiten Inselregionen entweder stärker für die Nutzung von Windenergie oder stärker für die Nutzung von Sonnenenergie geeignet sind (vgl. Blechinger et al. 2016, S. 685).

Eine detailliertere Klassifizierung von Inseln anhand energiesystemisch relevanter Parameter wird in der Arbeit von Meschede et al. (2016) durchgeführt. Insgesamt werden 1.087 kleine Inseln analysiert. Zusätzlich zu klimatischen Parametern werden die Inseln auch durch physikalische (höchste Erhebung und verfügbare Fläche) sowie sozioökonomische Parameter (Bevölkerungsdichte und Bruttoinlandsprodukt pro Kopf) beschrieben und mittels einer Clusteranalyse in Klassen eingeteilt. In Hinblick auf energiesystemische Anforderungen und das Potenzial von RES verdeutlicht die Studie, dass Inseln einer Region sich nicht zwangsläufig ähneln. Die Übertragbarkeit von Energiekonzepten ist somit nicht durch die Zugehörigkeit zur gleichen Inselgruppe gegeben (vgl. Meschede et al. 2016, S. 256 ff.).

2.2. Energiespeicherkonzepte auf Inseln

Lag der Forschungsschwerpunkt in den 1990ern noch auf der Erkenntnisgewinnung bei der Einbindung von WKA und PV in das Stromnetz, so hat die vermehrte Nutzung dieser Systeme dazu geführt, dass Energiespeicher verstärkt in den Fokus der Energiesystemforschung gerückt sind. Prinzipiell bestehen für Inseln die gleichen technologischen Lösungskonzepte wie für nationale und kontinentale Verbundnetze, jedoch sind die Anforderungen an die Technik vielfältiger. Die Integration erneuerbarer Energien in die Versorgungsstruktur von Inseln ist beispielsweise auf Grund der Netzsicherheit bisher stark limitiert, da einzelne RES-Anlagen bereits den gesamten Strombedarf zeitweise decken und einzelne Energieeffizienzmaßnahmen bereits sehr hohe Auswirkungen auf den Lastgang haben können. Einzelne Speichertechnologien müssen demnach sowohl kurzfristige Frequenz- und Spannungsstörungen ausgleichen als auch mittel- und langfristig elektrische Energie speichern können und im besten Fall schwarzstartfähig sein.

Abgesehen von den oben aufgeführten, singulären Ausnahmen finden überwiegend regenerative Energiekonzepte basierend auf WKA oder PV und Akkumulator sowie WKA und Pumpspeicher Anwendung in Forschung und Praxis (vgl. Neves et al. 2014, S. 939; Erdinc et al. 2015, S. 341; siehe auch Lynge Jensen 2000). Die Diskussion der Möglichkeit der Energiespeicherung durch Wasserstoff ist in der wissenschaftlichen Literatur ebenfalls weit verbreitet (vgl. Erdinc et al. 2015, S. 341). Im überwiegenden Teil der untersuchten Fäl-

le bleibt das Dieselmotorkraftwerk aber als Übergangslösung oder Backup-System bestehen, da keine vollständige Stromversorgung durch RES gewährleistet wird (vgl. Neves et al. 2014, S. 939). In den folgenden Abschnitten werden die drei am häufigsten diskutierten Konzepte Akkumulatornutzung, Pumpspeicher und Wasserstoff eingehender vorgestellt. Der Fokus der folgenden Abschnitte liegt auf der Beschreibung der technischen Grundlagen sowie der Zusammenfassung wissenschaftlicher Studien und realisierter Demonstrationsprojekte. Des Weiteren beschränkt sich die Beschreibung auf Systeme, die die kurz- bis langfristige Speicherung von elektrischer Energie als primäres Ziel haben. Systeme, deren primäre Ziele die Sicherstellung der Einhaltung der Frequenz und Spannung sind, werden nicht weiter untersucht. Es kann davon ausgegangen werden, dass solche Systeme, z. B. Kondensatoren oder Schwungräder, ein Teil des Energiesystems sind oder aber die Aufgaben der Netzstabilität von anderen Komponenten des Energiesystems ausgeführt werden können.

2.2.1. Konzepte mit Akkumulatornutzung

Für Inseln sind Energiekonzepte mit Akkumulatornutzung die derzeit am häufigsten realisierte Alternative zu fossil betriebenen Kraftwerken (vgl. Neves et al. 2014, S. 941). Dabei kommen sowohl verschiedene RES (i. d. R. PV oder WKA) als auch verschiedene Arten von Akkumulatoren zum Einsatz. An dieser Stelle werden nicht alle am Markt verfügbaren Technologien beschrieben, sondern nur die, die derzeit in Inseln eingesetzt werden.

Überblick Technik

Die am häufigsten verwendete und derzeit kostengünstigste Technologie ist der Bleiakkumulator. Die Effizienz beträgt je nach Modell und Anlagengröße zwischen 70 und 90%. Die Energiedichte ist verglichen mit anderen Akkumulatoren eher gering und beträgt zwischen 20 und 50 Wh/kg. Ein wesentliches Hemmnis der Technologie sind die geringen Ladezyklen sowie das unflexible Ladeverhalten. Die Lebensdauer beträgt zwischen 250 und 4.500 Zyklen. Die Selbstentladung ist kleiner als 0,5%. (vgl. Lund et al. 2015, S. 795; Zakeri et al. 2015, S. 592; s. auch Sterner et al. 2016, Kap. 7.2)

Flussbatterien (engl. Redox-Flow-Battery) speichern die elektrische Energie in Form von Flüssigkeiten, zu deren Umwälzung Pumpen genutzt werden. Trotz ihrer aufwändigeren mechanischen Konstruktion sind sie im großen Maßstab günstiger als andere Akkumulatoren. Flussbatterien ermöglichen sehr flexible Ladeverhalten und erreichen mit mehr als 13.000 Zyklen eine hohe Lebensdauer. Die Energiedichte liegt je nach verwendeten Mate-

rialien und Bauart zwischen 10 und 75 Wh/kg. Die Effizienz des Energiespeichers beträgt zwischen 65 und 85 %. Limitierender Faktor ist ihre eingeschränkte Betriebstemperatur (10 bis 35 °C). (vgl. Zakeri et al. 2015, S. 580; s. auch Sterner et al. 2016, Kap. 7.6)

Lithium-Ionen-Akkumulatoren sind im niedrigen Leistungsbereich (z. B. in Mobiltelefonen, aber auch in Elektrofahrzeugen) aufgrund ihrer hohen Speicherdichte von 150 bis 500 Wh/kg weit verbreitet. Die Effizienz aktueller Modelle beträgt zwischen 85 und 97 %. Die Selbstentladung ist sehr gering. Die Lebensdauer ist hoch und kann bis zu 10.000 Zyklen betragen. Die hohen Kosten limitieren derzeit einen Einsatz im MW Bereich. Aufgrund der Entwicklungen besonders im Bereich der E-Mobilität sind aber sowohl Kostensenkungen als auch weitere Verbesserungen der technischen Parameter zu erwarten. (vgl. Lund et al. 2015, S. 795; Zakeri et al. 2015, S. 580; s. auch Sterner et al. 2016, Kap. 7.4)

Überblick wissenschaftliche Literatur

Kaldellis et al. (2009) untersuchen die technisch-ökonomische Eignung von Energiespeichern (u. a. Akkumulatoren, Pumpspeicherkraftwerken und Schwungrädern) für 33 ägäische Inseln unterschiedlicher Größe. Sie kommen zu dem Schluss, dass auf allen Inseln Kombinationen von RES und Akkumulatoren im Vergleich zu den bestehenden Systemen und zu anderen Speichertechnologien wirtschaftlich sein können. Für die kleineren Inseln (Strombedarf kleiner als 15 GWh pro Jahr) ergeben sich dadurch sehr hohe Kosteneinsparungen. Für die fünf größten untersuchten Inseln bedarf es einer näheren Untersuchung der technischen Realisierbarkeit (vgl. Kaldellis et al. 2009, S. 388 ff.).

Sigrist et al. (2013) betonen die unterschiedlichen Anwendungsfälle für Akkumulatoren (z. B. Energiespeicher oder Frequenzstabilisierung). Die Untersuchung anhand der kanarischen Inseln Gran Canaria und La Gomera verdeutlicht, dass Akkumulatoren im größeren System (Gran Canaria) einen höheren wirtschaftlichen Vorteil nach sich ziehen (vgl. Sigrist et al. 2013, S. 682). Bizuayehu et al. (2014) geben einen Überblick über zwölf umgesetzte Konzepte mit Akkumulatoren in Inseln unterschiedlicher Größe und schließen mit einer Zusammenfassung der bislang gewonnenen Erfahrungen. Zu den wichtigen Erkenntnissen gehört u. a., dass bei guter Wartung Bleiakumulatoren mehr als zehn Jahre genutzt werden können (vgl. Bizuayehu et al. 2014, S. 4).

Überblick Demonstrationsprojekte

Auf der karibischen Insel Bonaire (Besondere Gemeinden der Niederlande, ca. 18.400 Einwohner) wurde 2009 ein Wind-Diesel-Kraftwerk in Kombination mit einem Akkumulator in Betrieb genommen. Das Kraftwerk besteht aus einem 11 MW Windpark und einem Akkumulator mit einer Kapazität von 6 MWh. Das geplante Ziel, durch das System 40 bis 45 % des Stroms aus RES zu beziehen, konnte im tatsächlichen Betrieb sogar auf 60 % RES gesteigert werden (vgl. Bogner 2013, S. 8).

Auf der australischen Insel King Island (Tasmanien, ca. 1.600 Einwohner) werden seit 1998 WKA (0,75 MW) zur Stromgenerierung eingesetzt. Die Leistung des Windparks wurde 2003 um 1,7 MW ausgebaut. Zusätzlich wurde eine Vanadium-Flussbatterie genutzt, um Angebot und Nachfrage besser ausgleichen zu können. Die Batterie wurde aufgrund eines nicht näher angegebenen Ereignisses stillgelegt und 2014 durch Bleiakkumulatoren (3 MW, 1,6 MWh) ersetzt. Darüber hinaus wurde das System ebenfalls im Jahr 2014 abermals um eine PV-Anlage (0,39 MWp) ergänzt. Zusammen mit dem Speicher können so 50 % des Strombedarfs regenerativ gedeckt werden (vgl. Vassallo et al. 2015, S. 29).

Die Stromversorgung der Insel Graciosa (Azoren, ca. 4.400 Einwohner) soll zusätzlich zum Diesellochwerk auch auf der Nutzung von WKA (4,5 MW) und PV (1 MWp) basieren. Um Strombedarf und -erzeugung im Gleichgewicht zu halten, ist zusätzlich ein Lithium-Ionen-Akkumulator mit 3,2 MW Leistung installiert. Der Akkumulator soll zum einen mittelfristig Energie speichern, zum anderen kurzfristige Systemdienstleistungen wie Frequenz- und Spannungseinhaltung garantieren. Dadurch soll die Nutzung der volatilen RES erhöht und der Dieselbedarf der Insel um insgesamt 65 % reduziert werden. Die Inbetriebnahme der Anlagen ist für den Sommer 2017 vorgesehen. (vgl. Stenzel et al. 2017, S. 64)

2.2.2. Konzepte mit Pumpspeichern

Ein weiterer Schwerpunkt wissenschaftlicher Untersuchung liegt auf Energiesystemen mit WKA und Pumpspeichern.

Überblick Technik

Pumpspeicher sind die bislang dominierende Technologie, um elektrische Energie zu speichern. Dazu wird Wasser auf ein höheres geodätisches Niveau gepumpt und bei Bedarf wieder heruntergelassen, wodurch eine Turbine angetrieben und mittels eines Generators

elektrischer Strom generiert wird. Die Anlagen sind i. d. R. große Kraftwerke (>10 MW), deren Effizienz zwischen 65 und 85 % beträgt. Selbstentladung findet in Form von Undichtigkeiten und Verdunstung statt, kann aber im Allgemeinen als vernachlässigbar betrachtet werden. Die Speicherdichte hängt von dem Höhenunterschied zwischen dem unteren und oberen Becken und damit stark von der Topografie ab. Die Lebensdauer kann bis zu 60 Jahre und 50.000 Zyklen betragen und ist somit sehr hoch. Durch die bereits entwickelte Technik und die Nicht-Eignung für industrielle Serienfertigung aufgrund der individuellen Anlagenplanung ist in Zukunft keine signifikante Kostenreduzierung zu erwarten. (vgl. Zakeri et al. 2015, S. 577; Kaldellis et al. 2009, S. 383 und S. 388; Lund et al. 2015, S. 794)

Für die Verwendung von Pumpspeichern im klassischen Sinn muss die Insel eine signifikante Erhebung und ausreichend verfügbare Fläche aufweisen. Die Clusteranalyse von Meschede et al. (2016) verdeutlicht, dass beide Eigenschaften nur auf eine geringe Anzahl der globalen Inseln zutreffen und Pumpspeicher somit nicht überall verwendet werden können (vgl. Meschede et al. 2016, S. 255). Weitere Konzepte nutzen Kugeln, die im Meer installiert werden und durch Regulierung ihres Ballastwassers ähnlich wie Unterseeboote in unterschiedlichen Tiefen gehalten werden können (vgl. Lund et al. 2015, S. 794). Für solche Konzepte ist die Höhe der Insel nicht von Bedeutung.

Überblick wissenschaftliche Literatur

Eine verstärkte Verbreitung des Pumpspeicherkonzepts kann für die Inseln im östlichen Mittelmeer und für die Kanaren ausgemacht werden.

Mit Ausnahme der sehr kleinen ägäischen Inseln analysieren Kaldellis et al. (2009) ein wirtschaftliches Potenzial für die Implementierung von Pumpspeicherkonzepten auf den griechischen Inseln (vgl. Kaldellis et al. 2009, S. 390 f.). Für die Insel Lesbos zeigen detailliertere Studien eine wirtschaftliche Konfiguration, mit der die Ausbeute der WKA um 65 % gesteigert und die Abhängigkeiten von fossilen Kraftstoffen sowie das damit einhergehende wirtschaftliche Risiko minimiert werden können (vgl. Kapsali et al. 2012, S. 441 ff.; Kaldellis et al. 2010, S. 2432 ff.).

Katsaprakakis et al. (2008) diskutieren Pumpspeicherkonzepte für die griechischen Inseln Kreta und Rhodos. Für letztere können die jährlichen Stromgestehungskosten um 1,85 % gesenkt werden (vgl. Katsaprakakis et al. 2008, S. 487 ff.). Eine weitere ökonomisch optimierte Auslegung für Kreta wird in Anagnostopoulos et al. (2008) angeführt. Für Sardinien

wird eine Kombination aus WKA, Gasturbinenkraftwerk und Pumpspeicher betrachtet, wobei der Fokus auf der flexiblen Gestaltung des Pumpspeicherkraftwerks liegt (vgl. Bianchi et al. 2015).

Bueno et al. (2005) beschreiben eine Kombination aus WKA und Pumpspeicher für die kanarische Insel El Hierro, mit der bis zu 68 % der fluktuierenden Windenergie genutzt werden kann (vgl. Bueno et al. 2005, S. 402). Für die größere kanarische Insel Gran Canaria untersuchen die Autoren einen ähnlichen Ansatz. Die gewählte Konfiguration führt ebenfalls zur Steigerung der Nutzung von RES (vgl. Bueno et al. 2006, S. 330 ff.).

Überblick Demonstrationsprojekte

Ein umgesetztes WKA-Pumpspeicherkraftwerk findet sich auf El Hierro (ca. 10.700 Einwohner). Das 2014 in Betrieb genommene Pumpspeicherkraftwerk hat eine installierte Turbinenleistung von 11,32 MW, der Windpark besteht aus fünf 2,3 MW Windturbinen. Das obere Speicherbecken weist ein deutlich höheres Volumen auf als das untere Becken, da es zusätzlich zum Energiespeicher auch als Wasserspeicher dient. Für die Wassergewinnung ist das Kraftwerk mit elektrischen Meerwasserentsalzungsanlagen gekoppelt. (vgl. Piernavieja 2016, S. 63 ff. s. auch GdV 2017)

Das Demonstrationsprojekt verdeutlicht zum einen die unsichere Kostenplanung solcher Großprojekte (vgl. Godina et al. 2015, S. 48 f.) und zum anderen die technischen Herausforderungen der Einbindung von volatilen RES und Speichertechnologien in Inselnetze. So wurden die Planungsvorgaben hinsichtlich des Anteils von Windenergie an der gesamten Stromerzeugung von anfänglich mehr als 80 % nach unten korrigiert. Der spanische Energieversorger und Mitglied des Betreiberkonsortiums Endesa nennt zuletzt als Ziel einen Anteil von 60 % am jährlichen Strombedarf (vgl. endesa 2017). Derzeit dauert die Testphase zur Optimierung der Einspeiseregulierung noch an (vgl. Piernavieja 2016; Godina et al. 2015).

2.2.3. Konzepte mit Wasserstoffnutzung

Zusätzlich zu Akkumulatoren und Pumpspeichern ist die Nutzung von Wasserstoff als chemischem Energieträger ein weiteres vielfach diskutiertes Konzept zur Speicherung volatiler RES in Inselsystemen.

Überblick Technik

Die Speicherkonzepte bestehen i. d. R. aus drei technischen Einheiten. Im Elektrolyseprozess reagiert Wasser mittels elektrischer Energie zu Wasserstoff und Sauerstoff. Der Wasserstoff wird in Speichern zwischengelagert und bei Bedarf entweder in Verbrennungsmotoren oder Gasturbinen verbrannt oder elektrochemisch in Brennstoffzellen zu Wasser oxidiert. Die Prozesskette weist je nach Elektrolyseverfahren und Brennstoffzellentyp eine Gesamteffizienz zwischen 33 und 42 % auf. Die Energiedichte von Wasserstoff beträgt mehr als 100 Wh/kg. Das Entladeverhalten ist flexibel und die Anlagengrößen modular. Die Lebensdauer kann bis zu 20.000 Zyklen betragen (vgl. Zakeri et al. 2015, S. 581 und S. 592). Eine Weiterentwicklung des Wasserstoffkonzepts beinhaltet eine Methanisierung als weiteren Prozessschritt, in dem Wasserstoff mit Kohlenstoffdioxid zu Methan und Wasser reagieren. Das Methan kann dann im Erdgasnetz gespeichert und verteilt werden. Dieses Konzept wird auch als Power-to-Gas (PtG) bezeichnet. (vgl. Lund et al. 2015, S. 798; s. auch Sterner et al. 2016, Kap. 8.6)

Überblick wissenschaftliche Literatur

Eine eingehende Untersuchung des Konzeptes findet sich in Duić et al. (2003), Chen et al. (2007) und Duić et al. (2008). Zur Berechnung der Energiesysteme wurde das Simulationsprogramm H₂RES entwickelt (vgl. Duić et al. 2003, S. 178 ff.) und innerhalb des europäischen Projektes RenewIslands auf mehreren Inseln im Nordatlantik angewendet (vgl. Chen et al. 2007; Duić et al. 2008; Segurado et al. 2011). Hervorzuheben ist, dass in den Simulationen nicht nur der Stromsektor untersucht wird, sondern über Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), Wasserstofffahrzeuge und Meerwasserentsalzung auch weitere wichtige (Energie-) Wirtschaftszweige in das Konzept eingebunden werden.

Ein ähnliches Konzept wird in Kyriakarakos et al. (2011) für griechische Inseln beschrieben und in der Simulationsumgebung TRNSYS berechnet. Insbesondere die Einbindung der Wasserstofftechnologie in mehr als einen Energiesektor benötigt angepasste Steuerungskonzepte (vgl. Kyriakarakos et al. 2011, S. 4526). Aufbauend auf den Ergebnissen wurden diese Konzepte in Kyriakarakos et al. (2012a), Kyriakarakos et al. (2012b) und Karavas et al. (2015) mittels Fuzzy-Logiken entwickelt und simulativ getestet.

2.3. Einbindung flexibler Lasten

Neben den vorgestellten Speicherkonzepten kann der Nutzungsgrad volatiler RES auch durch eine gezielte Beeinflussung des Lastgangs gesteigert werden. Hierbei wird die Stromnachfrage dem Stromangebot weitestgehend angepasst und die Notwendigkeit für klassische Energiespeicherkonzepte reduziert. Das gezielte Steuern flexibler Prozesse zur Beeinflussung der Gesamtlast sowie deren wachsende Bedeutung in der Energieversorgung von Inseln sollen im folgenden Abschnitt erläutert werden.

2.3.1. Begriffsdefinition Lastmanagement

In der wissenschaftlichen Literatur werden unter dem Begriff Lastmanagement verschiedene Ansätze diskutiert. Eine einheitliche Definition gibt es nicht (vgl. Khripko 2017, S. 14 ff.). Die Ansätze unterscheiden sich u. a. in der Implementierungsebene (Bedarfs- oder Erzeugerseite), der Reaktionsschnelligkeit, der technischen Intention (z. B. Bereitstellung von Systemdienstleistung oder Senkung des Primär- oder Endenergiebedarfs) oder dem Marktmodell (z. B. Spot- oder Regelenenergiemarkt) (vgl. Lund et al. 2015, S. 788; Palensky et al. 2011, S. 382).

Lastmanagementkonzepte bieten sowohl Vorteile für Energieversorger als auch für Verbraucher. Auf der einen Seite werden technische Vorteile bezüglich des schnellen Ausgleichs von Stromerzeugung und -bedarf und die damit einhergehende Erhöhung der Netzstabilität angeführt (vgl. Motalleb et al. 2016, S. 440 und S. 447 ff.; Qazi et al. 2016, S. 4 ff.; Lund et al. 2015, S. 787). Gleichzeitig führen lokale Ausgleichsmechanismen zu einer Reduzierung des notwendigen Netzausbaus und einem effizienteren Stromtransport, da Leitungsverluste durch kürzere Strecken minimiert werden können (vgl. Lund et al. 2015, S. 791). Die verstärkte Nutzung von RES und Elektromobilität erhöhen diesbezüglich den Bedarf an schneller Lastregelung (vgl. Palensky et al. 2011, S. 387). Auf der anderen Seite bergen Lastmanagementkonzepte ökonomische Potenziale hinsichtlich der Senkung der operativen Kosten des Stromnetzes sowie der Senkung der Energiekosten für Verbraucher durch die Teilnahme an Energiemärkten (vgl. Lund et al. 2015, S. 788; Palensky et al. 2011, S. 385).

Palensky et al. (2011) betonen, dass monetäre Anreize auf der Verbraucherseite allein nicht ausreichend sind, um Netzstabilität durch Lastmanagement zu gewährleisten. Weitere Anreize und Lastkontrollmechanismen wie beispielsweise die direkte Laststeuerung auf Verbraucherseite durch Energieversorgungsunternehmen sind notwendig. Zu den potenziellen,

beeinflussbaren Prozessen zählen thermische Anwendungen (u. a. Heizen, Kühlen, Lüften), der Transport von Stoffen (z. B. durch Pumpen) und logistische Abläufe (z. B. durch flexible Pausenplanung). (vgl. Palensky et al. 2011, S. 385)

Khripko (2017) unterscheidet in Anlehnung an den deutschen Regelenergiemarkt negatives und positives Lastmanagement. Negatives Lastmanagement wird benötigt, wenn die Stromerzeugung den Bedarf übersteigt und kann entweder durch ein Absenken der Erzeugerleistung oder durch eine Erhöhung des Bedarfs realisiert werden. Demgegenüber steht positives Lastmanagement, bei dem der Bedarf an elektrischer Leistung die erzeugte Leistung übersteigt. In diesem Fall kann Lastmanagement durch eine Reduktion des Bedarfs oder die Anhebung der Erzeugung durchgeführt werden. (vgl. Khripko 2017, S. 15)

Lastmanagementkonzepte werden schon seit vielen Jahren diskutiert, die tatsächliche Umsetzung wird aber nur langsam realisiert. Als Gründe werden das Fehlen finanzieller Anreize, insbesondere das Fehlen von Marktmodellen, fehlende regulatorische und politische Anreize und unzureichende Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) angeführt. (vgl. Lund et al. 2015, S. 788)

Eine erste Definition prinzipieller Mechanismen zur gezielten Beeinflussung der elektrischen Last wurde in der Arbeit von Gellings (1985) beschrieben. Die Mechanismen sind in Abbildung 2.1 visualisiert.

Darüber hinaus wird im Allgemeinen in Studien zur Bestimmung des Lastmanagementpotenzials zwischen den Endkundengruppen Industrie, Gewerbe und Haushalte differenziert, da diese durch unterschiedliche technische Möglichkeiten und Anforderungen gekennzeichnet sind. Unabhängig von der Endkundengruppe können die sechs Mechanismen aus Abbildung 2.1 in drei Gruppen eingeteilt werden (vgl. Lund et al. 2015, S. 787):

- Lastanhebung: „valley filling“, „strategic load growth“
- Lastsenkung: „peak clipping“, „strategic conservation“
- Lastverschiebung: „load shifting“, „flexible load shape“

Lastanhebungskonzepte können im Zusammenhang mit der erhöhten Nutzung von Grundlastkraftwerken gesehen werden, während Lastsenkungskonzepte wie beispielsweise die Steigerung der Energieeffizienz den Strombedarf reduzieren. Im Kontext einer auf RES basierenden Energieversorgung sowie die erhöhte Nutzung eben dieser RES sind besonders die

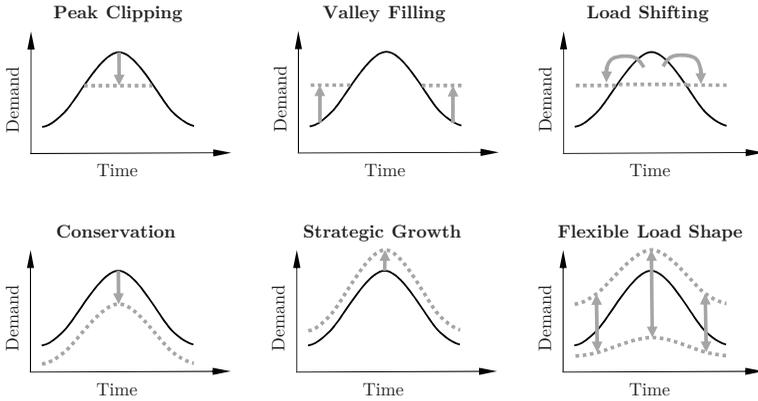


Abbildung 2.1.: Prinzipielle Mechanismen zur gezielten Beeinflussung der elektrischen Last (vgl. Gellings 1985, S. 1469)

Maßnahmen zur Lastverschiebung zu betrachten, da eine generelle Anhebung oder Absenkung dem volatilen Erzeugungsprofil nicht entgegenkommt.

Groot et al. (2013) verdeutlichen die hohen Anforderungen an den Betrieb von elektrischen Inselssystemen. Aufgrund der geringen Anzahl an Teilnehmern sind die Lastgänge weniger ausgeglichen und weisen im Gegensatz zu großen Verbundsystemen einen größeren relativen Unterschied zwischen Spitzen- und Schwachlast auf. Des Weiteren haben bereits einzelne Akteure eine stärkere prozentuale Auswirkung auf den Gesamtlastgang. Im Vergleich zu großen Verbundsystemen sind die Betriebskosten von Erzeugereinheiten höher. Groot et al. (2013) schließen daraus, dass insbesondere der Betrieb von Inselssystemen durch Lastmanagementmaßnahmen technisch und ökonomisch verbessert werden kann. (vgl. Groot et al. 2013, S. 2 f)

2.3.2. Lastmanagement in Inselssystemen

Lastmanagementmöglichkeiten bestehen u. a. in der Kopplung unterschiedlicher (Energie-)sektoren. Die Grundidee der Sektorenkopplung ist es, elektrische Energie nicht in klassischen, zentralen Energiespeichern, sondern entweder in Form von Wärme, von Produkten verschiebbarer, elektrisch betriebener Prozesse oder in dezentralen elektrischen Energiespeichern zu speichern (vgl. Lund 2014, S. 99 ff. und S. 138.).

Da jedoch der industrielle Energiebedarf vor allem auf kleinen Inseln durch die Abwesenheit energieintensiver Industrien meist sehr gering ist, unterscheiden sich die realisierbaren Potenziale der Sektorenkopplung für Inseln von denen für große Verbundsysteme. Viele Autoren beschreiben nicht eindeutig, durch welche Sektorenkopplungsmöglichkeiten sich Lastmanagement technisch und ökonomisch realisieren lässt, sondern nehmen einen flexiblen Lastanteil in Relation zur Gesamtlast an. Der Fokus dieser Studien liegt auf der ökonomischen Optimierung von Energiesystemen. Im Folgenden werden diese Annahmen und die wichtigsten Ergebnisse bisheriger Studien zusammengefasst.

In der Studie von Livengood et al. (2010) wird das technische Potenzial von Lastmanagement auf der Insel Flores (Azoren) untersucht. Der Anteil der flexiblen Last wird als sensitive Größe zwischen 1 und 20 % der elektrischen Gesamtlast variiert (vgl. Livengood et al. 2010, S. 202). Die Ergebnisse verdeutlichen zum einen, dass 6 % mehr Windenergie genutzt werden kann. Zum anderen zeigt die Untersuchung, dass der Anteil zusätzlich genutzter Windenergie nicht linear mit einer erhöhten flexiblen Last korreliert (vgl. Livengood et al. 2010, S. 202 ff.).

Dietrich et al. (2012) nutzen ebenfalls Annahmen zur Bestimmung des flexiblen Lastanteils. Unterschieden wird das Lastsenkungspotenzial und das Lastverschiebungspotenzial. Ersteres wird pauschal mit 7 % der Spitzenlast abgeschätzt, für letzteres wird ein pauschaler Wert von 8 % des gesamten Strombedarfs angenommen (vgl. Dietrich et al. 2012, S. 6). Die Autoren weisen darauf hin, dass besonders für die Bedarfsstrukturen auf Inseln genaue Studien der technisch nutzbaren Potenziale fehlen (vgl. Dietrich et al. 2012, S. 6). Der Untersuchungsgegenstand ist die kanarische Insel Gran Canaria. Das Lastmanagementpotenzial von Haushalten einerseits und Gewerbe/Industrie andererseits wird getrennt betrachtet und miteinander verglichen. Zusätzlich werden verschiedene Marktmodelle ökonomisch analysiert. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass Lastmanagement die Betriebskosten von Energiesystemen auf Inseln senken kann. Darüber hinaus zeigen die Ergebnisse, dass das Lastmanagementpotenzial für Gewerbe/Industrie aufgrund einer höheren Preiselastizität stärker genutzt werden kann als das von Haushalten. (vgl. Dietrich et al. 2012, S. 6 ff.)

Ein weiterer Ansatz zur Bestimmung des Lastmanagementpotenzials findet sich in Pina et al. (2012). Ziel der Untersuchung ist es, den notwendigen Anteil von flexibler Last zum Ausgleichen volatiler RES im Energiesystem der Insel Flores (Azoren) zu bestimmen. Als flexible Lasten werden insbesondere verschiebbare Prozesse in Haushalten (d. h. Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspülmaschine) diskutiert, deren Leistungsaufnahme

von allgemeinen, nationalen Studien abgeleitet wird (vgl. Pina et al. 2012, S. 130 und S. 133). Die Ergebnisse zeigen, dass eine Sättigung des genutzten flexiblen Anteils erreicht wird. In Abhängigkeit der gewählten Szenarien liegt dieser bei 35 bis 40 % des flexiblen Potenzials (vgl. Pina et al. 2012, S. 135).

Zusätzlich zu den allgemeinen Lastmanagementuntersuchungen behandeln einige Studien konkrete Sektorenkopplungskonzepte für Inselssysteme. Diese fokussieren sich auf die Kopplungen des Strom- und Wassersektors sowie des Strom- und Transportsektors. Nachrangig werden auch Konzepte zur Kopplung des Strom- und Wärmesektors analysiert. Im Folgenden werden wesentliche Forschungsarbeiten für Sektorenkopplung in Inselssystemen aufgeführt und deren Ergebnisse zusammengefasst.

Kopplung des Strom- und Wassersektors

Im Gegensatz zum mitteleuropäischen Festland ist die Trinkwasserversorgung von Inseln sehr stark mit dem Energiesystem verbunden. Zum einen liegt das an der geringen Größe des Systems, sodass bereits vergleichsweise kleine Lasten einen erheblichen Anteil am Gesamtlastgang haben können. Zum anderen sind Trinkwasserressourcen auf vielen Inseln (wie auch in vielen Ländern außerhalb Mitteleuropas) rar, sodass Trinkwasser mittels Meerwasserentsalzung gewonnen wird. Piernavieja schätzt, dass der Strombedarf für die Gewinnung, Förderung, Distribution und Aufbereitung von Wasser auf den Kanarischen Inseln 15 % des Gesamtstrombedarfs beträgt (vgl. Piernavieja 2016, S. 11).

Die im Kontext der Sektorenkopplung wichtigste Technologie der Meerwasserentsalzung ist das elektrisch betriebene Konzept der Umkehrosmose (engl. Sea Water Reverse Osmosis (SWRO)), bei dem Meerwasser unter hohem Druck durch semipermeable Membranen gepresst wird. Andere Kopplungskonzepte, beispielsweise die Nutzung thermischer Energie aus KWK in thermischen Meerwasserentsalzungsanlagen, sind ebenfalls prinzipiell realisierbar. Dennoch verspricht die SWRO Technologie die höchste Flexibilität, den geringsten spezifischen Energiebedarf und ist am einfachsten mit Wind- und Solarenergie koppelbar (vgl. Bognar 2013, S. 29 ff.). In der Arbeit von Bourouni et al. (2011) werden bisherige experimentelle und simulative Untersuchungen unterschiedlicher Kopplungskonzepte aufgelistet. In der Mehrheit der untersuchten Fälle werden netzferne (stand-alone) Systeme untersucht, entweder in der Kombination SWRO und WKA oder SWRO, PV und Akkumulator (vgl. Bourouni et al. 2011, S. 938).

Die Kopplung von SWRO und Inselnetz mit einem hohen Anteil an Windenergie wurde simulativ von Bognar (2013) anhand der kapverdischen Insel Brava untersucht. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die Sektorenkopplung sowohl die Strom- als auch die Wassergestehungskosten deutlich senken kann. Darüber hinaus wird gezeigt, dass SWRO als flexible Last im Inselssystem die Nutzung volatiler RES erhöhen kann (vgl. Bognar 2013, S. 135).

Neben der Wassergewinnung ist auch die Wasserverteilung eng mit dem Energiesystem verbunden. Besonders auf hügeligen und bergigen Inseln muss das Wasser auf unterschiedliche Höhenniveaus gefördert werden, wozu elektrisch betriebene Pumpen verwendet werden. Für den Wasserfluss von einem höheren auf ein niedrigeres Niveau kann hingegen die Gravitation genutzt werden. Allerdings müssen Überdrücke vermieden werden. Neben Drosselventilen bieten Turbinen und rückwärts-laufende Pumpen (sogenannte Pump-as-Turbine (PAT)) eine weitere Möglichkeit der Druckregulierung, mit der die erzeugte Energie in das elektrische System eingespeist werden kann.

In der Arbeit von Nestmann et al. (2013) wird ein System zur Regulierung von Aquifereen in Karsthöhlen auf der Insel Java beschrieben, in der PAT aufgrund ihrer geringen Investitions- und Wartungskosten, ihrer großen Verfügbarkeit und ihres guten Wirkungsgrades verwendet werden. In der Arbeit von Pouliezos et al. (2016) wird die Kopplung einer PV-Anlage und einer urbanen Wasserversorgung mit PAT zur Druckregulierung und Energierückgewinnung auf der Insel Kreta untersucht. Die geringen Investitionskosten werden ebenfalls als wesentlicher Vorteil von PAT gegenüber Turbinen angeführt. Tricarico et al. zeigen für einen italienischen Anwendungsfall, dass die Einnahmen durch die Stromerzeugung mit PAT in ähnlicher Größenordnung sind wie die Stromkosten für den Pumpenbetrieb (vgl. Tricarico et al. 2014, S. 1667). Die genaue Evaluierung des technischen und ökonomischen Potenzials von PAT ist jedoch sehr stark von den geografischen Gegebenheiten abhängig und somit sehr spezifisch.

Kopplung des Strom- und Transportsektors

Duić et al. (2003) stellen mit dem Projekt RenewIslands eine Methode vor, in der der Stromsektor sowohl mit dem Wasser- als auch mit dem Transportsektor gekoppelt wird (vgl. Abschnitt 2.2.3). Während bei der RenewIsland-Methode Wasserstoff als Treibstoff für den Transportsektor genutzt wird, untersuchen andere Studien die Kopplung des Strom- und Transportsektors durch Elektromobilität und Vehicle-to-Grid (V2G) Konzepte. Letztere

zeichnen sich dadurch aus, dass nicht nur der Ladevorgang der Elektrofahrzeuge verschoben werden kann, sondern die Akkumulatoren bidirektional mit dem Stromnetz verbunden werden und somit bei Bedarf Strom in das Netz einspeisen können.

Die Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf den Stromsektor der Insel Flores (Azoren) werden von Baptista et al. (2013) untersucht. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass im Allgemeinen die fokussierte Implementierung von Elektromobilität in den Stromsektor der Insel technisch möglich ist und bei gleichzeitigem Ausbau von RES zu einer Reduktion der Treibhausgase führen kann. Insbesondere der Ladevorgang wird eingehender untersucht, indem unterschiedliche Ladekonzepte² analysiert werden. (vgl. Baptista et al. 2013, S. 547)

Sigrist et al. (2017) untersuchen die Nutzung von WKA und PV in Verbindung mit elektrischen Energiespeichern, Lastmanagementmaßnahmen und Elektrofahrzeugen. Basierend auf den getroffenen Annahmen zeigt das Ergebnis unterschiedliche ökonomische Lösungen für zwei verschiedene Inselgrößen. Während die Kopplung des Strom- und Transportsektors auf der großen Insel ökonomische Vorteile haben kann, zeigt die Kopplung für die kleinere Insel geringere Kosteneinsparungen als die ungekoppelte Nutzung von RES (vgl. Sigrist et al. 2017, S. 409 ff.).

Eine eingehende Untersuchung von V2G für die zu Finnland gehörenden Åland Inseln findet sich in Child et al. (2017). In der Studie werden verschiedene Szenarien für ein zukünftiges Energiesystem (Strom, Wärme, Transport) im Jahr 2030 ohne die Nutzung fossiler Kraftstoffe analysiert. Ein deutliches Potenzial wird in der Nutzung von Elektrofahrzeugen und elektrisch betriebenen Booten als kurz- und mittelfristige Stromspeicher gefunden, sodass keine weiteren elektrischen Speicher notwendig sind und der Auf- und Ausbau von PtG deutlich verringert werden kann (vgl. Child et al. 2017, S. 56 ff.).

Kopplung des Strom- und Wärmesektors

Die Kopplung des Strom- und Wärmesektors mittels Wärmepumpen ist Untersuchungsgegenstand in Neves et al. (2015). Anhand des Trinkwarmwasser (TWW)-Bedarfs der Haushalte auf der Insel Corvo (Azoren) wird untersucht, inwiefern die Kombination aus RES und flexibel regelbaren Wärmepumpen die Stromgestehungskosten der Insel senken kann. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass durch Lastmanagement zwar der elektrische Energie-

²Bei den Ladekonzepten handelt es sich um „dump charging“ (unkoordinierter Ladevorgang) und „smart charging“ (Ladevorgang in Abhängigkeit verfügbarer (Energie-)Ressourcen).

bedarf erhöht, gleichzeitig aber die Stromgestehungskosten gesenkt werden können (vgl. Neves et al. 2015, S. 442 ff.).

2.4. **Ableitung der Forschungsfrage**

Die Nutzung von RES und Energiespeichern auf Inseln ist Stand der Technik und wird bereits umgesetzt. Die Analyse der bisherigen Projekte zeigt, dass insbesondere auf der Erzeugerseite PV und WKA zu den am häufigsten genutzten Technologien zählen. Bei den Energiespeichern ist die Verwendung von Akkumulatoren weit verbreitet und verspricht durch die Kopplung des Strom- und Transportsektors (Elektromobilität) einerseits und der technischen und ökonomischen Entwicklung andererseits ein starkes Potenzial. Spezielle Lösungen, beispielsweise die Nutzung von Geothermie oder Wellenkraftwerken, die Verwendung von Pumpspeichern als Energiespeicher sowie die Nutzung zukünftiger Technologien (z. B. PtG) können vereinzelt zu einem effizienteren bzw. wirtschaftlicheren Energiesystem führen, sind aber aufgrund der geografischen Anforderungen nicht global übertragbar. Dies führt dazu, dass die Auslegung eines möglichst optimalen Energiesystems für eine Insel vom spezifischen Anwendungsfall abhängt. Solche Auslegungen unter Ausnutzung aller verfügbaren Ressourcen und Speicheroptionen werden in dieser Dissertation nicht weiter verfolgt.

Eine Vielzahl von Arbeiten untersucht und bewertet das ökonomische und technische Potenzial von Lastmanagementmaßnahmen in Inselsystemen. Im Bereich der Kopplung des Strom- und Wassersektors sowie des Strom- und Transportsektors sind bereits konkrete, quantifizierende Studien durchgeführt worden. Insbesondere im Bereich der Kopplung des Strom- und Wärmesektors ist das Lastmanagementpotenzial jedoch nur für den TWW-Bedarf von privaten Haushalten ermittelt. Weitere Studien beschränken sich auf auf fiktive Mengen an verschiebbarer Energie innerhalb eines Tages. Groot et al. (2013) kommen zu dem Schluss, dass insbesondere für Lastmanagement auf Inseln weder eine genaue Beschreibung, welche potenziellen flexiblen Lasten genutzt werden können, noch eine quantifizierende Analyse des technischen und energetischen Potenzials stattfinden (vgl. Groot et al. 2013, S. 2).

Die vorliegende Arbeit soll genau an diesem Punkt ansetzen und mögliche Maßnahmen insbesondere im Bereich der Kopplung des Strom- und Wärmesektors konkret nennen. Die Maßnahmen werden hinsichtlich ihres Lastverschiebungspotenzials analysiert. Das Lastver-

schiebungspotenzial bezeichnet in diesem Zusammenhang die Möglichkeit eines Akteurs, seine Stromnachfrage zeitlich zu beeinflussen, um flexibel auf Schwankungen im Netz reagieren zu können. Im Folgenden werden abweichend von der Definition von Gellings (1985) die Begriffe Lastmanagement und Lastverschiebung synonym verwendet.

Der Fokus der Arbeit liegt auf Hotelbetrieben als typische Hauptenergieverbraucher auf Inseln. Aufgrund ihrer einerseits hohen Bedarfe an thermischer Energie und andererseits hohen, oft ungenutzten Anlagenkapazitäten eignen sich Hotels in besonderer Weise, um Lastmanagementpotenziale durch die Kopplung des Strom- und Wärmesektors zu realisieren. Darüber hinaus haben Hotelbetriebe einen überdurchschnittlichen Wasserbedarf, der durch weitere touristische Einrichtungen wie beispielsweise Parks oder Golfplätze noch deutlich erhöht wird. Auch hier ergeben sich Sektorenkopplungs- und Lastmanagementpotenziale, sodass zusätzlich auch die Kopplung des Strom- und Wassersektors eingehender untersucht wird. Die aus der Forschungslücke abgeleitete Forschungsfrage lautet daher:

Welchen Einfluss haben Lastverschiebungsmaßnahmen im Tourismus- und Wassersektor auf die Energieversorgung einer Insel durch RES?

Zur Beantwortung der Frage werden die folgenden Teilaspekte näher untersucht:

- Welche technischen Komponenten im Tourismus- und Wassersektor können für Lastverschiebungsmaßnahmen genutzt werden?
- Wie verhält sich der Energiebedarf touristischer Hauptverbraucher?
- Wie flexibel lassen sich Tourismusbetriebe, Wasserversorgung und das Energiesystem miteinander verknüpfen?
- Wie wirken sich stochastische Schwankungen auf das Potenzial aus?

Ein Schwerpunkt der Arbeit ist die Verwendung von Messdaten. Um die möglichen Potenziale zu identifizieren, werden von den Messdaten abgeleitete, probabilistische Eingangsdaten genutzt. Die Bestimmung des Potenzials erfolgt durch Jahressimulationen des Energiesystems. Dieses beinhaltet nach derzeitigem Stand der Technik die Nutzung von Solar- und Windenergie. Ebenso wie die Lastgänge werden auch die erzeugten Leistungen der RES als probabilistische Funktionen abgebildet. Dies ermöglicht es, statistische Aussagen zur Sensitivität des Potenzials hinsichtlich der Schwankung des Bedarfs und einer schwankenden Erzeugerleistung zu treffen.

Die Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit beziehen sich vorrangig auf Inseln, deren Energieversorgungsstrukturen denen netzferner Gebieten ähneln, d. h. solche, die überwiegend Dieselmotoren verwenden sowie keine Anbindung an das Energienetz des Festlandes oder eigene Übertragungsnetze haben. Eine exakte Definition „kleiner Inseln“ ist somit nicht notwendig. Die Untersuchung dieser Inseln hat den Vorteil, dass Änderungen einzelner Stellgrößen sowohl in der Energiebereitstellung als auch in der Energienutzung bereits deutliche Auswirkungen zeigen (vgl. Lyng Jensen 2000, S. vi f.; Sigrist et al. 2016, S. xi). Darüber hinaus ermöglicht die räumliche und physikalische Abgrenzung des Untersuchungsobjektes eine genaue Evaluation dieser Änderungen. Nichtsdestotrotz sind die Methodik und die untersuchten Maßnahmen auf große Inseln sowie nationale und kontinentale Energieverbundsysteme übertragbar.

Energie- und Wasserversorgung touristischer Hauptverbraucher

Nachdem im vorherigen Kapitel das Forschungsobjekt Insel näher beschrieben und die Forschungsfrage abgeleitet wurde, werden in diesem Kapitel touristische Hauptverbraucher und insbesondere ihre Energie- und Wasserversorgung grundlegend erläutert. Dazu wird zunächst die Bedeutung der Tourismuswirtschaft allgemein und der Hotelbetriebe im Speziellen für das Wirtschaftssystem von Inseln anhand der Kanarischen Inseln dargelegt. Insbesondere wird der Einfluss auf die Energie- und Wasserversorgung näher beleuchtet. Im weiteren Verlauf des Kapitels werden die Grundlagen der technischen Komponenten beschrieben und speziell in Hinblick auf deren Lastmanagementfähigkeit bewertet.

3.1. Bedeutung der Hotelindustrie auf Inseln

Abbildung 3.1 zeigt die Verteilung der Bruttowertschöpfung für Spanien insgesamt (links) und für die zu Spanien gehörenden Kanarischen Inseln (rechts). Die Grafik verdeutlicht die besondere Bedeutung des Tourismus für die Inselregion. Der Anteil der Sektoren Handel, Tourismus und Transport liegt auf den Kanaren bei 38 % und somit 11 % über dem Anteil für gesamt Spanien. Andere Sektoren, insbesondere Industrie und Energie sowie Landwirtschaft, haben auf den Kanaren einen geringeren Anteil an der Bruttowertschöpfung.

Die Betrachtung des Strombedarfs nach Sektoren für die Kanarischen Inseln ist in Abbildung 3.2 dargestellt. Mit der Abbildung wird einerseits verdeutlicht, dass für die gesamte Inselgruppe der relative Anteil des Hotelgewerbes am Gesamtstrombedarf hoch ist. Mit

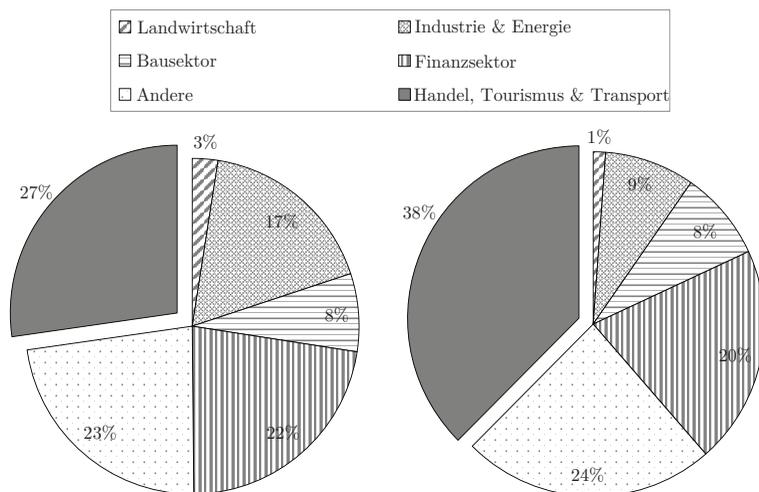


Abbildung 3.1.: Bruttowertschöpfung für das Jahr 2011, links für Spanien, rechts für die Kanarischen Inseln (Daten basieren auf (vgl. ISTAC 2017))

einem Anteil von 16,7% am Gesamtstrombedarf ist die Hotelbranche nach den privaten Haushalten (36,3%) und der Verwaltung (18,2%) an dritter Stelle, vor Handel und Dienstleistung (zusammen 16%). Andererseits unterstreicht die Grafik, dass diese Verteilung von Insel zu Insel sehr unterschiedlich ausfallen kann. Den größten Anteil am Strombedarf der einzelnen Inseln hat die Hotelindustrie mit 29,6% auf Fuerteventura. Auf der wenig touristischen Insel El Hierro beträgt der Anteil der Hotelindustrie hingegen lediglich 1,8%.

Der Strombedarf einzelner Hotelbetriebe ist u. a. von der Hotelkategorie und dem damit angebotenen Service abhängig. So ist der spezifische Strombedarf von Hotels höherer Kategorien (4 und 5 Sterne) größer als der einfacherer Betriebe niedrigerer Kategorien (vgl. CEHAT 2007, S. 21). Neben dem Strombedarf weisen Hotelbetriebe auch einen hohen thermischen Energiebedarf und einen hohen Wasserbedarf auf (vgl. Diaz Perez et al. 2017, S. 6). Zu den thermischen Energiebedarfen zählen je nach Hotelbetrieb der TWW-Bedarf, die Beheizung von Swimmingpools, die Bereitstellung von Raumwärme und die Dampferzeugung für betriebseigene Wäschereien.

Die nach Sektoren differenzierte Betrachtung des Wasserbedarfs und der genutzten Was-

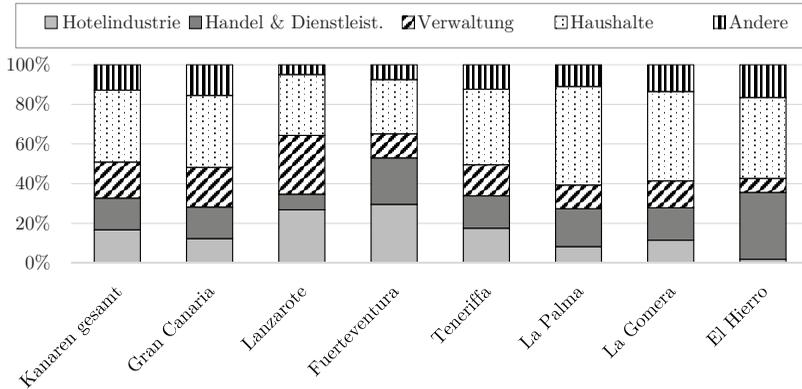


Abbildung 3.2.: Strombedarf auf den Kanaren, nach Sektoren aufgeteilt für das Jahr 2014 (vgl. GobCan 2016, S. 116)

serquellen verdeutlicht ebenfalls die Bedeutung des Tourismus. Auf der touristischen Insel Fuerteventura entsteht ungefähr ein Viertel des Wasserbedarfs durch den Tourismussektor (vgl. GobCan 2015, S. 315). Auf Inseln mit einer stärkeren landwirtschaftlichen Nutzung wie Teneriffa oder La Gomera liegt aufgrund der höheren landwirtschaftlichen Wassernachfrage der Anteil des Tourismussektors bei 9,7% bzw. 5,3% (vgl. C.I.A. Tenerife 2015, S. 173; C.I.A. La Gomera 2016a, S. 457). Ein weiterer wesentlicher Anteil des Wasserbedarfs entfällt auf Golfplätze und somit mittelbar ebenfalls auf touristische Aktivitäten. Beispielsweise beträgt der Anteil des einzigen Golfplatzes auf La Gomera am Wasserbedarf schätzungsweise 6% und damit mehr als der des gesamten Tourismussektors (vgl. C.I.A. La Gomera 2016a, S. 457).

Für die Wassergewinnung auf den einzelnen kanarischen Inseln stehen verschiedene Quellen zu Verfügung. Aufgrund unterschiedlicher geografischer Gegebenheiten (v. a. Höhe und Vegetation) variieren die Niederschlagsmengen und Grundwasserressourcen sehr stark zwischen den flachen und trockenen östlichen Inseln und den bergigen westlichen Inseln. Für die flache Insel Fuerteventura bedeutet dies, dass lediglich 8,1% des Wasserbedarfs aus Grundwasserspeichern gedeckt werden kann und mehr als die Hälfte des Wassers (55,5%) durch Meerwasserentsalzung gewonnen wird. Weitere Wasserquellen auf Fuerteventura sind Oberflächenwasser (14,5%) und geklärte Abwässer (22%) (vgl. GobCan 2015, S. 356). Viele Hotelbetriebe nutzen hier ihre eigenen Meerwasserentsalzungsanlagen (vgl. Diaz Perez

et al. 2017, S. 5).

Die Betrachtung unterstreicht die große wirtschaftliche Bedeutung der Hotelindustrie auf den Kanaren. Hinsichtlich des Energie- und Wasserbedarfs gehören Hotels zu den Hauptverbrauchern (vgl. GobCan 2016, S. 116; C.I.A. Tenerife 2015, S. 173; C.I.A. La Gomera 2016a, S. 457). Aus diesem Grund sind Hotelbetriebe sehr interessant für Maßnahmen zur Änderung des Bedarfs. Wenige Maßnahmen können bereits sehr hohe Auswirkungen zeigen. Darüber hinaus können diese durch die isolierten Eigenschaften des Inselfsystems sehr gut evaluiert werden. Im Folgenden werden die technischen Komponenten der Energie- und Wasserversorgung sowie die zeitlich aufgelösten Energie- und Wasserbedarfe von Hotelbetrieben näher beleuchtet.

3.2. Komponenten der Energie- und Wasserversorgung

Prinzipiell ist der Einsatz verschiedener technischer Anlagen zur Deckung des Energie- und Wasserbedarfs möglich. In diesem Abschnitt werden die Anlagen in Komponenten der elektrischen und thermischen Energieversorgung sowie in Komponenten der Wasserversorgung unterteilt und die wichtigen Prozesse sowie die wesentlichen Einflüsse auf deren Wirkungsgrad erläutert.

3.2.1. Komponenten der elektrischen Energieversorgung

Die Komponenten der elektrischen Energieversorgung eines Hotelbetriebs unterscheiden sich nur geringfügig von denen der elektrischen Energieversorgung einer Insel. Es stehen sowohl RES als auch fossil befeuerte Technologien zu Verfügung.

Fotovoltaik und Windkraftanlagen

PV und WKA können sowohl dezentral im Hotel als auch im größeren Maßstab als zentrale Kraftwerke genutzt werden. Unter Berücksichtigung der solaren Einstrahlung I_{Rad} auf die geneigte PV-Fläche A_{PV} kann die elektrische Leistung einer PV-Anlage vereinfacht mit folgender Formel berechnet werden:

$$P_{el,PV} = \eta_{cell} \cdot \eta_{PV} \cdot A_{PV} \cdot I_{Rad} \quad (3.1)$$

Der Wirkungsgrad der Anlage η_{PV} berücksichtigt Verluste durch Stromleitung, Stromwandlung im Inverter oder nicht genutzte Fläche (beispielsweise durch den Modulrahmen oder die Modulanordnung). Der Zellwirkungsgrad η_{cell} berücksichtigt Verluste in der PV-Zelle. Der Zellwirkungsgrad ist dabei im Wesentlichen von der Zelltemperatur abhängig (vgl. Duffie et al. 2013, S. 745 ff.). Der modulare Aufbau von PV ermöglicht eine sehr einfache Skalierung der Anlagenleistung.

Die elektrische Leistung einer WKA kann in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe v_{wind} und der überstrichenen Rotorfläche A_{rotor} wie folgt beschrieben werden:

$$P_{el,WKA} = \eta_{WKA} \cdot c_p \cdot \frac{\rho_{Luft}}{2} \cdot A_{rotor} \cdot v_{wind}^3 \quad (3.2)$$

Hierbei bezeichnet η_{WKA} den Anlagenwirkungsgrad der WKA und berücksichtigt mechanische und elektrische Wandlungsverluste in Getriebe, Generator und Inverter (vgl. Kaltschmitt et al. 2014, S. 468). c_p bezeichnet den Leistungsbeiwert. Dieser kann maximal $\frac{16}{27}$ betragen (vgl. Heier 2005, S. 27) und ist wiederum von der Windgeschwindigkeit und dem Anlagentyp abhängig (vgl. Heier 2005, S. 34). Daher ist eine ähnliche Skalierung der Leistung wie bei PV-Anlagen nicht möglich, sondern muss typspezifisch bestimmt werden. Für verschiedene Standorte und die damit verbundenen unterschiedlichen Windverhältnisse sind demnach unterschiedliche Anlagen geeignet.

Verbrennungsmotoren

Zusätzlich zur Nutzung von RES ist die Nutzung von Verbrennungsmotoren in Kombination mit Generatoren möglich, z. B. als Notstromaggregate. Die prinzipielle Technik ähnelt dabei der von Dieselmotoren. In den Anlagen wird ein Brennstoff eingesetzt und mittels Verbrennungsmotor und Generator elektrische Energie generiert. Die generierte elektrische Leistung dieser Anlagen kann unter Berücksichtigung des Brennstoffmassenstroms \dot{m}_{Br} und des spezifischen Heizwerts des Brennstoffs h_u wie folgt berechnet werden:

$$P_{el} = \eta_{el} \cdot \dot{m}_{Br} \cdot h_u \quad (3.3)$$

Der elektrische Wirkungsgrad ist u. a. abhängig von der Auslastung. Ein Blockheizkraftwerk (BHKW) ermöglicht in diesem Zusammenhang eine erweiterte energetische Nutzung des eingesetzten Brennstoffs durch die gleichzeitige Nutzung der anfallenden Wärme. Die Wärme kann dabei sowohl aus der Motorkühlung (Niedertemperatur) als auch aus dem

Abgas (Hochtemperatur) entnommen werden (vgl. Schaumann et al. 2010, S. 55 ff). Letzteres kann auch genutzt werden, um Dampf zu generieren. Der Gesamtwirkungsgrad eines BHKWs ist definiert als die Summe des elektrischen und des thermischen Wirkungsgrads:

$$\eta_{ges} = \eta_{el} + \eta_{th} \quad (3.4)$$

Der elektrische Wirkungsgrad ist hierbei etwas geringer als der Wirkungsgrad einer rein elektrischen Erzeugung, jedoch kann aufgrund des thermischen Wirkungsgrades der energetische Gesamtwirkungsgrad insgesamt gesteigert werden (vgl. Schaumann et al. 2010, S. 5 f.). Unter Berücksichtigung des elektrischen Wirkungsgrads kann die generierte, elektrische Leistung P_{el} nach Gleichung 3.3 berechnet werden. Der nutzbare, thermische Wärmestrom $\dot{Q}_{W\ddot{a}rme}$ kann mittels des thermischen Wirkungsgrads wie folgt berechnet werden:

$$\dot{Q}_{W\ddot{a}rme} = \eta_{th} \cdot \dot{m}_{Br} \cdot h_u \quad (3.5)$$

Je nach Anwendungsfall können die Anlagen stromgeführt, wärmegeführt oder anhand weiterer externer Steuersignale betrieben werden (vgl. Hesselbach 2012, S. 262). Eine stromgeführte Betriebsweise stellt die Generierung elektrischer Energie in den Vordergrund. Primäres Ziel ist es, den elektrischen Energiebedarf einer Einrichtung bestmöglich bereitzustellen. Eine Nutzung der anfallenden Wärme wird nicht berücksichtigt, sodass diese Betriebsweise meist wenig energieeffizient ist. Im Gegensatz dazu wird bei einer wärmegeführten Betriebsweise vorrangig die Deckung des Wärmebedarfs betrachtet. Generierte elektrische Energie wird entweder ortsnah in der Einrichtung genutzt oder in das Stromnetz eingespeist. In der Praxis wird darauf geachtet, dass die Anlagen anstatt modulierend im Nennbetriebspunkt betrieben werden, da so häufigere Wartungsintervalle vermieden werden können. Die dritte Möglichkeit, ein Betrieb anhand weiterer, externer Regelgrößen, kann beispielsweise in virtuellen Kraftwerken realisiert werden (vgl. Schellong 2016, S. 90). Hierbei kann das BHKW beispielsweise vom Stromnetzbetreiber geregelt werden, um auf Schwankungen im Stromnetz zu reagieren.

3.2.2. Komponenten der thermischen Energieversorgung

Unter die thermische Energieversorgung eines Hotels fallen die Bereitstellung von Trinkwarmwasser, Kaltwasser und Dampf. Es stehen unterschiedliche Technologien zu Verfügung, die entweder (solar-)thermische, elektrische oder chemische Energie nutzen. Im Rahmen dieser Arbeit werden solarthermische Anlagen nicht weiter betrachtet, da sie allein

gesehen als Lastmanagementmaßnahmen eine untergeordnete Bedeutung haben. Darüber hinaus können thermische Speichersysteme für die Entkopplung von Bedarf und Erzeugung eingesetzt werden.

Trinkwarmwasser- und Dampferzeuger

Die fundamentalen Technologien zur Bereitstellung von Trinkwarmwasser und Dampf sind sehr ähnlich und werden aus diesem Grund gemeinsam beschrieben. Im Wesentlichen wird zwischen Brennersystemen und elektrischen Heizsystemen unterschieden.

Brennersysteme nutzen die chemisch gebundene Energie eines Brennstoffs (z. B. Erdgas, Propan, Öl oder Diesel), um mittels Verbrennung thermische Energie bereitzustellen. Die Effizienz solcher Anlagen ist davon abhängig, inwieweit das Rauchgas abgekühlt werden kann und ob der Brennwert oder Heizwert des chemischen Energieträgers genutzt wird (vgl. Sattler et al. 2011, S. 110f.). Des Weiteren ist der Wirkungsgrad von der Auslastung abhängig. Elektrische Heizsysteme nutzen elektrische Energie für die Bereitstellung von thermischer Energie. Der Wirkungsgrad solcher Systeme ist nahezu temperaturunabhängig. Allgemein kann die nutzbare thermische Leistung unter Berücksichtigung des Wirkungsgrads und der zugeführten chemischen bzw. elektrischen Leistung wie folgt berechnet werden:

$$\dot{Q}_{\text{Nutzen}} = \eta \cdot \dot{m}_{Br} \cdot h_u \quad \text{bzw.} \quad \dot{Q}_{\text{Nutzen}} = \eta \cdot P_{el} \quad (3.6)$$

Der Unterschied zwischen Heißwasser- und Dampferzeugern ist der Aggregatzustand des Fluids. Heißwassersysteme erwärmen das Wasser auf eine geforderte Temperatur, während Dampferzeuger den Aggregatzustand des Fluids von flüssig zu gasförmig ändern. Dazu muss einerseits Energie zur Erhöhung der Temperatur und andererseits Energie zur Überwindung des Aggregatzustandes eingebracht werden. Die Leistungsregelung solcher Anlagen erfolgt nach dem Dampfdruck, der mit steigender Temperatur zunimmt (vgl. Sattler et al. 2011, S. 87). Aufgrund des Verdampfungsprozesses sind die Anforderungen an das Speisewasser höher als bei Trinkwarmwassersystemen, sodass dem eigentlichen Dampferzeuger Trinkwasseraufbereitungs- und Entgasungsprozesse vorgeschaltet sind. Der Wirkungsgrad von Dampferzeugern ist somit auch abhängig von diesen Prozessen, da beispielsweise ein Teil des Frischdampfes für die Entgasung genutzt wird (vgl. Sattler et al. 2011, S. 60 ff.).

Wärmepumpen

Eine weitere Möglichkeit thermische Energie mittels elektrischer Energie bereitzustellen bieten Wärmepumpen. Der idealisierte Wärmepumpenprozess ist ein linksläufiger thermodynamischer Kreisprozess. Der prinzipielle Aufbau einer Wärmepumpe und der idealisierte Kreisprozess sind in Abbildung 3.3 dargestellt.

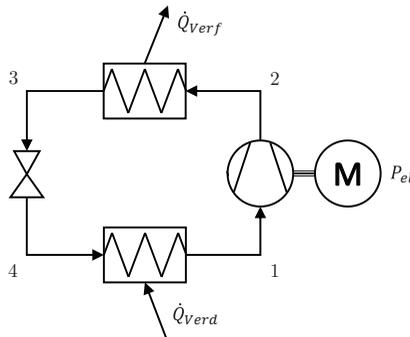


Abbildung 3.3.: Prinzipieller Aufbau einer Wärmepumpe

Ein Wärmeträger nimmt auf niedrigem Druckniveau Energie aus einem Wärmereservoir auf und wird verdampft ($4 \rightarrow 1$). Das Reservoir kühlt dabei ab. Mittels eines elektrisch betriebenen Verdichters wird der Dampf auf ein höheres Druckniveau gebracht ($1 \rightarrow 2$), auf dem er thermische Energie an ein zweites Reservoir überträgt und diese erwärmt. Der Dampf wird dabei abgekühlt ($2 \rightarrow 3$) und anschließend mittels eines Drosselventils entspannt ($3 \rightarrow 4$). Der Vorteil dieses Prozesses ist die hohe Effizienz. Die Effizienz, beschrieben als Leistungszahl ϵ , ist größer als eins (vgl. Herwig et al. 2007, S. 247), und wird wie folgt bestimmt:

$$\epsilon_{WP} = \frac{\dot{Q}_{Verf}}{P_{el}} \quad (3.7)$$

Die Leistungszahl ist von der Anlagenauslastung, der erforderlichen Heißwassertemperatur, der Nutztemperatur des kälteren Reservoirs und den Temperaturdifferenzen im Verdampfer und Kondensator abhängig (vgl. Krug et al. 2010, S. 146 f.). Je nach Verdichterbauweise kann die Anlage modulierend oder in Stufen getaktet betrieben werden (vgl. Krug et al.

2010, S. 148). Aufgrund der irreversiblen Verdichtung ist der Prozess nicht umkehrbar (vgl. Herwig et al. 2007, S. 247 ff.).

Kältemaschinen

Es werden größtenteils zwei unterschiedliche Arten von Kältemaschinen verwendet, Kompressionskältemaschinen (KKM) und Sorptionskältemaschinen (vgl. Krug et al. 2010, S. 87). KKM nutzen elektrische Energie, um den Kältebedarf zu decken. Die Anlagen, der Prozess und die Ausführungen zur Leistungszahl sind analog zu denen der oben beschriebenen Wärmepumpe (vgl. Herwig et al. 2007, S. 251). Das Ziel der KKM ist es jedoch nicht, einem oberen Reservoir Wärme zuzufügen, sondern einem unteren Reservoir Wärme zu entziehen, um dies in einem definierten Temperaturbereich zu halten. Daher berechnet sich die Leistungszahl unter Berücksichtigung der Verdampferleistung \dot{Q}_{Verd} zu:

$$\epsilon_{KKM} = \frac{\dot{Q}_{Verd}}{P_{el}} \quad (3.8)$$

Eine wichtige Komponente ist der Kondensator, der oft in der Form eines Rückkühlers (Luft-Fluid-Wärmeübertrager mit Ventilator) realisiert wird und die Wärme an die Umgebung über erzwungene Konvektion abgibt. In die Energiebilanz geht der Ventilator als erhöhter Strombedarf ein. Es ist auch möglich, die Anlagen so zu betreiben, dass sie sowohl Wärme als auch Kälte bereitstellen. In diesem Fall kann die Rückkühlleistung deutlich reduziert werden.

Sorptionskältemaschinen bieten eine weitere Möglichkeit der Kältebereitstellung. Anstatt mit elektrischer Energie werden diese überwiegend mit thermischer Energie betrieben. Dazu wird das verdampfte Kältemittel je nach verwendeter Sorptionstechnologie ab- oder adsorbiert. Dementsprechend werden die Kältemaschinen entweder als Absorptionskältemaschine oder als Adsorptionskältemaschine bezeichnet (vgl. Hesselbach 2012, S. 221 ff.). Im Unterschied zu KKM wird kein Kältemitteldampf verdichtet, sondern eine Flüssigkeit gepumpt. Dadurch werden hohe elektrische Antriebsleistungen vermieden.

Anstelle einer Leistungszahl wird die Effizienz von Sorptionskältemaschinen durch das Wärmeverhältnis ζ_{AKM} ausgedrückt. Dieses liegt i. d. R. unter eins und ist zudem von der Eingangstemperatur der Antriebswärme abhängig (vgl. Krug et al. 2010, S. 167 u. 174). Das Wärmeverhältnis berechnet sich zu:

$$\zeta_{AKM} = \frac{\dot{Q}_{Verd}}{\dot{Q}_{Desorb}} \quad (3.9)$$

Zusätzlich zur Antriebswärme benötigt die Sorptionskältemaschine ebenfalls einen Rückkühler, durch den ein im Verhältnis zur thermischen Leistung geringer, zusätzlicher Strombedarf entsteht (vgl. Schlüter 2013, S. 95 f.).

Thermische Speichersysteme

Als letzte Komponente der thermischen Energieversorgung werden thermische Speichersysteme vorgestellt. Es existieren offene und geschlossene Systeme. Die Speichermasse in geschlossenen Systemen ist konstant, während offene Systeme eine Änderung der Speichermasse zulassen. Offene thermische Speichersysteme werden im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter betrachtet. Geschlossene Speichersysteme können in latente und sensible Speicher unterteilt werden.

Sensible Wärmespeicher sind dadurch gekennzeichnet, dass eine Zunahme an Wärme ebenfalls zu einer Zunahme der Temperatur führt. Zu den sensiblen Wärmespeichern gehören u. a. mit Wasser gefüllte Pufferspeicher. Der grundsätzliche Aufbau sowie alle ein- und austretenden Energie- und Enthalpieströme sind in Abbildung 3.4 (links) dargestellt.

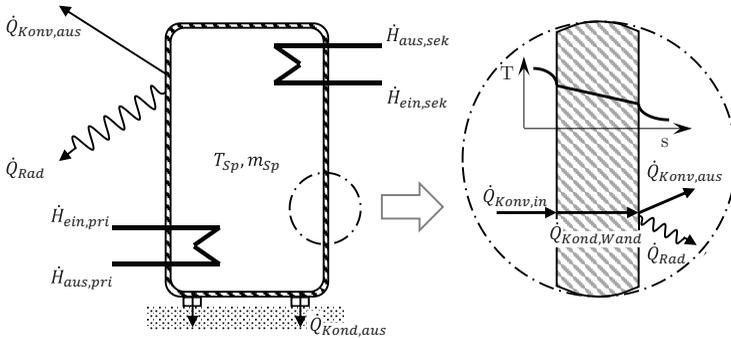


Abbildung 3.4.: links: prinzipieller Aufbau eines wassergefüllten Pufferspeichers; rechts: schematische Darstellung der Energieströme durch die Speicherwand

Der Speicherwirkungsgrad ist im Wesentlichen von den Speicherverlusten in Form von Wär-

meübertragung an die Umgebung durch Konduktion, Konvektion und Strahlung abhängig. Diese wiederum sind von der Temperaturdifferenz zwischen der gespeicherten Wärme und der Umgebung abhängig. Die Energiebilanz eines sensiblen, geschlossenen Speichers kann durch die folgende Differentialgleichung als Summe der ein- und austretenden Enthalpieströme \dot{H}_{ein} und \dot{H}_{aus} sowie der Wärmeströme aufgrund von Konduktion \dot{Q}_{Kond} , Konvektion \dot{Q}_{Konv} und Strahlung \dot{Q}_{Rad} beschrieben werden:

$$\frac{dE_{Sp}}{dt} = m_{Sp} \cdot c_p(T_{Sp}) \cdot \frac{dT_{Sp}}{dt} = \sum \dot{H}_{ein} - \sum \dot{H}_{aus} - \dot{Q}_{Konv,aus} - \dot{Q}_{Rad} - \dot{Q}_{Kond} \quad (3.10)$$

Die Enthalpieströme \dot{H}_i können bei der Annahme einer isobaren Prozessführung als Produkt des Massenstroms \dot{m}_i , der spezifischen Wärmekapazität c_p und der Temperatur T_i wie folgt berechnet werden:

$$\dot{H}_i = \dot{m}_i \cdot c_p(T_i) \cdot T_i \quad (3.11)$$

Aufgrund des Bodenkontakts entsteht ein konduktiver Wärmestrom \dot{Q}_{Kond} . Unter Berücksichtigung der Materialstärke s , der Kontaktfläche $A_{Kontakt}$, der materialabhängigen Wärmeleitfähigkeit λ und der treibenden Temperaturdifferenz ΔT_{Kond} berechnet sich dieser zu:

$$\dot{Q}_{Kond} = \frac{\lambda}{s} \cdot A_{Kontakt} \cdot \Delta T \quad (3.12)$$

Der Konvektionswärmestrom \dot{Q}_{Konv} kann allgemein als Produkt einer material- und geschwindigkeitsabhängigen Wärmeübergangszahl α , der Fläche A und der treibenden Temperaturdifferenz ΔT_{Konv} beschrieben werden:

$$\dot{Q}_{Konv} = \alpha \cdot A \cdot \Delta T \quad (3.13)$$

Der Strahlungswärmestrom \dot{Q}_{Rad} ist das Produkt des Emissionsfaktors ε , der Stefan-Boltzmann Konstanten σ , der Oberfläche A und der Temperaturdifferenz $T_{sky}^4 - T_{Wand}^4$:

$$\dot{Q}_{Rad} = \varepsilon \cdot \sigma \cdot A \cdot (T_{sky}^4 - T_{Wand}^4) \quad (3.14)$$

Die Speichertemperaturen von Wasser gefüllten Pufferspeichern liegen i. d. R. unterhalb von 100 °C, sodass der Strahlungswärmestrom im Vergleich zum Konvektionswärmestrom sehr klein ist. Aufgrund freier und erzwungener Konvektion im Inneren des Speichers kann

es außerdem zu einer Temperaturschichtung kommen. In diesen Fällen ist die Speichertemperatur sowohl eine Funktion der Zeit als auch des Ortes und wird als partielle Differentialgleichung beschrieben. Die Lösung solcher Gleichungen erfolgt im Allgemeinen über Knotenmodelle, die die partielle Differentialgleichung in ein System gekoppelter, gewöhnlicher Differentialgleichungen überführen (vgl. Wagner 2016, S. 18 und S. 96; Duffie et al. 2013, S. 379 ff.). In vielen Fällen ist die Temperaturschichtung technisch vorteilhaft, um beispielsweise die Eingangstemperatur in Solarkollektoren niedrig halten zu können (vgl. Duffie et al. 2013, S. 380).

Dampf kann in sogenannten Ruthsspeichern gespeichert werden. Die Speicher nutzen die Proportionalität zwischen der Siedetemperatur und dem Druck von Wasser, um die thermische Energie in Form flüssigen Wassers zu speichern. Dazu ist der Speicher zu einem hohen Anteil mit Wasser und im übrigen Teil mit Dampf gefüllt. Die Temperatur des Wassers ist nah am Siedepunkt. Wird dem Speicher Dampf entzogen, sinkt der Druck im Speicher und die Siedetemperatur des Wassers nimmt ab. Dadurch verdampft ein Teil des Wassers. Bei der Beladung des Speichers mit Dampf nimmt hingegen der Druck und somit die Siedetemperatur zu. Das führt dazu, dass der Dampf kondensiert und die thermische Energie als flüssiges Wasser gespeichert werden kann.

Eisspeicher bilden eine Möglichkeit, thermische Energie als latente Wärme zu speichern. Beim Beladungsvorgang wird einem Wasserspeicher Wärme entzogen, sodass das Wasser gefriert. Für die Entladung wird das Eis geschmolzen. Die dazu notwendige Wärme wird einem Kältekreislauf entnommen. Der Vorteil des Eisspeichers ist die höhere Energiedichte im Vergleich zu einem sensiblen Wasserspeicher. Die höhere Energiedichte beruht auf der Nutzung der spez. Schmelzenthalpie von Wasser $h_{Wasser/Eis} = 334 \frac{kJ}{kg}$ (im Vergleich dazu beträgt die spez. Wärmekapazität von Wasser bei $20^\circ C$ nur $c_{p,Wasser}(20^\circ C) = 4,19 \frac{kJ}{kgK}$). Die Speicherbilanz des Ladevorgangs (Wärmeentzug) ändert sich somit zu:

$$\frac{dE_{Sp}}{dt} = \sum \dot{H}_{ein} - \sum \dot{H}_{aus} - \dot{Q}_{Konv,aus} - \dot{Q}_{Rad} - m_{Sp} \cdot h_{Wasser/Eis} \quad (3.15)$$

Die Energiebilanz des Entladevorgangs (Wärmezufuhr) berechnet sich analog zu:

$$\frac{dE_{Sp}}{dt} = \sum \dot{H}_{ein} - \sum \dot{H}_{aus} - \dot{Q}_{Konv,aus} - \dot{Q}_{Rad} + m_{Sp} \cdot h_{Wasser/Eis} \quad (3.16)$$

3.2.3. Komponenten der Wasserversorgung

Zu den Komponenten der Wasserversorgung zählen insbesondere Brunnenanlagen und Meerwasserentsalzungsanlagen.

Brunnenanlagen

Brunnenanlagen dienen der Förderung von Grundwasser. Sie bestehen aus mindestens einer Pumpe und einer Antriebseinheit. I. d. R. ist die Pumpe eine strömungsmechanische Arbeitsmaschine, die mechanische Energie nutzt, um einen inkompressiblen Fluidstrom zu fördern. Bei der Antriebseinheit handelt es sich im Rahmen dieser Arbeit ausnahmslos um einen Elektromotor, der elektrische in mechanische Energie wandelt. Unter Berücksichtigung des geförderten Fluidstroms \dot{V} und der Förderhöhe ΔH berechnet sich die elektrische Leistungsaufnahme des Elektromotors zu:

$$P_{el} = \frac{\dot{V} \cdot \rho \cdot g \cdot \Delta H}{\eta_{pump} \cdot \eta_{el}} \quad (3.17)$$

Hierbei bezeichnet η_{pump} den mechanischen Wirkungsgrad der Pumpe und η_{el} den elektrischen Wirkungsgrad des Elektromotors.

Meerwasserentsalzungsanlage

Eine weitere Möglichkeit der Trinkwasserbereitstellung bieten Meerwasserentsalzungsanlagen. Im Wesentlichen lassen sich die unterschiedlichen Anlagen in thermische und elektrische Verfahren einteilen. Thermische Verfahren beruhen auf der Trinkwassergewinnung mittels Phasenwechsel, während elektrische Verfahren in Dialyse und Umkehrosmose (engl. Seawater Reverse Osmosis SWRO) eingeteilt werden können. Aufgrund ihres modularen Aufbaus und der damit einfachen Skalierung sowie des geringen spezifischen Energiebedarfs finden SWRO-Anlagen zunehmende Verwendung (vgl. IRENA 2012b, S. 6 und S. 12). Aus diesen Gründen wird im Rahmen dieser Arbeit ausschließlich diese Technologie betrachtet.

Das Prinzip von SWRO-Anlagen ist es, dem natürlichen Druckgefälle zwischen salzarmen und salzhaltigen Lösungen entgegenzuwirken und das Salz herauszufiltern. Der fundamentale Aufbau dieser Anlagen ist in Abbildung 3.5 dargestellt. Die wesentlichen Bestandteile dieser Anlagen sind Hochdruckpumpen und semipermeable Membranen. Dazu wird in den meisten Fällen eine Anlage zur Vorfiltration des Meerwassers bei niedrigen Drücken vorgeschaltet.

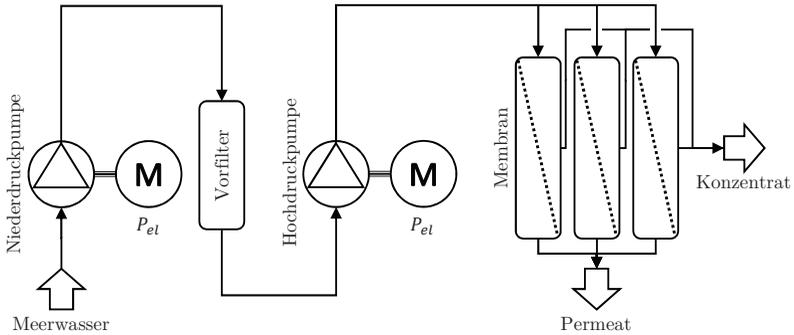


Abbildung 3.5.: Prinzipieller Aufbau einer Meerwasserumkehrosiose-Anlage

Durch die Membran wird das Meerwasser in zwei Teile getrennt. Ein Teil des Meerwassers ist salzärmer und hat einen niedrigen Druck (nahe des Umgebungsdrucks). Dieser Teil wird als Permeat bezeichnet. Der andere Teil des eingehenden Fluidstroms hat eine erhöhte Salzkonzentration und einen hohen Druck (nahe des Anlagendrucks). Dieser Teil wird Konzentrat genannt. Moderne SWRO-Anlagen nutzen Technologien (z. B. Turbinen oder Druckaustauscher), um das Konzentrat auf ein niedrigeres Druckniveau zu entspannen. Hierbei wird die mechanische Energie dem SWRO-Prozess wieder zugeführt, indem der Druck des eingehenden Meerwassers angehoben und die notwendige Druckerhöhung in der Hochdruckpumpe reduziert wird. Dadurch wird insgesamt der Entsalzungsprozess mit einer geringeren externen Energiezufuhr realisiert.

Die Druckerhöhung der Pumpe Δp hängt im Wesentlichen vom osmotischen Druckgefälle, den spezifischen Eigenschaften der Membran, der verwendeten Energierückgewinnungstechnologie und der eingestellten Ausbeute ab. Die elektrische Leistungsaufnahme der Pumpe kann wie folgt berechnet werden:

$$P_{el} = \frac{\dot{V} \cdot \Delta p}{\eta_{pump} \cdot \eta_{el}} \quad (3.18)$$

3.3. Lastmanagementfähige Komponenten

Im Folgenden wird untersucht, welche technischen Komponenten eines Hotels aus technischer Sicht lastmanagementfähig sind. Die Grundvoraussetzung dafür ist, dass die Komponente mit dem Stromnetz gekoppelt ist, indem sie entweder elektrische Energie als Eingangsgröße bezieht oder als Ausgangsgröße generiert. Wagner differenziert im Kontext von Lastmanagementmaßnahmen schaltbare und steuerbare Komponenten (vgl. Wagner 1989, S. 22 ff.). Schaltbare Komponenten beschreiben hierbei Anlagen und Prozesse, die abgeschaltet werden können, ohne dass der Ausfall dieser Komponente kompensiert wird. Zusätzlich zur gewollten Änderung der Stromnachfrage beeinflussen diese Konzepte die allgemeine Qualität des Energiesystems durch Nichtbefriedigung des Nutzenergiebedarfs. Im Gegensatz dazu bezeichnen steuerbare Komponenten solche Prozesse, deren Stromnachfrage vom Nutzenergiebedarf zeitlich entkoppelt stattfinden kann. Lastmanagement durch steuerbare Komponenten hat demnach keinen Einfluss auf den eigentlichen Nutzenergiebedarf und ist somit zu bevorzugen (vgl. Hable 2004, S. A11).

Khripko (2017) nennt als generelle Lastmanagementkriterien für steuerbare Komponenten, dass sie erstens abschalt- bzw. drosselbar und zweitens planungstechnisch verschiebbar und/oder Stromnachfrage und Nutzenergiebedarf durch den Einsatz von Speichern entkoppelbar sind. Zusätzlich sind technische Restriktionen zu beachten. Diese sind zum einen die benötigte Zeit zum Hochfahren der Maschine und zum anderen die Mindestlaufzeit der Maschine (vgl. Khripko 2017, S. 23).

Sämtliche Komponenten der elektrischen Energieversorgung erfüllen die Voraussetzung, dass elektrische Energie als Ausgangsgröße generiert wird. Da RES nur bedingt regelbar sind,³ werden im Rahmen dieser Arbeit nur Notstromaggregate und BHKW als lastmanagementfähige Komponenten der elektrischen Energieversorgung betrachtet.

Notstromaggregate sind i. d. R. nicht für den Dauerbetrieb ausgelegt, sondern sollen das Hotel in Zeiten von Stromausfällen mit elektrischer Energie versorgen. Im Gegensatz zu anderen lastmanagementfähigen Komponenten, die elektrische Energie als Eingangsgröße beziehen, kann das Notstromaggregat Strom generieren. Ist der Strombedarf höher als die Erzeugung, besteht somit die Möglichkeit, das Notstromaggregat zuzuschalten und positives Lastmanagement zu betreiben.

³RES lassen sich beispielsweise regeln, indem die Generierung gedrosselt wird. Zusätzlich können die verwendeten Wechselrichter den Anteil an Blindstrom regeln und so zur Netzstabilität beitragen.

BHKW generieren ebenfalls elektrische Energie. Abhängig von ihrer Betriebsweise können sie ebenfalls als flexible Last eingesetzt werden. Anders als bei Notstromaggregaten sollen BHKW jedoch eine hohe jährliche Ausnutzung erreichen und somit i. d. R. im Betrieb sein. Dennoch besitzt die Technik das Potenzial, sowohl positives als auch negatives Lastmanagement bereitzustellen. Aufgrund der Kopplung mit dem thermischen Energiesektor hat die flexible Betriebsweise jedoch auch Auswirkungen auf die Bereitstellung thermischer Energie. Somit kann ein BHKW nur als lastmanagementfähig angesehen werden, wenn thermische Speicher die zeitliche Entkopplung von thermischem Energiebedarf und thermischer Energieerzeugung unterstützen.

Die Trinkwarmwasserbereitstellung hat zwei Komponenten, die elektrische Energie als Eingangsgröße beziehen: elektrische Heizsysteme und Wärmepumpen. Beide Komponenten erfüllen darüber hinaus die oben genannten Kriterien. Die Anlagen sind abschaltbar und können – je nach eingesetzter Technik – auch in Stufen oder modulierend (stufenlos) mit gedrosselter Leistung betrieben werden. Zur Speicherung der Energie und somit zur Entkopplung von Verbrauch und Erzeugung können die zuvor beschriebenen Pufferspeicher eingesetzt werden. Die Zeit zum Hochfahren ist bei beiden Komponenten gering, ein ständiges Takten sollte bei Wärmepumpen jedoch vermieden werden.

Die Bereitstellung von Dampf kann durch einen lastmanagementfähigen, elektrischen Dampfkessel realisiert werden. Elektrische Dampfkessel sind abschaltbar und prinzipiell in Stufen oder modulierend regelbar. Die Reaktionszeit ist allgemein sehr gering⁴. Als technische Restriktion ist das Aufrechterhalten des Dampfdrucks im System zu sehen, sodass längere Stillstandszeiten und somit eine hohe Flexibilität nur durch entsprechende Speicherkapazitäten realisiert werden können (vgl. Khripko 2017, S. 40).

Für die Kälteversorgung steht mit der KKM eine weitere lastmanagementfähige Komponente zu Verfügung. Die Speicherung der Kälte kann entweder in herkömmlichen Pufferspeichern (Temperaturen oberhalb des Gefrierpunktes des Fluids) oder in Eisspeichern realisiert werden. Erstere sind einfach in das System zu integrieren, besitzen allerdings aufgrund der niedrigen Temperaturunterschiede zwischen Vor- und Rücklauf nur eine geringe Speicherdichte. Das kann dazu führen, dass für die nennenswerte Speicherung sehr große Speichervolumen benötigt werden (vgl. Khripko 2017, S. 28). Eisspeicher haben eine deutlich höhere Speicherdichte, dafür ist die Integration in das System komplizierter und

⁴Basierend auf Expertengesprächen gibt beispielsweise Khripko (2017, S. 39) eine Reaktionszeit von unter zehn Minuten an.

die Kältemaschine muss Temperaturen unterhalb des Gefrierpunktes bereitstellen. Ähnlich wie bei Wärmepumpen muss auch bei Kältemaschinen ein ständiges Takten mit Laufzeiten im unteren Minutenbereich vermieden werden⁵.

Die vorgestellten Technologien zur Wasserförderung bieten beide das Potenzial zum Lastmanagement. Diesbezüglich wurde die Eignung von SWRO-Anlagen schon ausführlich in der Literatur analysiert (s. Abschnitt 2.3.2). Förderpumpen und Brunnenanlagen sind ebenfalls sowohl an- und abschaltbar als auch bei Verwendung von beispielsweise Frequenzumrichtern drosselbar. Für die zeitliche Entkopplung von Wasserbedarf und -förderung stehen gewöhnliche Wasserspeicher zu Verfügung.

⁵Angaben zu den maximalen Starts pro Stunde sowie die zulässige Mindestlaufzeit können im Einzelfall den jeweiligen Herstellerdaten entnommen werden. Einen Überblick über verschiedene Angaben wird in der Arbeit von Ost (2017, S. 17f.) gegeben. Die zulässige Anzahl an stündlichen Startvorgängen liegt in Abhängigkeit des Verdichters bei bis zu zwölf Starts.

Aufbau der Simulationsstudie

Um das Lastmanagementpotenzial in typischen Wirtschaftszweigen zu bestimmen, wird eine Simulationsstudie durchgeführt. Die Simulationsstudie dient hierbei dem „Experiment am Modell“, wobei das Modell ein komplexes System beschreibt. Die Simulation ermöglicht die einfache, zeit- und kostengünstige Durchführung von Parametervariationen innerhalb dieses Systems und darüber hinaus die Analyse verschiedener Szenarien.

Aufbauend auf dem Stand der Forschung (Kapitel 2) und den technischen Grundlagen (Kapitel 3) wird in diesem Kapitel der grundlegende Aufbau der Simulationsstudie erläutert. Die spezifische Methodik zu den einzelnen Teilen der Simulationsstudie wird ausführlich in den jeweiligen Kapiteln beschrieben.

Das Ziel der Simulationsstudie ist die quantitative Bestimmung des energetischen Lastmanagementpotenzials in den zuvor genannten Branchen Tourismus- und Wasserwirtschaft für ausgewählte Destinationen. Durch geeignete Kennzahlen wird die eingangs gestellte Forschungsfrage induktiv somit beantwortet. Ferner soll die Simulationsstudie hierbei nicht nur einen Referenz- oder Standardzeitraum evaluieren, sondern vielmehr eine Aussage hinsichtlich des Potenzials bei wahrscheinlich auftretenden Einflussparametern ermöglichen. Die Simulationsstudie gliedert sich in drei wesentliche Teile:

1. Eingangsdaten
2. Fahrplansimulation
3. Auswertung

Der prinzipielle Aufbau ist in Abbildung 4.1 visualisiert. Verschiedene Eingangsdaten werden zu einem Eingangssignal (Residuallast) zusammengefasst. Mittels einer Fahrplansimu-

lation wird die Residuallast ausgeglichen. Wesentliche Simulationsgrößen werden an die Auswertung übergeben und zu Kennzahlen verarbeitet.

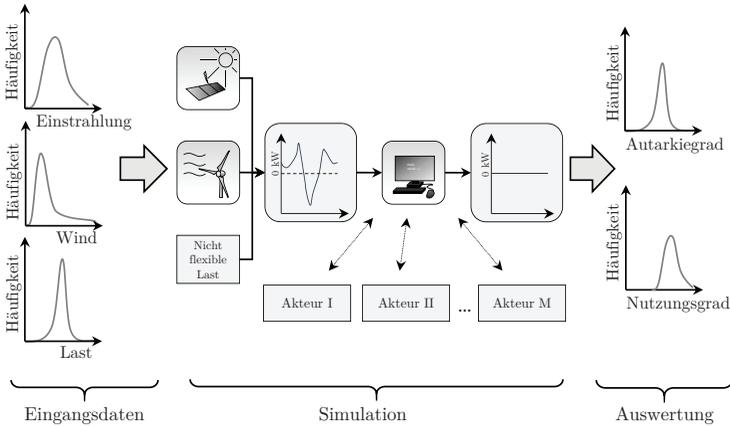


Abbildung 4.1.: Prinzipieller Aufbau des Simulationsmodells

4.1. Eingangsdaten

Die Eingangsdaten bestimmen den Residuallastgang, dieser ist als die Differenz der nicht steuerbaren Stromnachfrage und der Summe der durch RES generierten elektrischen Leistung definiert. Für die generierte Leistung der RES werden Wetterdaten benötigt. Die Stromnachfrage wird sowohl durch klimatische als auch durch weitere, teilweise stark schwankende Einflüsse bestimmt. Um eine Aussage bzgl. der Auswirkung von Lastmanagementmaßnahmen treffen zu können, werden diese stochastischen Einflüsse ebenfalls abgebildet und simuliert. Hierbei werden die Prinzipien von Monte-Carlo-Methoden angewandt, sodass die eigentliche Simulation für eine große Anzahl unterschiedlicher (synthetischer) Eingangsdaten wiederholt wird. Wahrscheinliche Residuallastgänge werden somit häufiger als unwahrscheinliche Fälle simuliert. Die Berechnungsvorschriften für synthetische Eingangsdaten zur Bestimmung des Energiebedarfs von Hotelbetrieben sind in Kapitel 5 dargelegt.

Ebenso wie die Energiebedarfe sind auch die Wetterdaten stark probabilistisch. Die Verwendung von Wetterdaten nur eines Jahres kann somit zu starken Abweichungen im Ergebnis führen. Standardwetterjahre ergeben zwar einen ausreichend genauen Mittelwert, sind aber nicht geeignet, um extreme Jahre zu evaluieren. Im Rahmen dieser Arbeit werden somit synthetische Wetterdaten herangezogen. Die Berechnungsvorschriften zur Erstellung dieser Daten wurden bereits in Meschede et al. (2017) und Dunkelberg et al. (2017) vorgestellt und werden durch die Arbeit von Stöhr (2016) unterstützt.

4.2. Fahrplansimulation

Der zweite Teil des Konzepts beinhaltet die Simulation der Lastmanagementmaßnahmen. Der Zweck des Simulationsmodells ist es, einen möglichen Fahrplan von unterschiedlichen Akteuren eines Energiesystems hinsichtlich eines minimalen Primärenergieeinsatzes zu simulieren. Als Eingangssignal in die Fahrplansimulation wird die Residuallast gewählt. Die Bestimmung der Residuallast wird hierbei der Fahrplansimulation vorgeschaltet und ist somit kein direkter Bestandteil dieser.

Es bestehen unterschiedliche Ebenen, auf denen Lastmanagementkonzepte implementiert werden können (vgl. Hatziargyriou 2013, S. 32 ff.). Die Wahl des Simulationsverfahrens spiegelt diese Implementierungsebene wieder. Dezentrale Multi-Agenten Systeme teilen beispielsweise das Gesamtsystem in unterschiedliche Teilsysteme. Jedes Teilsystem agiert hierbei seinen Fähigkeiten entsprechend unabhängig und tauscht mit anderen Teilsystemen nur bestimmte Informationen aus. Solche Modelle eignen sich beispielsweise, um voneinander unabhängige, teilweise konkurrierende Akteure in einem Bietermarkt zu simulieren (vgl. Kantamneni et al. 2015, S. 198 f.). Diesen Modellen gegenüber stehen Konzepte, die die Optimierung eines Fahrplans aller geeigneten Anlagen des Gesamtsystems zentral leiten. Dazu müssen alle vorhandenen Informationen zentral gesammelt und ausgewertet werden, um schließlich an alle Anlagen einen Fahrplan zu übertragen (vgl. Hatziargyriou 2013, S. 32 ff.). Lund et al. kommen zu dem Schluss, dass beide Konzepte sich gut ergänzen, um einerseits die wirtschaftlichen Vorzüge eines liberalisierten Marktes und andererseits die Möglichkeit schnellen Regels durch eine zentrale Instanz zu kombinieren (vgl. Lund et al. 2015, S. 788).

Das Ziel der Simulationsstudie ist es, das vorhandene Lastmanagementpotenzial optimal auszunutzen und quantitativ zu bestimmen. Unabhängig von einer möglichen technischen

Umsetzung ist hierfür die zentral gesteuerte Fahrplanoptimierung zweckmäßig, da weder eine Einschränkung der Informationsverfügbarkeit noch Wettbewerb innerhalb des Systems simuliert werden sollen. Im Rahmen dieser Dissertation wird daher eine zentral gesteuerte Fahrplanoptimierung angewendet. Diese wird als zeit-diskrete, quasi-stationäre Jahressimulation programmiert.

Für die Fahrplanoptimierung müssen sowohl alle regelbaren Anlagen und die entsprechenden energetischen Bilanzräume als auch die Optimierung des Anlagenfahrplans abgebildet werden. Eine Optimierung des Anlagenfahrplans und damit eine Regelung der Energieerzeugung und -nachfrage erfordert den Einsatz von mathematischen Lösungs- bzw. Optimierungsverfahren, die in Abschnitt 6.1 näher erläutert werden. Die Modellierung der Bilanzräume und Anlagen folgt in Abschnitt 6.2.

Einen wesentlichen Einfluss auf die Fahrplansimulation haben die getroffenen Annahmen und Rahmenbedingungen. Grundsätzlich kann die Anlagenkonfiguration auf mehreren Ebenen die Fahrplansimulation wesentlich beeinflussen. Die Variation der Erzeugerseite ermöglicht die Abbildung unterschiedlicher Kombinationen von RES. Zudem kann auch die Verbraucherseite durch verschiedene mögliche Anlagenkombinationen realisiert werden. Für beide Varianten ist überdies noch die simulierte Destination (geografische Lage oder Größe des Betriebs) entscheidend. Um verschiedene Anlagenkonfigurationen evaluieren zu können, werden deshalb in Kapitel 7 unterschiedliche Szenarien definiert und simuliert. Als Ausgangspunkt der Untersuchungen wird die kanarische Insel La Gomera gewählt.

4.3. Auswertung

Die Auswertung beinhaltet die Erstellung geeigneter energetischer Kennzahlen, anhand derer sich die Lastmanagementmaßnahmen quantitativ bewerten lassen. Neben verschiedenen absoluten, direkt ermittelbaren Kennzahlen wie beispielsweise Maxima und Minima sind insbesondere der Primärenergiebedarf sowie der Autarkie- und der Nutzungsgrad für die Auswertung relevant. Zudem erfolgt in diesem Abschnitt die Definition der Bestimmung des Lastverschiebungspotenzials.

Primärenergiebedarf

Da durch die Lastmanagementmaßnahmen unterschiedliche Energiesektoren betroffen sind, muss eine einheitliche energetische Bezugsgröße verwendet werden, um beispielsweise ther-

mische Energie mit elektrischer Energie vergleichen zu können. Im Rahmen dieser Dissertation wird diese Bezugsgröße durch den Primärenergiebedarf nach der Wirkungsgradmethode ausgedrückt (vgl. Günther 2015, S. 51 f.). Dieser ordnet jedem Energieprodukt gemäß seiner vorgelagerten Wandlungskette einen Primärenergiebedarf zu. Nach Günther ist der Begriff Primärenergie jedoch nicht einheitlich definiert. Für die vorliegende Simulationsstudie wird daher die Definition verwendet, nachdem der Gehalt des ersten Energieprodukts die Primärenergie darstellt (vgl. Günther 2015, S. 53).

Die Berechnung des Primärenergiebedarfs PE_{ges} erfolgt anhand der Summe der jeweiligen Primärenergiebedarfe der einzelnen Energieprodukte. Dabei wird der Primärenergiebedarf eines einzelnen Energieprodukts durch die Multiplikation des Energieprodukts E_n mit einem spezifischen Primärenergiefaktor $f_{PE,n}$ berechnet:

$$PE_{ges} = \sum_n f_{PE,n} \cdot E_n \quad (4.1)$$

Gemäß der Definition ist der spezifische Primärenergiefaktor regenerativ erzeugter elektrischer Energie $f_{PE,RES} = 1,0$, der spezifische Primärenergiefaktor für Diesel ist $f_{PE,Diesel} = 1,57$ (gemäß der Datenbank ProBas des Umweltbundesamts). Der Wert des Primärenergiefaktors für Diesel bezieht sich hierbei auf Dieselkraftstoff für Deutschland im Jahr 2020 und wird in dieser Arbeit für alle Untersuchungen als Näherungswert verwendet.

Autarkie- und Nutzungsgrad

Der Autarkie- und der Nutzungsgrad sind relative, dimensionslose Kennzahlen, die die Nutzung von RES quantifizieren. Dabei beschreibt der Autarkiegrad $f_{Autarkie}$ den Anteil regenerativ generierter und genutzter elektrischer Energie $E_{RES,nutz}$ am Gesamtstrombedarf $E_{el,ges}$. Der Nutzungsgrad f_{Nutz} setzt die regenerativ generierte und genutzte elektrische Energie $E_{RES,nutz}$ ins Verhältnis zu der insgesamt möglichen regenerativ generierten elektrischen Energie $E_{RES,ges}$. Die Kennzahlen sind wie folgt definiert:

$$f_{Autarkie} = \frac{E_{RES,Nutz}}{E_{el,ges}} \quad (4.2)$$

$$f_{Nutz} = \frac{E_{RES,Nutz}}{E_{RES,ges}} \quad (4.3)$$

Der Autarkiegrad ist somit eine Maßzahl dafür, wie unabhängig das Energiesystem von im-

portierten Energieträgern ist (vgl. Quaschnig 2013, S. 242). Der Nutzungsgrad beschreibt, wie gut die RES genutzt werden.

Tatsächlich genutztes Lastverschiebungspotenzial

Das Lastmanagementpotenzial kann in verschiedene Kategorien (z. B. theoretisch oder wirtschaftlich) eingeteilt werden (vgl. Khripko 2017, S. 15). Im Rahmen dieser Arbeit wird mit Lastmanagementpotenzial immer das tatsächlich genutzte Lastverschiebungspotenzial gemeint. Dieses kann auf verschiedene Weisen definiert werden.

Eine Referenzlastgang-Methode bietet eine Möglichkeit zur Ermittlung des Lastmanagementpotenzials. Hierbei ist das Lastmanagement ein Maß dafür, um wie viel Leistung oder Energie der tatsächliche Lastgang P_{LM} vom Referenzlastgang P_{Ref} abweicht. Der Referenzlastgang entspricht dem Lastgang, der ohne Berücksichtigung von Lastmanagementmaßnahmen oder die verstärkte Nutzung von RES entsteht. Eine Abweichung ist sowohl in positive (d. h. es wird weniger Leistung nachgefragt, $P_{LM}^t < P_{Ref}^t$) als auch in negative Regelrichtung (d. h. es wird mehr Leistung nachgefragt, $P_{LM}^t > P_{Ref}^t$) möglich. Als Kennzahlen für das Lastmanagementpotenzial in beide Regelrichtungen dienen jeweils die maximale Regelleistung $P_{LM,max}$, die mittlere Regelleistung $P_{LM,mean}$ und die Regelenergie E_{LM} . T_{LM} bezeichnet die Zeitdauer, in der entweder positive oder negative Regelleistung abgerufen wird. Für die jeweilige Regelrichtung können die Kennzahlen wie folgt definiert werden:

$$P_{LM,max} = \max(|P_{LM}^t - P_{Ref}^t|) \quad (4.4)$$

$$P_{LM,mean} = \frac{\int |P_{LM}^t - P_{Ref}^t| dt}{T_{LM}} \quad (4.5)$$

$$E_{LM,Ref} = \int |P_{LM}^t - P_{Ref}^t| dt \quad (4.6)$$

Darüber hinaus kann Lastverschiebung mittels einer Speicherfluss-Methode auch als die (Energie-)Flüsse, die in einen (Energie-)Speicher hinein- bzw. herausfließen, interpretiert werden. Eine Allokation des Potenzials auf einzelne Anlagen ist somit möglich. Für elektrisch betriebene Wärmeerzeuger und Kältemaschinen ist das Lastverschiebungspotenzial unter Berücksichtigung der jeweiligen Wirkungsgrade bzw. Leistungszahlen wie folgt definiert:

$$E_{LM,Sp+} = \int \frac{\dot{Q}_{Sp,aus}}{\eta(t)} dt \quad (4.7)$$

$$E_{LM,Sp-} = \int \frac{\dot{Q}_{Sp,ein}}{\eta(t)} dt \quad (4.8)$$

Aufgrund von Speicherverlusten sollte das einfließende Potenzial größer als das Potenzial der austretenden Flüsse sein. Da ein BHKW nicht elektrisch betrieben wird, sondern sowohl Wärme als auch Strom generiert, ist die Regelrichtung vertauscht. In diesem Fall entsteht bei der Speicherentladung negatives und bei der Speicherbeladung positives Lastverschiebungspotenzial.

Die Potenziale unterscheiden sich insbesondere für den Fall, dass Anlagen vollständig durch andere Anlagen substituiert werden, wie es beispielsweise beim Energieträgerwechsel vorkommen kann (vgl. Khripko 2017, S. 25). Für diesen Fall kann es bei der Ermittlung mittels Referenzlastgang vorkommen, dass das positive und negative Potenzial einer Anlage stark voneinander abweichen. Beispielsweise können BHKW mit sehr hohen Volllaststunden im Referenzfall bei der Nutzung von Lastmanagement durchgehend ausgeschaltet sein, während ein redundanter Wärmeerzeuger vermehrt genutzt wird.

Die Potenzialermittlung mittels Speicherflüssen erlaubt es, das Lastverschiebungspotenzial einzelner Anlagen inklusive der durch die Speicherung entstehenden Verluste sehr gut abzubilden. Unter Einbeziehung der Verluste sind positives und negatives Potenzial nahezu ausgeglichen. Allerdings können auch ohne Lastmanagement Energiespeicher verwendet werden, sodass bereits in diesem Fall ein scheinbares Lastverschiebungspotenzial ermittelt wird. Zusätzlich vernachlässigt die Betrachtung einzelner Anlagen mögliche Effekte, die durch die Gleichzeitigkeit von zwei entgegengesetzten Maßnahmen entstehen.

Aufgrund der jeweiligen Vor- und Nachteile werden für die Auswertung im Rahmen dieser Dissertation beide Methoden verwendet. Die Gesamtpotenziale in positive und negative Regelrichtung werden mittels eines Referenzlastgangs bestimmt. Die Lastverschiebungspotenziale der einzelnen Anlagen werden über die Speicherfluss-Methode ermittelt.

Stochastische Lastgangerstellung für Hotelbetriebe

Nachdem die Methodik der Simulationsstudie erläutert wurde, werden in diesem Kapitel die Eingangsdaten näher beleuchtet. Um das Lastmanagementpotenzial eines Hotelbetriebs technisch bestimmen zu können, ist zusätzlich zu den Kenntnissen über die technischen Komponenten und ihre Eigenschaften auch detailliertes Wissen über den elektrischen und thermischen Energiebedarf des Betriebs notwendig, da dieser Nutzenergiebedarf maßgeblich die Endenergienachfrage bestimmt. Das Ziel dieses Kapitels ist es, ausgehend von Messdaten, allgemeine Berechnungsvorschriften für synthetische Lastgänge der Energiebedarfe herzuleiten.

Die Energie- und Wasserbedarfe von Hotels werden zu einem hohen Anteil von externen Faktoren wie den Wetterbedingungen, der Anzahl belegter Zimmer und dem individuellen Verhalten der Gäste bestimmt. Um die stochastische Natur der Lastgangsverläufe darzustellen, werden diese in einen deterministischen und einen probabilistischen Anteil aufgeteilt.

In diesem Kapitel werden zunächst die für die Analyse der Messdaten herangezogenen statistischen Grundlagen zusammengefasst. Anschließend werden Algorithmen zur Generierung synthetischer Lastgänge unter Berücksichtigung externer Faktoren beschrieben. Die Herleitung der Berechnungsvorschriften zur Zimmerbelegung, zum elektrischen Energiebedarf, zum Trinkwarmwasserbedarf, zum Dampfbedarf und zum Kältebedarf der Klimatisierung sind bereits in Meschede et al. (2017) publiziert. Die zugrunde liegenden Messungen

wurden durch die Arbeit von Denz (2016) und die Entwicklung der Algorithmen durch die Arbeit von Stöhr (2016) unterstützt.

5.1. Grundlagen der Statistik

Die wesentlichen im Rahmen dieser Arbeit verwendeten statistischen Verfahren sind die Korrelationsanalyse, die Regressionsanalyse sowie die Zeitreihenanalyse als ein spezielles Regressionsverfahren. Allen statistischen Modellierungsverfahren ist hierbei gemeinsam, dass sie lediglich Zusammenhänge, jedoch keine Kausalität beschreiben.

5.1.1. Korrelationsanalyse

Als Korrelation wird die wechselseitige Beziehung zwischen zwei Größen bezeichnet. Der Korrelationskoeffizient ist ein Maß für diese Beziehung. Am gebräuchlichsten ist der Korrelationskoeffizient nach Bravais-Pearson. Dieser beschreibt die lineare Abhängigkeit zweier Größen und ist definiert als:

$$r_{x,y} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x}) \cdot (y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (5.1)$$

Hierbei beschreiben \bar{x} und \bar{y} die jeweiligen Erwartungswerte der Größen x und y . Der Korrelationskoeffizient kann Werte in dem Intervall $I = [-1; 1]$ annehmen, wobei $|r| = 1$ ein vollständiger und $r = 0$ kein linearer Zusammenhang bedeuten. In der Praxis wird die lineare Korrelation für einen Korrelationskoeffizienten von $|r| > 0,3$ als mittlerer und ab $|r| > 0,8$ als starker linearer Zusammenhang bezeichnet (vgl. Eckey et al. 2008, S. 180). Das Vorzeichen gibt dabei Auskunft, ob es sich um eine negative oder positive Korrelation handelt. Die größte Schwäche dieser Maßzahl ist, dass sie nur lineare Zusammenhänge beschreibt.

5.1.2. Regressionsanalyse

Regressionsanalysen werden genutzt, um den Zusammenhang zwischen zwei oder mehreren Größen abzubilden. Dabei wird eine Größe y als Funktion verschiedener Eingangsgrößen x_1, x_2, \dots, x_n beschrieben:

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_n) + e \quad (5.2)$$

Hierbei beschreibt $f(x_1, x_2, \dots, x_n)$ den deterministischen Anteil, also den durch eine mathematische Funktion beschreibbaren Teil, während e eine stochastische Störgröße (den mathematischen Rest) bezeichnet. Die mathematischen Funktionen können z. B. polynomisch (im einfachsten Fall linear) sein und werden so bestimmt, dass die stochastische Störgröße minimal wird. Als Güte der Regression wird das Bestimmtheitsmaß R^2 betrachtet. Im Fall einer linearen Regression mit nur einer Eingangsvariablen x ist das Bestimmtheitsmaß gleich dem Quadrat des linearen Korrelationskoeffizienten $r_{x,y}$ (vgl. Eckey et al. 2008, S. 208).

5.1.3. Zeitreihenbetrachtung

Die statistische Analyse von zeitlich geordneten Messdaten wird als Zeitreihenbetrachtung bezeichnet. Sie ist eine Sonderform der Regressionsanalyse, bei der die Zeit bzw. die zeitliche Reihenfolge als Eingangsgröße berücksichtigt wird. Grundsätzlich wird zwischen Zeitreihenanalyse (innere Methode) und Ökonometrie (äußere Methode) unterschieden. Innere Modelle erklären die Zeitreihe als reine Funktion der Zeit. Äußere Modelle hingegen beziehen die Auswirkung von externen Faktoren in die Beschreibung mit ein (vgl. Eckey et al. 2008, S. 236). Weiterhin können Komponentenmodelle und Autoregressionsmodelle unterschieden werden.

Das deterministische Komponentenmodell zählt zu den klassischen Verfahren und beschreibt eine Zeitreihe als Funktion der folgenden unterschiedlichen Terme (vgl. Eckey et al. 2008, S. 237 f.):

- der Trendkomponente
- der Konjunktur- oder Zykluskomponente
- der Saisonkomponente
- der Restkomponente

Die Trendkomponente beschreibt die langfristige Entwicklung. Je nach Zeitreihe und Untersuchungszeitraum können lineare, polynomische oder exponentielle Trends genutzt werden. Die Konjunkturkomponente modelliert eine i. d. R. mehrjährige zyklische Entwicklung der Zeitreihe. Die Saisonkomponente bildet wiederum regelmäßige, zyklische Schwankungen

innerhalb eines Jahres ab, die nicht durch die vorherigen Komponenten beschrieben werden kann. Die Saisonkomponente kann daher als trigonometrische Funktion beschrieben und mittels Fourier-Transformation ermittelt werden. Die Restkomponente ist der nicht zuordnungsfähige Rest, der nach Abzug der ersten drei Komponenten von der ursprünglichen Zeitreihe übrig bleibt. Die ersten drei Komponenten können somit deterministisch beschrieben werden, während die Restkomponente eine stochastische Störgröße darstellt. Die Verknüpfung der Komponenten kann additiv, multiplikativ oder additiv-multiplikativ-gemischt realisiert werden (vgl. Schellong 2016, S. 331).

Die stochastischen Autoregressionsmodelle erklären die Zeitreihe ohne Analyse der einzelnen Komponenten als Folge wahrscheinlicher Werte. Der Wert zum Zeitpunkt t wird dann als stochastische Funktion der Vergangenheitswerte beschrieben. Zu den stochastischen Verfahren zählen autoregressive (AR) und moving-average (MA) Modelle sowie Mischformen beider Ansätze (ARMA-Modelle) (vgl. Schellong 2016, S. 331).

5.2. Methodik der Erstellung synthetischer Lastgänge

In diesem Abschnitt wird die allgemeine Methodik der Lastgangerstellung beschrieben, deren Anwendung für einzelne Lastgänge im darauf folgenden Abschnitt 5.3 dargelegt wird. Zusätzlich zu den Lastgängen des Energie- und Wasserbedarfs wird nach der gleichen Methodik auch eine Berechnungsvorschrift zur Erstellung synthetischer Belegzahlen vorgestellt, da diese einen wesentlichen Einfluss auf einzelne Bedarfe haben.

Die im Folgenden vorgestellten Berechnungsvorschriften für synthetische Lastgänge bestehen aus einem deterministischen und einem stochastischen Teil. Synthetische Lastgänge mit stochastischen Termen haben den Vorteil, dass sie eine Vielzahl realistischer Verläufe erzeugen können. Im Gegensatz zur Untersuchung anhand eines zeitlich begrenzten Referenzjahres können die synthetischen Lastgänge genutzt werden, um einerseits das (Energie-) System bestmöglich auszulegen (vgl. Dufó-López et al. 2016, S. 322; Sharafi et al. 2015, S. 1671) und um andererseits das Verhalten und die Sensitivität eines (Energie-) Systems für eine Breite möglicher Kombinationen von Eingangsdaten zu prüfen (vgl. Meschede et al. 2017, S. 88; Dunkelberg et al. 2017). Besonders lokale Energiesysteme wie beispielsweise solche von Inseln oder Hotelbetrieben weisen starke stochastische Schwankungen bezüglich ihres Nutzenergiebedarfs auf, die bei der Optimierung (Auslegung und Fahrweise) des Energiesystems berücksichtigt werden müssen (vgl. Hable 2004, S. 16). Dies setzt voraus,

dass zum einen stochastische Einflüsse berücksichtigt werden müssen und zum anderen die entwickelten Zeitreihen bzw. Lastgänge die Realität entsprechend gut im Sinne wahrscheinlicher Verteilungen wiedergeben.

Die in dieser Arbeit angewendete Methodik der Lastgangerstellung folgt den in Abbildung 5.1 dargestellten Schritten.

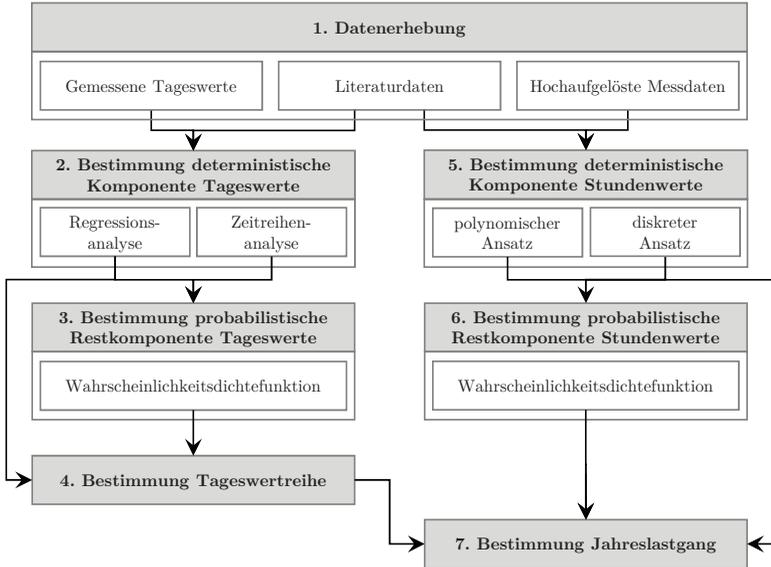


Abbildung 5.1.: Ablaufplan zur Bestimmung der Algorithmen zur Berechnung des Energie- und Wasserbedarfs eines Hotels

Im ersten Schritt werden Daten erhoben. Diese Daten sind i. d. R. gemessene Energieflüsse und -mengen, in Einzelfällen werden Literaturdaten hinzugezogen. Die Analyse aller wesentlichen Einflussparameter sowie saisonaler Effekte setzt eine Aufzeichnung der Messdaten über einen langen Zeitraum voraus (i. d. R. mehrere Jahre). Zusätzlich müssen die Messdaten zumindest für einen definierten Zeitraum ebenfalls mindestens in derselben hohen zeitlichen Auflösung der zu erstellenden Lastgänge vorliegen. Eine Möglichkeit, diesen hohen Messaufwand zu bewerkstelligen, bieten Energiemonitoringsysteme. Eine andere Möglichkeit ist die Verwendung von Tageswerten zuzüglich punktueller Messungen in ho-

her Auflösung. Da am Referenzobjekt kein Energiemonitoringsystem installiert ist, wird auf die zweite Möglichkeit zurückgegriffen.

Die Tageswerte bilden sowohl saisonale und monatliche Schwankungen während eines Jahres als auch kurzperiodische Schwankungen innerhalb einer Woche (Werktage und Wochenende) sehr gut ab.⁶ Für die Lastgangerstellung des Hotels werden daher diese Werte genutzt. Für die Erstellung detaillierter Tagesprofile werden ergänzend punktuelle Messungen durchgeführt. Diese betrachten einen kurzen Zeitraum mit einer mindestens stündlichen Auflösung⁷.

Der zweite Schritt beinhaltet die Untersuchung der Tageswerte hinsichtlich möglicher Einflüsse externer Faktoren oder der Zeitkomponente zur Bestimmung einer deterministischen Komponente. Für externe Einflussgrößen, die ohne Berücksichtigung der zeitlichen Entwicklung für jeden Tag messbar sind (z. B. die Tagesmitteltemperatur⁸), wird eine Regressionsanalyse mittels polynomischem Ansatz gewählt. Die Anwendung der Korrelationsanalyse erlaubt es hierbei, lineare Zusammenhänge zu identifizieren. Für zeitabhängige Einflussgrößen, die nicht direkt bestimmbar sind (beispielsweise die Trend- und Saisonkomponenten der Gästezahl), wird eine Zeitreihenanalyse durchgeführt. Trendkomponenten werden durch einen linearen, Saisonkomponenten durch einen trigonometrischen Ansatz beschrieben. Im Rahmen dieser Arbeit werden vereinfachend nur additive Verknüpfungen zwischen einzelnen deterministischen Komponenten analysiert.

Im dritten Schritt wird die probabilistische Komponente der Tageswerte bestimmt. Dazu wird zunächst die deterministische Komponente von den Messwerten abgezogen. Die übrige Restkomponente wird durch eine speziell auf die beobachtete Verteilung angepasste Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion beschrieben. Die Addition der deterministischen und probabilistischen Komponente zur Bestimmung einer Tageswertreihe erfolgt in Schritt vier.

Im fünften Schritt werden die hoch aufgelösten Messdaten auf deterministische Komponenten untersucht. Für Korrelationen mit physikalischen Größen oder der Tageszeit wird

⁶Besonders für Hotelbetriebe ist dieser letzte Punkt aufgrund von Wochenendreisen in der Nebensaison sehr interessant.

⁷Für die zeit-diskrete bzw. quasi-stationäre Simulation von Energiesystemen hat sich die Jahressimulation mit einer zeitlichen Auflösung von mindestens einer Stunde etabliert, auch wenn in dieser Auflösung nicht alle dynamischen Vorgänge auf der Nachfrageseite gut abgebildet werden können (vgl. Kapitel 6).

⁸Die Tagesmitteltemperatur folgt zwar einem saisonalen Verlauf. Die gemessenen Tageswerte beinhalten jedoch bereits implizit deren zeitliche Abhängigkeit. Eine explizite saisonale Komponente muss somit nicht extra untersucht werden.

bei kontinuierlichen Verläufen abermals ein polynomischer Ansatz gewählt. Sofern keine externen Effekte vorliegen wird nur die Zeitkomponente berücksichtigt, die durch einen zeit-diskreten Ansatz dargestellt wird. Dieser gibt für jede Stunde einen definierten Wert vor. Schritt sechs beinhaltet die stochastische Analyse der hochaufgelösten Daten. Die stochastische Restkomponente, die nach Subtraktion der deterministischen Komponente von den Messwerten bleibt, wird mittels Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen abgebildet.

Im abschließenden siebten Schritt wird das Stundenprofil mit den Tageswerten skaliert und zu einem Jahreslastgang in stündlicher Auflösung zusammengeführt.

5.3. Erstellung synthetischer Lastgänge

Anhand der zuvor vorgestellten Methode werden für die Zimmerbelegung als wesentlichem Einflussfaktor und für die Energiebedarfe Berechnungsvorschriften dargelegt. Die Berechnungsvorschriften basieren auf der Regressionsanalyse von Messdaten eines existierenden Hotels auf der kanarischen Insel La Gomera und gelten für Hotels in ähnlichen klimatischen Zonen. Eine Übersicht über die verwendeten Messdaten wird im Anhang A.1 gegeben. Die Berechnungsvorschriften werden in auf den Mittelwert normierter Form dargestellt. Somit ist eine Anpassung auf weitere ähnliche Destinationen mittels weniger Einflussgrößen möglich und aufwändige Messungen können vermieden werden.

5.3.1. Zimmerbelegung

Die Zimmerbelegung ist eine wesentliche Größe, da sie Einfluss auf den Energie- und Wasserbedarf hat. Die Zimmerbelegung ist dabei saisonalen und stochastischen Einflüssen unterworfen. Des Weiteren ist die Zimmerbelegung sehr stark von der betrachteten Destination abhängig. Abbildung 5.2 zeigt die Zimmerbelegung unterschiedlicher Destinationen.

Es ist deutlich zu erkennen, dass die Destinationen unterschiedliche Hoch- und Tiefzeiten sowie unterschiedliche saisonale Schwankungen aufweisen. Ein allgemein und global gültiger Algorithmus kann daher nicht entwickelt werden. Eine genauere Untersuchung der Belegungsrate eines untersuchten kanarischen Hotels ist im Anhang A.2 beschrieben.

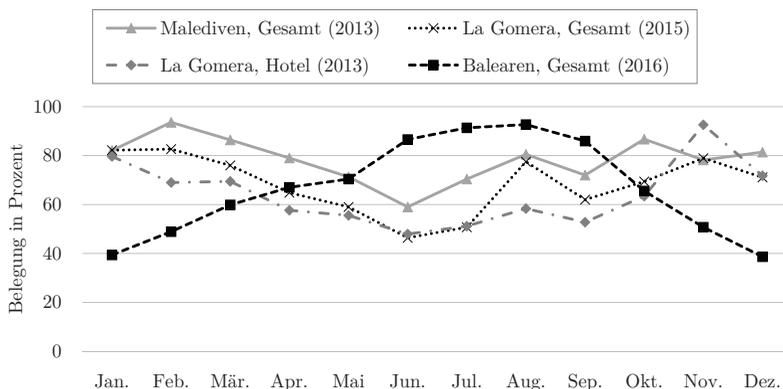


Abbildung 5.2.: Durchschnittliche monatliche Belegung verschiedener Destinationen (basierend auf (Republic of Maldives 2014, S. 5; C.I.A. La Gomera 2016a, S. 428; IBESTAT 2017))

5.3.2. Elektrischer Energiebedarf

Der Großteil des Endenergiebedarfs eines Hotels ist elektrische Energie (vgl. CEHAT 2007, S. 8 f.). Die elektrische Energie wird für unterschiedliche Prozesse und Applikationen verwendet. Zusätzlich zum elektrischen Energiebedarf der KKM zur Deckung des Kühlenergiebedarfs sind die elektrischen Hauptverbraucher Beleuchtung, Umwälzpumpen zur Trinkwasserbereitstellung sowie zur Kälte- und Wärmeversorgung, lokale Kühlaggregate (z. B. in den Minibars der Gästezimmer) und die IKT. Bis auf die elektrische Energie zum Betrieb der zentralen KKM wird der elektrische Energiebedarf im Folgenden nicht näher auf Einzelverbraucher aufgeteilt. Zusätzlich ist in den weiteren Ausführungen die elektrische Energienachfrage der KKM unberücksichtigt, da die thermische Energie für die Zimmerklimatisierung separat im Abschnitt 5.3.5 betrachtet wird.

Der Tagesstrombedarf ist im Jahresverlauf sehr konstant. In Abbildung 5.3 ist der normierte Tagesstrombedarf der normierten Tagesbelegung gegenübergestellt.

Aus der Abbildung 5.3 wird ersichtlich, dass kein ausgeprägter mathematischer Zusammenhang zwischen beiden Größen besteht. Dies erscheint plausibel, da die meisten elektrischen Hauptverbraucher (z. B. Beleuchtung, Küchengeräte oder Kühlräume) nicht von der Gästeanzahl abhängig sind. Darüber hinaus besteht keine Korrelation zwischen dem

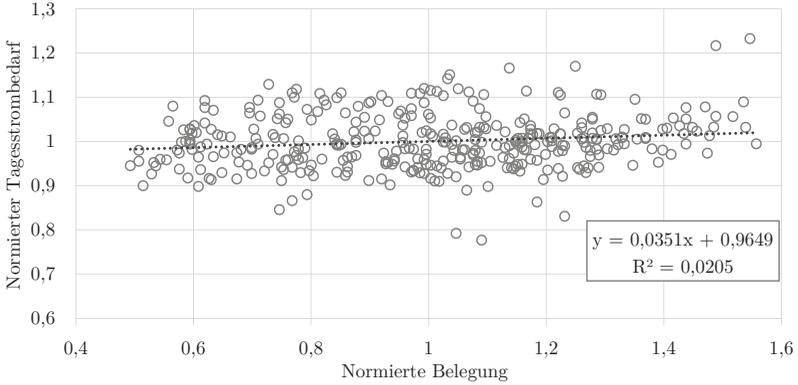


Abbildung 5.3.: Tagesstrombedarf (auf Mittelwert normiert) über Belegung (auf Mittelwert normiert)

Tagesstrombedarf und dem Tag des Jahres, weshalb keine zeitliche Komponente für die Lastgangerstellung verwendet wird.

Die in Abbildung 5.3 gezeigte lineare Regressionsgerade wird verwendet, um eine schwach ausgeprägte deterministische Komponente $E_{el,d}^{det}$ zu beschreiben:

$$E_{el,d}^{det} = (0,0351 \cdot \frac{n_{OCC,d}}{OCC} + 0,9649) \cdot \bar{E}_{el} \quad (5.3)$$

Die stark ausgeprägte probabilistische Komponente $E_{el,d}^{sto}$ wird durch eine normal verteilte Funktion mit dem Mittelwert $m = 0$ und der Varianz $s^2 = 0,0038$ abgebildet. Für den Tagesstrombedarf $E_{el,d}$ ergibt sich somit folgender mathematischer Zusammenhang:

$$E_{el,d}^{sto} = \mathcal{N}(0; 0,0038) \cdot \bar{E}_{el} \quad (5.4)$$

Der gesamte Tagesstrombedarf $\bar{E}_{el,d}$ ergibt sich aus additiver Verknüpfung der deterministischen und probabilistischen Komponente:

$$E_{el,d} = E_{el,d}^{det} + E_{el,d}^{sto} = [0,0351 \cdot \frac{n_{OCC,d}}{OCC} + 0,9649 + \mathcal{N}(0; 0,0038)] \cdot \bar{E}_{el} \quad (5.5)$$

Ausgehend von stündlichen Messdaten wird der Tagesverlauf des Strombedarfs gebildet. Zur Transformation der Tageswerte in einen stündlichen Stromlastgang wird der Tagesstrombedarf $E_{el,d}$ mit einem Faktor $f_{el,HOD}$ multipliziert. Dieser Faktor repräsentiert die

Anteile des stündlichen Strombedarfs am Tagesstrombedarf zu jeder Stunde des Tages. Das normierte, durchschnittliche Profil und der Wertebereich für den untersuchten Hotelbetrieb sind im Anhang A.3 dargestellt.

5.3.3. Trinkwarmwasserbedarf

Der Bedarf an TWW ist direkt mit der Zimmerbelegung verbunden. Der größte Anteil entfällt dabei auf TWW für das Duschen. Sowohl die Menge an TWW als auch der Zeitpunkt des Bedarfs sind hierbei sehr stark von dem individuellen Verhalten der Gäste abhängig. Für die mathematische Beschreibung des Zapfprofils und somit auch des Energiebedarfs wird somit im Folgenden eine stark ausgeprägte stochastische Komponente verwendet.

Eine gute Näherung für den TWW-Bedarf der Unterkünfte bietet die VDI Richtlinie 6002-2 für Wohnheime. Der tägliche TWW-Bedarf wird hier mit 35 bis 50 Liter pro Person pro Tag angegeben. Für die Bestimmung des TWW Profils wird der tägliche TWW-Bedarf pro Person $V_{TWW,Person,d}$ als gleichverteilte Funktion in diesem Intervall angenommen. Der Faktor f_{Person} gibt an, wie viele Personen ein Zimmer belegen. Unter Berücksichtigung dieses hotelspezifischen Faktors und der Anzahl der belegten Zimmer des Tages ($n_{OCC,d}$) berechnet sich der gesamte Tagesbedarf des Hotels $V_{TWW,Hotel,d}$ zu:

$$V_{TWW,Hotel,d} = \sum_{i=1}^{n_{OCC,d}} V_{TWW,Person,d}(i) \cdot f_{Person}(i) \quad (5.6)$$

Im folgenden Schritt wird der Tagesbedarf in ein stündliches Zapfprofil überführt. Dazu wird ein normiertes Zapfprofil aus 10-Minuten Messwerten erstellt. Das Profil deutet darauf hin, dass nur die Stunde des Tages den Verlauf beeinflusst. Eine Korrelation zu anderen externen Größen kann nicht festgestellt werden. Folglich wird ein zeit-diskreter Ansatz für die Bestimmung gewählt. Für jede Stunde des Tages wird der Tagesbedarf mit einem normalverteilten Faktor $f_{TWW,HOD}$ multipliziert. Der Erwartungswert sowie die Varianz der Normalverteilung sind dabei von der Stunde des Tages abhängig. Das Zapfprofil für einen Beispieltbetrieb kann dem Anhang A.5 entnommen werden.

Abhängig von der Temperaturdifferenz zwischen TWW und Frischwasser ΔT , der Dichte von Wasser ρ_{Wasser} und der spezifischen Wärmekapazität von Wasser $c_{p,Wasser}$ berechnet sich der thermische Energiebedarf für die TWW-Bereitstellung zu:

$$Q_{TWW} = V_{TWW} \cdot \rho_{Wasser} \cdot c_{p,Wasser} \cdot \Delta T \quad (5.7)$$

5.3.4. Dampfbedarf

Dampfbedarf fällt in der hoteleigenen Wäscherei in Wasch-, Trocknungs- und Mangelprozessen an. Ein möglicher Einflussparameter auf den Dampfbedarf ist die Wäschemenge, die wiederum von der Anzahl an Gästen beeinflusst wird. Es wird nicht an jedem Tag gewaschen, sondern nur an Tagen, die im Folgenden als „Waschtag“ bezeichnet werden.

Eine lineare Korrelationsanalyse zwischen der Anzahl an Waschtagen pro Woche und der durchschnittlichen Zimmerbelegung der Woche führt zu einem Bestimmtheitsmaß von $R^2 = 0,2089$. Dies verdeutlicht, dass ein lineares Modell nur sehr bedingt geeignet ist, die Anzahl der wöchentlichen Waschtage n_{WD} anhand der durchschnittlichen Belegzahlen der Woche $\bar{n}_{OCC,w}$ zu bestimmen. Eine weitere Analyse möglicher deterministischer Einflussparameter wird nicht durchgeführt. Stattdessen wird die Anzahl der Waschtage durch einen probabilistischen Ansatz unter Berücksichtigung der normalverteilten Streuung \mathcal{N} mit dem Mittelwert $m = 3,5524$ und der Varianz $s^2 = 1,0371$ bestimmt:

$$n_{WD} = 2,24 \cdot \frac{\bar{n}_{OCC,w}}{OCC} + \mathcal{N}(3,5524; 1,0371) \quad (5.8)$$

Anhand der Anzahl an wöchentlichen Waschtagen wird anschließend bestimmt, an welchen Wochentagen gewaschen wird. Dampf wird nur an diesen Tagen benötigt. Der tägliche Dampfbedarf an Waschtagen zeigt keine starke Variation und deterministische Einflussparameter können nicht identifiziert werden⁹. Daher wird der tägliche Dampfbedarf an Waschtagen $Q_{Dampf,WD}$ durch eine normal verteilte Funktion mit dem Mittelwert $m = 7,069$ und der Varianz $s^2 = 2,624$ beschrieben:

$$Q_{Dampf,WD} = \mathcal{N}(7,069; 2,624) \cdot \bar{n}_{OCC,w} \quad (5.9)$$

Als letzter Schritt wird ein Tagesprofil des Dampfbedarfs entwickelt. Dazu wird der Tagesdampfbedarf auf die Betriebsstunden der Wäscherei verteilt.

5.3.5. Kältebedarf für Klimatisierung

Im Hotel wird Kälte sowohl für die Klimatisierung der Gästezimmer und Gemeinschaftsräume als auch für den Betrieb von Kühl- und Gefrierräumen benötigt. Aufgrund unterschiedlicher Anforderungen an die Kühltemperatur werden die Kältenetze physikalisch

⁹Der Parameter Wäschemenge bestimmt bereits die Anzahl der Waschtage. Es ist somit davon auszugehen, dass an einem Waschtag immer ausreichend Wäsche vorhanden ist und die Wäscherei voll ausgelastet ist.

getrennt. Der im Folgenden beschriebene Algorithmus dient zur Berechnung des Kältebedarfs zu Klimatisierungszwecken, welcher den höchsten Anteil am gesamten Kältebedarf hat. Der Strombedarf der Kältemaschinen von Kühl- und Gefrierräumen ist im elektrischen Energiebedarf enthalten und wird aufgrund seines geringen Anteils nicht gesondert betrachtet.

Die möglichen Einflussgrößen auf den Kältebedarf sind zum einen die Anzahl der Gäste, da mit zunehmender Gästezahl mehr Zimmer klimatisiert werden müssen, und zum anderen die Außenlufttemperatur, da mit steigender Temperatur der Klimatisierungsbedarf steigt. Eine Analyse der Zeitkomponente für die Bestimmung eines saisonalen Verlaufs ist nicht zweckmäßig, da die Saisonkomponente schon sowohl im Verlauf der Belegung als auch im Verlauf der Außenlufttemperatur berücksichtigt ist.

Für die Bestimmung eines deterministischen Anteils des stündlichen Kältebedarfs können sowohl die Temperatur als auch die Anwesenheit von Gästen im Zimmer näher betrachtet werden. Da für letzteres jedoch keine Messdaten vorhanden sind, wird der stündliche Verlauf des Bedarfs durch eine Abhängigkeit von der Tageszeit ermöglicht, beispielsweise durch einen geringeren Bedarf in Nachtstunden und deutlichen Lastspitzen während des Nachmittags und frühen Abends.

Die Analysen zeigen, dass für das betrachtete Objekt die stärkste Korrelation zwischen täglichem Kältebedarf und der Tagesmitteltemperatur besteht. Abbildung 5.4 verdeutlicht den Zusammenhang.

Das Bestimmtheitsmaß beträgt 53,6% und unterstreicht somit, dass ein Zusammenhang besteht, dieser aber nicht alleine anhand eines linearen Modells abgebildet werden kann. Die Streuung in Abbildung 5.4 lässt dennoch nicht auf andere mathematische Zusammenhänge zwischen der Tagesmitteltemperatur $\vartheta_{amb,med}$ und dem Tageskühlbedarf schließen. Abbildung 5.5 verdeutlicht, dass durch die Messwerte zudem kein deterministischer Zusammenhang der Restkomponente und der Gästeanzahl bestimmt werden kann.

Die deterministische Komponente des auf den Mittelwert normierten Tageskühlenergiebedarfs $Q_{cool,tot,d}^{det}$ kann somit als lineare Funktion von der Tagesmitteltemperatur $\vartheta_{amb,med}$ mit folgender Gleichung beschrieben werden:

$$Q_{cool,tot,d}^{det} = 0,0547 \cdot \vartheta_{amb,med} - 0,1603 \quad (5.10)$$

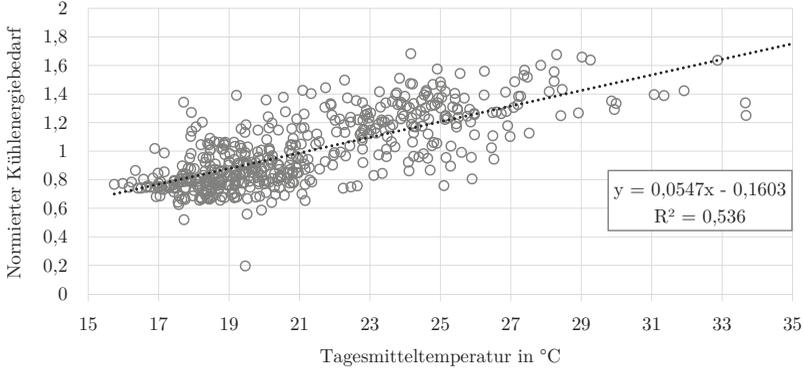


Abbildung 5.4.: Tageskühlenergiebedarf (auf Mittelwert normiert) über Tagesmitteltemperatur

Zur Bestimmung der stochastischen Komponente des täglichen Kühlenergiebedarfs $Q_{cool,tot,d}^{sto}$ wird die in Abbildung 5.5 dargestellte normierte Restkomponente durch eine Normalverteilung mit dem Mittelwert $m = 0$ und der Varianz $s^2 = 0,029$ beschrieben:

$$Q_{cool,tot,d}^{sto} = \mathcal{N}(0; 0,029) \quad (5.11)$$

Die Addition der deterministischen und stochastischen Komponente und die Multiplikation mit dem mittleren Tageskühlbedarf \bar{Q}_{cool} ergibt den vorläufigen Tageskühlenergiebedarf des Hotels $Q'_{cool,tot,d}$:

$$Q'_{cool,tot,d} = (Q_{cool,tot,d}^{det} + Q_{cool,tot,d}^{sto}) \cdot \bar{Q}_{cool} \quad (5.12)$$

Für das Modell wird angenommen, dass entgegen der in Abbildung 5.5 dargestellten Streuung dennoch eine Abhängigkeit zwischen der Anzahl belegter Zimmer und hohen Außentemperaturen besteht.¹⁰ Zu diesem Zweck wird der vorläufige Tageskühlenergiebedarf entsprechend dem Verhältnis des klimatisierten Luftvolumens der Gästezimmer $V_{cool,room}$ zum klimatisierten Gesamtluftvolumen des Hotels $V_{cool,tot}$ aufgeteilt. Der Anteil der Gästezimmer wird mit dem Verhältnis der Anzahl belegter Zimmer des Tages $n_{OCC,d}$ zum jährlichen

¹⁰Das untersuchte Hotel besitzt zwei Kältenetze zur Klimatisierung unterschiedlicher Gebäudeteile. Eine genaue Zuordnung der Belegungen zu den einzelnen Kältenetzen ist nicht zuletzt aufgrund der von allen genutzten Gemeinschaftsräume nicht möglich.

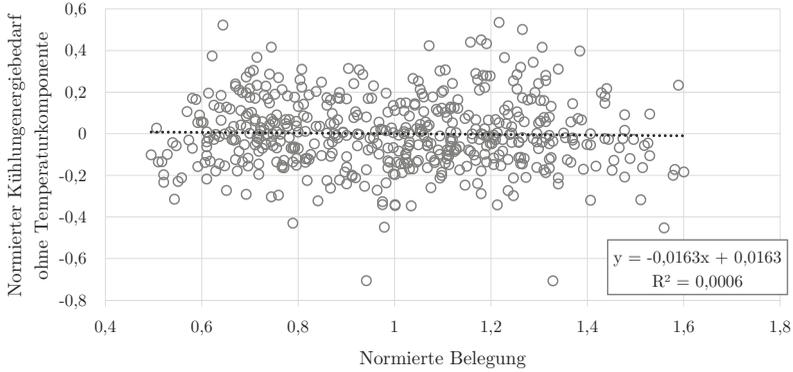


Abbildung 5.5.: Tageskühlenergiebedarf (temperaturbereinigt, auf Mittelwert normiert) über Belegung (auf Mittelwert normiert)

Durchschnitt belegter Zimmer \overline{OCC} multipliziert:

$$Q_{cool,tot,d} = Q'_{cool,tot,d} \cdot \left(1 - \frac{V_{cool,room}}{V_{cool,tot}}\right) + Q'_{cool,tot,d} \cdot \frac{V_{cool,room}}{V_{cool,tot}} \cdot \frac{n_{OCC,d}}{\overline{OCC}} \quad (5.13)$$

Die Messungen lassen nicht auf ein Tagesprofil des Kühlenergiebedarfs schließen. Aus den Arbeiten von Atikol (2004) und Chung et al. (2015) lässt sich ableiten, dass keine ausgeprägte Abhängigkeit des Kühlenergiebedarfs von der Tageszeit besteht, der Bedarf am Vormittag aber etwas niedriger als am Nachmittag ist (vgl. Atikol 2004, S. 263; Chung et al. 2015, S. 392).

Der Algorithmus enthält zu diesem Zweck eine zeit-diskrete Funktion, die den Tageskühlenergiebedarf $Q_{cool,tot,d}$ für jede Stunde des Tages mit einem Faktor $f_{cool,HOD}$ multipliziert:

$$Q_{cool,tot,std} = Q_{cool,tot,d} \cdot f_{cool,HOD} \quad (5.14)$$

Der Faktor $f_{cool,HOD}$ setzt sich dabei aus einem deterministischen Anteil $f_{cool,HOD}^{det}$ gemäß des in Chung et al. (2015) gezeigten normierten Kühlenergieprofils und einem probabilistischen Anteil $f_{cool,HOD}^{sto}$ zusammen. Der probabilistische Anteil entspricht einer abgeschnittenen Normalverteilung mit dem Mittelwert $m = 0$ und der Varianz $s^2 = 4 \times 10^{-6}$, die auf das Intervall $-0,002$ bis $0,002$ begrenzt ist.

Modellbildung der Fahrplansimulation

Nachdem im Kapitel 3 die Grundlagen der technischen Komponenten eines Energiesystems und in Kapitel 5 Berechnungsvorschriften für synthetische Lastgänge aufgezeigt wurden, wird in diesem Kapitel ein Simulationsmodell zur quantitativen Bestimmung des Lastmanagementpotenzials eines Energiesystems erläutert. Dazu gliedert sich dieses Kapitel in drei Abschnitte. Zunächst wird die Wahl der Simulationsumgebung begründet und hinsichtlich ihrer Eignung diskutiert. Anschließend wird der allgemeine Aufbau der Simulationsumgebung beschrieben, bevor im zweiten Abschnitt die Modellierung und Implementierung der einzelnen technischen Komponenten ausführlich erläutert werden. Das Kapitel schließt mit einer qualitativen und quantitativen Überprüfung der Eignung einzelner Modelle.

6.1. Beschreibung des Verfahrens zur Fahrplansimulation

Dieser Abschnitt dient der Begründung und Beschreibung des gewählten Simulationsverfahrens. Dazu wird die Wahl des verwendeten Verfahrens erläutert. Im Anschluss werden die allgemeine mathematische Formulierung sowie die grundlegenden Lösungsansätze skizziert. Des Weiteren werden rollierende Verfahren und ihre Vorteile bei der Fahrplansimulation diskutiert.

6.1.1. Auswahl eines Verfahrens zur Fahrplansimulation

Das Ziel der Fahrplansimulation ist es, das gesamte Energiesystem so zu regeln, dass der Einsatz fossiler Brennstoffe minimiert wird. Daraus ergibt sich ein Optimierungsproblem, das mittels Optimierungsverfahren gelöst werden muss. Allgemein können diese in deterministische und heuristische Verfahren eingeteilt werden. Ein Überblick über gängige Optimierungsverfahren findet sich in Hable (2004, S. 18 ff.), wobei manche Verfahren nur für spezifische Anwendungsfälle geeignet sind. Im Folgenden werden die Anforderungen an das Verfahren beschrieben, um letztendlich eine geeignete Auswahl treffen zu können.

Deterministische Modelle zur Beschreibung von Energiesystemen berücksichtigen sowohl Anlagenzustände (an/aus) als auch obere und untere Grenzen einzelner Anlagen. Eine Beschreibung mittels stetig differenzierbarer Funktionen sind i. d. R. nicht möglich, weswegen analytische Verfahren für die Optimierung von Fahrplänen nicht zielführend sind.

Das Verfahren soll allgemein anwendbar sein, da unterschiedliche Teilsysteme (Strom, Wärme, Kälte und Wasser) abgebildet werden. Darüber hinaus soll die Skalierung durch einfache Änderung wesentlicher Anlagenparameter möglich sein, um so beispielsweise unterschiedliche Hotelbetriebe abbilden zu können. Individuelle, auf einzelne Anlagenkonfigurationen angepasste, rein regelbasierte Verfahren erfüllen diese Anforderung nicht. Es ist durchaus möglich, mit allgemein formulierten Regeln bereits gute Ergebnisse zu erzielen, diese entsprechen aber nicht dem globalen Optimum.

Verfahren des maschinellen Lernens können für die Regelung von Systemen herangezogen werden, erfüllen aber nicht generell die Anforderung an allgemeine Anwendbarkeit und Übertragbarkeit. Zusätzlich handelt es sich bei dem zu simulierenden System um kein real existierendes System. Somit sind keine Messdaten des Systemverhaltens vorhanden, mit denen datengetriebene Modelle in Hinblick auf die optimierte Regelung eines Systems trainiert werden können.

Als weitere Anforderung an das Verfahren ist die Berücksichtigung von Anlagencharakteristiken und insbesondere der Abhängigkeit des Wirkungsgrads vom jeweiligen Betriebspunkt anzuführen. Für die Simulation von thermischen Systemen ist zusätzlich auch die Temperaturabhängigkeit einzelner Komponenten zu beachten.

Sowohl in der wissenschaftlichen Literatur als auch in der Praxis wird die gemischt ganzzahlige lineare Programmierung (engl. Mixed Integer Linear Program (MILP)) zur Kraftwerksplanung genutzt (vgl. Steck 2012, S. 24). Hable kommt nach Vergleich der gängigen

Optimierungsverfahren zu dem Schluss, dass sowohl MILP als auch evolutionäre Algorithmen für die Erstellung von optimierten Kraftwerksfahrplänen geeignet sind (vgl. Hable 2004, S. 22). Allerdings werden keine Komponenten mit temperaturabhängigen Wirkungsgraden betrachtet. In der Arbeit von Steck (2012) werden MILP und speziell entwickelte Heuristiken kombiniert, um dezentrale Energiesysteme (Strom- und Wärmesystem) optimiert zu regeln. Eine allgemeine Übertragbarkeit der Heuristiken auf die in dieser Arbeit untersuchten Fälle ist ohne Weiteres nicht möglich.

In dem Demonstrationsprojekt Modellregion Harz (RegModHarz) wird ein virtuelles Kraftwerk aus verschiedenen Stromerzeugungs- und Speichereinheiten gesteuert. Die Erstellung der Fahrpläne zur koordinierten Steuerung der einzelnen Anlagen basiert auf MILP (vgl. IWES 2012, S. 97). Khripko (2017) nutzt ein kombinatorisches Entscheidungsbaumverfahren in Verbindung mit einer physikalischen Simulation der Anlagen zur Ermittlung von Lastmanagementpotenzial in Kunststoff verarbeitenden Betrieben. Durch die physikalische Simulation werden die Anlagenwirkungsgrade sowohl in Abhängigkeit vom jeweiligen Betriebspunkt als auch von Temperaturen betrachtet (vgl. Khripko 2017, S. 77 ff.).

Im Rahmen dieser Arbeit wird für die mathematische Formulierung des Fahrplanprogramms MILP verwendet. Für die optimierte Lösung des linearen Ungleichungssystems wird das Programmsystem Gurobi gewählt, als Simulationsumgebung wird MATLAB mit der Gurobi-MATLAB-Schnittstelle und der Toolbox Simulink verwendet.¹¹ Durch die Verwendung von MILP wird das Energiesystem zum einen linearisiert, zum anderen werden die Zustandsänderungen einzelner Komponenten nicht kontinuierlich in dynamischer Form, sondern zeit-diskret in quasi-stationärer Form abgebildet. Besonderer Überprüfung bedarf hierbei vor allem die Überführung der thermischen Komponenten.

6.1.2. Mathematische Formulierung des Modells

Zur Lösung von Optimierungsproblemen ist zunächst das Problem mathematisch in einer Zielfunktion zu formulieren. Im Rahmen dieser Arbeit wird eine eindimensionale Formulierung der Zielfunktion verwendet, d. h. die Funktion bildet den durch die Variablen aufgespannten Raum in einer skalaren Größe ab. Diese skalare Größe wird auch als Kosten oder Fitness, die Funktion als Kosten- oder Fitnessfunktion bezeichnet.

¹¹MATLAB R2016b 64bit (9.1.0.441655) | Simulink 8.8 | Gurobi 7.5.1 64bit

Die Gleichung 6.1 zeigt eine allgemeine Formulierung für ein gemischt-ganzzahliges Minimierungsproblem in vektorieller Form.¹² Eine Formulierung als Maximierungsproblem ist analog möglich, wird in dieser Arbeit aber nicht weiter betrachtet.

$$\min_{\mathbf{x} \in S} \mathbf{c}^\top \mathbf{x}, \quad S := \{\mathbf{x} \mid \mathbf{A}\mathbf{x} \leq \mathbf{b}, \mathbf{A}_{eq}\mathbf{x} = \mathbf{b}_{eq}, \mathbf{LB} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{UB}, x_j \in \mathbb{Z}\} \quad (6.1)$$

Die Zielfunktion $\mathbf{c}^\top \mathbf{x}$ beinhaltet den Kostenvektor \mathbf{c} , bestehend aus den spezifischen Kosten der korrespondierenden Variablen, und den Variablenvektor \mathbf{x} . Die Vektoren haben $N \cdot T_{Prog}$ Einträge, wobei N die Variablenanzahl pro Zeitschritt und T_{Prog} die Anzahl der Zeitschritte pro Prognose beschreibt.¹³ Die Variablen können unterschiedliche physikalische Größen beschreiben, beispielsweise Energiemengen bzw. Speicherfüllstände, Energie- und Materialflüsse oder Anlagenzustände. Darüber hinaus können Variablen verwendet werden, um virtuelle Strafkosten abzubilden.

Zusätzlich zur Zielfunktion wird das System durch eine Reihe von Nebenbedingungen beschrieben. Die Ganzzahligkeitsbedingung für einzelne Variablen ($x_j \in \mathbb{Z}$) definiert einen Teil der Variablen als ganzzahlig und den anderen Teil – sofern nicht anders spezifiziert – als zur Menge der reellen Zahlen gehörend. Der Wertebereich der einzelnen Variablen wird durch untere und obere Grenzen beschrieben ($\mathbf{LB} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{UB}$). Darüber hinaus dienen Ungleichungsbedingungen ($\mathbf{A}\mathbf{x} \leq \mathbf{b}$) und Gleichungsbedingungen ($\mathbf{A}_{eq}\mathbf{x} = \mathbf{b}_{eq}$) zur Abbildung von Bilanzkreisen und Anlagencharakteristiken. Eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Variablen, ihres Definitionsbereichs sowie der Ungleichungs- und Gleichungsbedingungen wird in Abschnitt 6.2 gegeben.

6.1.3. Lösungsverfahren des Modells

Das gemischt-ganzzahlige Ungleichungssystem aus Gleichung 6.1 führt zu einem kombinatorischen Problem, das durch einen Entscheidungsbaum visualisiert werden kann. Eine vollständige (explizite) Enumeration solcher Probleme ist jedoch im Hinblick auf die Rechenzeit aufgrund des exponentiellen Anstiegs der Kombinationen nur für sehr kleine Probleme anwendbar. Zielführender ist daher die Verwendung von begrenzten (impliziten) Enumerationsverfahren, wie sie beispielsweise in Gurobi implementiert sind und weiterführend skizziert werden.

¹²Im Folgenden werden Vektoren und Matrizen durch nicht kursive, fette Formelbuchstaben (z. B. \mathbf{x}), Skalare durch kursive Formelbuchstaben (z. B. x) dargestellt.

¹³Die Anzahl der Zeitschritte pro Prognose berechnet sich aus dem Prognosehorizont T_{Prog} dividiert durch die gewählte Zeitschrittweite τ_{step} : $T_{Prog} = \frac{T_{Prog}}{\tau_{step}}$ (für die Prognose siehe auch Abschnitt 6.1.4).

Ein Standardansatz zur Lösung von MILP gliedert sich in die folgenden Schritte (vgl. Kallrath 2013, S. 83 ff.; Gurobi 2016, S. 23 ff.):

- Vorverarbeitung
- LP-Relaxierung
- Schnittebenenverfahren
- Entscheidungsbaumverfahren

Die Vorverarbeitung optimiert das Ungleichungssystem hinsichtlich einer schnelleren Lösungsfindung. Durch die anschließende LP-Relaxierung, bei der die Bedingung nach Ganzzahligkeit zunächst außer Acht gelassen wird, wird die Lösungsmenge des so erhaltenen linearen Programms (LP) mittels analytischer Verfahren bestimmt. Diese Lösungsmenge bildet die Gesamtmenge aller Lösungen, die in den folgenden Prozessschritten durch Schnittebenenverfahren zur Teilmenge für das gemischt ganzzahlige Problem verringert wird. Mittels eines kombinatorischen Entscheidungsbaumverfahrens wird abschließend die optimale Lösung des gemischt-ganzzahligen linearen Programms basierend auf der Branch-and-Bound-Methode ermittelt.

Bei Branch-and-Bound handelt es sich um eine Methode, mit der der optimale Zweig in einem Entscheidungsbaum gesucht wird, ohne alle Kombinationen zu betrachten. Dafür wird der Entscheidungsbaum durch eine obere und eine untere Schranke begrenzt. Die obere Grenze gibt die aktuelle Lösung unter Berücksichtigung der Ganzzahligkeitsbedingungen wieder. Die untere Grenze repräsentiert hingegen die optimale Lösung der LP-Relaxierung unter Berücksichtigung bereits ausgeschlossener Zweige.

Die Zweige werden durch Abbruchkriterien ausgeschlossen. Sollte an einem Knoten (d. h. nach der Wertewahl einer Variablen) die Lösung der Zielfunktion größer als die obere Schranke sein, wird dieser Pfad nicht weiter betrachtet, da auch alle weiterführenden Verzweigungen zu keinem besseren Ergebnis führen. Somit kann die Anzahl der zu untersuchenden Kombinationen reduziert und die Rechenzeit verringert werden. Für die effektive Untersuchung des Entscheidungsbaums können verschiedene, heuristische Strategien eingesetzt werden.

Der Ausschluss von Zweigen kann dazu führen, dass die untere Grenze neu berechnet werden muss und nach oben verschoben wird. Gleichzeitig wird bei der Untersuchung der Zweige die obere Grenze kontinuierlich reduziert. Stimmen untere und obere Grenze überein, ist eine optimale Lösung des gemischt-ganzzahligen Problems gefunden. Durch die Wahl

von Toleranzen oder Zeitlimitierungen kann die Lösungssuche auch vor der Bestimmung eines globalen Optimums abgebrochen werden.

6.1.4. Rollierendes Verfahren

Um das Lastverschiebungspotenzial abzubilden, ist eine Erstellung von Fahrplänen unter Einbezug eines Prognosehorizonts zielführend. Die Erstellung der Fahrpläne wird in dieser Arbeit mittels eines angepassten rollierenden Verfahrens realisiert. Das rollierende Verfahren bzw. die rollierende Planung ist eine Strategie der Produktionsplanung. Eine Verwendung des rollierenden Verfahrens für Energiesysteme findet sich beispielsweise im Demonstrationsprojekt ModRegHarz (vgl. IWES 2012, S. 98).

Durch die Einbeziehung der Prognose kann die Erstellung des Fahrplans einzelne Betriebspunkte gezielt verschieben und somit die Fahrweise einzelner Anlagen über die gesamte Zeit des Prognosehorizonts τ_{Prog} optimieren. Bei der Verwendung von realen Prognosen nimmt jedoch mit zunehmendem Prognosehorizont die Qualität der prognostizierten Daten ab. Im rollierenden Verfahren wird aus diesem Grund nach einer Zeit $\tau_{roll} < \tau_{Prog}$, also bevor der zuvor erstellte Fahrplan komplett abgearbeitet wurde, auf Basis einer aktualisierten Prognose ein neuer Fahrplan erstellt. Dadurch erfolgt eine zeitliche Überschneidung der beiden Fahrpläne.

Im Rahmen dieser Arbeit ist eine simulierte, fehlerbehaftete Prognose des Energieangebots durch fluktuierende RES sowie des Energie- und Wasserbedarfs für die Beantwortung der Zielstellung nicht relevant. Stattdessen werden die für das gesamte Jahr erstellten Zeitreihen sowohl für die Daten des aktuellen Berechnungsschritts als auch für die Prognose herangezogen. Dadurch ergibt sich eine ideale Prognose ohne Abweichung.

Theoretisch kann mittels der oben beschriebenen idealisierten Prognose ein exakter, optimaler Fahrplan für den gesamten Simulationszeitraum ermittelt werden. Die Erhöhung des Betrachtungszeitraums führt jedoch zur Erhöhung der Variablenanzahl. Aufgrund des exponentiellen Wachstums der Rechenzeit in Abhängigkeit der Variablenanzahl werden somit nicht akzeptable Rechenzeiten erreicht. Für die Simulation hat das rollierende Verfahren den Vorteil, dass einerseits ein definierter Prognosehorizont berücksichtigt und somit Lastverschiebungsmaßnahmen simuliert werden können. Andererseits treten aufgrund der zeitlichen Überschneidung des alten und neuen Fahrplans keine harten Brüche auf, sodass

eine kontinuierliche Weiterentwicklung des Fahrplans gegeben ist und der Betrachtungshorizont (und somit auch die Rechenzeit) ohne große Einflüsse auf das Simulationsergebnis deutlich gesenkt werden kann.

6.2. Modellumsetzung

Ausgehend von den Beschreibungen zum allgemeinen Aufbau des verwendeten Simulationsmodells hat dieser Abschnitt die Erläuterung der konkreten Modellumsetzung zum Ziel. Dazu werden zunächst die Zielfunktion und die Bilanzkreise beschrieben. Anschließend wird in Hinblick auf die in Kapitel 3 genannten physikalischen Zusammenhänge die mathematische Formulierung der verwendeten Komponenten als lineares Programm aufgezeigt. Die Entwicklung der Modelle wird durch die Arbeit von Wiegand (2017) unterstützt.

6.2.1. Zielfunktion

Im Rahmen dieser Arbeit soll das primärenergetische Potenzial von Lastmanagementmaßnahmen im Tourismus- und Trinkwassersektor auf Inseln analysiert werden. Folglich wird daher die Zielfunktion hinsichtlich eines minimalen Primärenergieeinsatzes formuliert. Insbesondere führt eine Reduzierung von importierten Brennstoffen zu einer geringeren Primärenergienachfrage. Aus diesem Grund muss der Einsatz von Brennstoffen in der Zielfunktion mit Kosten verbunden sein.

Zusätzlich zum brennstoffabhängigen Kostenvektor \mathbf{c}_{Br} , der mit den Variablen der Anlagenleistung und des Anlagenzustands korrespondiert, werden in der Zielfunktion weitere Kosten berücksichtigt. Der Kostenvektor \mathbf{c}_{start} korrespondiert mit den Variablen der Startvorgänge, während der Kostenvektor \mathbf{c}_{Straf} mit den Variablen der Nichteinhaltung von Bilanzen korrespondiert. Die Formulierung der Zielfunktion für das untersuchte Inselsystem kann somit wie folgt formuliert werden:

$$\min_{\mathbf{x} \in S} \mathbf{c}^\top \mathbf{x} = \mathbf{c}_{Br}^\top \mathbf{x} + \mathbf{c}_{start}^\top \mathbf{x} + \mathbf{c}_{Straf}^\top \mathbf{x} \quad (6.2)$$

Eine detaillierte Beschreibung der Bilanzen und des Konzeptes der Strafkosten folgt in Abschnitt 6.2.2. Die spezifische Bestimmung der Kosten für den Brennstoffbezug und der Startvorgänge werden für die jeweiligen elektrischen und thermischen Anlagen in den Abschnitten 6.2.3 und 6.2.4 vorgestellt.

6.2.2. Bilanzkreise

Für die Simulation von Energiesystemen ist die Formulierung von Bilanzkreisen, sowie deren Grenzen und die Betrachtung von Energie- und Stoffströmen über diese Grenzen hinaus sehr wichtig. Innerhalb eines Bilanzkreises muss die Energie- und Massenbilanz ausgeglichen sein. Bilanzen werden als Gleichungsbedingung formuliert und als Nebenbedingung der Zielfunktion berücksichtigt. Das Prinzip der virtuellen Strafkosten ist insbesondere bei der Beschränkung von Bilanzkreisen interessant (vgl. Steck 2012, S. 30 f.). Durch die Nutzung virtueller Strafkosten in einem Bilanzkreis ist es möglich, die physikalische Bilanz nicht einzuhalten. Dies kann z. B. dann notwendig sein, wenn bestimmte Nebenbedingungen eine Erfüllung der Gleichungsbedingung unmöglich machen. Aufgrund der Nichteinhaltung werden Strafkosten erhoben, die sich negativ auf den berechneten Primärenergieeinsatz auswirken. Die Kosten sollten also so gewählt werden, dass die Nichteinhaltung der Bilanz nur in Ausnahmefällen geschieht.

Für die Beschreibung des Energie- und Trinkwassersystems von Inseln werden unterschiedliche Bilanzkreise für die Strombilanz, die Wärme-, Dampf- und Kältebilanzen (thermische Bilanzkreise) sowie die Trinkwasserbilanz aufgestellt. Eine schematische Darstellung der unterschiedlichen Bilanzkreise ist in Abbildung 6.1 visualisiert.

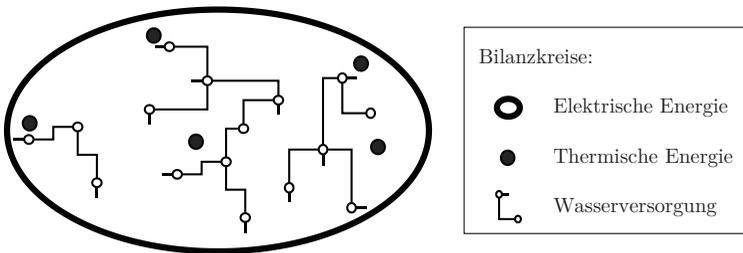


Abbildung 6.1.: Visuelle Darstellung der unterschiedlichen Bilanzkreise für die elektrische Energieversorgung, die thermische Energieversorgung und die Wasserversorgung

Die Abbildung verdeutlicht, dass die Strombilanz i. d. R. die gesamte Insel umfasst.¹⁴ Damit

¹⁴In Einzelfällen können physisch getrennte Netzgebiete vorkommen bzw. einzelne Objekte nicht an das Stromnetz angebunden sein. Im Rahmen dieser Arbeit werden solche Ausnahmen nicht betrachtet.

wird nur eine Stromnetzbilanz für das ganze Inselsystem aufgestellt, in der alle elektrischen Erzeuger und Verbraucher unabhängig von ihrem tatsächlichen geografischen Ort aggregiert in einem Berechnungsknoten bilanziert werden. Elektrische Leitungen und Stromtransport werden nicht explizit modelliert. Im Gegensatz dazu sind die thermischen Bilanzkreise lokal sehr begrenzt. Da in Inselsystemen Wärme- und Kältenetze keine große Verbreitung haben, umfassen die thermischen Bilanzkreise i. d. R. nur einzelne Objekte. Die thermische Energieversorgung jedes Objekts wird ebenfalls aggregiert als ein Bilanzknoten modelliert. Als dritter Bilanzkreis wird das Trinkwassersystem betrachtet. Je nach Geografie kann das Trinkwassersystem ähnlich wie das Stromnetz aus nur einem Bilanzkreis bestehen oder aus mehreren, physisch getrennten Trinkwassersystemen. Für die Beschreibung muss jedes physisch getrennte Wassersystem als einzelner Bilanzkreis aufgeführt werden. Die Wassersysteme werden hierbei als Kombination aus Knoten und Leitungen modelliert, da einzelne Leitungen nur in eine Richtung (z. B. nur bergab) durchströmt werden können. Eine Aggregation in einen einzelnen Knoten ist somit nicht möglich. Im Folgenden werden die mathematischen Formulierungen der einzelnen Bilanzkreise näher erläutert.

Bilanzkreis des elektrischen Systems

Die Stromnetzbilanz bilanziert den nicht regelbaren Residuallastgang P_{RL} und die Differenz aus regelbarer nachgefragter und generierter elektrischer Leistung zu jedem Berechnungsschritt t . Die Formulierung als Polynom lautet:

$$\begin{aligned}
 P_{RL}^t &\stackrel{!}{=} P_{el,DKW}^t + \sum_{BHKW} P_{el,BHKW}^t \\
 &- \sum_{WE,mod} a_{netz,WE,mod}^t \cdot Q_{WE,mod}^t - \sum_{WE} \sum_n a_{netz,WE,n}^t \cdot OP_{WE,n}^t \\
 &- \sum_{KKM} \sum_n a_{netz,KKM,n}^t \cdot OP_{KKM,n}^t \\
 &- \sum_{brun} a_{netz,brun}^t \cdot \dot{V}_{brun}^t - \sum_{swro} a_{netz,swro}^t \cdot OP_{swro}^t \\
 &- \sum_{patp} a_{netz,patp}^t \cdot OP_{patp}^t + \sum_{patt} a_{netz,patt}^t \cdot OP_{patt}^t \\
 &- x_{Straf}^t
 \end{aligned} \tag{6.3}$$

Der Residuallastgang entspricht hierbei der Differenz der nicht beeinflussbaren, fixen Stromnachfrage und der Summe der generierten elektrischen Leistung der RES. Zu den regelba-

ren Anlagen zählen sowohl Anlagen der elektrischen Energieversorgung als auch elektrisch betriebene Anlagen der thermischen Energieversorgung und der Wasserversorgung. Die spezifischen Variablen x der jeweiligen Anlagen werden in der Bilanz durch Multiplikation mit anlagenspezifischen Koeffizienten $a_{netz,x}$ berücksichtigt. Die Koeffizienten werden in den jeweiligen Abschnitten zur Modellierung der Anlagen näher erläutert.

Zusätzlich zu den Einflüssen der Anlagen wird durch die Variable $x_{Straf-} \in [0; +\infty]$ ein Nichteinhalten der physikalischen Bilanz ermöglicht, allerdings nur in die Richtung eines Erzeugungsüberschusses. Dies ist z. B. in den Berechnungsschritten notwendig, in denen die durch RES generierte Leistung die Summe aus fixer und regelbarer Leistungsnachfrage übersteigt. Physikalisch würde in solchen Fällen die Leistung der RES begrenzt. Eine Nichteinhaltung der physikalischen Bilanz in negativer Richtung kann unter der Prämisse einer ausreichenden installierten fossilen Kraftwerksleistung ausgeschlossen werden.

Bilanzkreise der thermischen Systeme

Die lokalen Wärmesysteme werden in drei einzelne Bilanzkreise für die Wärmeversorgung, die Dampfversorgung und die Kälteversorgung unterteilt. Die Bilanzkreise beinhalten verschiedene Erzeugeranlagen sowie jeweils einen thermischen Speicher, der sowohl die Speicherkapazität des Leitungssystems als auch die Speicherkapazität der Energiespeicher repräsentiert. Darüber hinaus werden in allen Bilanzkreisen Variablen für die Unterschreitung ($x_{bilanz,Straf+}$) und die Überschreitung ($x_{bilanz,Straf-}$) des thermischen Leistungsbedarfs eingeführt. Im Gegensatz zum Stromnetz ist aus Gründen der Systemstabilität eine exakte, physikalische Einhaltung der Bilanzen nicht zwingend erforderlich. Jedoch führt die Nichteinhaltung zu Qualitätsverlusten. Um die Nichteinhaltung einerseits zwar zu ermöglichen, andererseits jedoch stark zu limitieren, sind beide Variablen mit Strafkosten in der Zielfunktion behaftet. Über die Höhe der Strafkosten kann die Limitierung der Nichteinhaltung schwächer oder stärker ausfallen.

Unter Einbezug des Wärmebedarfs $\dot{Q}_{wärme}$ wird die Bilanz der Wärmeversorgung zu jedem Berechnungsschritt t wie folgt formuliert:

$$\begin{aligned}
 \dot{Q}_{w\u00e4rme}^t &\stackrel{!}{=} \sum_{BHKW} a_{w\u00e4rme,BHKW,Pel}^t \cdot P_{el,BHKW}^t \\
 &+ \sum_{BHKW} a_{w\u00e4rme,BHKW,OP}^t \cdot OP_{BHKW}^t \\
 &- \sum_{BHKW} a_{w\u00e4rme,BHKW,start}^t \cdot start_{BHKW}^t \\
 &+ \sum_{WE,mod} Q_{WE,mod}^t + \sum_{WE} \sum_n a_{w\u00e4rme,WE,n}^t \cdot OP_{WE,n}^t \\
 &- \sum_{w\u00e4rme,Sp} a_{w\u00e4rme,Sp,ein}^t \cdot \dot{Q}_{w\u00e4rme,Sp,ein}^t + \sum_{w\u00e4rme,Sp} a_{w\u00e4rme,Sp,aus}^t \cdot \dot{Q}_{w\u00e4rme,Sp,aus}^t \\
 &- \sum_{AKM} \sum_n a_{w\u00e4rme,AKM,n}^t \cdot OP_{AKM,n}^t \\
 &- x_{w\u00e4rme,Straf-}^t + x_{w\u00e4rme,Straf+}^t
 \end{aligned} \tag{6.4}$$

In Abh\u00e4ngigkeit des Dampfbedarfs \dot{Q}_{dampf} kann die Bilanz der Dampfversorgung zu jedem Berechnungsschritt t durch das folgende Polynom formuliert werden:

$$\begin{aligned}
 \dot{Q}_{dampf}^t &\stackrel{!}{=} \sum_{WE,mod} Q_{WE,mod}^t + \sum_{WE} \sum_n a_{dampf,WE,n}^t \cdot OP_{WE,n}^t \\
 &- \sum_{Sp} a_{dampf,Sp,ein}^t \cdot \dot{Q}_{dampf,Sp,ein}^t + \sum_{Sp} a_{dampf,Sp,aus}^t \cdot \dot{Q}_{dampf,Sp,aus}^t \\
 &- x_{dampf,Straf-}^t + x_{dampf,Straf+}^t
 \end{aligned} \tag{6.5}$$

Die Bilanz der K\u00e4lteversorgung umfasst den K\u00e4ltebedarf $\dot{Q}_{k\u00e4lte}$ und die erzeugten thermischen Leistungen der einzelnen Anlagen:

$$\begin{aligned}
 \dot{Q}_{k\u00e4lte}^t &\stackrel{!}{=} \sum_{KKM} \sum_n a_{k\u00e4lte,KKM,n}^t \cdot OP_{KKM,n}^t \\
 &+ \sum_{AKM} \sum_n a_{k\u00e4lte,AKM,n}^t \cdot OP_{AKM,n}^t \\
 &- \sum_{Sp} a_{k\u00e4lte,Sp,ein}^t \cdot \dot{Q}_{k\u00e4lte,Sp,ein}^t + \sum_{Sp} a_{k\u00e4lte,Sp,aus}^t \cdot \dot{Q}_{k\u00e4lte,Sp,aus}^t \\
 &- x_{k\u00e4lte,Straf-}^t + x_{k\u00e4lte,Straf+}^t
 \end{aligned} \tag{6.6}$$

Analog zur Strombilanz werden die einzelnen Anlagenvariablen wieder durch Multiplikation

mit spezifischen Koeffizienten $a_{w\u00e4rme,x}$, $a_{dampf,x}$ und $a_{k\u00e4lte,x}$ in den Bilanzen ber\u00fccksichtigt. Die Koeffizienten werden in den Abschnitten zur Modellierung der jeweiligen Anlagen n\u00e4her erl\u00e4utert.

Bilanzkreis des Wasserversorgung

Im Gegensatz zu den zuvor beschriebenen Bilanzkreisen wird die Wasserversorgung nicht als Einknoten-Modell abgebildet. Daraus folgt, dass eine Bilanzierung durch nur eine Gleichung nicht m\u00f6glich ist. Vielmehr wird das System der Wasserversorgung durch eine Vielzahl von Einzelbilanzen f\u00fcr jeden Knoten beschrieben. Die allgemeine Bilanzierung der Wassermengen eines Knoten zu jedem Berechnungsschritt t kann wie folgt formuliert werden:

$$V_{bedarf}^t \stackrel{!}{=} \sum_{ein} V_{ein}^t - \sum_{aus} V_{aus}^t - V_{Sp}^t + V_{Sp}^{t-1} \quad (6.7)$$

Hierbei bezeichnet V_{bedarf} den Wasserbedarf, dieser wird f\u00fcr alle Bedarfe eines Knotens aggregiert angegeben. Zu den variablen Gr\u00f6\u00dfen der Wasserbilanz z\u00e4hlen die eintretenden bzw. austretenden Wassermengen (V_{ein} und V_{aus}) und die \u00c4nderung des Speicherf\u00fcllstandes gegen\u00fcber dem letzten Berechnungsschritt ($V_{Sp}^t - V_{Sp}^{t-1}$). Besteht im betrachteten Knoten keine Speicherkapazit\u00e4t, so gilt f\u00fcr alle Berechnungsschritte $V_{Sp} = 0$.

6.2.3. Modelle der elektrischen Energieversorgung

Im folgenden Abschnitt wird die mathematische Modellierung der Anlagen der elektrischen Energieversorgung beschrieben. Dies umfasst die Beschreibung des Dieselkraftwerks und des Blockheizkraftwerks. Die Modelle f\u00fcr RES werden nicht mathematisch modelliert, da diese als nicht regelbar angesehen werden und ihre generierte elektrische Leistung bereits in den Residuallastgang einflie\u00dft (vgl. Gleichung 6.3).

Dieselmkraftwerk

Das im Rahmen dieser Arbeit modellierte Dieselmkraftwerk besteht aus mehreren Bl\u00f6cken unterschiedlicher Anlagenleistungen. Die einzelnen Bl\u00f6cke werden so geregelt, dass sie m\u00f6glichst im Effizienzoptimum betrieben werden. Dar\u00fcber hinaus \u00fcbertrifft die installierte Anlagenleistung bei weitem die maximale Stromnachfrage. F\u00fcr die weitere Modellierung wird daher davon ausgegangen, dass der Wirkungsgrad des gesamten Dieselmkraftwerks nahezu

unabhängig vom etwaigen Teillastverhalten ist und dass die Kraftwerksleistung beliebig modulierend geregelt werden kann.

Der Variablenvektor des Dieselmotors beinhaltet die generierte elektrische Leistung $P_{el,DKW}$ der betrachteten Zeitpunkte 1 bis T_{Prog} :

$$\mathbf{x}_{DKW} = \left(P_{el,DKW}^1 \quad \cdots \quad P_{el,DKW}^{T_{Prog}} \right)^\top \quad (6.8)$$

Der mit der elektrischen Leistung des Dieselmotors korrespondierende Koeffizient des Kostenvektors berücksichtigt den Brennstoffbedarf des Kraftwerks. Der Kostenkoeffizient $c_{Br,DKW}$ ist dabei von den spezifischen Kosten des eingesetzten Brennstoffs c_{Br} und des als konstant angenommenen Anlagenwirkungsgrads η_{DKW} sowie der Schrittweite τ_{step} abhängig:

$$\hat{c}_{Br,DKW} = c_{Br} \cdot \frac{1}{\eta_{DKW}} \cdot \tau_{step} \quad (6.9)$$

Blockheizkraftwerk

Blockheizkraftwerke stellen sowohl elektrische als auch thermische Leistung bereit, werden an dieser Stelle jedoch als Modelle der elektrischen Energieversorgung aufgeführt. Das Modell des BHKW wird durch drei Teilvektoren der Variablen für die generierte elektrische Leistung $\mathbf{P}_{el,BHKW}$, für den Anlagenzustand \mathbf{OP}_{BHKW} und für den Startvorgang \mathbf{start}_{BHKW} beschrieben:

$$\mathbf{x}_{BHKW} = \left(\mathbf{P}_{el,BHKW}, \quad \mathbf{OP}_{BHKW}, \quad \mathbf{start}_{BHKW} \right)^\top \quad (6.10)$$

Die generierte elektrische Leistung ist entweder 0 für den Anlagenzustand „aus“ oder ein Wert aus dem Intervall $P_{el,BHKW} \in [P_{BHKW,min}; P_{BHKW,max}]$. Hierbei entspricht $P_{BHKW,min}$ der minimal generierten elektrischen Leistung im Anlagenzustand „an“. $P_{BHKW,max}$ entspricht der Maximalleistung der Anlage. Der Teilvektor der generierten elektrischen Leistung setzt sich aus den Variablen jedes Berechnungsschrittes t zusammen:

$$\mathbf{P}_{el,BHKW} = \left(P_{el,BHKW}^1 \quad \cdots \quad P_{el,BHKW}^{T_{Prog}} \right) \quad (6.11)$$

Der Teilvektor des Anlagenzustands besteht aus den binären Variablen des Anlagenzustands zu jedem Berechnungsschritt:

$$\mathbf{OP}_{BHKW} = \left(OP_{BHKW}^1 \cdots OP_{BHKW}^{T_{\text{Prog}}} \right) \quad (6.12)$$

Startvorgänge beinhalten ebenfalls binäre Variablen. Diese repräsentieren, ob die Anlage zum jeweiligen Berechnungsschritt gestartet wurde ($start_{BHKW} = 1$) oder nicht. Der Teilvektor setzt sich aus den Variablen der Startvorgänge zu jedem Berechnungsschritt zusammen:

$$\mathbf{start}_{BHKW} = \left(start_{BHKW}^1 \cdots start_{BHKW}^{T_{\text{Prog}}} \right) \quad (6.13)$$

Der Einfluss des Modells auf die Stromnetzbilanz ist die generierte elektrische Leistung. Darüber hinaus ist das BHKW auch mit der lokalen Wärmebilanz gekoppelt. Der Einfluss auf die Wärmebilanz wird durch den thermischen Wirkungsgrad η_{th} beschrieben, der die Differenz des Gesamtwirkungsgrads und des elektrischen Wirkungsgrads ist (vgl. Kapitel 3, Gleichung 3.4). Im Gegensatz zum elektrischen Wirkungsgrad des Dieselkraftwerks kann der elektrische Wirkungsgrad des BHKW nicht als konstant angenommen werden, da die Anlage i. d. R. nur aus einem Block besteht und somit keine wirkungsgradoptimierte Fahrweise aller Blöcke möglich ist. Folglich muss der elektrische Wirkungsgrad – und somit auch der thermische Wirkungsgrad – in Abhängigkeit von der Anlagenleistung formuliert werden.

Eine Möglichkeit der Berücksichtigung dieser Abhängigkeit besteht in einer linearen Modellierung des Brennstoffeinsatzes mit einem konstanten, leistungsunabhängigen Grundteil. Nach Steck (2012, S. 34) kann unter Einbezug des elektrischen Wirkungsgrads im Punkt der minimalen elektrischen Leistung $\eta_{BHKW,min}$ und im Maximalastbetrieb $\eta_{BHKW,max}$ der leistungsunabhängige Faktor $ke_{base,BHKW}$ wie folgt formuliert werden:

$$ke_{base,BHKW} = \frac{\frac{1}{\eta_{BHKW,max}} - \frac{1}{\eta_{BHKW,min}}}{\frac{1}{|P_{BHKW,max}|} - \frac{1}{|P_{BHKW,min}|}} \quad (6.14)$$

Zusätzlich beschreibt der Faktor $ke_{var,BHKW}$ die lineare Änderung des elektrischen Wirkungsgrads mit zunehmender elektrischer Leistung (vgl. Steck 2012, S. 34):

$$ke_{var,BHKW} = \frac{1}{\eta_{BHKW,min}} - \frac{\frac{1}{\eta_{BHKW,max}} - \frac{1}{\eta_{BHKW,min}}}{\frac{|P_{BHKW,min}|}{|P_{BHKW,max}|} - 1} \quad (6.15)$$

Analog hierzu und unter Berücksichtigung von Kapitel 3, Gleichung 3.4 kann der thermische Wirkungsgrad als lineare Funktion der elektrischen Leistung modelliert werden.

Mit der Annahme eines konstanten Gesamtwirkungsgrads $\eta_{ges,BHKW}$ des BHKW sind die Formulierungen des mit der Variablen der generierten elektrischen Leistung $P_{el,BHKW}^t$ korrespondierenden Eintrags in die Koeffizientenmatrix der Wärmebilanz $a_{wärme,BHKW,Pe}^t$ bzw. des mit der Variablen des Anlagenzustandes OP_{BHKW}^t korrespondierenden Eintrags $a_{wärme,BHKW,OP}^t$ wie folgt (vgl. Steck 2012, S. 35):

$$a_{wärme,BHKW,Pe}^t = \eta_{ges,BHKW} \cdot ke_{var,BHKW} \quad (6.16)$$

$$a_{wärme,BHKW,OP}^t = (\eta_{ges,BHKW} \cdot ke_{base,BHKW} - 1) \quad (6.17)$$

Zusätzlich wird ein dritter Koeffizient $a_{wärme,BHKW,start}^t$ eingeführt, der mit der Variablen des Startvorgangs $start_{BHKW}^t$ korrespondiert. Dieser Koeffizient mindert die thermische Leistung während dieses Vorgangs und repräsentiert somit das thermische Anfahrverhalten des BHKW und wird durch einen Faktor $kt_{start,BHKW}$ ausgedrückt:

$$a_{wärme,BHKW,start}^t = kt_{start,BHKW} \quad (6.18)$$

Da das BHKW mit Brennstoff betrieben wird, müssen für die Variablen des BHKW Einträge im Kostenvektor c definiert werden. Der Brennstoffbezug der Anlage ist durch die Anlagenleistung und die Faktoren $ke_{base,BHKW}$ und $ke_{var,BHKW}$ bestimmt. Durch die Linearisierung des Wirkungsgrads werden auch die Kosten in einen mit den Variablen des Anlagenzustands korrespondierenden, leistungsunabhängigen Grundteil ($c_{Br,BHKW,OP}$) und mit den Variablen der generierten elektrischen Leistung korrespondierenden Teil ($c_{Br,BHKW,Pe}$) getrennt:

$$c_{Br,BHKW,OP}^t = c_{Br} \cdot ke_{base,BHKW} \cdot \tau_{step} \quad (6.19)$$

$$c_{Br,BHKW,Pe}^t = c_{Br} \cdot ke_{var,BHKW} \cdot \tau_{step} \quad (6.20)$$

Hierbei bezeichnet c_{Br} die spezifischen primärenergetischen Kosten des eingesetzten Brennstoffs. Darüber hinaus werden mit den Variablen der Startvorgänge assoziierte Startkosten $c_{start,BHKW}$ definiert. Diese repräsentieren zum einen den erhöhten Brennstoffbedarf während des Startvorgangs, zum anderen wird durch diese Kosten ein Anreiz für eine Minimierung der Startvorgänge geschaffen. Die Kosten sind somit nicht zwingend physikalisch zu begründen und können frei gewählt werden.

6.2.4. Modelle der thermischen Energieversorgung

Für die Bereitstellung der thermischen Energie werden unterschiedliche Komponenten betrachtet. Die mathematische Modellierung der jeweiligen Komponente wird im Folgenden beschrieben. Dabei werden die Komponenten der Wärme- und Dampfbereitstellung in modulierende und nicht modulierende Wärmeerzeuger unterteilt. Die Komponenten der Kältebereitstellung umfassen Kompressions- und Absorptionskältemaschinen. Abschließend wird ein Model eines thermischen Speichers erläutert, der in allen betrachteten thermischen Bilanzkreisen eingesetzt werden kann.

Modulierende Wärmeerzeuger

Modulierende Wärmeerzeuger können die Wärmeerzeugung dem Wärmebedarf anpassen. Der Variablenvektor dieser Wärmeerzeuger besteht aus den variablen Erzeugerleistungen $\dot{Q}_{WE,mod}$ des jeweiligen Berechnungsschrittes:

$$\mathbf{x}_{WE,mod} = \left(\dot{Q}_{WE,mod}^1 \quad \dots \quad \dot{Q}_{WE,mod}^{T_{Prog}} \right)^T \quad (6.21)$$

Die variable Erzeugerleistung ist auf das Intervall $I := [0; \dot{Q}_{WE,mod,max}]$ beschränkt. Des Weiteren entspricht die Erzeugerleistung direkt der bereitgestellten thermischen Leistung. Die Wärmeerzeuger können entweder elektrisch oder mit flüssigen bzw. gasförmigen Brennstoffen betrieben werden. Entsprechend zu Kapitel 3, Gleichung 3.6 wird die Auswirkung der Wärmeerzeuger auf die Stromnetzbilanz unter Berücksichtigung des Wirkungsgrads $\eta_{WE,mod}$ wie folgt bestimmt:

$$a_{netz,WE,mod}^t = \begin{cases} \frac{1}{\eta_{WE,mod}} & \text{für elektrisch betriebene Anlagen} \\ 0 & \text{für nicht elektrisch betriebene Anlagen} \end{cases} \quad (6.22)$$

Im Fall von nicht elektrisch betriebenen Anlagen müssen zusätzlich Brennstoffkosten in der Zielfunktion berücksichtigt werden. Unter Einbezug des eingesetzten Brennstoffs können diese wie folgt formuliert werden:

$$c_{Br,WE,mod}^t = \begin{cases} 0 & \text{für elektrisch betriebene Anlagen} \\ c_{Br} \cdot \frac{\tau_{step}}{\eta_{WE,mod}} & \text{für nicht elektrisch betriebene Anlagen} \end{cases} \quad (6.23)$$

Nicht-modulierende Wärmeerzeuger

Im Gegensatz zu modulierenden Anlagen können nicht-modulierende Anlagen die erzeugte Leistung nicht beliebig variieren, sondern diese nur in definierten Schrittweiten bzw. dem Zuschalten von weiteren Anlagen in einer Kaskadenschaltung ändern. Aus diesem Grund werden nicht-modulierende Wärmeerzeuger als N individuell schaltbare Anlagenstufen betrachtet. Der Variablenvektor \mathbf{x}_{WE} solcher Anlagen beinhaltet demnach die N verschiedenen Teilvektoren:

$$\mathbf{x}_{WE} = \left(\mathbf{x}_{WE,1} \quad \cdots \quad \mathbf{x}_{WE,N} \right)^\top \quad (6.24)$$

Jeder Teilvektor wiederum beschreibt den Anlagenzustand der n -ten Stufe in jedem Berechnungsschritt mittels der binären Variablen $OP_{WE,n}$:

$$\mathbf{x}_{WE,n} = \left(OP_{WE,n}^1 \quad \cdots \quad OP_{WE,n}^{T_{Prog}} \right) \quad (6.25)$$

Für die weitere mathematische Modellierung wird die gesamte Erzeugerleistung der Anlage $\dot{Q}_{Nenn,WE}$ gleichmäßig auf die Stufen aufgeteilt, sodass eine Verdopplung der Stufenanzahl ebenfalls einer verdoppelten Erzeugerleistung entspricht. Die korrespondierenden Einträge jeder Anlagenstufe in die Koeffizientenmatrix des zugehörigen thermischen Bilanzkreises ergeben sich unter Einbeziehung der nicht variablen Erzeugerleistung zu:

$$a_{w\ddot{a}rme,WE,n}^t = \frac{\dot{Q}_{Nenn,WE}}{N} \cdot n \quad (6.26)$$

Da der Betriebspunkt jeder Anlagenstufe fest definiert ist, besteht keine Abhängigkeit des Wirkungsgrads η_{WE} ¹⁵ vom Betriebspunkt. Darüber hinaus wird weiterhin angenommen, dass keine Abhängigkeit des Wirkungsgrads von der Außentemperatur (bzw. der Temperatur eines unteren Wärmereservoirs) besteht. Je nach bezogenem Energieträger wird die Kopplung zwischen dem Wärme- und dem Strombilanzkreis durch folgende Einträge in die Koeffizientenmatrix des Strombilanzkreises berücksichtigt:

$$a_{netz,WE,n}^t = \begin{cases} \frac{\dot{Q}_{Nenn,WE}}{N} \cdot n \cdot \frac{1}{\eta_{WE}} & \text{für elektrisch betriebene Anlagen} \\ \frac{\dot{Q}_{Nenn,WP}}{N} \cdot n \cdot \frac{1}{\epsilon_{WP}} & \text{für Wärmepumpen} \\ 0 & \text{für nicht elektrisch betriebene Anlagen} \end{cases} \quad (6.27)$$

¹⁵Im Fall von Wärmepumpen wird anstelle des Wirkungsgrads die Leistungszahl ϵ_{WP} verwendet.

Schließlich wird in einer weiteren Nebenbedingung beachtet, dass die Summe der Erzeugerleistung der einzelnen Stufen nicht die Erzeugerleistung der gesamten Anlage übertrifft:

$$\sum_{n=1}^N OP_{WE,n}^t \cdot n \leq M \quad (6.28)$$

Aufgrund der Gleichung und des konstanten Wirkungsgrades bzw. der Leistungszahl für jede Stufe kann z. B. eine 6-stufige Wärmepumpe ($M = 6$) somit durch drei Variablen ($n \in \{1; 2; 3\}$) abgebildet werden.

Wird die Anlage mit Brennstoff betrieben, muss dies in der Zielfunktion durch einen Eintrag im Kostenvektor berücksichtigt werden. Die spezifischen Kosten werden in Abhängigkeit des eingesetzten Brennstoffs und der Nennleistung des Wärmeerzeugers wie folgt bestimmt:

$$c_{Br,WE,n}^t = \begin{cases} 0 & \text{für elektrisch betriebene Anlagen} \\ 0 & \text{für Wärmepumpen} \\ c_{Br} \cdot \frac{\tau_{step}}{\eta_{WE}} \cdot \frac{\dot{Q}_{Nenn,WE}}{N} \cdot n & \text{für nicht elektrisch betriebene Anlagen} \end{cases} \quad (6.29)$$

Kompressionskältemaschine

Die Linearisierung einer KKM ist ohne weiteres nicht möglich. Der Verlauf der Leistungszahl zeigt zum einen eine nicht lineare Abhängigkeit von der Auslastung der Maschine und zum anderen ist er von der Rückkühltemperatur abhängig. Um dennoch das Verhalten mittels linearer Funktionen beschreiben zu können, wird die Anlage in N Stufen unterteilt. Jede Stufe wird wie eine eigenständige Anlage betrachtet, die entweder an- oder ausgeschaltet sein kann. Daraus ergibt sich für den Variablenvektor der gesamten Anlage \mathbf{x}_{KKM} eine Unterteilung in Teilvektoren für jede Stufe:

$$\mathbf{x}_{KKM} = \left(\mathbf{x}_{KKM,1} \quad \cdots \quad \mathbf{x}_{KKM,N} \right)^T \quad (6.30)$$

Die Teilvektoren jeder Stufe $\mathbf{x}_{KKM,n}$ enthalten wiederum die binären Variablen des Anlagenzustands $OP_{KKM,n}$ zu den Berechnungsschritten $t = 1$ bis $t = T_{Prog}$:

$$\mathbf{x}_{KKM,n} = \left(OP_{KKM,n}^1 \quad \cdots \quad OP_{KKM,n}^{T_{Prog}} \right) \quad (6.31)$$

Da die KKM elektrische Leistung in thermische Leistung wandelt, beeinflusst die Wahl des Anlagenzustands sowohl den elektrischen Bilanzkreis des gesamten Stromnetzes als auch

den thermischen Bilanzkreis des lokalen Kältenetzes. Jede Anlagenstufe n hat eine zuvor zu definierende Kälteleistung $\dot{Q}_{Nenn,KKM,n}$, die ebenfalls den Koeffizienten der Kälteproduktion $a_{Kälte,KKM,n}$ bestimmt:

$$a_{Kälte,KKM,n}^t = \dot{Q}_{Nenn,KKM,n} \quad (6.32)$$

Der Einfluss des Anlagenzustandes der KKM auf die Strombilanz $a_{netz,KKM}$ wird mittels der Leistungszahl ϵ berechnet (vgl. Kapitel 3, Gleichung 3.9):

$$a_{netz,KKM,n}^t = \frac{\dot{Q}_{Nenn,KKM,n}}{\epsilon_{KKM,n}^t} \quad (6.33)$$

Die Leistungszahl wird für jede Stufe individuell ermittelt, um so die nicht-lineare Abhängigkeit der Leistungszahl vom Betriebspunkt simulieren zu können. Um ebenfalls die Abhängigkeit der Leistungszahl von der Rückkühltemperatur zu berücksichtigen, wird in einer der Fahrplanoptimierung vorangestellten Simulation die temperaturkorrigierte Leistungszahl jeder Stufe zu jedem Berechnungsschritt t ermittelt.

Des Weiteren muss das Modell berücksichtigen, dass maximal eine Stufe angeschaltet sein kann. Zu diesem Zweck muss noch die folgende Nebenbedingung erfüllt sein:

$$\sum_{n=1}^N OP_{KKM,n}^t \stackrel{!}{\leq} 1 \quad (6.34)$$

Absorptionskältemaschine

Die Absorptionskältemaschine (AKM) wird ebenfalls als Stufenmodell abgebildet. Somit kann die Anlage den Kältebedarf nicht-modulierend decken.¹⁶ Angelehnt an die Modellierung der nicht-modulierenden Wärmeerzeuger berücksichtigt die mathematische Formulierung der AKM N individuell schaltbare Anlagenstufen. Der Variablenvektor \mathbf{x}_{AKM} besteht demnach aus N unterschiedlichen Teilvektoren:

$$\mathbf{x}_{AKM} = \left(\mathbf{x}_{AKM,1} \quad \cdots \quad \mathbf{x}_{AKM,N} \right)^\top \quad (6.35)$$

Hierbei stellen die Teilvektoren den Anlagenzustand der n -ten Stufe mittels der binären Variablen $OP_{AKM,n}$ für jeden Berechnungsschritt dar:

¹⁶AKM werden i. d. R. nicht-modulierend betrieben, allerdings erlaubt die Formulierung als Stufenmodell auch die Abbildung eines Anlagenverbunds, bei dem mehrere AKM als Kaskade betrieben werden.

$$\mathbf{x}_{AKM,n} = \left(OP_{AKM,n}^1 \quad \cdots \quad OP_{AKM,n}^{T_{Prog}} \right) \quad (6.36)$$

Jede Anlagenstufe hat eine zuvor definierte Kälteleistung $\dot{Q}_{Nenn,AKM,n}$. Für die Berücksichtigung der Kälteleistung in der Kältebilanz werden die folgenden korrespondierenden Einträge jeder Anlagenstufe bestimmt:

$$a_{kälte,AKM,n}^t = \dot{Q}_{Nenn,AKM,n} \quad (6.37)$$

Da die AKM mit Wärme betrieben wird, hat der Anlagenzustand ebenfalls einen Einfluss auf die Wärmebilanz. Die mit den Anlagenzuständen korrespondierenden Koeffizienten der Wärmebilanz werden unter Berücksichtigung des Wärmeverhältnis der Stufe $\zeta_{AKM,n}$ wie folgt bestimmt:

$$a_{wärme,AKM,n}^t = \frac{1}{\zeta_{AKM,n}} \quad (6.38)$$

Thermischer Speicher

Thermische Speicher können sowohl im TWW-System als auch im Kältenetz oder in der Dampfversorgung eingesetzt werden. Die Modellierung der thermischen Speicher ist für alle Anwendungsfälle gleich. Der Variablenvektor des thermischen Speichers enthält die Teilvektoren des eingehenden Wärmestroms $\dot{Q}_{Sp,ein}$, des austretenden Wärmestroms $\dot{Q}_{Sp,aus}$ und der gespeicherten Energiemenge \mathbf{E}_{Sp} :

$$\mathbf{x}_{Sp} = \left(\dot{Q}_{Sp,ein}, \quad \dot{Q}_{Sp,aus}, \quad \mathbf{E}_{Sp} \right)^T \quad (6.39)$$

Die Teilvektoren enthalten die jeweiligen Variablen für die Zeitschritte $t = 1$ bis $t = T_{Prog}$:

$$\dot{Q}_{Sp,ein} = \left(\dot{Q}_{Sp,ein}^1 \quad \cdots \quad \dot{Q}_{Sp,ein}^{T_{Prog}} \right) \quad (6.40)$$

$$\dot{Q}_{Sp,aus} = \left(\dot{Q}_{Sp,aus}^1 \quad \cdots \quad \dot{Q}_{Sp,aus}^{T_{Prog}} \right) \quad (6.41)$$

$$\mathbf{E}_{Sp} = \left(E_{Sp}^1 \quad \cdots \quad E_{Sp}^{T_{Prog}} \right) \quad (6.42)$$

Die thermischen Speicher werden mittels einer Energiebilanz simuliert. Die Differenz zwischen der aktuell gespeicherten Energiemenge E_{Sp}^t und der Energiemenge des vorherigen Berechnungsschrittes E_{Sp}^{t-1} muss der Differenz der eintretenden und austretenden Energie-

mengen entsprechen. Die Kapazität des Speichers ist hierbei sowohl nach unten als auch nach oben begrenzt. Aufgrund der diskreten Betrachtung werden die Energiemengen anstelle der in Kapitel 3, Gleichung 3.10 gezeigten differentiellen Form der Energiebilanz nicht integral, sondern als diskrete Summe der Produkte der Energieflüsse \dot{Q} und der Zeit pro Berechnungsschritt τ_{step} beschrieben:

$$-\sum_{ein} \dot{Q}_{ein}^t \cdot \tau_{step} \cdot \eta_{Sp,ein} + \sum_{aus} \dot{Q}_{aus}^t \cdot \tau_{step} \cdot \frac{1}{\eta_{Sp,aus}} + E_{Sp}^t - E_{Sp}^{t-1} \cdot \eta_{Sp,zeit} \stackrel{!}{=} 0 \quad (6.43)$$

Die Wirkungsgrade $\eta_{Sp,ein}$ und $\eta_{Sp,aus}$ simulieren mögliche Energieverluste beim Ein- bzw. Ausspeichern von Energie, z. B. durch externe Wärmeübertrager. Darüber hinaus werden mittels des Speicherwirkungsgrades $\eta_{Sp,zeit}$ Energieverluste über die Zeit simuliert. Somit kann beispielsweise das Abkühlverhalten eines TWW-Speichers modelliert werden.

Zur Berücksichtigung der ein- und austretenden Energieflüsse in dem Bilanzkreis der thermischen Energieversorgung werden die Koeffizienten $a_{bilanz,Sp,ein}$ bzw. $a_{bilanz,Sp,aus}$ gebildet:

$$a_{bilanz,Sp,ein}^t = \eta_{Sp,ein} \quad (6.44)$$

$$a_{bilanz,Sp,aus}^t = \frac{1}{\eta_{Sp,aus}} \quad (6.45)$$

6.2.5. Modelle der Wasserversorgung

Eine Wasserversorgung ist durch eine Vielzahl von Wasserspeichern, die durch Leitungen verbunden sind, beschrieben. Zusätzlich sind einige Leitungen Förderleitungen, d. h., dass sie von einem Modell der Wasserförderung (insbesondere Brunnen oder SWRO) zu einem Speicher führen. Andere Leitungen beinhalten Modelle, um entweder Wasser auf ein größeres Höhenniveau zu fördern (Pumpen) oder um den Druck in den Leitungen zu reduzieren (Turbinen). Im folgenden werden für die einzelnen Modelle ihre mathematischen Formulierungen erläutert.

Wasserleitungen

Einfache Wasserleitungen werden lediglich durch einen Durchfluss \dot{V}_l^t charakterisiert. Der Durchfluss ist stets positiv und kann innerhalb eines zuvor definierten Intervalls $I := [0; \dot{V}_{l,max}]$ für jeden Zeitpunkt t frei gewählt werden. Somit ist der Variablenvektor \mathbf{x}_l der Wasserleitung l für die Anzahl der zu betrachtenden Zeitschritte T_{Prog} wie folgt bestimmt:

$$\mathbf{x}_l = \left(\dot{V}_l^1 \quad \dots \quad \dot{V}_l^{T_{Prog}} \right)^\top \quad (6.46)$$

Neben einfachen Wasserleitungen können sich Wasserleitungen auch verzweigen. Für solche Verzweigungen und Leitungsknoten müssen zu jedem Zeitpunkt exakte Massenbilanzen eingehalten werden. Da die Fluidichte in allen Leitungen identisch ist, kann die Massenbilanz auch als Bilanz der eintretenden Volumenströme $\dot{V}_{l,in}^t$ und der austretenden Volumenströme $\dot{V}_{l,aus}^t$ aufgestellt werden:

$$-\sum_{in} \dot{V}_{l,in}^t + \sum_{aus} \dot{V}_{l,aus}^t \stackrel{!}{=} 0 \quad (6.47)$$

Leitung mit Förderpumpe

Wasserleitungen werden ebenso genutzt, um Förderanlagen wie Brunnen mit dem Wassersystem zu verbinden. Der Variablenvektor dieser Leitungen ist analog zur Gleichung 6.46 aufgebaut, darüber hinaus gelten die selben Restriktionen zur Wahl der Variablen:

$$\mathbf{x}_{brun} = \left(\dot{V}_{brun}^1 \quad \dots \quad \dot{V}_{brun}^{T_{Prog}} \right)^\top \quad (6.48)$$

Im Gegensatz zu den einfachen Wasserleitungen hat die Wahl des Durchflusses jedoch einen Einfluss auf die Strombilanz. Der Koeffizient $a_{netz,brun}^t$ zur Bestimmung der Stromnachfrage wird angelehnt an die in Kapitel 3, Gleichung 3.18 beschriebenen physikalischen Zusammenhänge in Abhängigkeit der Förderhöhe ΔH , der Erdbeschleunigung g , der Dichte von Wasser ρ_{Wasser} und dem Anlagenwirkungsgrad des Brunnen η_{brun} wie folgt berechnet:

$$a_{netz,brun}^t = \frac{\Delta H \cdot g \cdot \rho_{Wasser}}{\eta_{brun}} \quad (6.49)$$

Der Anlagenwirkungsgrad ist dabei in der Realität vom Betriebspunkt abhängig. Im Modell wird dagegen mit einem konstanten Anlagenwirkungsgrad gerechnet, da davon ausgegangen wird, dass nicht der Durchfluss und somit der Betriebspunkt, sondern die Einschaltzeit der Pumpe $\tau_{pump,an} \in [0; \tau_{step}]$ variiert wird.

Wasserspeicher

Der Variablenvektor des Wasserspeichers enthält das gespeicherte Wasservolumen für die Zeitschritte $t = 1$ bis $t = T_{Prog}$:

$$\mathbf{x}_{Sp} = \left(V_{Sp}^1 \quad \dots \quad V_{Sp}^{T_{Prog}} \right)^T \quad (6.50)$$

Das Speichervolumen ist sowohl nach unten als auch nach oben hin begrenzt. Des Weiteren muss für jeden Speicher eine Massenbilanz eingehalten werden, die aufgrund der identischen Temperaturen und der Inkompressibilität des Wassers auch als Volumenbilanz formuliert werden kann:

$$-\sum_{in} \dot{V}_{l,in}^t \cdot \tau_{step} + \sum_{aus} \dot{V}_{l,aus}^t \cdot \tau_{step} + V_{Sp}^t - V_{Sp}^{t-1} \stackrel{!}{=} 0 \quad (6.51)$$

Leitung mit Pump-as-Turbine (PAT)

Im Gegensatz zu den bisherigen Wasserleitungsmodellen ist der Durchfluss in Wasserleitungen mit PAT-Anlagen fest vorgegeben. Der Variablenvektor \mathbf{x}_{pat} enthält Informationen zum Anlagenzustand:

$$\mathbf{x}_{pat} = \left(OP_{patp}^1 \quad \dots \quad OP_{patp}^{T_{Prog}}, OP_{patt}^1 \quad \dots \quad OP_{patt}^{T_{Prog}} \right)^T \quad (6.52)$$

Die binäre Variable OP_{patp} beschreibt, ob der Pumpenbetrieb an ($OP_{patp} = 1$) oder aus ($OP_{patp} = 0$) ist. Analog dazu bezeichnet die ebenfalls binäre Variable OP_{patt} den Turbinenbetrieb. Mit einer zusätzlichen Nebenbedingung wird sichergestellt, dass die Anlage im Berechnungsschritt t entweder nicht, als Pumpe oder als Turbine, aber nie gleichzeitig in beiden Betriebsweisen arbeitet:

$$OP_{patp}^t + OP_{patt}^t \stackrel{!}{\leq} 1 \quad (6.53)$$

Je nachdem, ob die Anlage im Pumpen- oder im Turbinenbetrieb arbeitet, müssen unterschiedliche Einflüsse der Anlage auf die Stromnetzbilanz berücksichtigt werden. Die Koeffizienten berücksichtigen u. a. den Anlagenwirkungsgrad des Pumpenbetriebs η_{patp} bzw. des Turbinenbetriebs η_{patt} sowie den Anlagendurchfluss \dot{V}_{patp} bzw. \dot{V}_{patt} :

$$a_{netz,patp}^t = \frac{\Delta H \cdot g \cdot \rho_{Wasser}}{\eta_{patp}} \cdot \dot{V}_{patp} \quad (6.54)$$

$$a_{netz,patt}^t = \Delta H \cdot g \cdot \rho_{Wasser} \cdot \eta_{patt} \cdot \dot{V}_{patt} \quad (6.55)$$

Umkehrosmoseanlage (SWRO)

Als letztes Modell der Wasserversorgung wird die Umkehrosmoseanlage beschrieben. Da die Anlage entweder im Nennbetriebspunkt arbeiten oder aus sein soll, besteht der Variablenvektor nur aus der binären Variable für den Anlagenzustand OP_{swro} in jedem Zeitschritt:

$$\mathbf{x}_{swro} = \left(OP_{swro}^1 \quad \dots \quad OP_{swro}^{T_{Prog}} \right)^\top \quad (6.56)$$

Da die Anlagen und insbesondere die Membranen empfindlich gegenüber häufigem An- und Ausschalten der Anlage sind, wird in einer Nebenbedingung eine Mindestanzahl an Zeitschritten t_{min} berücksichtigt. Nach jedem Wechsel des Anlagenzustandes muss somit die Anlage zunächst t_{min} Zeitschritte in diesem Zustand bleiben, bevor sie den Zustand abermals ändern darf. Unter Einbeziehung der vorherigen Betriebszustände zum Zeitpunkt $t-1$ und $t-t_{min}$ wird diese Restriktion anhand der folgenden Ungleichungen berücksichtigt:

$$OP_{swro}^t - OP_{swro}^{t-1} + OP_{swro}^{t-t_{min}} \stackrel{!}{\leq} 1 \quad (6.57)$$

$$-OP_{swro}^t + OP_{swro}^{t-1} - OP_{swro}^{t-t_{min}} \stackrel{!}{\leq} 0 \quad (6.58)$$

Im Betriebszustand „an“ besteht eine Stromnachfrage durch die Anlage. Der Koeffizient für die Stromnetzbilanz setzt sich in Abhängigkeit des Nennpermeatflusses der Anlage \dot{V}_{swro} aus einem Anteil für die Wasserförderung von der Anlage zu einem Wasserspeicher und einem zusätzlichen, anlagenspezifischen Anteil $p_{el,swro}$ für den eigentlichen Entsalzungsprozess zusammen:

$$a_{netz,swro}^t = \left(\frac{\Delta H \cdot g \cdot \rho_{Wasser}}{\eta_{swro}} + p_{el,swro} \right) \cdot \dot{V}_{swro} \quad (6.59)$$

6.3. Verifizierung und Validierung ausgewählter Modelle

Durch die Verifizierung und Validierung eines Modells wird überprüft, ob das Modell ein (physikalisch) bestimmtes Verhalten qualitativ und quantitativ korrekt bzw. mit tolerierbaren Abweichungen wiedergibt. In diesem Zusammenhang bezeichnet die Verifizierung die Überprüfung, ob das Modell fehlerfrei implementiert ist. Demzufolge kann die Verifizierung als eine qualitative Überprüfung der Transformation und der Funktionalität des Modells aufgefasst werden (vgl. Rabe et al. 2008, S. 14). Durch die Validierung wird die Wiedergabe

des Originalsystems quantitativ überprüft (vgl. Rabe et al. 2008, S. 15). Ob die Wiedergabe des Originalsystems quantitativ korrekt ist, wird hierbei durch subjektiv festgelegte Toleranzen bestimmt, sodass ein Modell als hinreichend genau beschrieben werden kann (vgl. Rabe et al. 2008, S. 16).

Eine vollständige, objektive Überprüfung aller Funktionalitäten für alle möglichen Situationen und damit die formale Sicherstellung der Validität des Modells kann nicht durchgeführt werden (vgl. Rabe et al. 2008, S. 2). Ebenso wenig gibt es ein einheitliches Vorgehen zur Verifizierung und Validierung mit der Vorgabe, was, wie und wann getestet werden muss. Ferner ist die Verifizierung und Validierung als ein kontinuierlicher Prozess zu verstehen, der sich durch alle Phasen der Modellbildung sowie der Modellnutzung zieht (vgl. Rabe et al. 2008, S. 7). Im Rahmen dieser Arbeit führt insbesondere die Linearisierung einzelner Komponenten zu einer vereinfachten Darstellung des physikalischen Verhaltens. Dies gilt insbesondere für die Komponenten Wärmespeicher und KKM, deren Wirkungsgrade bzw. Leistungszahlen stark durch die Außen- bzw. Rückkühltemperatur beeinflusst werden und nicht ohne weiteres linearisiert werden können. Darüber hinaus ist das reale thermische Anfahrverhalten der Komponente BHKW nichtlinear. Im Folgenden werden daher die linearen Modelle dieser Komponenten hinsichtlich der korrekten Wiedergabe ihrer Funktionalität überprüft.

Als Kennzahlen für die quantitative Beurteilung werden der mittlere, absolute, prozentuale Fehler (engl. Mean Absolute Percentage Error (MAPE)), die Wurzel des mittleren, quadratischen Fehlers (engl. Root Mean Square Error (RMSE)) und der mittlere Fehler (engl. Mean Error (ME)) herangezogen:

$$MAPE = \frac{100}{n} \sum_{t=1}^T \frac{|\hat{y}_t - y_t|}{\hat{y}_t} \quad (6.60)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^T (\hat{y}_t - y_t)^2}{n}} \quad (6.61)$$

$$ME = \frac{\sum_{t=1}^T \hat{y}_t - y_t}{n} \quad (6.62)$$

Sofern möglich werden für den quantitativen Vergleich entweder Messwerte oder Simulationswerte eines validierten, physikalischen Simulationsmodells herangezogen. Die dafür benötigten Simulationsmodelle werden mittels der fachgebietsinternen Modellbibliothek ALBA (vgl. Hesselbach 2017, S. 29) und der CARNOT-Toolbox für MATLAB/Simulink

(vgl. CARNOT 1999) erstellt.

6.3.1. Verifizierung und Validierung des BHKW-Modells

Das lineare Modell des BHKW bildet das Originalsystem insbesondere in zwei Punkten vereinfacht ab. Zum einen wird der Wirkungsgrad als lineare Funktion der elektrischen Leistung beschrieben, zum anderen wird das thermische Anfahrverhalten nicht als kontinuierliche Differentialgleichung abgebildet. Die Verifizierung und Validierung des Modells beschränkt sich auf die Überprüfung der hinreichend genauen Wiedergabe des thermischen Anfahrverhaltens. Die Überprüfung des linearen Wirkungsgradverlaufs wurde bereits in Steck (2012) thematisiert.

Für die Überprüfung des Modells werden Messdaten des Anfahrverhaltens existierender Anlagen hinzugezogen und mit dem Modell verglichen. Die für die Überprüfung wesentlichen Messdaten sind in Tabelle 6.1 zusammengefasst. Darüber hinaus zeigt Abbildung 6.2 den Verlauf der thermischen Leistung während des Anfahr- und Abfahrvorgangs des Modells und den einer existierenden Anlage.

Tabelle 6.1.: Zusammenfassung der Messdaten des Anfahr- und Abschaltverhaltens existierender BHKW

	Anlage 1	Anlage 2	
Brennstoff	Erdgas	Erdgas	
el. Leistung	508 kW	60 kW	
th. Leistung	642 kW	104 kW	
Stillstand	> 24 h	1 h	2,5 h
Anfahrzeit	20 min	14 min	18 min
reduzierte th. Energie Anfahr	69%	92%	84%
Abfahrzeit	16 min	8 min	8 min
reduzierte th. Energie Abfahr	27%	13%	14%

Die Gegenüberstellung der Lastverläufe verdeutlicht, dass anstelle einer kontinuierlichen Leistungssteigerung das BHKW-Modell eine konstante, aber reduzierte thermische Leistung über den Zeitschritt des Anfahrens simuliert. Die Zusammenfassung der Messdaten in Tabelle 6.1 zeigt, dass die Anfahrzeit zum einen von der Anlagengröße und zum anderen von der vorangegangenen Stillstandszeit beeinflusst wird, wobei auch für lange Stillstandszeiten die Zeit des Anfahrens unterhalb von 30 Minuten liegt. Des Weiteren verdeutlichen

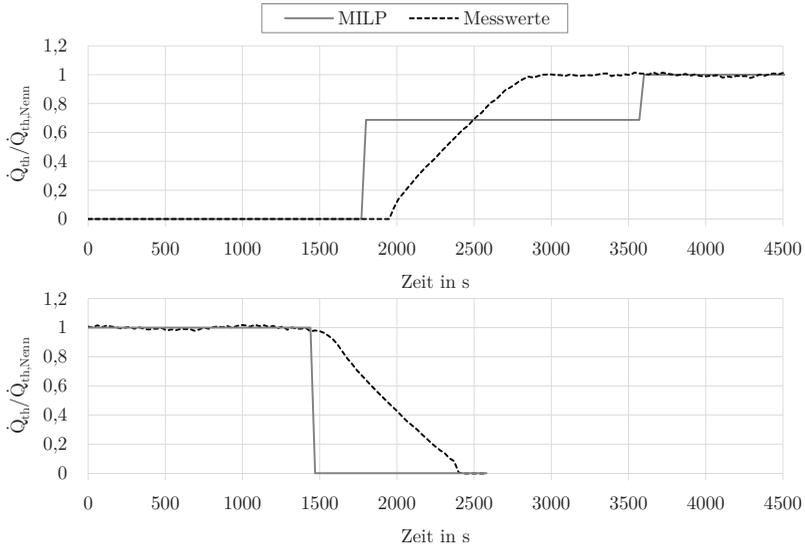


Abbildung 6.2.: Gegenüberstellung des Anfahr- (oben) und Abschaltverhaltens (unten) des BHKW Modells mit Messdaten einer existierenden Anlage

die Messdaten, dass beim Abschaltvorgang eine kontinuierliche Abkühlung und somit eine kontinuierliche Reduzierung der thermischen Leistung stattfindet.

Das Modell berücksichtigt nur die reduzierte thermische Leistung während des Anfahrvorgangs durch einen konstanten Faktor. Sobald die Anlage abgeschaltet ist (also keine elektrische Leistung generiert wird), kann der Anlage auch keine thermische Leistung mehr entzogen werden. Die Überprüfung des Modells zeigt, dass das Anfahrverhalten hinreichend genau wiedergegeben werden kann, wenn die Anlagengröße bekannt ist. Durch die Verwendung des konstanten Faktors kann jedoch für unterschiedliche Stillstandszeiten die entzogene thermische Energiemenge während des Anfahrvorgangs unter- oder überschätzt werden.

6.3.2. Verifizierung und Validierung des KKM-Modells

Das lineare Modell der KKM berücksichtigt keine Temperaturen, wodurch einerseits die Leistungszahl nur bedingt temperaturabhängig bestimmt werden kann und andererseits

die Grenzen von Vor- und Rücklaufemperatur nicht explizit eingehalten werden. Da die Leistungszahlen zu jedem Zeitschritt und für jede Stufe in Abhängigkeit der Rückkühltemperatur durch eine vorgeschaltete Simulation mit einem validierten physikalischen Modell bestimmt werden, wird im folgenden Abschnitt die Überprüfung der Grenztemperatureinhaltung fokussiert.

In der Regel werden nicht-modulierende KKM bzw. ihre einzelnen Stufen mittels Zweipunktregler so geregelt, dass die Grenztemperaturen eingehalten werden. Für den Einsatz als flexible Last im Energiesystem wird die Anlage jedoch anhand übergeordneter Signale geregelt. Diese Möglichkeit muss im Modell abbildbar sein und dennoch muss das Kältesystem innerhalb seiner Grenztemperaturen betrieben werden. Die Überprüfung, ob der Fahrplan des linearen Modells die Grenztemperaturen einhält, wird durch die Simulation des Fahrplans mittels eines validierten physikalischen Modells des Kältesystems realisiert, weil keine Messdaten zu Verfügung stehen.

Die Verläufe der Vor- und Rücklaufemperatur des Kältenetzes mit dem durch MILP erstellten Fahrplan sind in Abbildung 6.3 dargestellt. Zusätzlich sind die maximal zulässige Grenztemperatur von 14°C und die untere Grenztemperatur von 5°C eingezeichnet. Die obere Grenztemperatur ist durch die Anforderungen an die Kältebereitstellung definiert, die untere Grenztemperatur ist durch die technischen Restriktionen der KKM vorgegeben.

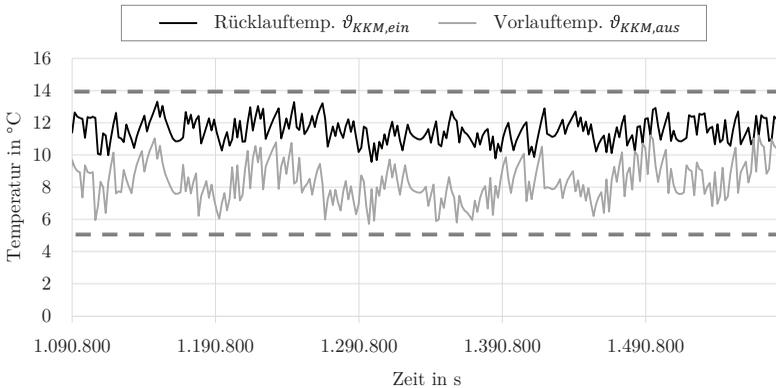


Abbildung 6.3.: Überprüfung der Grenztemperaturen (5 und 14°C) des Kältesystems

Die Abbildung verdeutlicht, dass zum einen die Grenztemperaturen nicht über- oder un-

terschritten werden. Das Modell kann in dieser Hinsicht als ausreichend valide angesehen werden. Zum anderen zeigt der Temperaturverlauf deutlich, dass das System nicht mittels einfacher Hysterese geregelt wird, sondern durch ein externes Signal Stufen der KKM zu- und abgeschaltet werden, ohne dass die Temperatur des Vor- und Rücklaufs dies bedingen.

In der Realität und im physikalischen Modell besteht das Kältesystem aus einem Kältenetz (im einfachsten Fall ein Rohr ohne Verzweigung) und einer KKM. Für die Implementierung in MILP wird das Kältesystem jedoch durch einen thermischen Speicher und eine KKM abgebildet. Neben der Nichtberücksichtigung der Temperatur wird somit auch die Rohrdurchströmung vernachlässigt. Abbildung 6.4 stellt den simulierten Speicherfüllstand durch MILP der berechneten gespeicherten Energiemenge des Kältenetzes gegenüber. Für die Berechnung der gespeicherten Energiemenge wird der arithmetische Mittelwert der Vor- und Rücklauf­temperatur herangezogen. Aufgrund des Volumenstroms kann dieser die eigentliche Temperaturverteilung im Rohr nur eingeschränkt wiedergeben.

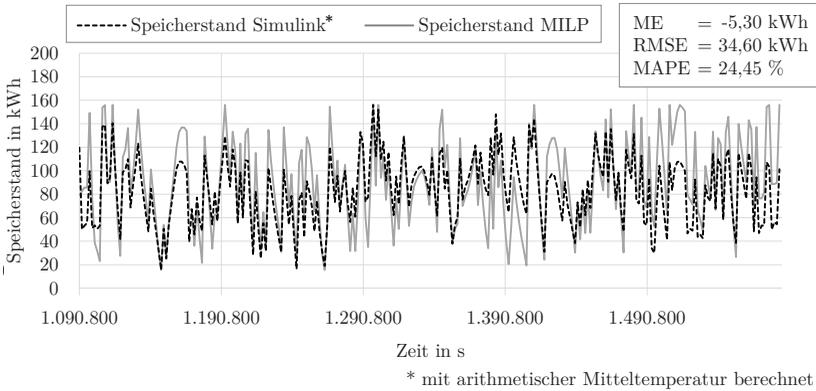


Abbildung 6.4.: Gegenüberstellung der Speicherstände des Kältesystems

Die Abbildung zeigt, dass der qualitative Verlauf des durch MILP simulierten Speicherfüllstandes und der berechneten gespeicherten Energiemenge prinzipiell sehr gut übereinstimmen. Der quantitative Vergleich zwischen simulierten und berechneten Werten verdeutlicht jedoch, dass teilweise Abweichungen entstehen können (RMSE = 34,60 kWh und MAPE = 24,45 %). Die Betrachtung des mittleren Fehlers (ME = -5,30 kWh) unterstreicht, dass im Mittel der berechnete Speicherstand höher als der simulierte Speicherfüllstand ist.

Wie zuvor diskutiert, können diese Abweichungen jedoch teilweise auf systematische Fehler in der Berechnung aufgrund einer nicht gleichmäßigen Temperaturverteilung im Rohr zurückgeführt werden.

6.3.3. Verifizierung und Validierung des Wärmespeichermodells

Der in MILP implementierte Wärmespeicher berücksichtigt eine diskrete Summe von Energiemengen anstelle einer differentiellen Betrachtung der realen Aufheiz- und Abkühlvorgänge eines Speichers. Insbesondere die Wärmeverluste werden vereinfacht durch einen konstanten Wirkungsgrad über die Zeit abgebildet und nicht in Abhängigkeit der Temperaturen. In diesem Abschnitt wird daher näher überprüft, ob die Annahme eines konstanten Wirkungsgrads hinreichend genau ist.

Für die Überprüfung wird der simulierte Speicherfüllstand mit einem simulierten Speicherfüllstand eines validierten physikalischen Schichtenspeichermodells verglichen. Abbildung 6.5 stellt beide Speicherfüllstände über den Zeitraum von etwa viereinhalb Tagen gegenüber. Es wird ersichtlich, dass die Verläufe sehr gut übereinstimmen. Die quantitative Bewertung führt zu niedrigen Fehlerwerten ($RMSE = 9,08 \text{ kWh}$ und $MAPE = 5,06 \%$). Weiter zeigt die Abbildung, dass die Linearisierung des Speichers zu einer Über- bzw. Unterschätzung der Endpunkte eines Lade- bzw. Entladezyklus führt, diese sich aber im Mittel ausgleichen ($ME = 0,01 \text{ kWh}$). Insgesamt zeigt die Überprüfung, dass für den Anwendungsfall einer ständigen Be- und Entladung das lineare Modell hinreichend genau ist.

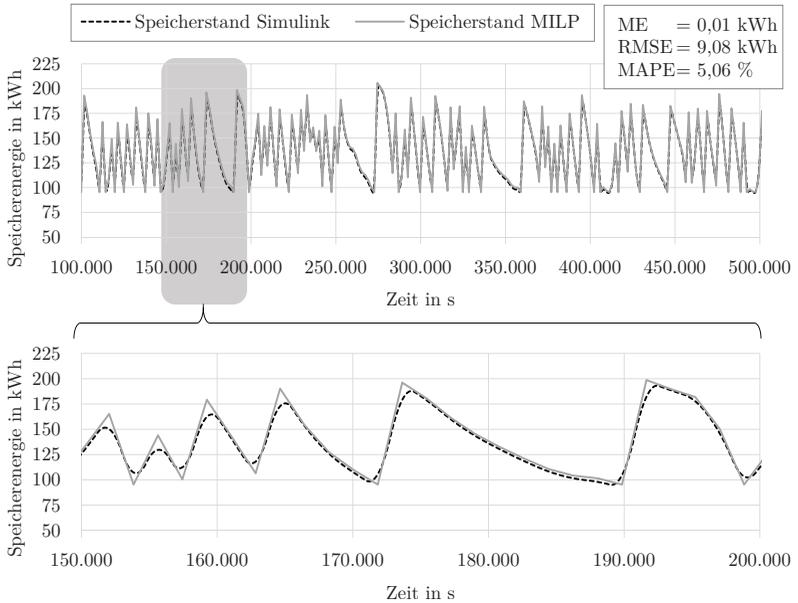


Abbildung 6.5.: Überprüfung der Wärmeverluste des thermischen Speichers

Fallstudie La Gomera

In diesem Kapitel wird eine repräsentative Fallstudie zum Lastverschiebungspotenzial in inseltypischen Wirtschaftszweigen anhand der kanarischen Insel La Gomera durchgeführt. La Gomera repräsentiert hierbei eine typische, mittelgroße Insel mit Tourismus als wichtigem Wirtschaftszweig. Das Kapitel gliedert sich in die Kurzbeschreibung der Insel, der Ermittlung des Potenzials im Tourismussektor und der Ermittlung des Potenzials in der allgemeinen Wasserversorgung, bevor es mit der Diskussion der Ergebnisse schließt.

7.1. Kurzbeschreibung der Insel

Die Insel La Gomera ist die zweitkleinste der insgesamt sieben Hauptinseln der zu Spanien gehörenden Kanaren. Die Inselgruppe liegt im Atlantik, ungefähr 100 km westlich der marokkanischen Küste. Die Insel hat eine Fläche von ca. 380 km² und ca. 22.000 Einwohner. Sie kann hinsichtlich ihrer Größe und ihres Energieversorgungssystems als kleine Insel bezeichnet werden. Wie alle kanarischen Inseln ist La Gomera vulkanischen Ursprungs, die Landschaft ist durch starke Erosion geprägt und durch viele Schluchten (span.: Barrancos) stark zerklüftet. Die höchste Erhebung La Gomeras ist 1.487 Meter hoch. Abbildung 7.1 zeigt die Insel und ihre wichtigsten geografischen Punkte.

Klimatisch zählt die Inselgruppe trotz ihrer Nähe zum Äquator zu den Subtropen. Das Klima wird zum einen durch den Nordost-Passat und zum anderen durch den kalten Kanarenstrom bestimmt. Die Kombination aus Wind und Meeresströmung sorgt für jährlich sehr gleichmäßig verteilte Außenlufttemperaturen. Durch die Erhebung der Insel werden die feuchten Luftmassen an der Nordseite der Insel gestaut und sorgen dort für vergleichs-

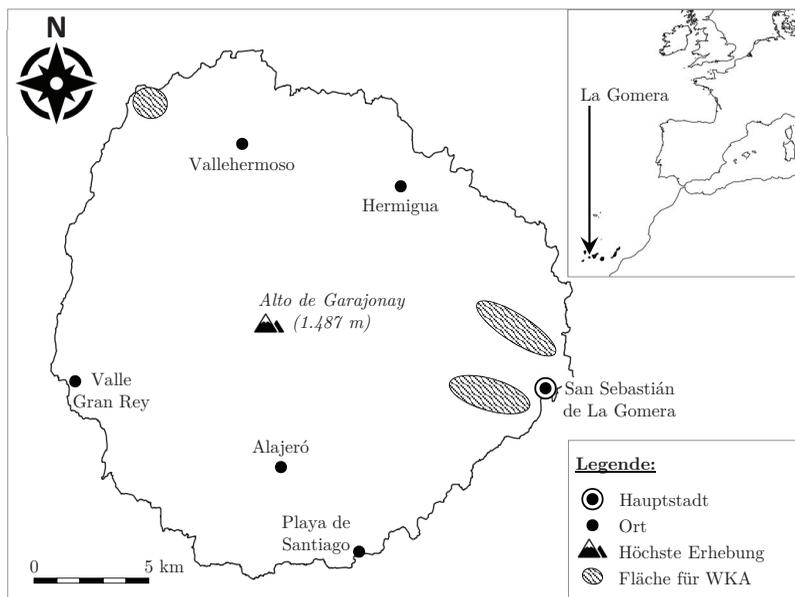


Abbildung 7.1.: Karte der Insel La Gomera; die Flächen für die Nutzung von WKA basieren auf GobCan (2007b)

weise hohe Niederschläge. Im Gegensatz zur Nordseite herrscht auf der Südseite der Insel ein trockenes Klima mit hoher solarer Einstrahlung und geringen Niederschlagsmengen.

7.1.1. Energieversorgung

Gegenwärtig basiert die Stromversorgung der Insel nahezu ausschließlich auf importierten fossilen Energieträgern, die in einem zentralen Kraftwerk in der Inselhauptstadt San Sebastián de La Gomera zu Strom gewandelt werden. Die installierte elektrische Leistung des Kraftwerks beträgt 22,9 MW, wobei die Leistung auf zehn einzelne Blöcke aufgeteilt ist. Für das Jahr 2016 betrug der gesamte Strombedarf der Insel 71,63 GWh. Die Aufteilung des Strombedarfs für La Gomera ist bereits in Abbildung 3.2 (Kapitel 3) dargestellt. Der generierte Strom wird zum Großteil durch Haushalte nachgefragt (45,18%). Der Anteil der Hotelindustrie liegt mit 11,43% unter dem Durchschnitt der gesamten Kanaren. (vgl. GobCan 2016, S. 116)

Die maximale Last im Zeitraum von 2013 bis 2016 betrug 12,1 MW, die minimale Last – abgesehen von Stromausfällen – betrug 5,2 MW (vgl. REE 2017). In Abbildung 7.2 ist ein typischer Tagesverlauf des Lastgangs für einen Tag im Sommer und einen im Winter dargestellt. Die maximale Last wird während der Abendstunden abgerufen. Im Sommer ist die Lastspitze höher und tritt i. d. R. später auf. Des Weiteren tritt ein lokales Maximum während der Mittagszeit auf. Trotz der vergleichsweise geringen Temperaturschwankungen zwischen Sommer und Winter ist die elektrische Last während der Sommermonate u. a. aufgrund von Kühl- und Klimaaggregaten höher als im Winter.

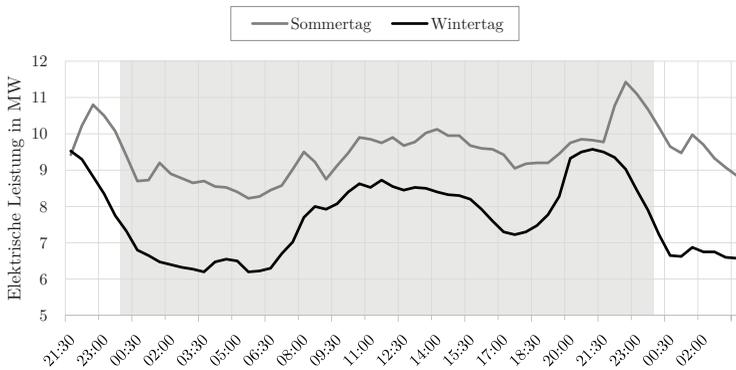


Abbildung 7.2.: Lastgänge für einen Wintertag (20. Januar 2016) und einen Sommertag (11. August 2016), Daten basieren auf REE (2017)

7.1.2. Wasserversorgung

Der Wasserbedarf der Insel kann in fünf Bereiche eingeteilt werden. Die höchste Wassernachfrage besteht durch den Landwirtschaftssektor (64,9%), gefolgt vom Wasserbedarf privater Haushalte (21,3%). Der touristische Wasserbedarf kann in den direkten Wasserbedarf durch Unterkünfte (5,3%) und den indirekten Wasserbedarf durch den einzigen Golfplatz der Insel (6,0%) unterteilt werden. Den kleinsten Anteil an der Wasserversorgung hat der Industriesektor (2,5%). (vgl. C.I.A. La Gomera 2016a, S. 457)

Aufgrund der hohen Niederschlagsmengen im Norden der Insel verfügt La Gomera über vergleichsweise sehr hohe Grundwasservorkommen, die den Trinkwasserbedarf der Insel

zur Gänze decken können. Die genutzten Grundwasserressourcen werden für die teilweise Bewässerung von Agrarflächen verwendet. Der weitere Teil des landwirtschaftlichen Wasserbedarfs wird durch in Stauseen gesammeltem Oberflächenwasser sichergestellt (vgl. C.I.A. La Gomera 2016a, S. 443 ff.). Dadurch ist die landwirtschaftliche Bewässerung trotz des Grundwasservorkommens stark auf Niederschläge angewiesen. Saisonale und jährliche Schwankungen des Niederschlags können somit zu Wasserknappheit im landwirtschaftlichen Sektor führen. Für die Bewässerung des Golfplatzes wird zeitweise entsalztes Meerwasser genutzt (vgl. C.I.A. La Gomera 2016a, S. 413).

Die Trinkwasserversorgung kann in vier physikalisch getrennte Bilanzkreise eingeteilt werden. Die größeren Orte San Sebastián de La Gomera im Osten, Valle Gran Rey im Westen und Hermigua im Nordosten verfügen über lokal abgeschlossene Verteilsysteme. Die restlichen Ortschaften sind an ein größeres Wasserleitungsnetz angeschlossen, das Grundwasser von den Förderbrunnen im Süden in den Norden der Insel pumpt. (vgl. C.I.A. La Gomera 2016b)

7.1.3. Potenzial der Wind- und Solarenergie

Sowohl das solare als auch das Windpotenzial auf der Insel sind hoch (vgl. Meschede et al. 2016, S. 256 ff.; Gils et al. 2017, S. 346). Aufgrund der Geografie gibt es jedoch trotz der geringen Inselgröße beachtliche Unterschiede zwischen einzelnen Standorten (vgl. ITC 2007; Schallenberg-Rodríguez 2013, S. 233 ff.; Schallenberg-Rodríguez et al. 2014, S. 125). Darüber hinaus besteht kein Potenzial für die Nutzung von Wellenenergie und trotz des vulkanischen Ursprungs auch kein nennenswertes, energetisch nutzbares geothermisches Potenzial auf der Insel (vgl. Gils et al. 2017, S. 346).

Bislang werden vernachlässigbar wenig RES auf La Gomera genutzt. Aus diesem Grund werden auf Basis von Wetterdaten Lastgänge für Wind- und Solarenergie simuliert und für die Evaluation verwendet. Die Simulationsmodelle der PV-Anlage und der WKA sind in Meschede et al. (2017, S. 95) bereits vorgestellt und Teil der fachgebietsinternen Modellbibliothek ALBA. Für die benötigten Wetterdaten wird auf die Daten mehrerer existierender Wetterstationen zugegriffen. Des Weiteren existieren mehrere Pläne, die Vorrangflächen für Windparks und PV-Anlagen enthalten (vgl. GobCan 2007a; GobCan 2007b) und für die Simulation berücksichtigt werden. Im Folgenden wird detaillierter auf die verwendeten Annahmen eingegangen.

Aufgrund der höheren solaren Einstrahlung ist der Süden besser für die Implementierung von PV geeignet. Kleinere Dachanlagen können aber auch dezentral auf Hausdächern der gesamten Insel installiert werden. Für die Simulation der generierten Leistung durch PV wird auf die Einstrahlungsdaten der Wetterstation in der Hauptstadt San Sebastián de La Gomera zurückgegriffen. Die Wetterstation wird von der Regierung der Kanarischen Inseln betrieben und die Daten sind öffentlich zugänglich (vgl. GobCan 2017). Anhand der gemessenen Datensätze mehrerer Jahre werden synthetische Einstrahlungsdatensätze entwickelt (vgl. Meschede et al. 2017, S. 88 f.). Weiterhin werden drei verschiedene Ausrichtungen simuliert, um die unterschiedlichen lokalen Gegebenheiten (Dachneigung und -ausrichtung, Schattenwurf, unterschiedliche Einstrahlungen) annähernd zu berücksichtigen. Der simulierte Jahresertrag der PV-Anlage beträgt durchschnittlich $221,53 \text{ kWh/m}^2$ (bei 200 untersuchten Einstrahlungsdatensätzen). Schallenberg-Rodríguez gibt für die generierten Jahresenergiemengen für Dachanlagen auf La Gomera Werte zwischen $221,95$ und $224,44 \text{ kWh/m}^2$ an (vgl. Schallenberg-Rodríguez 2013, S. 235). Der Vergleich zeigt, dass die Einstrahlungsdaten das Potenzial eher konservativ abbilden und für die Simulation verwendet werden können.

Hohe mittlere Windgeschwindigkeiten finden sich aufgrund des dominierenden Nordost-Passats vor allem auf den Höhenzügen im Nordwesten und Osten der Insel (vgl. ITC 2007; GRAFCAN 2015). Diese Flächen sind im Plan zum Ausbau von RES auch für die Implementierung von Windparks vorgesehen (vgl. GobCan 2007b). Da für die vorgesehenen Standorte keine verfügbaren Winddaten vorhanden sind, wird auf Winddaten der Wetterstation im Ort Chipude in unmittelbarer Nähe zur Erhebung Alto de Garajonay zurückgegriffen. Die Station wird von der spanischen Meteorologie-Behörde AEMET betrieben. Die gemessenen Datensätze werden anschließend genutzt, um synthetische Winddatensätze abzuleiten (vgl. Meschede et al. 2017, S. 89 ff.). Der Vergleich der auf Nabenhöhe extrapolierten synthetischen Datenreihen mit einer Satellitenmessung (vgl. ITC 2007; GRAFCAN 2015) zeigt, dass die anhand der Bodenmessung erzeugten Datenreihen geringere Windgeschwindigkeiten als die Satellitenmessungen aufweisen. Dennoch entsprechen die Winddaten sowohl in Bezug auf die durchschnittliche Windgeschwindigkeit als auch in Bezug auf die Verteilung annähernd denen der WKA-Standorte. Die Verwendung der Winddaten in Kombination mit einer 2 MW WKA führt zu durchschnittlich 3.176 Volllaststunden pro Jahr (bei 200 untersuchten Winddatensätzen). Für eine Potenzialabschätzung auf der Nachbarinsel El Hierro geben Schallenberg-Rodríguez et al. ebenfalls ähnliche Volllaststunden an (vgl. Schallenberg-Rodríguez et al. 2014, S. 125). Die Winddaten können somit für

die Simulation herangezogen werden.

Für die Analysen des Lastmanagements werden im Folgenden drei unterschiedliche Szenariogruppen erstellt, um unterschiedliche Implementierungsstrategien von RES abbilden zu können. Eine Gruppe berücksichtigt nur PV als RES, in der zweiten Gruppe werden ausschließlich WKA genutzt und die dritte Gruppe betrachtet sowohl PV und WKA. Die Dimensionierung der einzelnen Anlagen wird so gewählt, dass die mittlere generierte Jahresenergiemenge in allen Gruppen ähnlich ist. Daraus ergeben sich folgende Konstellationen und mittlere Jahresenergiemengen (für 200 Simulationen):

- nur PV: 340.000 m² PV ($E_{RES,mean} = 75,32 \text{ GWh}$)
- nur WKA: 12 x 2 MW WKA ($E_{RES,mean} = 76,21 \text{ GWh}$)
- PV & WKA: 142.000 m² PV & 7 x 2 MW WKA ($E_{RES,mean} = 75,91 \text{ GWh}$)

Trotz ähnlicher mittlerer Jahresenergiemengen ist die Streuung der Werte bei der Nutzung unterschiedlicher RES in unterschiedlichen Jahren verschieden stark ausgeprägt. Basierend auf 200 verschiedenen synthetischen Wetterdaten besteht die geringste Streuung bei der ausschließlichen Nutzung von PV (Standardabweichung von 0,85 GWh). Im Fall der kombinierten Nutzung von PV und WKA beträgt sie 2,39 GWh. Die alleinige Nutzung von WKA führt zur höchsten Standardabweichung (4,09 GWh).

Der jährliche Verlauf der Residuallast ist ebenfalls stark durch die RES geprägt. Für das Referenzjahr 2016 sind die resultierenden Lastgänge als geordnete Jahresdauerlinien in Abbildung 7.3 aufgeführt. Die Abbildung verdeutlicht, dass bei der kombinierten Nutzung von PV und WKA mehr als die Hälfte des Jahres (4.720 Stunden) ein Überschuss an regenerativ generierten Strom herrscht. Bei der ausschließlichen Nutzung von WKA kann an 4.000 Stunden im Jahr das fossil betriebene Kraftwerk abgeschaltet werden. Bei der alleinigen Nutzung von PV können nur 3.200 Stunden im Jahr durch ausschließlich regenerativ generiertem Strom gedeckt werden. Darüber hinaus zeigt die Grafik, dass die Nutzung von PV zu deutlich höheren negativen Leistungen führt als die Nutzung von WKA.

7.2. Lastmanagement im Hotelbetrieb

Das Lastmanagementpotenzial in Hotelbetrieben wird in diesem Abschnitt anhand eines Referenzbetriebs aufgezeigt. Der Referenzbetrieb hat insgesamt 434 Zimmer, die i. d. R. jeweils 2 Betten haben. TWW und Kälte für die Klimatisierung werden zentral bereitgestellt

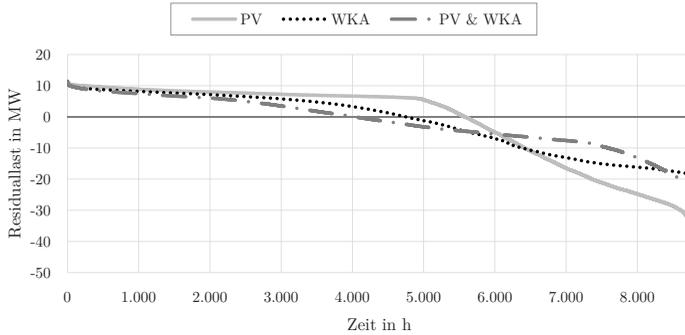


Abbildung 7.3.: Jahresdauerlinien für die verschiedenen RES-Gruppen für das Referenzjahr 2016

und mittels Wasserleitungen an die einzelnen Zimmer und Gemeinschaftsräume geleitet. Raumwärme wird üblicherweise in den Breitengraden nicht genutzt (vgl. Diaz Perez et al. 2017, S. 6). Darüber hinaus besitzt der Referenzbetrieb eine betriebseigene Wäscherei, die mit Dampf versorgt werden muss. Die spezifischen Lastverläufe werden im Anhang A aufgeführt. Im Folgenden werden die Konfigurationen der jeweiligen Szenarien vorgestellt. Anschließend werden die einzelnen Ergebnisse präsentiert, untereinander verglichen und diskutiert. Ausgehend vom untersuchten Referenzbetrieb werden abschließend die Methoden auf weitere fiktive Betriebe übertragen, um den Zusammenhang zwischen Hotelgröße und Lastverschiebungspotenzial näher zu beleuchten.

7.2.1. Untersuchte Anlagenkonfigurationen

Insgesamt werden vier mögliche Anlagenkonfigurationen simuliert und im Hinblick auf ihre flexible Einbindung in das Energiesystem der Insel evaluiert:

- Szenario 1 (Hotel-S1-StatQ): Nicht modifizierte Anlagentechnik (Status Quo)
- Szenario 2 (Hotel-S2-Elekt): Elektrifizierte Anlagentechnik
- Szenario 3 (Hotel-S3-KWK): Kraft-Wärme-Kopplung
- Szenario 4 (Hotel-S4-KWKK): Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung

Nicht modifizierte Anlagentechnik (Status Quo)

Das Szenario Hotel-S1-StatQ beschreibt eine nicht modifizierte Anlagentechnik, wie sie häufig in Hotelbetrieben auf den Kanarischen Inseln vorkommt (vgl. Diaz Perez et al. 2017, S. 5). Die Anlagenkonfiguration ist in Abbildung 7.4 dargestellt.

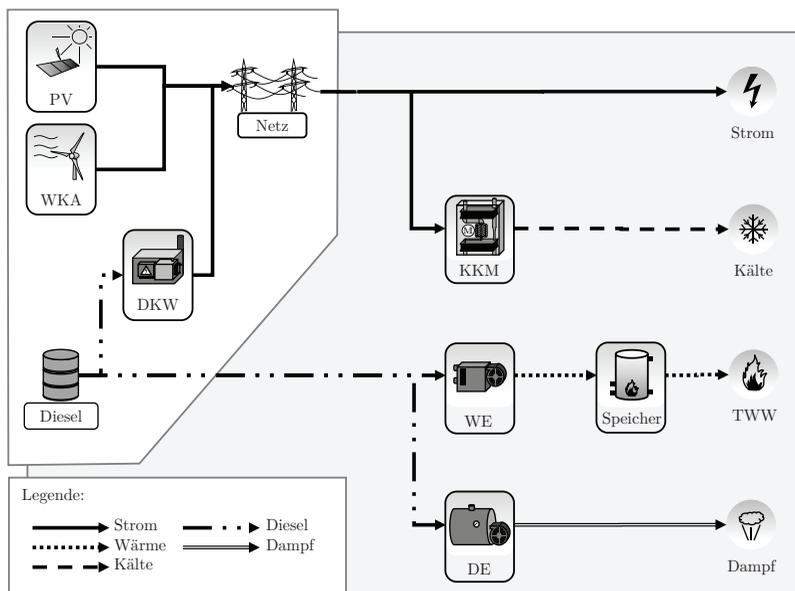


Abbildung 7.4.: Anlagenkonfiguration und Energieflüsse im Szenario Hotel-S1-StatQ (die Anlagentechnik des Tourismusbetriebs ist grau hinterlegt)

In diesem Szenario werden die beiden thermischen Energiebedarfe TWW und Dampf mittels fossiler Energieträger (Diesel) bereitgestellt. Zur Wandlung des Brennstoffs werden fossil befeuerte, modulierende Wärmegerzeuger (WE) und Dampferzeuger (DE) eingesetzt. Die Kälte wird durch eine elektrisch betriebene KKM bereitgestellt. Die elektrische Energie der KKM sowie die elektrische Energie zur Deckung des übrigen Strombedarfs wird dem Verteilnetz der Insel entnommen. Dieses wird wiederum – je nach verwendetem Residuallastgang – durch PV, WKA und einem Dieselkraftwerk gespeist.

Kraft-Wärme-Kopplung

Eine weitere Möglichkeit zur Energieversorgung eines Hotelbetriebs besteht in der Nutzung eines BHKW und der damit verbundenen Kraft-Wärme-Kopplung. Dies wird durch das Szenario Hotel-S3-KWK abgebildet, dessen prinzipielle Anlagenkonfiguration in Abbildung 7.6 dargestellt ist.

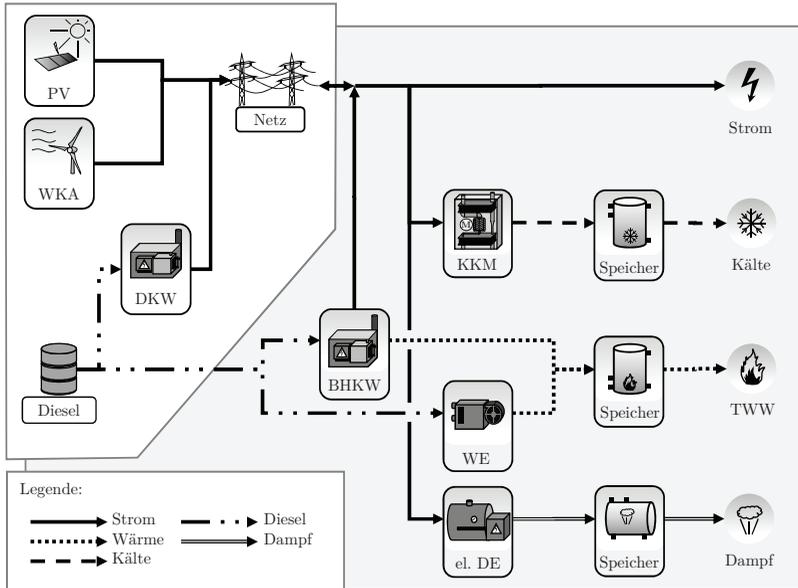


Abbildung 7.6.: Anlagenkonfiguration und Energieflüsse im Szenario Hotel-S3-KWK (die Anlagentechnik des Tourismusbetriebs ist grau hinterlegt)

Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass sowohl der Kälte- als auch der Dampfbedarf weiterhin durch elektrisch betriebene Anlagen gedeckt werden. Der TWW-Bedarf wird jedoch primär durch die Wärme eines BHKW gedeckt. Als Redundanz und für die Deckung von Lastspitzen sind weiterhin modulierende Wärmereizeger verfügbar. Sowohl das BHKW als auch der Wärmereizeger werden mit fossilem Brennstoff betrieben. Der im BHKW generierte Strom wird in das Stromnetz eingespeist, darüber hinaus werden weiterhin PV, WKA und ein Dieselekraftwerk als Erzeugereinheiten berücksichtigt.

Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung

Im Szenario Hotel-S4-KWKK wird die zuvor vorgestellte Kraft-Wärme-Kopplung durch eine AKM zu Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK) ergänzt. Zusätzlich zur AKM wird auch eine KKM verwendet, die als redundante Anlage ausgeführt wird. Die dem Szenario zugrunde liegende Anlagenkonfiguration ist in Abbildung 7.7 dargestellt.

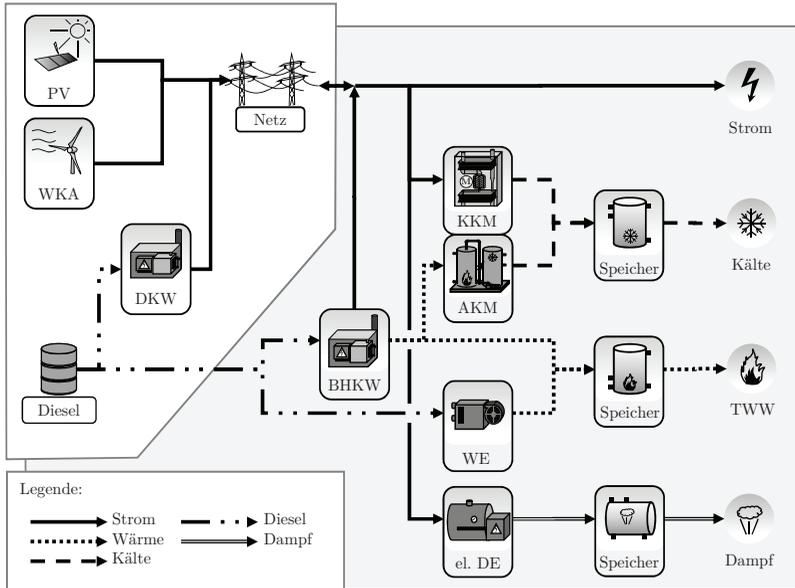


Abbildung 7.7.: Anlagenkonfiguration und Energieflüsse im Szenario Hotel-S4-KWKK (die Anlagentechnik des Tourismusbetriebs ist grau hinterlegt)

Hinsichtlich der Optionen für Lastmanagement bedeutet diese Anlagenkonfiguration, dass im Fall einer positiven Residuallast (Nachfrage ist höher als Erzeugung aus RES) das BHKW betrieben werden kann und zusätzliche elektrische Leistung in das Stromnetz einspeist. Die hierbei entstehende Wärme wird genutzt, um mittels der AKM den Kältebedarf des Hotelbetriebs zu decken. Im Fall einer negativen Residuallast (Erzeugung aus RES ist größer als Nachfrage) kann jedoch die Nachfrage durch die KKM erhöht werden, ohne dass zusätzlich Strom durch das BHKW eingespeist wird.

Die wesentlichen Kennwerte der einzelnen Anlagen in jedem Szenario sind in Tabelle 7.1 aufgeführt.

Tabelle 7.1.: Zusammenfassung der Anlagendaten der einzelnen Szenarien

	Hotel-S1-StatQ	Hotel-S2-Elekt	Hotel-S3-KWK	Hotel-S4-KWKK
El. Nennleistung in kW				
BHKW	–	–	70	363
Th. Nennleistung in kW				
BHKW	–	–	115	498
KKM	1.338	1.338	1.338	669
AKM	–	–	–	630
WE	716	350	350	350
WP	–	591	–	–
DE	830	–	–	–
el. DE	–	753	753	753
Speicherkapazität in kWh				
Kälte	156	1.350	1.350	1.350
TWW	954	2.785	2.785	2.785
Dampf	–	664	664	664

7.2.2. Ergebnisse energetische Kennzahlen

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der simulativen Untersuchung des Lastmanagementpotenzials eines Hotelbetriebs näher analysiert. Dazu werden die Änderungen der energetischen Kennzahlen Primärenergiebedarf, Autarkie- und Nutzungsgrad der gesamten Insel analysiert.

Primärenergiebedarf

Die Ergebnisse der Analyse des Primärenergiebedarfs der gesamten Insel für alle untersuchten Szenarien sind für die Simulation mit 200 verschiedenen Residuallastgängen in Abbildung 7.8 dargestellt.

Der Primärenergiebedarf wird in allen Szenarien gesenkt. Dies unterstreicht, welchen Einfluss bereits einzelne Hotelbetriebe auf das Energiesystem der gesamten Insel haben können. Die Abbildung verdeutlicht außerdem, dass die Primärenergiebedarfe bei der kombinierten

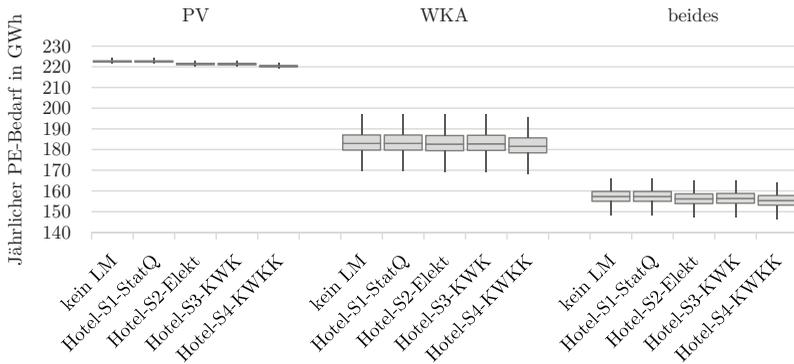


Abbildung 7.8.: Primärenergiebedarf durch Lastmanagement in einem Hotel (für 200 verschiedene Residuallastgänge)

Nutzung von PV und WKA am geringsten sind. In den Szenarien mit ausschließlicher Nutzung von PV sind die Primärenergiebedarfe höher als in den Szenarien mit ausschließlicher Nutzung von WKA. Hinsichtlich der Robustheit der Ergebnisse verdeutlicht die Simulation mit 200 wahrscheinlichen Residuallastgängen und die daraus resultierende Streuung der Kennzahl, dass die Beeinflussung des Potenzials durch Wetter- oder Bedarfsschwankungen gering und somit das Potenzial sehr stabil ist.

In jeder untersuchten RES-Gruppe können überdies die geringsten Primärenergiebedarfe mit KWKK (Szenario Hotel-S4-KWKK) erzielt werden, wobei dieser Wert noch keine Rückschlüsse auf die Nutzung fossiler und nicht fossiler Energieträger zulässt. Der Primärenergiebedarf dieser Anlagenkonfiguration kann gegenüber dem Referenzwert ohne Lastmanagement im Mittel bei der ausschließlichen Nutzung von PV um 1,05 % (2,33 GWh), bei der ausschließlichen Nutzung von WKA um 0,76 % (1,4 GWh) und bei der kombinierten Nutzung um 1,23 % (1,94 GWh) gesenkt werden. Eine genauere Untersuchung der Zusammensetzung des Primärenergiebedarfs, insbesondere des Anteils von RES und des auf Dieselnutzung basierenden Anteils, ist in Tabelle 7.2 gezeigt.

Die Werte in der Tabelle verdeutlichen, dass der Anteil der RES am Primärenergiebedarf in allen Szenarien gesteigert wird, während der auf Dieselnutzung basierende Anteil sinkt. Die größte Steigerung des RES-Anteils wird durch die Anlagenkonfiguration der Szenarien Hotel-S2-Elekt realisiert (2,98 % für PV, 1,44 % für WKA und 1,77 % für PV & WKA).

Tabelle 7.2.: Primärenergiebedarf der einzelnen Szenarien (Mittelwerte von 200 Simulationen mit unterschiedlichen Residualastgängen)

		Gesamt		RES		Diesel	
		Mittelwert	Rel. Änderung	Mittelwert	Rel. Änderung	Mittelwert	Rel. Änderung
		in GWh	in %	in GWh	in %	in GWh	in %
PV	kein LM	222,61	–	28,62	–	193,99	–
	Hotel-S1-StatQ	222,59	-0,01	28,62	+0,02	193,97	-0,01
	Hotel-S2-Elekt	221,34	-0,57	29,47	+2,98	191,87	-1,09
	Hotel-S3-KWK	221,32	-0,58	29,34	+2,51	191,99	-1,03
	Hotel-S4-KWKK	220,28	-1,05	29,35	+2,54	190,93	-1,58
WKA	kein LM	183,15	–	39,94	–	143,21	–
	Hotel-S1-StatQ	183,14	0	39,94	+0,01	143,196	-0,01
	Hotel-S2-Elekt	182,83	-0,18	40,52	+1,44	142,31	-0,63
	Hotel-S3-KWK	182,96	-0,10	40,40	+1,15	142,56	-0,46
	Hotel-S4-KWKK	181,75	-0,76	40,40	+1,15	141,35	-1,30
beides	kein LM	157,32	–	47,35	–	109,98	–
	Hotel-S1-StatQ	157,31	-0,01	47,35	+0,01	109,96	-0,01
	Hotel-S2-Elekt	156,19	-0,72	48,18	+1,77	108,01	-1,79
	Hotel-S3-KWK	156,37	-0,60	48,05	+1,48	108,33	-1,50
	Hotel-S4-KWKK	155,38	-1,23	48,05	+1,49	107,33	-2,41

Allerdings wird die stärkste Reduzierung des Anteils fossiler Energieträger am Primärenergiebedarf durch die Anlagenkonfiguration der Szenarien Hotel-S4-KWKK erzielt (1,58 % für PV, 1,30 % für WKA und 2,41 % für PV & WKA), sodass insgesamt in diesen Szenarien auch der Gesamtprimärenergiebedarf am geringsten ist. Dies lässt sich dadurch erklären, dass im Fall der vollständig elektrifizierten Anlagentechnik elektrische Energie in thermische Energie gewandelt wird. Besteht keine Möglichkeit, Strom aus RES zu nutzen, muss die elektrische Energie durch ein mit fossilen Brennstoffen betriebenes Kraftwerk mittels thermischer Wandlung unter hohen energetischen Verlusten bereitgestellt werden. Im Gegensatz dazu wird der fossile Brennstoff in den Szenarien Hotel-S3-KWK bzw. Hotel-S4-KWKK sehr effizient genutzt und kann das ineffiziente Kraftwerk teilweise ersetzen, sodass der Primärenergiebedarf des Gesamtsystems Insel reduziert wird.

Autarkie- und Nutzungsgrad

Eine genauere Analyse der RES-Nutzung wird anhand des Autarkie- und des Nutzungsgrads durchgeführt. Die Änderungen des Autarkiegrads der gesamten Insel sind für die Simulation mit 200 verschiedenen Residuallastgängen in Abbildung 7.9 dargestellt. Die Ergebnisse zeigen zunächst, dass die Nutzung von WKA zwar generell zu hohen Autarkiegraden führt, gleichzeitig aber auch die Streuung der Kennzahl für unterschiedliche Residuallastgänge stärker als die Streuung bei der alleinigen Nutzung von PV ist.

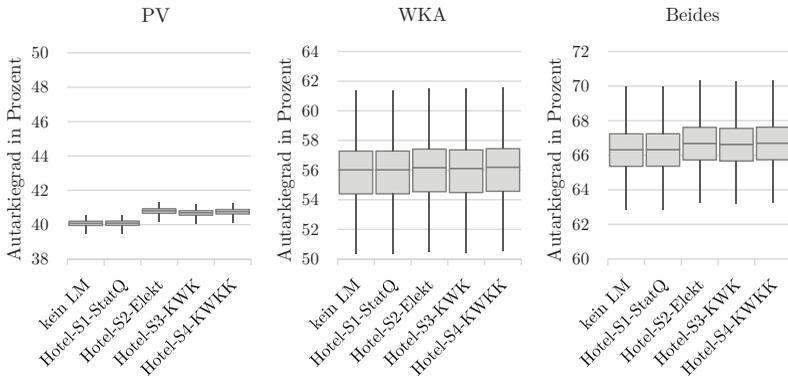


Abbildung 7.9.: Änderung des Autarkiegrads der Insel durch Lastmanagement in einem Hotel (für 200 verschiedene Residuallastgänge)

Eine genauere Betrachtung der einzelnen Szenarien zeigt, dass der Autarkiegrad in den untersuchten Szenarien Hotel-S2-Elekt, Hotel-S3-KWK und Hotel-S4-KWKK gesteigert wird. Die Steigerung des Autarkiegrads durch Lastmanagement im Szenario Hotel-S1-StatQ bewirkt nur eine kaum messbare Änderung. Für alle anderen Anlagenkonfigurationen wird die größte relative Steigerung bei der Verwendung von PV erzielt.

Die Gegenüberstellung der Szenarien in einer RES-Gruppe führt zu differenzierten Ergebnissen. Bei der ausschließlichen Nutzung von PV tritt mit 1,79% die stärkste relative Steigerung des Autarkiegrads im Szenario Hotel-S2-Elekt auf. Im Gegensatz dazu ist sowohl bei der Nutzung von WKA als auch bei der kombinierten Nutzung die relative Steigerung mit 0,33% bzw. 0,69% im Szenario Hotel-S4-KWKK am stärksten. Die Steigerungsraten des Szenarios Hotel-S3-KWK liegen jeweils an dritter Stelle. Der Vergleich der Szenarien

unterstreicht somit, dass die Nutzung von KWKK in Verbindung mit flexiblen elektrischen Anlagen hinsichtlich einer stärkeren Unabhängigkeit von fossilen Energieimporten ähnlich vorteilhaft ist wie eine vollständige Elektrifizierung der Anlagentechnik. Gegenüber KWK sind beide Anlagenkonfigurationen im Vorteil.

Die Standardabweichungen des Autarkiegrads bei der Nutzung von PV betragen für die Szenarien kein Lastmanagement (LM) und Hotel-S1-StatQ 0,18 %, für alle anderen Szenarien 0,19 %. Bei der Nutzung von WKA fallen die Standardabweichungen mit 2,12 % für alle Szenarien ungleich höher aus. Werden PV und WKA zusammen genutzt, betragen die Standardabweichungen zwischen 1,43 und 1,44 %. Die Betrachtung der Streuung aufgrund unterschiedlicher Residuallastgänge zeigt, dass auch bei den restlichen untersuchten Lastmanagementmaßnahmen die Streuungen der Kennzahlen bei der Nutzung von WKA deutlich höher als bei der Nutzung von PV sind. Die jeweilige Höhe der Standardabweichung ändert sich durch Lastmanagementmaßnahmen nicht. Um zu klären, wie sich der zugrunde liegende Residuallastgang auf die Steigerung des Autarkiegrads auswirkt, erfolgt eine eingehendere Untersuchung der Datenstreuung im weiteren Verlauf.

In Abbildung 7.10 ist exemplarisch die Streuung des Autarkiegrads für 200 Simulationen für das Szenario Hotel-S2-Elekt-PV dargestellt.

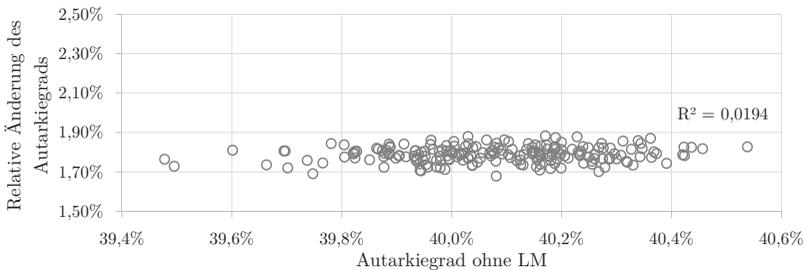


Abbildung 7.10.: Relative Änderung des Autarkiegrads gegenüber dem Autarkiegrad ohne Lastmanagement im Szenario Hotel-S2-Elekt-PV (für 200 verschiedene Residuallastgänge)

Die Abbildung verdeutlicht, dass die Streuung der Werte sehr gering ist. Ferner hebt die Grafik hervor, dass bei der Nutzung von PV die relative Änderung des Autarkiegrads keine klare (lineare) Tendenz bezogen auf die Ausgangsautarkiegrade ohne LM aufweist (Bestimmtheitsmaß $R^2 = 0,0194$). Dies weist darauf hin, dass in diesem Szenario die Änderung

des Autarkiegrads durch Lastmanagementmaßnahmen unabhängig vom Autarkiegrad ohne Lastmanagement ist und als annähernd konstant gesehen werden kann.

Die Auswirkung der Lastmanagementmaßnahmen bei der kombinierten Nutzung von PV und WKA ist in Abbildung 7.11 visualisiert.

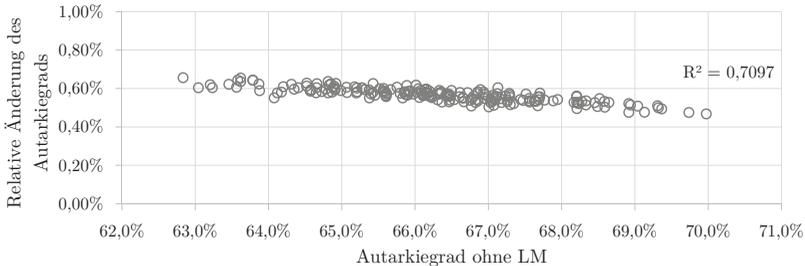


Abbildung 7.11.: Relative Änderung des Autarkiegrads gegenüber dem Autarkiegrad ohne Lastmanagement im Szenario Hotel-S2-Elekt-PV&WKA (für 200 verschiedene Residuallastgänge)

Auch hier wird der Autarkiegrad in allen Fällen gesteigert. Allerdings zeigt die Abbildung, dass die relative Änderung des Autarkiegrads mit Lastmanagement ebenfalls linear mit dem Autarkiegrad ohne Lastmanagement korreliert (Bestimmtheitsmaß $R^2 = 0,7097$, vgl. Abbildung 7.11). Mit steigendem Autarkiegrad ohne Lastmanagement fällt die relative Steigerung zunehmend geringer aus. Bei der ausschließlichen Verwendung von WKA besteht wiederum keine ausgeprägte lineare Korrelation zwischen beiden Größen (Bestimmtheitsmaß $R^2 = 0,0658$). Die ursprünglichen Autarkiegrade liegen allerdings zwischen 50 und 62% und damit deutlich unter denen der kombinierten Nutzung von PV und WKA. Die Analysen der weiteren Szenarien zeigen ähnliche Tendenzen und sind im Anhang in den Abbildungen E.1 bis E.7 dargestellt.

Die Untersuchung des Nutzungsgrads unterstreicht ebenfalls, dass in jedem Szenario durch Lastmanagementmaßnahmen der Anteil von RES weiter gesteigert werden kann. Grundsätzlich decken sich die Ergebnisse des Nutzungsgrads mit den Ergebnissen des Autarkiegrads, sind jedoch aufgrund der Dimensionierung der RES prinzipiell niedriger. Im Gegensatz zum Autarkiegrad zeigt die relative Steigerung des Nutzungsgrads auch bei der kombinierten Nutzung von PV und WKA keine lineare Korrelation zum Nutzungsgrad ohne Lastmanagement.

Im Hinblick auf die relative Steigerung beider Kennzahlen unterstreicht die Analyse, dass durch Lastmanagementmaßnahmen die Nutzungsgrade stärker gesteigert werden können als die Autarkiegrade. Auf die Szenarien bezogen zeigt die Auswertung der Nutzungsgrade, dass die stärkste Änderung in allen untersuchten RES-Gruppen im Szenario Hotel-S2-Elekt bewirkt wird, gefolgt von Szenario Hotel-S4-KWKK und Hotel-S3-KWK.

Tabelle 7.3 fasst die wesentlichen Größen beider Kennzahlen für alle untersuchten Szenarien zusammen.

Tabelle 7.3.: Zusammenfassung des Autarkie- und des Nutzungsgrads der einzelnen Szenarien, alle Werte in Prozent

		Autarkiegrad			Nutzungsgrad		
		Mittelwert	Standard-abw.	Rel. Änderung	Mittelwert	Standard-abw.	Rel. Änderung
PV	kein LM	40,08	0,18	–	38,00	0,37	–
	Hotel-S1-StatQ	40,09	0,18	0,02	38,01	0,37	0,02
	Hotel-S2-Elekt	40,79	0,19	1,79	39,13	0,37	2,98
	Hotel-S3-KWK	40,68	0,19	1,51	38,95	0,37	2,51
	Hotel-S4-KWKK	40,75	0,19	1,68	38,97	0,37	2,54
WKA	kein LM	55,93	2,12	–	52,46	1,17	–
	Hotel-S1-StatQ	55,94	2,12	0,01	52,46	1,17	0,01
	Hotel-S2-Elekt	56,09	2,12	0,28	53,21	1,19	1,44
	Hotel-S3-KWK	56,03	2,12	0,18	53,06	1,19	1,15
	Hotel-S4-KWKK	56,11	2,12	0,33	53,06	1,19	1,15
beides	kein LM	66,31	1,44	–	62,39	0,79	–
	Hotel-S1-StatQ	66,31	1,44	0,01	62,39	0,79	0,01
	Hotel-S2-Elekt	66,68	1,43	0,57	63,49	0,82	1,77
	Hotel-S3-KWK	66,62	1,43	0,47	63,31	0,81	1,48
	Hotel-S4-KWKK	66,69	1,43	0,69	63,32	0,81	1,49

7.2.3. Ergebnisse technische Komponenten

In diesem Abschnitt wird das tatsächlich genutzte Potenzial der einzelnen Anlagen eingehender untersucht. Da die Analysen der energetischen Kennzahlen zeigen, dass das Lastmanagementpotenzial weitgehend unabhängig vom Residuallastgang und somit von Einflüssen durch das Wetter und die Belegung ist, werden die folgenden Untersuchungen anhand des Referenzjahres 2016 durchgeführt. Am Beispiel der ausschließlichen Nutzung von PV wird

das tatsächlich genutzte Lastverschiebungspotenzial mittels der Referenzlastgang-Methode für alle untersuchten Anlagenkonfigurationen in Abbildung 7.12 visualisiert.

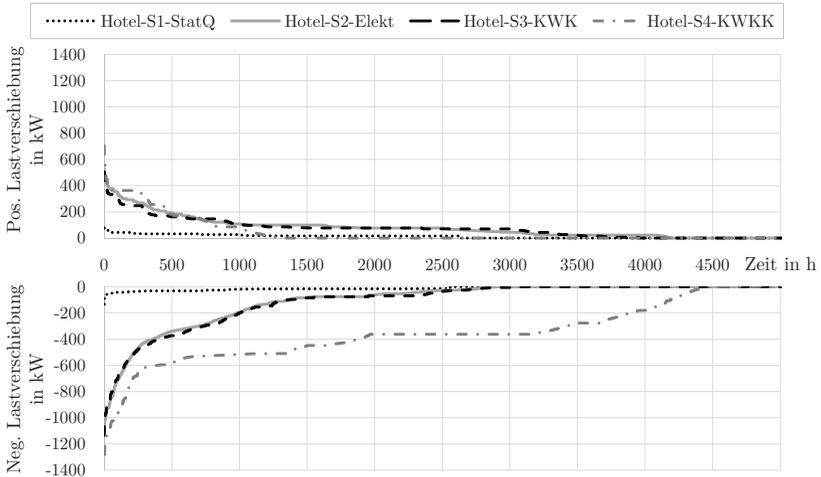


Abbildung 7.12.: Jahresdauerlinien des tatsächlich genutzten Lastverschiebungspotenzials bei der ausschließlichen Nutzung von PV (gegenüber einem Referenzlastgang für das Jahr 2016)

Die Abbildung verdeutlicht, dass das Lastmanagementpotenzial von Szenario Hotel-S1-StatQ sehr gering ist. Szenario Hotel-S2-Elekt und Hotel-S3-KWK weisen wesentlich höhere Potenziale auf. In beiden Szenarien ist das negative Potenzial (sowohl auf Leistungsebene als auch Energieebene) betragsmäßig höher als das positive. Dies lässt sich auf die Kompensation von Speicherverlusten bei der Bereitstellung von negativer Regelenergie zurückführen. Für Szenario Hotel-S2-Elekt und Hotel-S3-KWK ist die Menge der jeweils verschiebbaren Energie ähnlich hoch. Entsprechend der Verteilung des Residuallastgangs (s. S. 105, Abbildung 7.3) liegt die jährliche Abrufdauer des negativen Lastmanagements ungefähr um 1.000 Stunden unter der des positiven. Auffallend ist, dass Szenario Hotel-S4-KWKK ein deutlich anderes Verhalten zeigt. Hier überwiegt das negative Potenzial klar und zeigt gegenüber dem positiven Potenzial wesentlich höhere Laufzeiten. Damit übersteigt der Zeitraum des tatsächlich genutzten negativen Lastverschiebungspotenzial (ungefähr 4.400 Stunden) deutlich den Zeitraum der negativen Residuallast (ungefähr 3.200 Stunden).

Für den detaillierteren Vergleich der einzelnen Szenarien sind die Ergebnisse in der Tabelle E.1 aufgeführt. Das Potenzial ist dabei ebenfalls in positive und negative Regelleistung unterteilt.

Tabelle 7.4.: Zusammenfassung des tatsächlich genutzten positiven und negativen Lastverschiebungspotenzials der einzelnen Szenarien (gegenüber einem Referenzlastgang für das Jahr 2016)

		positives Potenzial			negatives Potenzial		
		max. Leistung in kW	mittlere Leistung in kW	Summe in MWh	max. Leistung in kW	mittlere Leistung in kW	Summe in MWh
PV	Hotel-S1-StatQ	76,61	23,16	60,66	133,81	23,21	59,39
	Hotel-S2-Elekt	530,17	95,30	399,53	1.099,94	186,34	540,57
	Hotel-S3-KWK	503,65	94,21	373,40	1.133,45	184,38	569,09
	Hotel-S4-KWKK	704,63	180,93	235,57	1.280,65	404,48	1.797,70
WKA	Hotel-S1-StatQ	61,19	21,16	51,56	82,64	22,19	54,89
	Hotel-S2-Elekt	575,47	88,02	360,59	1.203,37	160,76	474,08
	Hotel-S3-KWK	509,03	91,36	304,85	1.093,97	156,85	541,15
	Hotel-S4-KWKK	619,22	170,88	238,21	1.312,64	374,64	1.780,08
Beides	Hotel-S1-StatQ	62,97	21,28	52,52	100,81	22,05	56,20
	Hotel-S2-Elekt	601,99	96,29	407,61	1.218,48	188,12	562,29
	Hotel-S3-KWK	503,65	92,00	344,35	1.154,17	181,01	631,64
	Hotel-S4-KWKK	704,63	179,23	186,75	1.289,25	400,68	2.157,46

Die Werte betonen das geringe Lastmanagementpotenzial von Szenario Hotel-S1-StatQ (51,56 bis 60,66 MWh). Die Szenarien Hotel-S2-Elekt und Hotel-S3-KWK zeigen höhere positive und negative Potenziale bei der ausschließlichen Nutzung von PV (399,53 und 540,57 MWh bzw. 373,4 und 569,09 MWh) gegenüber der ausschließlichen Nutzung von WKA (360,59 und 474,08 MWh bzw. 304,85 und 541,15 MWh). Werden sowohl PV als auch WKA genutzt, können im Szenario Hotel-S2-Elekt beide Potenziale weiter gesteigert werden. Im Szenario Hotel-S3-KWK wird hingegen nur das negative Potenzial gegenüber den Werten bei der ausschließlichen Nutzung von PV erhöht. Die Betrachtung des Lastmanagementpotenzials auf Leistungsebene unterstreicht, dass die Szenarien Hotel-S2-Elekt und Hotel-S3-KWK ähnliche Potenziale aufweisen. In beiden Szenarien ist zudem die maximale und durchschnittliche negative Regelleistung wesentlich höher als die positive Regelleistung. Ein prägnanter Unterschied zwischen den Regelleistungen aufgrund unterschiedlicher RES ist nicht auszumachen.

Die Ergebnisse von Szenario Hotel-S4-KWKK unterscheiden sich deutlich von denen der anderen Szenarien. Für alle untersuchten RES-Kombinationen liegt die positive Regelenergie zwischen 186,75,68 (PV & WKA) und 238,21 MWh (nur WKA) und damit weit unterhalb der erzielten Werte in den Szenarien Hotel-S2-Elekt und Hotel-S3-KWK. Im Gegensatz dazu weist die Betrachtung der positiven Regelleistungen jedoch durchweg höhere Werte als in den anderen Szenarien auf. Auffällig ist, dass auch die negative Regelenergie im Szenario Hotel-S4-KWKK (1.780,08 bis 2.157,46 MWh) drastisch höhere Werte als bei den anderen untersuchten Anlagenkonfigurationen zeigt.

Die hohe negative Regelenergie lässt sich mit der Auslegung der KWKK-Anlage begründen. Diese soll im Referenzfall ohne Lastmanagement möglichst hohe Volllaststunden erreichen. Wird das BHKW nun aufgrund von Lastmanagementmaßnahmen anhand externer Regelgrößen gefahren, wird es beispielsweise zu Zeiten mit negativer Residuallast ausgeschaltet. Verstärkend kommt bei der Nutzung von KWKK der Energieträgerwechsel hinzu. Dieser führt dazu, dass das BHKW nicht nur ausgeschaltet wird, sondern gleichzeitig die KKM hochgefahren wird und den thermischen Speicher belädt. Dadurch sinken die Nutzungstunden für KWKK bzw. die Betriebsstunden des BHKW abermals. Die Volllaststunden des BHKW in den Szenarien Hotel-S3-KWK und Hotel-S4-KWKK sind für den Referenzbetrieb und den jeweiligen RES Nutzungen in Tabelle 7.5 aufgelistet.

Tabelle 7.5.: BHKW-Nutzung in den Szenarien Hotel-S3-KWK und Hotel-S4-KWKK in Volllaststunden

	Referenzfall	PV	Wind	Beides
Hotel-S3-KWK	5.061	4.081	3.174	2.958
Hotel-S4-KWKK	7.261	3.847	3.779	2.863

Die Ermittlung des tatsächlich genutzten Potenzials mittels der Speicherfluss-Methode führt im Fall der KWK- und KWKK-Anlagen zu deutlich anderen Ergebnissen als die Referenzlastgang-Methode. Im Gegensatz zur Referenzlastgang-Methode führt die Speicherfluss-Methode zu nahezu ausgeglichenen positiven und negativen Potenzialen des BHKW. Abbildung 7.13 zeigt die anhand der Speicherfluss-Methode ermittelten jährlichen Lastverschiebungspotenziale der einzelnen Anlagen für alle untersuchten Fälle.

Darüber hinaus zeigt die Analyse, dass das Lastverschiebungspotenzial des elektrischen Dampferzeugers (el.DE) in allen Szenarien nahezu gleich genutzt wird, da die Dampferversorgung mit keinen anderen Anlagen gekoppelt ist. Im Gegensatz dazu unterscheidet

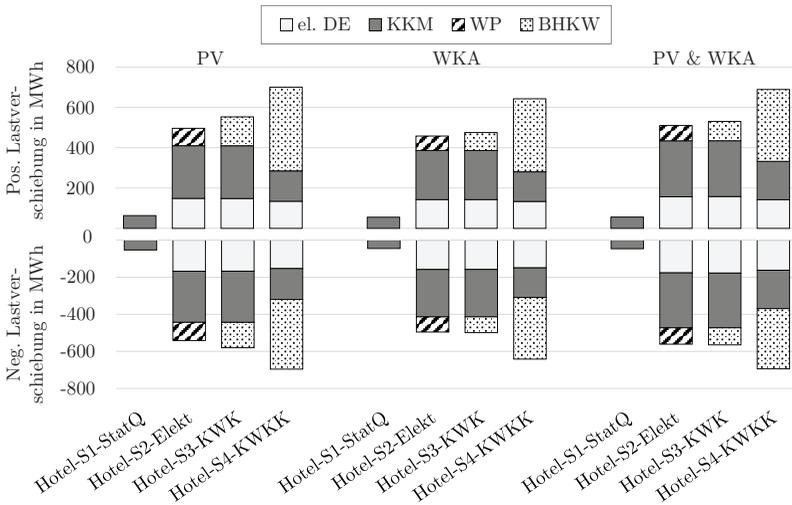


Abbildung 7.13.: Jährliches Lastverschiebungspotenzial der einzelnen Anlagen (mittels Speicherfluss-Methode für das Jahr 2016)

sich das Lastmanagementpotenzial der KKM aufgrund der unterschiedlichen Anlagenkonfigurationen und der genutzten RES stärker. Da ein Teil des Kältebedarfs im Szenario Hotel-S4-KWKK durch eine AKM gedeckt wird, ist dementsprechend die Nutzungszeit und somit auch das Lastverschiebungspotenzial der KKM in diesem Szenario geringer.

7.2.4. Übertragung auf weitere Betriebe

In diesem Abschnitt wird das Lastmanagementpotenzial für weitere, fiktive Hotelbetriebe mit geringeren Zimmerzahlen evaluiert. Die zusätzlich zum Referenzbetrieb (434 Zimmer) untersuchten Hotelgrößen sind 100 und 250 Zimmer.¹⁷ Die Lastgänge für beide Betriebe werden anhand der in Kapitel 5 vorgestellten Berechnungsvorschriften erstellt.

Die Dimensionierung der KKM und des Wärmeerzeugers des 250-Zimmer-Hotels werden

¹⁷Bisherige Untersuchungen zeigen, dass diese Hotelgrößen für 4-Sterne-Hotels auf den Kanaren verbreitet sind. CEHAT (2007) untersucht insgesamt 25 4-Sterne-Hotels, die Hauptgruppe fasst Hotels mit 300 bis 500 Zimmern zusammen, gefolgt von einer Gruppe mit 200 bis 300 Zimmern (vgl. CEHAT 2007, S. 18). Eine weitere Untersuchung von Hotelbetrieben auf Fuerteventura und Lanzarote findet sich in Diaz Perez et al. (2017). Die Zimmerzahl reicht von 266 bis 354 Zimmern (vgl. Diaz Perez et al. 2017, S. 5). Die Zimmeranzahlen der Hotels auf La Gomera sind im Durchschnitt deutlich kleiner.

aus den Untersuchungen eines ähnlich großen Hotelbetriebs aus Diaz Perez et al. (2017) übernommen. Für das 100-Zimmer-Hotel werden die KKM und der Wärmeerzeuger so dimensioniert, dass ihre nominellen Leistungen dem 1,5-fachen der jeweiligen Spitzenlast entsprechen. Außerdem wird für diesen Betrieb angenommen, dass dieser keine betriebseigene Wäscherei besitzt. Somit entsteht hier kein Dampfbedarf. Die weiteren Anlagengrößen (z. B. thermische Speicher) werden anhand des Verhältnisses der Zimmerzahl vom 434-Zimmer-Hotel abgeleitet. Die nominellen Leistungen der BHKW in den Szenarien Hotel-S3-KWK und Hotel-S4-KWKK werden anhand von Volllaststunden bestimmt. Diese sind in Tabelle 7.6 aufgeführt und verdeutlichen, dass die Nutzung der BHKW in den einzelnen Betrieben unterschiedlich ist. Die jeweiligen Anlagengrößen sind im Anhang C.2 zusammengefasst.

Tabelle 7.6.: BHKW Nutzung in den Szenarien Hotel-S3-KWK und Hotel-S4-KWKK in Volllaststunden für den Referenzfall

	100 Zi.	250 Zi.	434 Zi.
Hotel-S3-KWK	3.532	4.288	5.061
Hotel-S4-KWKK	5.318	8.259	7.261

Um trotz unterschiedlicher Anlagengrößen und -nutzungen die Betriebe hinsichtlich des tatsächlich genutzten Lastverschiebungspotenzials vergleichen zu können, wird der Flexibilisierungsgrad als Verhältnis der Summe der verschobenen Leistung und dem jeweiligen Jahresstrombedarf des Betriebs bestimmt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 7.14 dargestellt. Eine Gegenüberstellung der absoluten genutzten positiven und negativen Summen der Lastverschiebung findet sich im Anhang in Tabelle E.1.

Die Grafik verdeutlicht, dass es keinen qualitativen Unterschied zwischen den einzelnen RES-Gruppen gibt. Ferner zeigt der Vergleich der einzelnen Szenarien, dass der Flexibilisierungsgrad im Szenario-S1-StatQ für alle Betriebsgrößen ähnlich ist. Ein wesentlicher Unterschied zwischen dem 100-Zimmer-Hotel und den weiteren Betrieben ist in Szenario Hotel-S2-Elekt erkennbar. Aufgrund der fehlenden betriebsinternen Wäscherei kann kein elektrischer Dampferzeuger für Lastverschiebungen genutzt werden. Der Flexibilisierungsgrad fällt demnach um etwa ein Drittel geringer aus.

Im Szenario Hotel-S3-KWK entsteht ebenfalls aufgrund des fehlenden Dampferzeugers ein Unterschied im Flexibilisierungsgrad des 100-Zimmer-Hotels verglichen mit den anderen

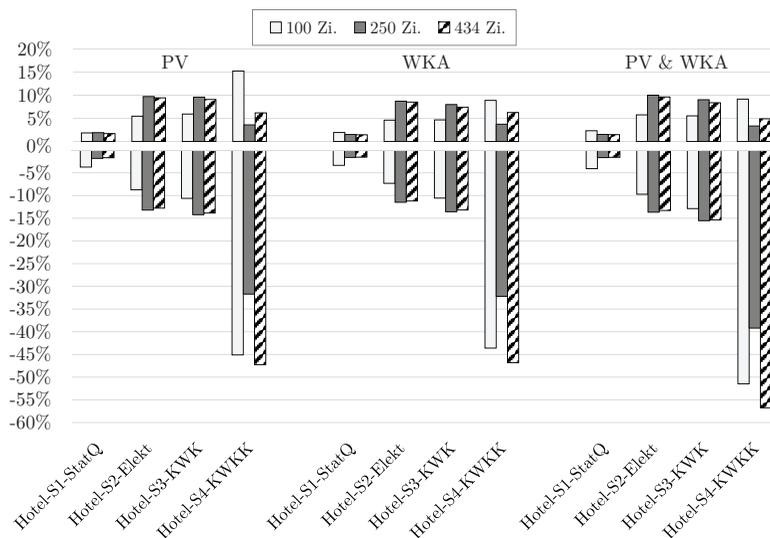


Abbildung 7.14.: Flexibilisierungsgrad der jeweiligen Hotels bezogen auf den Jahresstrombedarf der Betriebe (anhand eines Referenzlastgangs für das Jahr 2016)

Betrieben. Ein deutlich anderes Verhalten zeigt der Betriebsvergleich in Szenario Hotel-S4-KWKK. Der geringste Flexibilisierungsgrad in positive und negative Richtung wird für das 250-Zimmer-Hotel bestimmt. Bezogen auf den jeweiligen Jahresstrombedarf sind in positive Regelrichtung die höchsten Lastverschiebungspotenziale im 100-Zimmer-Betrieb zu finden. Das relativ größte negative Potenzial verzeichnet jedoch der 434-Zimmer-Betrieb. Dieses Ergebnis kann einerseits durch die unterschiedlichen BHKW-Größen und andererseits durch den unterschiedlichen Strombedarf pro Zimmer erklärt werden.

Ein Einflussfaktor sind die Laufzeiten der KWKK-Anlagen, die in Tabelle 7.6 aufgelistet sind. Daraus geht hervor, dass die Volllaststunden des BHKW im 100-Zimmer-Hotel am geringsten, die im 250-Zimmer-Hotel am höchsten sind. Die prozentuale Änderung der Volllaststunden in den einzelnen Szenarien ist für alle Betriebsgrößen ähnlich, allerdings sind die elektrischen und thermischen Leistungen der BHKW-Anlagen unterschiedlich. Aus den geänderten Nutzungszeiten resultieren demnach verschiedene Lastverschiebungspotenziale, die wiederum in den Flexibilisierungsgrad eingehen.

Im Vergleich zu den anderen Betrieben ist insbesondere aufgrund des fehlenden Dampfbedarfs der spezifische Strombedarf pro Zimmer im 100-Zimmer-Hotel geringer. In Kombination mit der Nutzung der KWKK-Anlage führt dies dazu, dass das 100-Zimmer-Hotel im Szenario Hotel-S4-KWKK einen geringeren jährlichen Strombedarf als im Referenzfall Hotel-S1-StatQ aufweist. Dies wirkt sich positiv auf den Flexibilisierungsgrad aus.

Zusammenfassend zeigt der Vergleich der unterschiedlichen Betriebsgrößen, dass diese das absolute Lastverschiebungspotenzial bestimmen. Allerdings ist für den relativen Flexibilisierungsgrad und damit für die Quantifizierung, welcher Anteil des Jahresstrombedarfs eines Hotelbetriebs für Lastverschiebungsmaßnahmen zu Verfügung steht, die Betriebsgröße von untergeordneter Wichtigkeit. Entscheidender hierbei sind zum einen welche thermischen Energiebedarfe zu welcher Zeit anfallen und zum anderen die Anlagengrößen.

7.3. Lastmanagement in der Wasserversorgung

Im Anschluss an die Quantifizierung des Lastverschiebungspotenzials im Hotelsektor wird in diesem Abschnitt das Potenzial der Wasserversorgung La Gomeras evaluiert. Die Evaluierung beschränkt sich hierbei auf die Trinkwasserversorgung und die Wasserversorgung des einzigen Golfplatzes der Insel, da diese mit der Trinkwasserversorgung über einen gemeinsam genutzten Förderbrunnen gekoppelt ist. Förderanlagen und Wasserspeicher, die ausschließlich für landwirtschaftliche Zwecke genutzt werden und keine Anbindung an das öffentliche Versorgungsnetz haben, sind nicht Teil der Analyse.

Abbildung 7.15 gibt einen Überblick über die Position der einzelnen Bilanzkreise und Anlagen, wobei aufgrund der Übersichtlichkeit nicht alle Brunnen und Wassertanks abgebildet sind. Die Modellierung der vier Bilanzkreise basiert auf den öffentlichen Daten des lokalen Wasserverbands „Consejo Insular de Aguas de La Gomera“ (vgl. C.I.A. La Gomera 2014a; C.I.A. La Gomera 2014b; C.I.A. La Gomera 2016a; C.I.A. La Gomera 2016b). Für die Modellierung wurde das Versorgungsnetz teilweise vereinfacht abgebildet. Detaillierte Fließdiagramme der zugrunde liegenden Verschaltung der Anlagen des Wassersystems sind im Anhang D.

Zusätzlich zu einem Referenzszenario ohne Lastmanagement werden zwei weitere Szenarien für die Evaluierung des Lastmanagementpotenzials der Wasserversorgung simuliert. Das erste Szenario Wasser-S1-Förder nutzt die Förderbrunnen und die SWRO-Anlage für Lastmanagementmaßnahmen in Hinblick auf eine vermehrte Nutzung von RES. Im zweiten

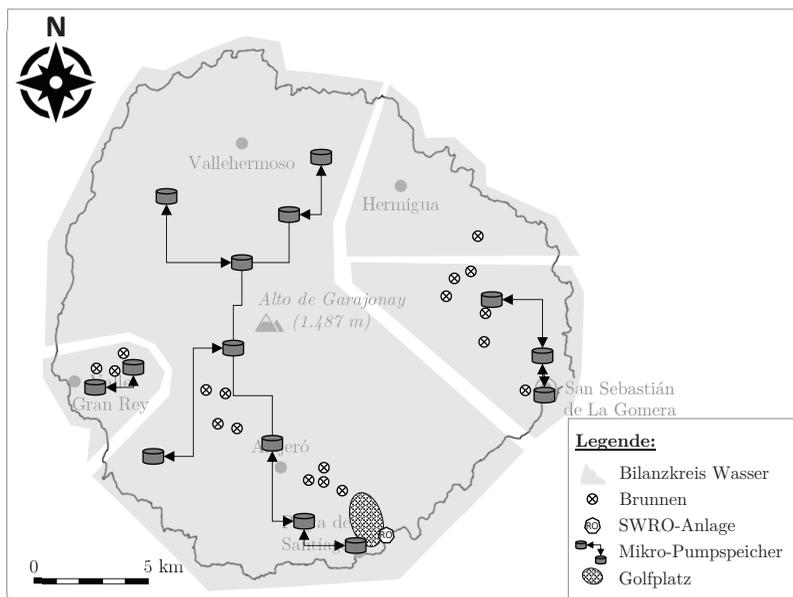


Abbildung 7.15.: Vereinfachte Darstellung der Trinkwassersysteme auf La Gomera

Szenario Wasser-S2-PAT werden zusätzlich zu den flexibel betriebenen Förderanlagen PAT eingesetzt, um vorhandene, geeignete Wasserspeicher als Mikro-Pumpspeicherkraftwerke betreiben zu können. Alle Szenarien werden mit Residuallastgängen mit ausschließlich PV, ausschließlich WKA oder mit einer Kombination beider Technologien simuliert (vgl. Abschnitt 7.1.3).

Die Wassernachfrage wird in allen Szenarien durch Speicher zeitlich von der Wasserförderung entkoppelt. Die Speicher müssen dazu stets ein Mindestvolumen an Trinkwasser enthalten. Durch dieses Vorgehen kann die Wassernachfrage als konstante Nachfrage über die gesamte Simulationszeit formuliert werden, ohne dass exakte, zeitlich hoch-aufgelöste Profile für die einzelnen Abnehmer der gesamten Insel benötigt werden. Dadurch und im Gegensatz zur Analyse des Lastmanagementpotenzials im Tourismussektor wird auch der elektrische Energiebedarf für alle untersuchten Residuallastgänge als konstant angenommen.

7.3.1. Ergebnisse energetische Kennzahlen

In diesem Abschnitt werden die energetischen Kennzahlen vorgestellt. Zunächst wird der Primärenergiebedarf untersucht, bevor im Anschluss der Autarkie- und der Nutzungsgrad eingehender analysiert werden.

Primärenergiebedarf

Im Gegensatz zur Ermittlung des Primärenergiebedarfs für Lastmanagementmaßnahmen im Hotelsektor wird für den Primärenergiebedarf der Maßnahmen im Wassersektor ausschließlich elektrische Energie bilanziert.¹⁸ Abbildung 7.16 stellt die Ergebnisse der Analyse des Primärenergiebedarfs für die Simulation mit 200 verschiedenen Residuallastgängen dar.

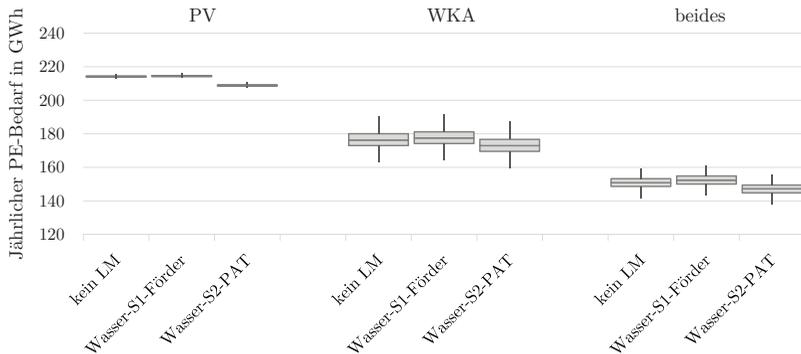


Abbildung 7.16.: Primärenergiebedarf durch Lastmanagement in der Wasserversorgung (für 200 verschiedene Residuallastgänge)

Aus den Ergebnissen wird deutlich, dass im Szenario Wasser-S2-PAT der Primärenergiebedarf gesenkt werden kann. Im Szenario Wasser-S1-Förder kann hingegen keine Reduktion des Primärenergiebedarfs realisiert werden. Die Simulation mit 200 wahrscheinlichen Eingangszeitreihen ermöglicht die Analyse der Robustheit der Ergebnisse. Die Streuung der Kennzahlen unterstreicht hierbei, dass die Ergebnisse gegenüber variierenden Wetterverhältnissen stabil sind. Eine detaillierte Analyse des Primärenergiebedarfs ist in Tabelle 7.7

¹⁸ Insbesondere werden keine Dieselbedarfe der Wärmenachfrage berücksichtigt. Der bilanzierte Primärenergiebedarf des Szenarios „kein LM“ ist im Wassersektor somit um 7 bis 8 GWh_{PE} geringer als in den Szenarien der Hotelbetriebe.

dargestellt. Die Aufteilung auf RES und Diesel unterstreicht, dass in beiden Szenarien der Dieselanteil gesenkt und der RES-Anteil gesteigert wird. Die deutlichste absolute Zunahme des RES-Anteils kann im Szenario Wasser-S2-PAT-PV erzielt werden (9,93 GWh bzw. 34,48 %). Gleichzeitig wird der Dieselanteil in diesem Szenario um 15,25 GWh bzw. 8,23 % reduziert. Für das Szenario Wasser-S1-Förder wird ebenfalls die stärkste absolute Änderung bei der ausschließlichen Nutzung von PV erzielt. Hierbei wird der RES-Anteil um 2,75 GWh (9,55 %) gesteigert und der Dieselanteil um 2,74 GWh (1,33 %) gesenkt.

Tabelle 7.7.: Primärenergiebedarf der einzelnen Szenarien (Mittelwerte von 200 Simulationen mit unterschiedlichen Residuallastgängen)

		Gesamt		RES		Diesel	
		Mittelwert in GWh	Rel. Änderung in %	Mittelwert in GWh	Rel. Änderung in %	Mittelwert in GWh	Rel. Änderung in %
PV	kein LM	214,76	–	28,80	–	185,38	–
	Wasser-S1-Förder	214,45	+0,13	31,55	+9,55	182,90	-1,33
	Wasser-S2-PAT	208,86	-2,48	38,73	+34,48	170,13	-8,23
WKA	kein LM	176,36	–	39,65	–	136,72	–
	Wasser-S1-Förder	177,55	+0,67	42,00	+5,93	135,55	-0,85
	Wasser-S2-PAT	173,01	-1,81	47,51	+19,84	125,49	-8,21
beides	kein LM	150,83	–	46,97	–	103,85	–
	Wasser-S1-Förder	152,32	+0,99	49,26	+4,86	103,07	-0,76
	Wasser-S2-PAT	147,06	-2,50	55,24	+17,59	91,83	-11,58

Autarkie- und Nutzungsgrad

Der Autarkiegrad der einzelnen Szenarien ist in Abbildung 7.17 für die Simulation mit 200 verschiedenen Residuallastgängen dargestellt.

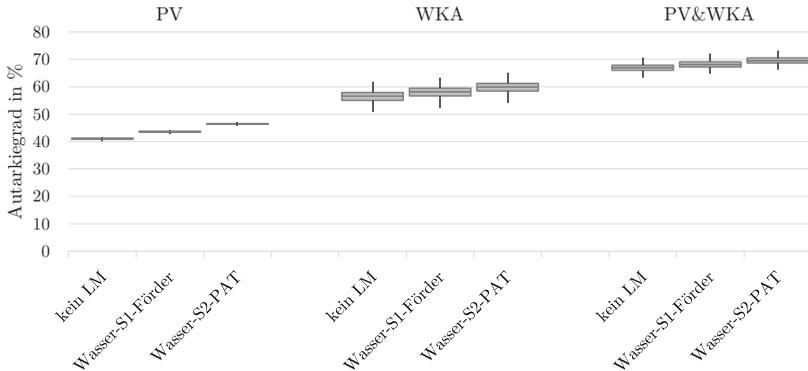


Abbildung 7.17.: Steigerungen des Autarkiegrads durch Lastmanagement im Wassersektor (für 200 verschiedene Residuallastgänge)

Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass der Autarkiegrad durch beide Lastmanagement-szenarien deutlich gesteigert werden kann und betont somit die Position der Wasserversorgung innerhalb des Energiesystems. Durch den flexiblen Betrieb aller Förderbrunnen kann im Durchschnitt der Autarkiegrad relativ um 6,22% (nur PV), 2,86% (nur WKA) bzw. 2,01% (beide RES) gesteigert werden. Werden zusätzlich noch Mikro-Pumpspeicher verwendet, ist die relative Steigerung mit 13,07% (nur PV), 5,92% (nur WKA) bzw. 4,41% (beide RES) noch höher. In beiden Szenarien können somit die höchsten relativen Steigerungen bei der ausschließlichen Nutzung von PV erzielt werden. Die Auswertung des Nutzungsgrads zeigt ein ähnliches Bild. Auch hier kann durch beide Szenarien die Kennzahl gesteigert werden, wobei die Steigerung im Szenario Wasser-S2-PAT ebenfalls deutlich höher ausfällt. Die wesentlichen Größen beider Kennzahlen sind für beide untersuchten Szenarien im Wassersektor in Tabelle 7.8 zusammengefasst.

Tabelle 7.8.: Zusammenfassung des Autarkie- und des Nutzungsgrads der einzelnen Szenarien; alle Werte in Prozent

		Autarkiegrad			Nutzungsgrad		
		Mittelwert	Standard-abw.	Rel. Änderung	Mittelwert	Standard-abw.	Rel. Änderung
PV	kein LM	41,07	0,19		38,24	0,36	
	Wasser-S1-Förder	43,62	0,20	6,22	41,89	0,38	9,55
	Wasser-S2-PAT	46,43	0,22	13,07	47,26	0,41	23,60
WKA	kein LM	56,54	2,12		52,07	1,18	
	Wasser-S1-Förder	58,15	2,11	2,86	55,16	1,24	5,93
	Wasser-S2-PAT	59,88	2,12	5,92	59,37	1,23	14,02
beides	kein LM	66,98	1,44		61,90	0,80	
	Wasser-S1-Förder	68,19	1,43	2,01	64,91	0,82	4,86
	Wasser-S2-PAT	69,62	1,41	4,41	69,46	0,80	12,22

Die Standardabweichungen der Kennzahlen weisen starke Änderungen in Abhängigkeit der genutzten RES auf, allerdings sind die Standardabweichungen innerhalb der drei untersuchten RES-Nutzungen unabhängig vom Lastmanagementkonzept nahezu konstant. Die geringste Streuung der Kennzahlen tritt bei der ausschließlichen Nutzung von PV auf. Die Standardabweichung beträgt zwischen 0,19 und 0,22 % (Autarkiegrad) bzw. 0,36 und 0,41 % (Nutzungsgrad). Die Nutzung von WKA führt zu deutlich höheren Abweichungen. Bei der alleinigen Nutzung von WKA liegt der Autarkiegrad zwischen 2,11 und 2,12 % bzw. der Nutzungsgrad zwischen 1,18 und 1,24 %. Die Nutzung beider RES führt zu Autarkiegraden zwischen 1,41 und 1,44 % und Nutzungsgraden zwischen 0,80 und 0,82 %.

Im Folgenden wird die Streuung der Kennzahlen näher analysiert. In Abbildung 7.18 ist die Streuung des Autarkiegrads für 200 Simulationen unter Nutzung von PV für beide Szenarien dargestellt. Die Grafik verdeutlicht, dass der Autarkiegrad unabhängig vom Residuallastgang nahezu um einen konstanten Wert gesteigert wird. Für beide Szenarien besteht somit kein linearer Zusammenhang zwischen dem Autarkiegrad ohne Lastmanagement und der relativen Änderung des Autarkiegrads (Bestimmtheitsmaß $R^2 = 0,0012$ bzw. $R^2 = 0,0193$).

Im Gegensatz dazu führt die Nutzung von WKA zu einem anderen Verhalten. Die Abbil-

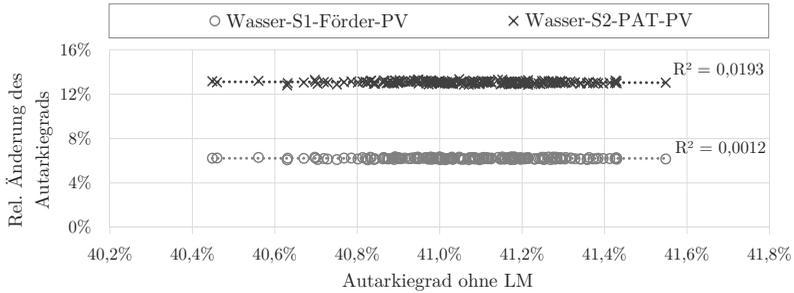


Abbildung 7.18.: Relative Änderung des Autarkiegrads gegenüber dem Autarkiegrad ohne Lastmanagement im Szenario Wasser-S1-Förder-PV und Wasser-S2-PAT-PV (für 200 verschiedene Residuallastgänge)

Abbildung 7.19 unterstreicht, dass mit steigendem Autarkiegrad ohne Lastmanagement die relative Änderung sinkt. Die relative Steigerung des Autarkiegrads und der Autarkiegrad ohne Lastmanagement weisen somit einen direkten linearen Zusammenhang auf (Bestimmtheitsmaß $R^2 = 0,5868$ bzw. $R^2 = 0,7277$). Werden sowohl PV als auch WKA genutzt, besteht ebenfalls ein zumindest mittlerer, linearer Zusammenhang zwischen beiden Kennzahlen (Bestimmtheitsmaß $R^2 = 0,4201$ bzw. $R^2 = 0,6861$; vgl. Abbildung E.8).

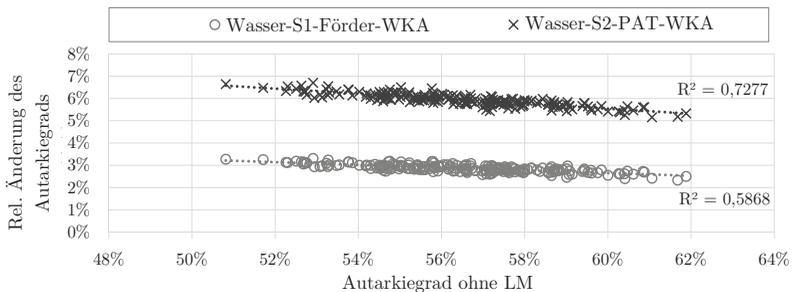


Abbildung 7.19.: Relative Änderung des Autarkiegrads gegenüber dem Autarkiegrad ohne Lastmanagement im Szenario Wasser-S1-Förder-WKA und Wasser-S2-PAT-WKA (für 200 verschiedene Residuallastgänge)

7.3.2. Ergebnisse technische Komponenten

Im Anschluss an die Darstellung der energetischen Kennzahlen wird in diesem Abschnitt das tatsächlich genutzte Lastverschiebungspotenzial näher analysiert. Das Lastverschiebungspotenzial wird anhand der Referenzlastgang-Methode für das Referenzjahr 2016 ermittelt. Die Jahresdauerlinien des tatsächlich genutzten positiven und negativen Lastverschiebungspotenzials beider Szenarien sind für die ausschließliche Nutzung von PV in Abbildung 7.20 dargestellt.

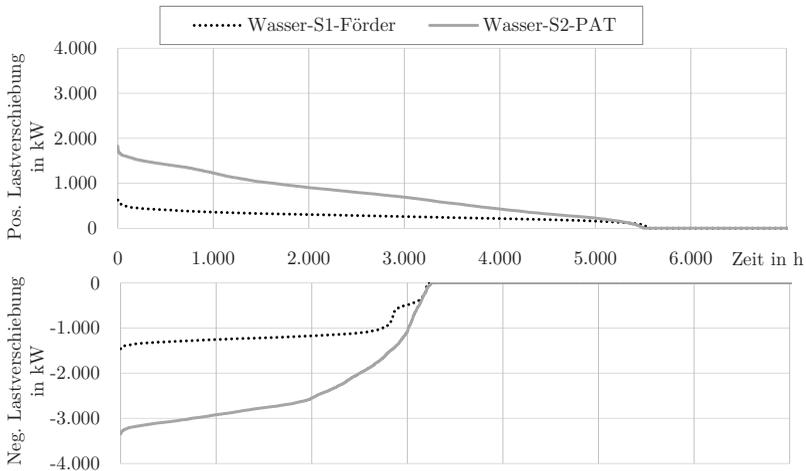


Abbildung 7.20.: Jahresdauerlinie der Lastverschiebung beider Szenarien für das Referenzjahr 2016 für die ausschließliche Nutzung von PV

Die Jahresdauerlinien zeigen, dass durch die flexible Nutzung der Förderanlagen eine konstant hohe Lastverschiebung erreicht wird. Der Vergleich mit der Verteilung des Residuallastgangs (s. Abbildung 7.3) ergibt, dass der Zeitraum der genutzten Lastverschiebung in beide Regelrichtungen dem Zeitraum positiver bzw. negativer Residuallast entspricht. Dies unterstreicht, dass die Anlagenverfügbarkeit sehr hoch ist. In Tabelle 7.9 sind die tatsächlich genutzten Lastverschiebungspotenziale der einzelnen Szenarien aufgeführt.

Die Tabelle verdeutlicht, dass die unterschiedlichen RES-Gruppen sich im Wesentlichen durch die Summe des positiven und negativen Potenzials unterscheiden. Für beide Szenarien werden die höchsten Summen bei der ausschließlichen Nutzung von PV erzielt. Die

geringsten Werte weisen die Szenarien bei der Verwendung von WKA auf. Darüber hinaus zeigt die Tabelle, dass in allen untersuchten Fällen das tatsächlich genutzte negative Lastverschiebungspotenzial gegenüber dem positiven überwiegt.

Tabelle 7.9.: Zusammenfassung des tatsächlich genutzten positiven und negativen Lastverschiebungspotenzials der einzelnen Szenarien (gegenüber einem Referenzlastgang für das Jahr 2016)

		positives Potenzial			negatives Potenzial		
		max.	mittlere	Summe	max.	mittlere	Summe
		Leistung	Leistung		Leistung	Leistung	
		in kW	in kW	in MWh	in kW	in kW	in MWh
PV	Wasser-S1-Förder	625,91	273,37	1.516,36	1.457,29	1.124,43	3.612,80
	Wasser-S2-PAT	1.822,15	765,86	4.215,29	3.345,31	2.430,63	7.914,14
WKA	Wasser-S1-Förder	690,22	245,59	1.156,99	1.454,09	822,96	3.332,15
	Wasser-S2-PAT	1.769,29	511,10	2.463,52	3.321,47	1.588,16	6.257,34
Beides	Wasser-S1-Förder	719,61	291,85	1.221,70	1.463,74	786,81	3.598,89
	Wasser-S2-PAT	1.857,09	729,24	3.136,46	3.328,08	1.702,25	7.590,34

Im Gegensatz zu den Summen ist sowohl die maximale als auch die durchschnittliche Leistung der positiven Lastverschiebung für alle RES-Gruppen ähnlich. Bei der negativen Lastverschiebung treten auch bei diesen Kennzahlen Unterschiede zwischen den RES-Gruppen auf. Auch hier sind die Kennzahlen für das negative Potenzial deutlich größer als die des positiven Potenzials. Dies verdeutlicht, dass insbesondere Anlagen in Zeiten negativer Residuallast zugeschaltet werden, um die Stromnachfrage zu diesen Zeitpunkten zu erhöhen. Hingegen ist aufgrund des kontinuierlichen Wasserbedarfs ein Ausschalten der Anlagen weniger oft möglich. Verstärkend kommt hinzu, dass Wasserleitungen i. d. R. nur in eine Richtung durchflossen werden und somit die Wasserspeicher nur lokal den Wasserbedarf decken können. Dies hat zur Folge, dass trotz höherer Fördermengen nicht alle Bedarfe durch Speicher gedeckt werden können und somit weiterhin Förderanlagen betrieben werden müssen.

Da somit insgesamt Förderanlagen häufiger zu- als abgeschaltet werden, werden sowohl der Strombedarf als auch die geförderte Wassermenge durch Lastmanagement gesteigert. Im Fall des Szenarios Wasser-S2-Förder ist dies zusätzlich noch auf den Gesamtwirkungsgrad

der PAT zurückzuführen. In Abbildung 7.21 werden die generierten und nachgefragten Energiemengen der einzelnen Szenarien verglichen.

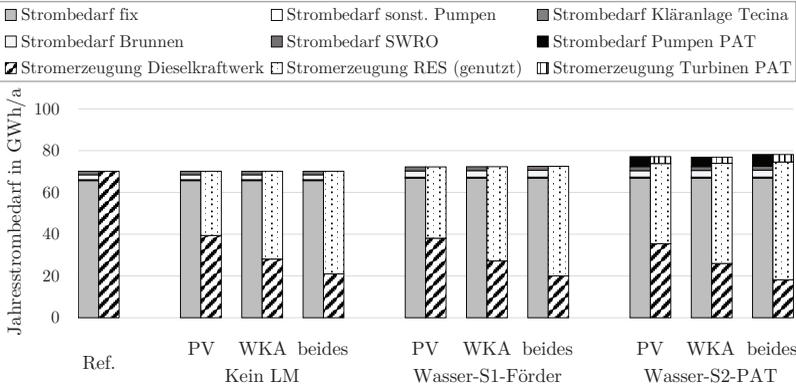


Abbildung 7.21.: Nachgefragte und generierte elektrische Energiemenge für das Referenzjahr 2016 für die betrachteten Szenarien

Die Grafik verdeutlicht, dass durch die flexible Nutzung der Förderanlagen (Szenario Wasser-S1-Förder) die nachgefragte Energiemenge um 3,0 % (nur PV), 3,1 % (nur WKA) bzw. 3,4 % (beides) ansteigt, da die geförderte Wassermenge gesteigert wird. Gleichzeitig wird der RES-Anteil für alle betrachteten RES-Varianten auf 45,4 % (nur PV), 61,3 % (nur WKA) bzw. 71,5 % (beides) erhöht. Die genaue Betrachtung des Strombedarfs der Brunnen und SWRO unterstreicht, dass für diese Komponenten eine geringe Erhöhung des Strombedarfs durch die Lastmanagementmaßnahmen erfolgt, da die Betriebszeiten der Förderanlagen beeinflusst werden.¹⁹ Das zweite Szenario (Wasser-S2-PAT) verdeutlicht, dass der RES-Anteil durch die Verwendung von PAT nochmals gesteigert werden kann. Die PAT erhöhen im Pumpenbetrieb die nachgefragte Energie, können im Turbinenbetrieb jedoch einen Teil der nachgefragten Energie generieren. Die Differenz zwischen beiden Energiemengen entspricht den Speicherverlusten aufgrund der Wirkungsgrade im Pumpen- und Turbinenbetrieb.

¹⁹Die geringen Steigerungen sind auf die gesteigerte Fördermengen zurückzuführen.

7.4. Diskussion der Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Lastmanagementanalysen im Hotelbetrieb und in der Wasserversorgung im wissenschaftlichen Kontext dieser Arbeit diskutiert.

Der Residuallastgang des Fallbeispiels verdeutlicht, dass für das Erreichen hoher Autarkie- und Nutzungsgrade ein hoher Bedarf an Energiespeicherung besteht. Des Weiteren führt die Nutzung von RES zu sehr hohen Erzeugungsspitzen (s. S. 105, Abbildung 7.3). Beides unterstreicht die Notwendigkeit der Anpassung des Energiesystems an die vermehrte Nutzung volatiler Erzeuger. Lastmanagement ist hierbei eine Möglichkeit, um einerseits durch Lastverschiebung den Bedarf klassischer Stromspeicher zu senken und andererseits durch die dezentrale Nutzung des Stroms Netzausbaumaßnahmen zu reduzieren.

Durch Lastverschiebungsmaßnahmen wird in allen untersuchten Szenarien die Nutzung von Primärenergie aus fossilen Brennstoffen gesenkt. Aufgrund zusätzlicher elektrischer Anlagen wird dennoch der Strombedarf der Insel insbesondere in den Szenarien Hotel-S2-Elekt und Wasser-S2-PAT absolut erhöht, gleichzeitig wird aber auch der Anteil regenerativer Energieträger an der Stromgenerierung absolut gesteigert. Da sowohl die Stromgenerierung durch RES als auch die Energienachfrage des Hotelbetriebs keinen deterministischen Einflüssen unterliegen, wird die Änderung der energetischen Kennzahlen mittels wiederholter Simulation mit unterschiedlichen, wahrscheinlichen Eingangsdaten bestimmt. Dies ermöglicht die Ermittlung der Sensitivität und Aussagen bezüglich der Robustheit der getroffenen Aussagen. In diesem Zusammenhang unterstreichen die Untersuchungen, dass die Nutzung wahrscheinlich verteilter Eingangsdaten eine geringe Streuung der Änderungen der energetischen Kennzahlen bewirkt und somit die ermittelten Potenziale der Lastverschiebungsmaßnahmen als robust angesehen werden können.

Ferner führt die Nutzung unterschiedlicher RES zu unterschiedlichen linearen Korrelationen der Autarkiegradänderungen. Während bei geringen Autarkiegraden die relative Steigerung unabhängig vom Autarkiegrad ohne Lastmanagement als konstant betrachtet werden kann, folgt mit zunehmendem Autarkiegrad ein negativer, linearer Zusammenhang zwischen der Ausgangsgröße und der relativen Steigerung. Hinsichtlich der ausschließlichen Verwendung von PV (geringer Autarkiegrad) bedeutet dies, dass die Eingangsdaten zwar einen direkten Einfluss auf den Residuallastgang und somit auf die Höhe des Autarkiegrads haben, jedoch nicht wesentlich das Lastmanagementpotenzial beeinflussen. Die Nutzung von WKA (hoher Autarkiegrad) führt zu höheren Autarkie- und Nutzungsgraden, allerdings sinkt das

Steigerungspotenzial mit zunehmendem RES-Anteil im Energiesystem. Diese Ergebnisse deuten darauf hin, dass bei einem hohen Anteil von RES im Energiesystem dieser nur durch einen vergleichsweise höheren Aufwand gesteigert werden kann und Lastmanagementmaßnahmen nicht ihre volle Wirkung entfalten können. Dies ist darauf zurückzuführen, dass ein Großteil der fluktuierenden RES bereits genutzt wird. Gleichwohl bewirken die Maßnahmen immer noch eine Steigerung. Zu einem ähnlichen Ergebnis kommen auch Livengood et al. (2010) und Pina et al. (2012). In beiden Studien wird der Anteil der theoretisch nutzbaren flexiblen Last an der Gesamtlast variiert. Die Ergebnisse zeigen eine Sättigung des tatsächlich genutzten Lastverschiebungspotenzials mit zunehmender Steigerung (vgl. Livengood et al. 2010, S. 202 ff.; Pina et al. 2012, S. 135).

Der Vergleich des tatsächlich genutzten Lastverschiebungspotenzials in den unterschiedlichen RES-Gruppen unterstreicht dieses Ergebnis. Sowohl bei den Szenarien des Hotelsektors als auch bei den Szenarien des Wassersektors zeigt die Nutzung von PV zwar einerseits die geringsten Autarkie- und Nutzungsgrade, andererseits jedoch die höchsten Lastverschiebungspotenziale. Zusätzlich zum oben beschriebenen Sättigungseffekt durch zunehmende RES kann diese Tatsache auch auf die unterschiedliche Verteilung der Residuallastgänge zurückgeführt werden. Die Residuallastgänge der PV-Nutzung weisen zwar deutlich kürzere Zeiträume mit negativer Last auf, allerdings sind die Differenzen zwischen Nachfrage und Erzeugung betragsmäßig höher. Dies bewirkt, dass öfter das gesamte zur Verfügung stehende Potenzial genutzt wird.

Um die einzelnen Lastmanagementmaßnahmen miteinander vergleichen zu können, wird der Flexibilisierungsgrad für jedes Szenario bestimmt. Der Flexibilisierungsgrad gibt hierbei an, welcher Anteil des Jahresstrombedarfs der gesamten Insel durch die einzelnen Lastverschiebungsmaßnahmen flexibel nachgefragt wird. Er unterscheidet sich somit wesentlich durch die Bezugsgröße vom zuvor definierten Flexibilisierungsgrad in Abschnitt 7.2.4. Die Ergebnisse sind in Tabelle 7.10 aufgeführt.

Die Ergebnisse dieser Dissertation verdeutlichen, dass ein hoher Anteil des Strombedarfs der Insel als flexibel angesehen werden kann. Insbesondere im Wassersektor bestehen hohe Flexibilisierungspotenziale. Dies unterstreicht zum einen, dass der Wassersektor einen wesentlichen Anteil am Strombedarf der gesamten Insel hat. Zum anderen kann der Strombedarf der Wasserversorgung nahezu komplett flexibilisiert werden. Insbesondere zeigt die Nutzung von Mikro-Pumpspeichern und PAT eine starke Zunahme des Flexibilisierungsgrads und unterstreicht somit die Erkenntnisse in Tricarico et al. (2014), Nestmann

Tabelle 7.10.: Flexibilisierungsgrad bezogen auf den Jahresstrombedarf der Insel in Prozent (mittels Referenzlastgang-Methode ermittelt)

	PV		WKA		Beides	
	positiv	negativ	positiv	negativ	positiv	negativ
Hotel-S1-StatQ	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Hotel-S2-Elekt	0,6	0,8	0,5	0,7	0,6	0,8
Hotel-S3-KWK	0,5	0,8	0,4	0,8	0,4	0,9
Hotel-S4-KWKK	0,3	2,5	0,3	2,5	0,3	3,0
Wasser-S1-Förder	2,1	5,0	1,6	4,6	1,7	5,0
Wasser-S2-PAT	5,5	10,3	3,2	8,1	4,0	9,7

et al. (2013) und Pouliezios et al. (2016).

Die Flexibilisierungsgrade der Wasserversorgung beziehen sich auf die gesamte Wasserversorgung der Insel, während der Flexibilisierungsgrad des Hotelbetriebs lediglich auf einen großen Betrieb (434 Zimmer) bezogen ist. Der Jahresstrombedarf des Hotelbetriebs beträgt je nach Anlagenkonfiguration zwischen 5 und 5,9% des Strombedarfs der gesamten Insel und damit etwas weniger als der Anteil der betrachteten Wasserversorgung (6,4 bis 7,9%). Im Gegensatz zur Wasserversorgung kann der Strombedarf des Hotelbetriebs jedoch nur anteilig flexibilisiert werden, sodass der Flexibilisierungsgrad im Vergleich deutlich geringer ist.

Der Anteil flexibler Stromnachfrage des gesamten Hotelsektors wird höher ausfallen als der für einen Betrieb angegebene Wert in Tabelle 7.10. Sowohl wegen der oben diskutierten Sättigungseffekte als auch wegen der in Abschnitt 7.2.4 gezeigten Auswirkungen individueller Energiebedarfe und unterschiedlicher Anlagenkonfigurationen der einzelnen Hotelbetriebe, lässt sich das Gesamtpotenzial des Hotelsektors jedoch nicht proportional zur Zimmeranzahl bestimmen.

Zusätzlich zu Hotelbetrieben und der Wasserversorgung besitzen weitere typische Einrichtungen wie Verwaltungsgebäude oder Krankenhäuser eine ähnliche technische Gebäudeausrüstung, sodass diese insbesondere im Bereich der energetischen Sektorenkopplung des Strom- und Wärmesektors ähnliche Potenziale aufweisen können. Darüber hinaus bieten noch weitere Anwendungen wie beispielsweise Küchengeräte, Gefrierhäuser oder Poolheizungen ein nutzbares Potenzial. In der Literatur getroffene Annahmen bezüglich des Anteils flexibler Last am Gesamtstrombedarf, beispielsweise 8% in Dietrich et al. (2012) für die

kanarische Insel Gran Canaria oder 1-20% in Livengood et al. (2010) für die Azoreninsel Flores, können somit als realistisch angesehen werden.

Neben Lastverschiebungsmaßnahmen gehören nach Gellings (1985) auch Energieeffizienzmaßnahmen zum allgemeinen Lastmanagement. In Hinblick auf das tatsächlich nutzbare Lastverschiebungspotenzial senken Effizienzmaßnahmen das Potenzial, da einerseits der Energiebedarf reduziert und andererseits insbesondere durch effizientere Energiewandlung die Stromnachfrage einzelner Komponenten verringert wird. Die Untersuchungen in dieser Arbeit berücksichtigen den derzeitigen Stand der Technik, beispielsweise bei der Effizienz der Komponenten.

Neben Effizienzmaßnahmen beim Nutz- und Endenergiebedarf haben RES einen Einfluss auf den Primärenergiebedarf. Zusätzlich zu den in dieser Arbeit berücksichtigten Systemen können – den geografischen und geologischen Gegebenheiten der Insel entsprechend – weitere thermische, regenerative Energiequellen wie Geothermie, Solarthermie oder Meerwasserkühlung genutzt werden. Diese Maßnahmen würden den durch elektrisch betriebene Komponenten zu deckenden Energiebedarf reduzieren. Die Folgen hinsichtlich des Lastverschiebungspotenzials wären eine niedrigere Flexibilität und ein reduziertes Potenzial.

Die Umsetzung der Lastverschiebungsmaßnahmen unterliegt mehreren technischen und ökonomischen Restriktionen, die im Folgenden näher diskutiert werden.

Die Lastverschiebungsmaßnahmen im Hotelbetrieb benötigen thermische Speicherkapazitäten. Der dadurch entstehende Platzbedarf muss mit der im Hotelbetrieb zu Verfügung stehenden Fläche abgeglichen werden. Je nach Hotel variieren die Möglichkeiten der Speicheraufstellung. Weiträumige Resorts und Bungalowhotels bieten hierbei eine vergleichbar größere Freifläche und somit verfügbare Fläche für die Installationen an. Während TWW-Speicher in Kombination mit Solarthermieanlagen bereits häufig in Hotelbetrieben verwendet werden, finden Kältespeicher in diesem Bereich bisher kaum Anwendung. Aufgrund der unterschiedlichen Temperaturdifferenzen ist das spezifische Speichervolumen von sensiblen Kältespeichern deutlich höher als das sensibler Wärmespeicher.²⁰ Der Platzbedarf von Kältespeichern wurde bereits in Khripko (2017) thematisiert. Sie kommt zu dem Schluss, dass vorhandene Sprinklerbecken als Kältespeicher genutzt werden können (vgl. Khripko 2017, S. 116f.). Da jedoch nicht jeder Hotelbetrieb über entsprechende Becken

²⁰Zum Vergleich: Die Speicherkapazität eines sensiblen Wärmespeichers mit einer Temperaturdifferenz von 30 K beträgt ungefähr 35 kWh/m³, während die Speicherkapazität eines sensiblen Kältespeichers mit einer Temperaturdifferenz von 6 K nur ungefähr 7 kWh/m³ beträgt.

verfügt, bieten alternativ latente Wärmespeicher (z. B. Eisspeicher) die Möglichkeit, das notwendige Speichervolumen deutlich zu reduzieren (vgl. Sterner et al. 2016, S. 714). Die für den Phasenwechsel erforderlichen niedrigeren Temperaturen reduzieren jedoch wiederum die Effizienz der KKM.

Während im Hotelbetrieb Speicherkapazitäten ausgebaut werden müssten, enthält das Wasserversorgungssystem ausreichend Speicherkapazität. Allerdings muss sichergestellt sein, dass der Zustand der Wasserleitungen und der Wasserspeicher sehr gut ist, da ansonsten ein erheblicher Wasserverlust durch Leckagen oder Verdunstung entstehen kann. Die Nutzung großer Wasserspeicher in Verbindung mit PAT als Mikro-Pumpspeicherkraftwerke zeigt ein hohes Lastverschiebungspotenzial, setzt aber gleichzeitig gute Rohrleitungen und geeignete Speicherbecken voraus. Da bislang die Leitung des Wassers überwiegend durch Gravitation betrieben wird, sind die Wasserleitungen nicht hinsichtlich der Minimierung von Druckverlusten ausgelegt. Dadurch kann es notwendig sein, zusätzlich zur Wartung der Wasserspeicher und der Installation der PAT auch die Rohrleitungen zu warten oder zu erneuern.

Im Rahmen dieser Arbeit werden Förderbrunnen zu jedem Zeitpunkt als verfügbar angesehen. Diese Annahme berücksichtigt nicht, dass die Verfügbarkeit der Anlagen auf das Grundwasservorkommen abgestimmt sein muss. Insbesondere gilt es, die Ressourcen nachhaltig zu nutzen, sodass weder Salzwasser in Süßwasservorkommen eindringen kann, noch die Ressourcen dauerhaft versiegen. Die Betriebsweise der Förderbrunnen wird somit neben energetischen Größen im Wesentlichen durch geologische Größen bestimmt.

Ein wesentlicher Forschungsbedarf besteht in der Regelung der Anlagen der thermischen Energieversorgung. Neben der Anbindung der Anlagen durch IKT ist insbesondere die Umstellung des anlageninternen Regelkreises vorzunehmen. Bisher häufig verwendete Zweipunktregelungen (z. B. in einer KKM, einer Wärmepumpe oder einem elektrischen Dampferzeuger) müssen so umgeschrieben werden, dass einerseits Betriebsparameter eingehalten werden, andererseits aber auch über einen definierten Zeitraum eine kontinuierliche elektrische Lastabnahme sichergestellt werden kann. Andernfalls können die Taktungen der Anlagen zu einer Verstärkung des Residuallastgangs führen und sich somit gegenteilig auf die Stabilisierung des elektrischen Netzes auswirken (vgl. Khripko 2017, S. 119).

Zusätzlich zur Regelung ist auch das Anfahrverhalten der Anlagen von hoher Bedeutung. Aus Sicht der Stabilisierung der Netze sind die tatsächlichen Verläufe der Lastaufnahme

interessant. Durchschnittliche bzw. gemittelte Leistungsverläufe können nicht verwendet werden. Aus Sicht der Verfügbarkeit von thermischer Energie bzw. Wasser ist das Anfahrverhalten ebenfalls von hoher Bedeutung. Anfahrvorgänge können mit reduzierten Leistungen einhergehen, die in den Bilanzkreisen entsprechend berücksichtigt werden müssen. Speicher können an dieser Stelle Anfahrzeiten überbrücken und so zu einer gesicherten Verfügbarkeit beitragen, andernfalls müssen Anlagen vorzeitig hochgefahren werden.

Die Regelung der Anlagen ist überdies eng mit der Implementierungsebene der Lastmanagementmaßnahmen verbunden. Im Rahmen dieser Studie wurde ein zentral geregeltes Modell simuliert (engl. Direct Load Control), um unabhängig von allen Marktakteuren das hinsichtlich der vorgegebenen Optimierung tatsächlich genutzte Lastverschiebungspotenzial zu ermitteln. Dem zentral geregelten Modell stehen verschiedene dezentrale Modelle gegenüber, bei denen einzelne Akteure mit begrenztem Wissen über das ganze System aufgrund von externen Signalen einzelne Anlagen steuern (vgl. Palensky et al. 2011, S. 382). Einzelne Akteure können ähnlich wie virtuelle Kraftwerke auch aggregiert werden, um das Potenzial der einzelnen Anlagen zu vergrößern. In diesem Zusammenhang zeigen beispielsweise Motalleb et al. (2016), dass elektrische Wärmerezeuger genutzt werden können, um die Frequenz in einem Verteilnetz zu stabilisieren. Letztendlich wird in jedem Fall durch die Implementierungsebene sowohl die notwendige IKT als auch das Marktmodell bestimmt.

Neben den technischen Restriktionen sind vor allem die gesetzlichen Regularien und die Marktmodelle für das genutzte Lastverschiebungspotenzial entscheidend. Durch Lastverschiebungsmaßnahmen, wie sie im Kontext dieser Arbeit diskutiert werden, entstehen zum einen betriebswirtschaftliche Kosten durch Investitionen in neue Anlagen und Speicherkapazitäten. Zum anderen entsteht durch die Reduzierung des Einsatzes fossiler Brennstoffe, der verstärkten Nutzung von RES und der Vermeidung von Emissionen ein makroökonomischer Gewinn. Marktmodelle müssen demnach beide Sichtweisen zusammenbringen und einen finanziellen Ausgleich der betriebswirtschaftlichen Investitionen schaffen.

Diese besondere Herausforderung kann am Beispiel der BHKW-Nutzung verdeutlicht werden. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht des Anlagenbetreibers soll die Anlage hohe Laufzeiten erzielen. Aus Sicht des Netzbetreibers ist in erster Linie die Flexibilität der Anlage interessant. Die unterschiedlichen Sichtweisen finden sich auch in den Bewertungsmethoden des Lastverschiebungspotenzials wieder (s. S. 116, Abschnitt 7.2.3). Vom Standpunkt des Anlagenbetreibers aus gesehen wird die Anlage vermehrt ausgeschaltet. Dies entspricht der Quantifizierung mittels Referenzlastgang-Methode. Im Gegensatz dazu wird durch die

Speicherfluss-Methode das Flexibilitätspotenzial vom Standpunkt des Netzbetreibers evaluiert. Da die Ergebnisse insbesondere bei der BHKW-Nutzung erhebliche Unterschiede aufweisen, zeigt der Vergleich der Methoden, dass die genaue Angabe des Evaluierungsverfahrens wesentlich für die korrekte Einordnung des Potenzials ist.

Gegenüber den anderen diskutierten Lastverschiebungsmaßnahmen bietet ein BHKW die Möglichkeit, mittels effizienter Brennstoffnutzung Strom zu generieren, wenn gleichzeitig die Wärme genutzt oder für eine spätere Verwendung gespeichert werden kann. Hier verdeutlicht das Beispiel der KWKK-Anlage, wie dies mit anderen, elektrifizierten Lösungskonzepten (Wärmepumpe und KKM) konkurriert. Die Untersuchungen zeigen, dass der Energieträgerwechsel im Bereich der Kälteversorgung von KWKK auf KKM das größte Lastverschiebungspotenzial aller untersuchten Anlagenkonfigurationen bewirkt. Gleichzeitig führt der Energieträgerwechsel jedoch zu einer wiederum verstärkten Reduzierung der BHKW-Laufzeiten. Um das hohe identifizierte Lastverschiebungspotenzial von KWK und insbesondere KWKK nutzen zu können, müssen entweder wirtschaftliche Anreize die Folgen der geringeren Laufzeiten kompensieren oder regulatorische Maßnahmen die Flexibilität erzwingen. Dies kann schließlich auch zu der Frage führen, welche Seite (Betrieb oder Netzbetreiber) in die Anlagen investiert und mit welcher Anlagenlaufzeit in der Investitionsrechnung kalkuliert wird.

Die Marktmodelle für Lastverschiebung sind hierbei auch im Kontext des ökonomischen Vergleichs mit bereits etablierten und zukünftigen Technologien zu diskutieren. Insbesondere die stark sinkenden Herstellungskosten für Akkumulatoren (vgl. Lambert 2017; Pothecary 2016) und die in Zukunft verstärkte Nutzung von Elektromobilität (vgl. Morais et al. 2014, S. 281; Zakariazadeh et al. 2015, S. 100) bieten ähnliche Anwendungsfelder, sodass diese in einen Technologiewettstreit mit den analysierten Maßnahmen treten können. Aufgrund der Isolation von Inseln können darüber hinaus auch sozio-ökonomische Faktoren wie beispielsweise Arbeitsplätze und regionale Wertschöpfung in die Wahl eines geeigneten Energiesystems und der Speichermaßnahmen einfließen.

Zusammenfassung und Ausblick

Die vorliegende Arbeit steht im Kontext der globalen Energiewende. Der zunehmende Ausbau volatiler RES fordert eine Anpassung des gesamten Energiesystems. Zukünftig wird die Energieversorgung nicht mehr allein durch die Energienachfrage, sondern auch vom Energieangebot bestimmt. Lastmanagement durch Sektorenkopplung ist eine Möglichkeit, um einerseits die Nutzung klassischer Stromspeicher wie beispielsweise Akkumulatoren oder Pumpspeicher und andererseits den Ausbau elektrischer Netze zu reduzieren.

Als Forschungsgegenstand werden aufgrund ihrer Abgeschiedenheit und den damit verbundenen guten Evaluierungsmöglichkeiten sowie der hohen Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen mit den damit einhergehenden ökonomischen und ökologischen Folgen Inseln gewählt. Die Betrachtung der Energienachfrage zeigt, dass sowohl der Tourismussektor und im Speziellen Hotelbetriebe als auch die Wasserversorgung zu den energetischen Hauptverbrauchern auf Inseln zählen. Hinsichtlich des Konzepts der Sektorenkopplung bieten sich somit die Kopplungen des Strom- und Wärmesektors sowie die Kopplung des Strom- und Wassersektors an.

Der Fokus dieser Arbeit liegt auf der Ermittlung des Einflusses von Lastverschiebungsmaßnahmen in den oben genannten Sektoren auf die Energieversorgung einer Insel. Dazu wird mittels einer Simulationsstudie das tatsächlich genutzte Lastverschiebungspotenzial am Beispiel der kanarischen Insel La Gomera quantifiziert. Um im Speziellen die Energiebedarfe und -flüsse im Hotelbetrieb richtig abzubilden, stützt sich die Untersuchung auf Messwerte eines realen Betriebs. Die Auswertung dieser Messdaten zeigt, dass der Energiebedarf von Hotelbetrieben sehr stark stochastischen Einflüssen unterliegt und daher eine Beschreibung mittels rein deterministischer Modelle nicht hinreichend genau ist.

Die Lastverschiebung wird mittels Fahrplanoptimierung durch MILP realisiert. Um sowohl die stochastischen Einflüsse auf den Energiebedarf als auch die volatile Stromgenerierung durch RES berücksichtigen und evaluieren zu können, wird eine Monte-Carlo-Simulation mit mehreren, der Wahrscheinlichkeit entsprechenden, unterschiedlichen Eingangszeitreihen durchgeführt. Dieses Vorgehen ermöglicht die Analyse des Systemverhaltens sowie der Sensitivität und Robustheit der Ergebnisse hinsichtlich stochastischer Parameteränderungen.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass ein hoher Anteil des Strombedarfs flexibel nutzbar ist. Allerdings unterstreicht die Simulation verschiedener RES-Gruppen (nur PV, nur WKA und PV & WKA), dass die Steigerung des Autarkie- und Nutzungsgrads des tatsächlich genutzten Lastverschiebungspotenzials bei zunehmender RES-Nutzung sinkt und ein Sättigungseffekt einsetzt. Hinsichtlich des Einflusses schwankender Energiebedarfe zeigen die Simulationsergebnisse, dass diese keinen wesentlichen Einfluss auf die Höhe des jährlichen Potenzials haben und die Ergebnisse in Bezug auf ihre Sensitivität als robust gelten können.

Die Untersuchung des Lastverschiebungspotenzials in Hotelbetrieben wird zunächst anhand eines Referenzbetriebes (434 Zimmer) durchgeführt. Um die Auswirkungen von unterschiedlichen Anlagenkonfigurationen evaluieren zu können, werden vier verschiedene Szenarien definiert. Für die Übertragung der Ergebnisse auf Betriebe unterschiedlicher Größe werden zwei weitere Betriebe modelliert. Insgesamt werden somit ein 434-Zimmer-, ein 250-Zimmer- und ein 100-Zimmer-Betrieb analysiert. Die folgenden Hauptideen werden gewonnen:

- Bezogen auf den spezifischen Strombedarf des jeweiligen Betriebs ist der Anteil der flexibel genutzten Energiemengen für alle Betriebsgrößen ähnlich. Das tatsächlich genutzte Lastverschiebungspotenzial ist dementsprechend nicht proportional zur Betriebsgröße, sondern vom Energiebedarf und von der Anlagengröße abhängig. Die höchsten Lastverschiebungspotenziale werden für eine elektrifizierte Anlagentechnik und Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung ermittelt.
- Die Kopplung des Strom- und des Wärme- bzw. Kältesektors kann mittels elektrisch betriebener, zentraler KKM und Kältespeicher erfolgen. Die zentrale KKM entspricht dabei der gängigen technischen Gebäudeausrüstung von Hotelbetrieben. Als Kältespeicher kann die thermische Trägheit des Kältenetz bedingt genutzt werden. Ein wesentlich größeres Potenzial erschließt sich durch die Verwendung von wassergefüllten Pufferspeichern oder Eisspeichern, wobei letztere eine höhere Speicherdichte

aufweisen und dadurch weniger Volumen benötigen. Für den Referenzbetrieb und die Verwendung von Kältespeichern beträgt der Anteil des tatsächlich genutzten Lastverschiebungspotenzials der KKM 8,1 % des betrieblichen Jahresstrombedarfs.²¹

- Mit fossilen Brennstoffen betriebene Brennersysteme können als derzeitiger Standard für die Wärmebereitstellung gesehen werden. Durch die Nutzung von Wärmepumpen wird die TWW-Bereitstellung elektrifiziert, wodurch eine weitere Möglichkeit der Sektorenkopplung entsteht. Sensible Pufferspeicher stehen als Speichermöglichkeit bereit. Der Anteil des tatsächlich genutzten Lastverschiebungspotenzials am Jahresstrombedarf im Referenzbetrieb beträgt 2,7 % und damit weniger als die Hälfte des Potenzials der KKM.²¹
- Existiert ein Dampfbedarf durch eine betriebseigene Wäscherei, kann der Dampf in elektrisch betriebenen Dampferzeugern generiert und in Dampfspeichern gepuffert werden. Für den Referenzbetrieb beträgt das Potenzial 4,6 % des jährlichen Strombedarfs und ist somit höher als im TWW-Bereich.²¹
- BHKW werden sowohl für Kraft-Wärme-Kopplung als auch für Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung genutzt. Das tatsächlich genutzte Lastverschiebungspotenzial in beiden Szenarien ist hoch. Allerdings ist die Bestimmung des Potenzials dieser Anlagen stark von der Bilanzierungsmethode abhängig.
- Im Rahmen dieser Arbeit werden zwei Bewertungsmethoden definiert und miteinander verglichen. Die Referenzlastgang-Methode beschreibt hierbei das Potenzial aus der Sicht des Anlagenbetreibers (intern), der die flexible Fahrweise mit der geplanten Ausgangsfahrweise ohne Lastmanagement abgleicht. Im Gegensatz dazu nutzt die Speicherfluss-Methode einen Energiespeicher als Referenz und bilanziert die ein- und austretenden Flüsse. Dies entspricht eher der Sicht eines Bilanzkreismanagers (extern).
- Der Methodenvergleich verdeutlicht, dass die Referenzlastgang-Methode zu einem hohen Ungleichgewicht zwischen positivem und negativem Potenzial führt. Das negative Potenzial überwiegt, da die Anlagenlaufzeiten im Vergleich mit dem Referenzfall deutlich reduziert werden. Im Gegensatz dazu zeigt die Speicherfluss-Methode wesentlich ausgeglichene positive und negative Energiemengen.

Im Bereich der Wasserversorgung stehen Förderanlagen (Förderbrunnen und SWRO) und

²¹Das Lastverschiebungspotenzial ist in diesem Fall mit der Speicherfluss-Methode ermittelt worden und beschreibt die Relation von ausgespeicherter, elektrisch-äquivalenter Energie zum Jahresstrombedarf des Hotels ohne Lastmanagement.

Wasserspeicher zur Verfügung. Zudem können Speicher mittels PAT zu Mikro-Pumpspeicherkraftwerken ausgebaut und somit das Lastverschiebungspotenzial gesteigert werden. Die Analyse des Potenzials der Wasserversorgung führt zu folgenden Ergebnissen:

- In der Wasserversorgung besteht ein hohes Flexibilisierungspotenzial. Nahezu der gesamte Strombedarf ist flexibilisierbar, da Wasserförderung und -bedarf durch Wasserspeicher zeitlich entkoppelt sind. Bezogen auf den Jahresstrombedarf der gesamten Insel können durch diese Maßnahmen bis zu 2,1 % in positive und 5,0 % in negative Regelrichtung an flexibler Last bereitgestellt werden. Absolut bedeutet dies ein tatsächlich genutztes Lastverschiebungspotenzial von 1,5 bzw. 3,6 GWh pro Jahr.
- Die Nutzung von Mikro-Pumpspeicherkraftwerken bietet die Möglichkeit, das tatsächlich genutzte Lastverschiebungspotenzial zu verdoppeln, sodass bis zu 5,5 % des Jahresstrombedarfs (entspricht 4,2 GWh) in positive und 10,3 % des Jahresstrombedarfs (entspricht 7,9 GWh) in negative Regelrichtung flexibel genutzt werden.

Der Vergleich des Hotelbetriebs mit der Wasserversorgung zeigt, dass der Jahresstrombedarf eines großen Betriebs ähnlich groß wie der der gesamten Wasserversorgung ist. Dennoch ist der Flexibilisierungsgrad der Wasserversorgung deutlich höher. Hinsichtlich einer schnellen und kostengünstigen Umsetzung ist die Wasserversorgung zunächst zu bevorzugen, da – bis auf die Mikro-Pumpspeicherkraftwerke – die Speicher und Anlagen bereits vorhanden sind und die geringere Anzahl an Akteuren eine einfachere Einbindung in das Energieversorgungssystem durch IKT ermöglicht.

Einen wesentlichen Einfluss auf die Umsetzung der untersuchten Lastmanagementmaßnahmen haben zum einen zukünftige Marktmodelle und zum anderen die Einbindung weiterer Maßnahmen zur Sektorenkopplung wie beispielsweise Elektromobilität. Insbesondere zeigt diese Arbeit, dass die Nutzung von BHKW für Lastmanagementmaßnahmen zu einem Konflikt zwischen betriebswirtschaftlichen und makro-ökonomischen Interessen führt. An dieser Stelle müssen entweder durch Marktmodelle wirtschaftliche Anreize oder gesetzliche Regeln für die Nutzung geschaffen werden.

Zusätzlich zu den Marktmodellen besteht weiterer Forschungsbedarf in der technischen Umsetzung der Maßnahmen. Dies betrifft zunächst die Anbindung einzelner Anlagen an das Energiesystem durch geeignete IKT. Die Anbindung ist dabei eng mit dem Marktmodell und den daraus resultierenden direkten oder indirekten Regelsignalen verbunden. Darüber hinaus besteht ein großer Forschungsbedarf in der tatsächlichen Regelung der technischen

Komponenten. Zweipunktregelung und Taktung müssen vermieden oder eingeplant werden, um eine gesicherte Lastabnahme zu gewährleisten. Die Nutzung der Anlagen für Lastmanagementmaßnahmen setzt zudem voraus, dass die Anfahrverhalten und der eigentliche Energiebedarf bekannt und prognostizierbar sind.

Abschließend lässt sich zusammenfassen, dass Lastverschiebungsmaßnahmen in inseltypischen Wirtschaftszweigen zum Gelingen der lokalen Energiewende von Inseln beitragen und somit die Nachhaltigkeit des Energiesystems im Speziellen und der Inselwirtschaft im Allgemeinen positiv beeinflussen. Für die Realisierung der Maßnahmen müssen jedoch die thermischen Speichersysteme ebenso wie die technischen Regelungen und wirtschaftliche Einbindung der Anlagen in das Energiesystem weiter untersucht werden.

Abbildungsverzeichnis

2.1. Prinzipielle Mechanismen zur gezielten Beeinflussung der elektrischen Last (vgl. Gellings 1985, S. 1469)	19
3.1. Bruttowertschöpfung für das Jahr 2011, links für Spanien, rechts für die Kanarischen Inseln (Daten basieren auf (vgl. ISTAC 2017))	28
3.2. Strombedarf auf den Kanaren, nach Sektoren aufgeteilt für das Jahr 2014 (vgl. GobCan 2016, S. 116)	29
3.3. Prinzipieller Aufbau einer Wärmepumpe	34
3.4. links: prinzipieller Aufbau eines wassergefüllten Pufferspeichers; rechts: schematische Darstellung der Energieströme durch die Speicherwand . . .	36
3.5. Prinzipieller Aufbau einer Meerwasserumkehrosiose-Anlage	40
4.1. Prinzipieller Aufbau des Simulationsmodells	46
5.1. Ablaufplan zur Bestimmung der Algorithmen zur Berechnung des Energie- und Wasserbedarfs eines Hotels	57
5.2. Durchschnittliche monatliche Belegung verschiedener Destinationen (basierend auf (Republic of Maldives 2014, S. 5; C.I.A. La Gomera 2016a, S. 428; IBESTAT 2017)	60
5.3. Tagesstrombedarf (auf Mittelwert normiert) über Belegung (auf Mittelwert normiert)	61
5.4. Tageskühlenergiebedarf (auf Mittelwert normiert) über Tagesmitteltemperatur	65

5.5. Tageskühlenergiebedarf (temperaturbereinigt, auf Mittelwert normiert) über Belegung (auf Mittelwert normiert)	66
6.1. Visuelle Darstellung der unterschiedlichen Bilanzkreise für die elektrische Energieversorgung, die thermische Energieversorgung und die Wasserversorgung	74
6.2. Gegenüberstellung des Anfahr- (oben) und Abschaltverhaltens (unten) des BHKW Modells mit Messdaten einer existierenden Anlage	93
6.3. Überprüfung der Grenztemperaturen (5 und 14°C) des Kältesystems .	94
6.4. Gegenüberstellung der Speicherstände des Kältesystems	95
6.5. Überprüfung der Wärmeverluste des thermischen Speichers	97
7.1. Karte der Insel La Gomera; die Flächen für die Nutzung von WKA basieren auf GobCan (2007b)	100
7.2. Lastgänge für einen Wintertag (20. Januar 2016) und einen Sommertag (11. August 2016), Daten basieren auf REE (2017)	101
7.3. Jahresdauerlinien für die verschiedenen RES-Gruppen für das Referenzjahr 2016	105
7.4. Anlagenkonfiguration und Energieflüsse im Szenario Hotel-S1-StatQ (die Anlagentechnik des Tourismusbetriebs ist grau hinterlegt)	106
7.5. Anlagenkonfiguration und Energieflüsse im Szenario Hotel-S2-Elekt (die Anlagentechnik des Tourismusbetriebs ist grau hinterlegt)	107
7.6. Anlagenkonfiguration und Energieflüsse im Szenario Hotel-S3-KWK (die Anlagentechnik des Tourismusbetriebs ist grau hinterlegt)	108
7.7. Anlagenkonfiguration und Energieflüsse im Szenario Hotel-S4-KWKK (die Anlagentechnik des Tourismusbetriebs ist grau hinterlegt)	109
7.8. Primärenergiebedarf durch Lastmanagement in einem Hotel (für 200 verschiedene Residuallastgänge)	111
7.9. Änderung des Autarkiegrads der Insel durch Lastmanagement in einem Hotel (für 200 verschiedene Residuallastgänge)	113
7.10. Relative Änderung des Autarkiegrads gegenüber dem Autarkiegrad ohne Lastmanagement im Szenario Hotel-S2-Elekt-PV (für 200 verschiedene Residuallastgänge)	114

7.11. Relative Änderung des Autarkiegrads gegenüber dem Autarkiegrad ohne Lastmanagement im Szenario Hotel-S2-Elekt-PV&WKA (für 200 verschiedene Residuallastgänge)	115
7.12. Jahresdauerlinien des tatsächlich genutzten Lastverschiebungspotenzials bei der ausschließlichen Nutzung von PV (gegenüber einem Referenzlastgang für das Jahr 2016)	117
7.13. Jährliches Lastverschiebungspotenzial der einzelnen Anlagen (mittels Speicherfluss-Methode für das Jahr 2016)	120
7.14. Flexibilisierungsgrad der jeweiligen Hotels bezogen auf den Jahresstrombedarf der Betriebe (anhand eines Referenzlastgangs für das Jahr 2016)	122
7.15. Vereinfachte Darstellung der Trinkwassersysteme auf La Gomera	124
7.16. Primärenergiebedarf durch Lastmanagement in der Wasserversorgung (für 200 verschiedene Residuallastgänge)	125
7.17. Steigerungen des Autarkiegrads durch Lastmanagement im Wassersektor (für 200 verschiedene Residuallastgänge)	127
7.18. Relative Änderung des Autarkiegrads gegenüber dem Autarkiegrad ohne Lastmanagement im Szenario Wasser-S1-Förder-PV und Wasser-S2-PAT-PV (für 200 verschiedene Residuallastgänge)	129
7.19. Relative Änderung des Autarkiegrads gegenüber dem Autarkiegrad ohne Lastmanagement im Szenario Wasser-S1-Förder-WKA und Wasser-S2-PAT-WKA (für 200 verschiedene Residuallastgänge)	129
7.20. Jahresdauerlinie der Lastverschiebung beider Szenarien für das Referenzjahr 2016 für die ausschließliche Nutzung von PV	130
7.21. Nachgefragte und generierte elektrische Energiemenge für das Referenzjahr 2016 für die betrachteten Szenarien	132
A.1. Belegung eines kanarischen Hotels auf Tagesbasis (basierend auf Daten des Hotelbetreibers)	XLIII
A.2. Normierter Tageslastgang Strom (temperaturbereinigt) (basierend auf Daten des Netzbetreibers)	XLIV
A.3. Zusammenhang Waschtage und Zimmerbelegung des untersuchten Hotels (basierend auf Daten des Hotelbetreibers)	XLV
A.4. Normiertes Tagesprofil Trinkwarmwasser (basierend auf eigenen Messungen)	XLV

D.1. Vereinfachtes Fließbild Wasserversorgung San Sebastian de La Gomera	LXVII
D.2. Vereinfachtes Fließbild Wasserversorgung Hermigua	LXVIII
D.3. Vereinfachtes Fließbild Wasserversorgung Valle Gran Rey	LXVIII
D.4. Vereinfachtes Fließbild Wasserversorgung Alajeró	LXIX
D.5. Vereinfachtes Fließbild Wasserversorgung Agulo & Las Nieves	LXIX
D.6. Vereinfachtes Fließbild Wasserversorgung Vallehermoso	LXX
D.7. Vereinfachtes Fließbild Wasserversorgung Hotel Jardín Tecina	LXX
E.1. Relative Änderung des Autarkiegrads gegenüber dem Autarkiegrad ohne Lastmanagement im Szenario Hotel-S2-Elekt-WKA (für 200 verschiedene Residuallastgänge)	LXXI
E.2. Relative Änderung des Autarkiegrads gegenüber dem Autarkiegrad ohne Lastmanagement im Szenario Hotel-S3-KWK-PV (für 200 verschiedene Residuallastgänge)	LXXII
E.3. Relative Änderung des Autarkiegrads gegenüber dem Autarkiegrad ohne Lastmanagement im Szenario Hotel-S3-KWK-WKA (für 200 verschiedene Residuallastgänge)	LXXII
E.4. Relative Änderung des Autarkiegrads gegenüber dem Autarkiegrad ohne Lastmanagement im Szenario Hotel-S3-KWK-PV&WKA (für 200 verschiedene Residuallastgänge)	LXXIII
E.5. Relative Änderung des Autarkiegrads gegenüber dem Autarkiegrad ohne Lastmanagement im Szenario Hotel-S4-KWKK-PV (für 200 verschiedene Residuallastgänge)	LXXIII
E.6. Relative Änderung des Autarkiegrads gegenüber dem Autarkiegrad ohne Lastmanagement im Szenario Hotel-S4-KWKK-WKA (für 200 verschiedene Residuallastgänge)	LXXIV
E.7. Relative Änderung des Autarkiegrads gegenüber dem Autarkiegrad ohne Lastmanagement im Szenario Hotel-S4-KWKK-PV&WKA (für 200 verschiedene Residuallastgänge)	LXXIV
E.8. Relative Änderung des Autarkiegrads gegenüber dem Autarkiegrad ohne Lastmanagement im Szenario Wasser-S1-Förder-beides und Wasser-S2-PAT-beides (für 200 verschiedene Residuallastgänge)	LXXV

Tabellenverzeichnis

6.1. Zusammenfassung der Messdaten des Anfahr- und Abschaltverhaltens existierender BHKW	92
7.1. Zusammenfassung der Anlagendaten der einzelnen Szenarien	110
7.2. Primärenergiebedarf der einzelnen Szenarien (Mittelwerte von 200 Simulationen mit unterschiedlichen Residuallastgängen)	112
7.3. Zusammenfassung des Autarkie- und des Nutzungsgrads der einzelnen Szenarien, alle Werte in Prozent	116
7.4. Zusammenfassung des tatsächlich genutzten positiven und negativen Lastverschiebungspotenzials der einzelnen Szenarien (gegenüber einem Referenzlastgang für das Jahr 2016)	118
7.5. BHKW-Nutzung in den Szenarien Hotel-S3-KWK und Hotel-S4-KWKK in Volllaststunden	119
7.6. BHKW Nutzung in den Szenarien Hotel-S3-KWK und Hotel-S4-KWKK in Volllaststunden für den Referenzfall	121
7.7. Primärenergiebedarf der einzelnen Szenarien (Mittelwerte von 200 Simulationen mit unterschiedlichen Residuallastgängen)	126
7.8. Zusammenfassung des Autarkie- und des Nutzungsgrads der einzelnen Szenarien; alle Werte in Prozent	128
7.9. Zusammenfassung des tatsächlich genutzten positiven und negativen Lastverschiebungspotenzials der einzelnen Szenarien (gegenüber einem Referenzlastgang für das Jahr 2016)	131

7.10. Flexibilisierungsgrad bezogen auf den Jahresstrombedarf der Insel in Prozent (mittels Referenzlastgang-Methode ermittelt)	135
A.1. Überblick der für die Modellierung des Hotels zur Verfügung stehenden Stromlastgangsdaten	XLI
B.1. Überblick der für diese Arbeit zur Verfügung stehenden Wetterdaten (LG: La Gomera; TF: Teneriffa)	XLVII
C.1. Zusammenfassung der Anlagendaten des 100-Zimmer-Hotels	XLIX
C.2. Zusammenfassung der Anlagendaten des 250-Zimmer-Hotels	L
C.3. Allgemeine Simulationsparameter Lastmanagement im Hotelbetrieb	L
C.4. Simulationsparameter Szenario S1-StatQ	LI
C.5. Simulationsparameter Szenario S2-Elekt	LII
C.6. Simulationsparameter Szenario S3-KWK	LIII
C.7. Simulationsparameter Szenario S4-KWKK	LIV
C.8. Allgemeine Simulationsparameter Wasserversorgung	LV
C.9. Simulationsparameter Lastmanagement in der Wasserversorgung – San Sebastian de L.G. (die Bezeichnungen beziehen sich auf Abbildung D.1)	LV
C.10. Simulationsparameter Lastmanagement in der Wasserversorgung – Hermigua (die Bezeichnungen beziehen sich auf Abbildung D.2)	LVII
C.11. Simulationsparameter Lastmanagement in der Wasserversorgung – Valle Gran Rey (die Bezeichnungen beziehen sich auf Abbildung D.3)	LVIII
C.12. Simulationsparameter Lastmanagement in der Wasserversorgung – Alajeró (die Bezeichnungen beziehen sich auf Abbildung D.4)	LX
C.13. Simulationsparameter Lastmanagement in der Wasserversorgung – Agulo & Las Nieves (die Bezeichnungen beziehen sich auf Abbildung D.5)	LXII
C.14. Simulationsparameter Lastmanagement in der Wasserversorgung – Vallehermoso (die Bezeichnungen beziehen sich auf Abbildung D.6)	LXIII
C.15. Simulationsparameter Lastmanagement in der Wasserversorgung – Hotel Jardín Tecina (die Bezeichnungen beziehen sich auf Abbildung D.7)	LXIV
E.1. Gegenüberstellung der tatsächlich genutzten positiven und negativen Summen des Lastverschiebungspotenzials der betrachteten Betriebsgrößen in MWh (anhand eines Referenzlastgangs für das Jahr 2016)	LXXV

Schrifttum

- Anagnostopoulos, J. S., D. E. Papantonis (2008). „Simulation and size optimization of a pumped-storage power plant for the recovery of wind-farms rejected energy“. In: *Renewable Energy* 33.7, S. 1685–1694. ISSN: 09601481. DOI: 10.1016/j.renene.2007.08.001.
- Atikol, U. (2004). „A demand-side planning approach for the commercial sector of developing countries“. In: *Energy* 29.2, S. 257–266. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2003.09.002.
- Baptista, P. C., C. M. Silva, J. A. Peças Lopes, F. J. Soares, P. R. Almeida (2013). „Evaluation of the benefits of the introduction of electricity powered vehicles in an island“. In: *Energy Conversion and Management* 76, S. 541–553. ISSN: 01968904. DOI: 10.1016/j.enconman.2013.07.075.
- Bianchi, M., L. Branchini, A. de Pascale, A. Peretto, F. Melino, V. Orlandini (2015). „Pump Hydro Storage and Gas Turbines Technologies Combined to Handle Wind Variability: Optimal Hydro Solution for an Italian Case Study“. In: *Energy Procedia* 82, S. 570–576. ISSN: 18766102. DOI: 10.1016/j.egypro.2015.11.872. (Besucht am 24.02.2017).
- Bizuayehu, A. W., P. Medina, Joao P. S. Catalao, E. M. G. Rodrigues, J. Contreras (2014). „Analysis of electrical energy storage technologies’ state-of-the-art and applications on islanded grid systems“. In: *2014 IEEE PES T&D Conference and Exposition*. IEEE, S. 1–5. ISBN: 978-1-4799-3656-4. DOI: 10.1109/TDC.2014.6863361.

- Blechinger, P. (2015). *Barriers and solutions to implementing renewable energies on Caribbean islands in respect of technical, economic, political, and social conditions- Zugl.: Berlin, Techn. Univ., Diss., 2015*. Schriftenreihe der Reiner-Lemoine-Stiftung. Aachen: Shaker. ISBN: 978-3-8440-3883-5.
- Blechinger, P., C. Cader, P. Bertheau, H. Huyskens, R. Seguin, C. Breyer (2016). „Global analysis of the techno-economic potential of renewable energy hybrid systems on small islands“. In: *Energy Policy* 98, S. 674–687. DOI: 10.1016/j.enpol.2016.03.043.
- Blechinger, P., R. Seguin, C. Cader, P. Bertheau, Ch. Breyer (2014). „Assessment of the Global Potential for Renewable Energy Storage Systems on Small Islands“. In: *Energy Procedia* 46, S. 294–300. ISSN: 18766102. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.01.185.
- Bognar, K. (2013). *Energy and water supply systems in remote regions considering renewable energies and seawater desalination*. Schriftenreihe der Reiner-Lemoine-Stiftung. Aachen: Shaker. ISBN: 3844019332.
- Bourouni, K., T. Ben M'Barek, A. Al Taei (2011). „Design and optimization of desalination reverse osmosis plants driven by renewable energies using genetic algorithms“. In: *Renewable Energy* 36.3, S. 936–950. ISSN: 09601481. DOI: 10.1016/j.renene.2010.08.039.
- Bueno, C., J. A. Carta (2005). „Technical-economic analysis of wind-powered pumped hydrostorage systems. Part II: Model application to the island of El Hierro“. In: *Solar Energy* 78.3, S. 396–405. ISSN: 0038092X. DOI: 10.1016/j.solener.2004.08.007.
- Bueno, C., J. A. Carta (2006). „Wind powered pumped hydro storage systems, a means of increasing the penetration of renewable energy in the Canary Islands“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 10.4, S. 312–340. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2004.09.005.
- C.I.A. La Gomera (2014a). *Documentos iniciales Ciclo de planificación hidrológica 2015-2021 - Demarcación Hidrográfica de La Gomera*. Hrsg. von Consejo Insular de Aguas de La Gomera.
- C.I.A. La Gomera (2014b). *Plan Hidrológico de La Gomera- Apéndice 2. Depósitos de abastecimiento para consumo humano*. Hrsg. von Consejo Insular de Aguas de La Gomera.

-
- C.I.A. La Gomera (2016a). *Plan Hidrológico de La Gomera: Ciclo de planificación hidrológica 2015 - 2021- Memoria de Informacion Tomo II*. Hrsg. von Consejo Insular de Aguas de La Gomera.
- C.I.A. La Gomera (2016b). *Plan Hidrológico de La Gomera: Ciclo de planificación hidrológica 2015-2021- Apéndice 1. Esquemas de abastecimiento para consumo humano*. Hrsg. von Consejo Insular de Aguas de La Gomera.
- C.I.A. Tenerife (2015). *Plan Hidrológico de Tenerife: Documento Aprobado Definitivamente- I. Información 1. Memoria*. Hrsg. von Consejo Insular de Aguas de Tenerife.
- CARNOT (1999). *CARNOT Blockset Version 1.0: Conventional And Renewable eNergy systems OpTimization Blockset: User's Guide- Hafner, B.; Plettner, J.; Wemhöner, C.; Wenzel, T.*
- CEHAT (2007). *Benchmark Islas Canarias - Herramienta de Gestión Energética en Hoteles: Informe del Proyecto Piloto*.
- Chen, F., N. Duic, L. Manuel Alves, M. da Graça Carvalho (2007). „Renewislands—Renewable energy solutions for islands“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 11.8, S. 1888–1902. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2005.12.009.
- Child, M., A. Nordling, C. Breyer (2017). „Scenarios for a sustainable energy system in the land Islands in 2030“. In: *Energy Conversion and Management* 137, S. 49–60. ISSN: 01968904. DOI: 10.1016/j.enconman.2017.01.039.
- Chung, M., H.-C. Park (2015). „Comparison of building energy demand for hotels, hospitals, and offices in Korea“. In: *Energy* 92, S. 383–393. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2015.04.016.
- Denz, G. (2016). „Einsatz regenerativer Energien und Kraft-Wärme-(Kälte-)Kopplung in einem kanarischen Hotelbetrieb – energetische, ökonomische und ökologische Analyse“. Masterarbeit. Kassel: Universität Kassel.
- Diaz Perez, F. J., D. Chinarro, A. Guardiola Mouhaffel, R. Diaz Martin, R. Pino Otin (2017). „Modelling of Energy and Water Supplies in Hotels in Lanzarote and Fuerteventura with and Without Desalination Plant (SWROP)“. In: *Indian Journal of Science and Technology* 9.47. ISSN: 0974-5645. DOI: 10.17485/ijst/2015/v8i1/101908.

- Dietrich, K., J. M. Latorre, L. Olmos, A. Ramos (2012). „Demand Response in an Isolated System With High Wind Integration“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 27.1, S. 20–29. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2011.2159252.
- Duffie, J. A., W. A. Beckman (2013). *Solar engineering of thermal processes*. 4. Auflage, elektronische Ressource. Hoboken, NJ: Wiley. ISBN: 978-0-470-87366-3. DOI: 10.1002/9781118671603. URL: <http://site.ebrary.com/lib/alltitles/docDetail.action?docID=10683270>.
- Dufo-López, R., E. Pérez-Cebollada, J. L. Bernal-Agustín, I. Martínez-Ruiz (2016). „Optimisation of energy supply at off-grid healthcare facilities using Monte Carlo simulation“. In: *Energy Conversion and Management* 113, S. 321–330. ISSN: 01968904. DOI: 10.1016/j.enconman.2016.01.057.
- Duić, N., G. Krajačić, M. da Graça Carvalho (2008). „RenewIslands methodology for sustainable energy and resource planning for islands“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12.4, S. 1032–1062. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2006.10.015. (Besucht am 24.02.2017).
- Duić, N., M. Lerer, M. da Graça Carvalho (2003). „Increasing the supply of renewable energy sources in island energy systems“. In: *International Journal of Sustainable Energy* 23.4, S. 177–186. ISSN: 1478-6451. DOI: 10.1080/01425910412331290760. (Besucht am 24.02.2017).
- Dunkelberg, H., H. Meschede, F. Stöhr, J. Hesselbach (2017). „Assessment of influencing factors in decentralized energy supply of manufacturing industries using probabilistic methods“. In: *SNE Simulation Notes Europe* akzeptiert.
- Eckey, H.-F., R. Kosfeld, M. Türck (2008). *Deskriptive Statistik: Grundlagen - Methoden - Beispiele*. 5., überarbeitete Auflage. Wiesbaden: Gabler Verlag / Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH Wiesbaden. ISBN: 978-3-8349-0859-9. DOI: 10.1007/978-3-8349-8779-2. URL: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-8349-8779-2>.
- endesa, Hrsg. (2017). *El Hierro, an example of sustainability*. URL: <https://www.endesa.com/en/projects/a201611-el-hierro-renewable-sustainability.html> (besucht am 16.05.2017).
- Erdinc, O., N. G. Paterakis, J.P.S. Catalão (2015). „Overview of insular power systems under increasing penetration of renewable energy sources: Opportunities and challenges“.

-
- In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 52, S. 333–346. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2015.07.104.
- GdV (2017). *Gorona del Viento - El Hierro*. Hrsg. von Gorona del Viento El Hierro S.A. URL: <http://www.goronadelviento.es/> (besucht am 11.03.2017).
- Gellings, C. W. (1985). „The concept of demand-side management for electric utilities“. In: *Proceedings of the IEEE* 73.10, S. 1468–1470. ISSN: 0018-9219. DOI: 10.1109/PROC.1985.13318.
- Gils, H. C., S. Simon (2017). „Carbon neutral archipelago – 100% renewable energy supply for the Canary Islands“. In: *Applied Energy* 188, S. 342–355. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.12.023.
- GobCan (2007a). *PECAN - Plan Energético de Canarias*. Hrsg. von Gobierno de Canarias.
- GobCan (2007b). *Plan territorial especial de ordenación de infraestructurales energéticas de isla de La Gomera*.
- GobCan (2015). *PLAN HIDROLÓGICO DE LA DEMARCACIÓN HIDROGRÁFICA DE FUERTEVENTURA: CONFORME ART. 47 TRLOTENRC- I Memoria Informativa*. Hrsg. von Gobierno de Canarias.
- GobCan (2016). *ANUARIO ENERGÉTICO DE CANARIAS 2014*. Hrsg. von Gobierno de Canarias.
- GobCan (2017). *Datos Agroclimáticos: Estación TF05 San Sebastián de La Gomera*. Hrsg. von Gobierno de Canarias. URL: http://www.gobiernodecanarias.org/agricultura/agricultura/temas/datos_agroclimaticos/tf05.html (besucht am 21.05.2017).
- Godina, R., E.M.G. Rodrigues, J.C.O. Matias, J.P.S. Catalão (2015). *Sustainable energy system of El Hierro Island*. DOI: 10.13140/RG.2.1.4590.0243.
- Gonçalves, M., P. Martinho, C. Guedes Soares (2014). „Assessment of wave energy in the Canary Islands“. In: *Renewable Energy* 68, S. 774–784. ISSN: 09601481. DOI: 10.1016/j.renene.2014.03.017.
- GRAFCAN (2015). *Mapas de Canarias*. Hrsg. von Cartográfica de Canarias S.A. URL: <https://www.grafcan.es/> (besucht am 21.05.2017).

- Groot, M. de, J. Forbes, D. Nikolic (2013). „Demand response in Isolated Power Systems“. In: *2013 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*. IEEE, S. 1–6. ISBN: 978-1-86295-913-2. DOI: 10.1109/aupec.2013.6725443.
- Günther, M. (2015). *Energieeffizienz durch erneuerbare Energien: Möglichkeiten, Potenziale, Systeme*. Wiesbaden: Springer Vieweg. ISBN: 978-3-658-06753-3. DOI: 10.1007/978-3-658-06753-3. URL: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-658-06753-3>.
- Gurobi (2016). *Algorithms in Gurobi*.
- Hable, M. (2004). „Beitrag zur Energieeinsatzoptimierung mit evolutionären Algorithmen in lokalen Energiesystemen mit kombinierter Nutzung von Wärme- und Elektroenergie“. Dissertation. Dresden: Technische Universität Dresden.
- Hatziaargyriou, N. (2013). *Microgrids*. Chichester, United Kingdom: John Wiley and Sons Ltd. ISBN: 9781118720677. DOI: 10.1002/9781118720677.
- Heier, S. (2005). *Windkraftanlagen: Systemauslegung, Netzintegration und Regelung ; mit 14 Tabellen*. 4., überarb. und aktualisierte Aufl. Stuttgart: Teubner. ISBN: 3-519-36171-x.
- Herwig, H., C. H. Kautz (2007). *Technische Thermodynamik*. Pearson Studium. München: Pearson Studium. ISBN: 978-3-8273-7234-5.
- Hesselbach, J. (2012). *Energie- und klimaeffiziente Produktion: Grundlagen, Leitlinien und Praxisbeispiele*. 1. Aufl. s.l.: Vieweg+Teubner (GWV). ISBN: 978-3-8348-0448-8. URL: <http://gbv.ebib.com/patron/FullRecord.aspx?p=885626>.
- Hesselbach, J. (2017). „Kopplung von Energiemonitoringsystemen mit Prozessmodellen zur Absicherung von Energieeffizienzmaßnahmen“. In: 10. Fachkonferenz Energieeffiziente Fabrik. München.
- Howe, E., P. Blechinger, C. Cader, C. Breyer (2012). „Analyzing drivers and barriers for renewable energy integration to small island power generation: tapping a huge market potential for mini-grids“. In: *Proceedings of the 2nd International Conference on Micro Perspectives for Decentralized Energy Supply*.
- IBESTAT (2017). *Turismo - Ocupación de la oferta turística*. URL: https://www.caib.es/ibestat/estadistiques/614884d6-737a-401d-a8c3-a35519b8fec9/3a0cbb09-6421-4959-8bf3-08d17046d53a/es/I208013_i060.px (besucht am 01.09.2017).

-
- IRENA (2012a). *Electricity Storage and Renewables for Island Power: A Guide for Decision Makers*. Abu Dhabi.
- IRENA (2012b). *Water Desalination Using Renewable Energy: IEA-ETSAP and IRENA Technology Brief 112*.
- IRENA (2014). *A Path to Prosperity: Renewable Energy for Islands- Prepared on the occasion of the Renewable Energy Forum*. Abu Dhabi.
- Islands Energy Programm* (2017). URL: <https://www.clintonfoundation.org/our-work/clinton-climate-initiative/programs/islands-energy-program> (besucht am 04.06.2017).
- ISTAC (2017). *Agregados por ramas de actividad (CNAE-09), islas de Canarias y años (Desde 2000)*. Hrsg. von Gobierno de Canarias. URL: <http://www.gobiernodecanarias.org/istac/jaxi-istac/tabla.do?uripx=urn:uuid:c8ca20af-4479-47e3-ad3f-4e24e22214a2> (besucht am 04.04.2017).
- ITC (2007). *Recurso Eólico de Canarias: Detalle de los datos numéricos*. Hrsg. von Instituto Tecnológico de Canarias. URL: http://www.itccanarias.org/recursoeolico/island_cells/index.html (besucht am 21.05.2017).
- IWES (2012). *Landkreis als Vorreiter - Regenerative Modellregion Harz: Abschlussbericht*. Hrsg. von Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik. Kassel.
- Kaldellis, J. K. (2007). „Maximum wind energy contribution in autonomous electrical grids based on thermal power stations“. In: *Applied Thermal Engineering* 27.8-9, S. 1565–1573. ISSN: 13594311. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2006.09.007.
- Kaldellis, J. K., Ant. Gkikaki, El. Kaldelli, M. Kapsali (2012). „Investigating the energy autonomy of very small non-interconnected islands“. In: *Energy for Sustainable Development* 16.4, S. 476–485. ISSN: 09730826. DOI: 10.1016/j.esd.2012.08.002.
- Kaldellis, J. K., M. Kapsali, K. A. Kavadias (2010). „Energy balance analysis of wind-based pumped hydro storage systems in remote island electrical networks“. In: *Applied Energy* 87.8, S. 2427–2437. DOI: 10.1016/j.apenergy.2010.02.016.
- Kaldellis, J. K., D. Zafirakis (2007). „Present situation and future prospects of electricity generation in Aegean Archipelago islands“. In: *Energy Policy* 35.9, S. 4623–4639. DOI: 10.1016/j.enpol.2007.04.004.

- Kaldellis, J. K., D. Zafirakis, K. Kavadias (2009). „Techno-economic comparison of energy storage systems for island autonomous electrical networks“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13.2, S. 378–392. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2007.11.002.
- Kallrath, J. (2013). *Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis; mit Fallstudien aus Chemie, Energiewirtschaft, Papierindustrie, Metallgewerbe, Produktion und Logistik*. 2., überarb. u. erw. Aufl. 2013. Wiesbaden: Springer. ISBN: 978-3-658-00689-1. DOI: 10.1007/978-3-658-00690-7. URL: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-658-00690-7>.
- Kaltschmitt, M., W. Streicher, A. Wiese, Hrsg. (2014). *Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. 5., erweiterte Auflage, korrigierter Nachdruck. Berlin: Springer Vieweg. ISBN: 978-3-642-03248-6.
- Kantamneni, A., L. E. Brown, G. Parker, W. W. Weaver (2015). „Survey of multi-agent systems for microgrid control“. In: *Engineering Applications of Artificial Intelligence* 45, S. 192–203. ISSN: 09521976. DOI: 10.1016/j.engappai.2015.07.005.
- Kapsali, M., J. S. Anagnostopoulos, J. K. Kaldellis (2012). „Wind powered pumped-hydro storage systems for remote islands: A complete sensitivity analysis based on economic perspectives“. In: *Applied Energy* 99, S. 430–444. DOI: 10.1016/j.apenergy.2012.05.054.
- Karavas, C.-S., G. Kyriakarakos, K. G. Arvanitis, G. Papadakis (2015). „A multi-agent decentralized energy management system based on distributed intelligence for the design and control of autonomous polygeneration microgrids“. In: *Energy Conversion and Management* 103, S. 166–179. ISSN: 01968904. DOI: 10.1016/j.enconman.2015.06.021.
- Katsaprakakis, D. A., D. G. Christakis, A. Zervos, D. Papantonis, S. Voutsinas (2008). „Pumped storage systems introduction in isolated power production systems“. In: *Renewable Energy* 33.3, S. 467–490. ISSN: 09601481. DOI: 10.1016/j.renene.2007.03.021.
- Khripko, D. (2017). *Flexibilisierung des industriellen Energiebedarfes: Nutzungsgradsteigerung erneuerbarer Energien in Verteilnetzen*. Bd. 14. Produktion & Energie. Kassel, Hess: Kassel University Press. ISBN: 978-3-7376-0264-8.
- Krug, N., C. Hainbach, W. Pohlmann, Hrsg. (2010). *Pohlmann, Taschenbuch der Kältetechnik: Grundlagen, Anwendungen, Arbeitstabellen und Vorschriften*. 20., überarb. und erw. Aufl. Berlin: VDE-Verl. ISBN: 978-3-8007-3238-8.

- Kuang, Y., Y. Zhang, B. Zhou, C. Li, Y. Cao, L. Li, L. Zeng (2016). „A review of renewable energy utilization in islands“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 59, S. 504–513. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2016.01.014.
- Kyriakarakos, G., A. I. Dounis, K. G. Arvanitis, G. Papadakis (2012a). „A fuzzy cognitive maps–petri nets energy management system for autonomous polygeneration microgrids“. In: *Applied Soft Computing* 12.12, S. 3785–3797. ISSN: 15684946. DOI: 10.1016/j.asoc.2012.01.024.
- Kyriakarakos, G., A. I. Dounis, K. G. Arvanitis, G. Papadakis (2012b). „A fuzzy logic energy management system for polygeneration microgrids“. In: *Renewable Energy* 41, S. 315–327. ISSN: 09601481. DOI: 10.1016/j.renene.2011.11.019.
- Kyriakarakos, G., A. I. Dounis, S. Rozakis, K. G. Arvanitis, G. Papadakis (2011). „Poly-generation microgrids: A viable solution in remote areas for supplying power, potable water and hydrogen as transportation fuel“. In: *Applied Energy* 88.12, S. 4517–4526. DOI: 10.1016/j.apenergy.2011.05.038.
- Lambert, F. (2017). *Electric vehicle battery cost dropped 80% in 6 years down to \$227/kWh – Tesla claims to be below \$190/kWh*. URL: <https://electrek.co/2017/01/30/electric-vehicle-battery-cost-dropped-80-6-years-227kwh-tesla-190kwh/> (besucht am 24. 07. 2017).
- Livengood, D., F. C. Sim-Sim, C. S. Ioakimidis, R. Larson (2010). „Responsive demand in isolated energy systems“. In: *Island sustainability*. Hrsg. von S. Favro, C. A. Brebbia, G. Querini. WIT Transactions on Ecology and the Environment. WIT PressSouthampton, UK, S. 197–207. DOI: 10.2495/ISLANDS100171.
- Lund, H. (2014). *Renewable energy systems: A smart energy systems approach to the choice and modeling of 100% renewable solutions*. 2 ed. Amsterdam u.a.: Academic Press. ISBN: 978-0-12-410423-5.
- Lund, P. D., J. Lindgren, J. Mikkola, J. Salpakari (2015). „Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 45, S. 785–807. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2015.01.057.
- Lyng Jensen, T. (2000). *Renewable energy on small islands*. 2. ed. Copenhagen: Forum for Energy & Development. ISBN: 87-90502-03-5.

- Marrero, G. A., F. J. Ramos-Real (2010). „Electricity generation cost in isolated system: The complementarities of natural gas and renewables in the Canary Islands“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14.9, S. 2808–2818. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2010.06.007.
- Meschede, H., H. Dunkelberg, F. Stöhr, R.-H. Peesel, J. Hesselbach (2017). „Assessment of probabilistic distributed factors influencing renewable energy supply for hotels using Monte-Carlo methods“. In: *Energy* 128, S. 86–100. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2017.03.166.
- Meschede, H., P. Holzapfel, F. Kadelbach, J. Hesselbach (2016). „Classification of global island regarding the opportunity of using RES“. In: *Applied Energy* 175, S. 251–258. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.05.018.
- Morais, H., T. Sousa, Z. Vale, P. Faria (2014). „Evaluation of the electric vehicle impact in the power demand curve in a smart grid environment“. In: *Energy Conversion and Management* 82, S. 268–282. ISSN: 01968904. DOI: 10.1016/j.enconman.2014.03.032.
- Motalleb, M., M. Thornton, E. Reihani, R. Ghorbani (2016). „Providing frequency regulation reserve services using demand response scheduling“. In: *Energy Conversion and Management* 124, S. 439–452. ISSN: 01968904. DOI: 10.1016/j.enconman.2016.07.049.
- Nestmann, F., P. Oberle, M. Ikhwan, D. Stoffel, Solichin (2013). „Development of Underground Water Extraction System for Karst Regions with Adapted Technologies and Operating System – Pilot Plant in Java, Indonesia“. In: *Procedia Engineering* 54, S. 58–68. ISSN: 18777058. DOI: 10.1016/j.proeng.2013.03.006.
- Neves, D., C. A. Silva (2015). „Optimal electricity dispatch on isolated mini-grids using a demand response strategy for thermal storage backup with genetic algorithms“. In: *Energy* 82, S. 436–445. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2015.01.054.
- Neves, D., C. A. Silva, S. Connors (2014). „Design and implementation of hybrid renewable energy systems on micro-communities: A review on case studies“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 31, S. 935–946. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2013.12.047.

- Ost, A. (2017). „Konzepterstellung eines betrieblichen Lastmanagements auf Grundlage vorhandener Energiedaten im produzierenden Gewerbe“. Bachelorarbeit. Kassel: Universität Kassel.
- Palensky, P., D. Dietrich (2011). „Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads“. In: *IEEE Transactions on Industrial Informatics* 7.3, S. 381–388. ISSN: 1551-3203. DOI: 10.1109/TII.2011.2158841. (Besucht am 24. 02. 2017).
- Piernawieja, G. (2016). „Islands as references of Circular Economy Models: Potentials and Challenges“. In: 11th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems. Lisbon.
- Pina, A., C. A. Silva, P. Ferrão (2012). „The impact of demand side management strategies in the penetration of renewable electricity“. In: *23rd International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, ECOS 2010* 41.1, S. 128–137. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2011.06.013.
- Pothecary, S. (2016). *Energy storage market to grow to USD250 billion by 2040*. URL: https://www.pv-magazine.com/2016/06/13/energy-storage-market-to-grow-to-usd250-billion-by-2040_100024952 (besucht am 24. 07. 2017).
- Pouliezios, A., F. D. Kanellos, S. Papaefthimiou, Y. A. Katsigiannis (2016). „Energy Management System for Water Distribution Systems: Application to Crete“. In: *Power Systems, Energy Markets and Renewable Energy Sources in South-Eastern Europe*. Hrsg. von Bálint Németh, Fotis Mavromataki, Kyriakos Siderakis. Bd. 3. Engineering and Industry. Trivent Publishing. ISBN: 9786158034074. DOI: 10.22618/TP.EI.20163.389030.
- ProBas (2017). „RaffinerieÖl-Diesel-synchrude-DE-2020“. In: *ProBas*. Hrsg. von Umweltbundesamt. URL: <http://www.probas.umweltbundesamt.de/php/prozessdetails.php?id=%7B04A63114-10C9-424F-88A4-7458EE3018CD%7D> (besucht am 03. 07. 2017).
- Qazi, H. W., D. Flynn (2016). „Analysing the impact of large-scale decentralised demand side response on frequency stability“. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 80, S. 1–9. ISSN: 0142-0615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2015.11.115.

- Quaschnig, V. (2013). *Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Simulation; mit 117 Tabellen*. 8., aktualisierte u. erw. Aufl. München: Hanser. ISBN: 978-3-446-43526-1.
- Rabe, M., S. Spiekermann, S. Wenzel (2008). *Verifikation und Validierung für die Simulation in Produktion und Logistik: Vorgehensmodelle und Techniken*. VDI-Buch. Berlin und Heidelberg: Springer. ISBN: 978-3-540-35281-5. DOI: 10.1007/978-3-540-35282-2. URL: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-540-35282-2>.
- REE (2017). *Demanda canaria en tiempo real*. Hrsg. von Red Eléctrica de España. URL: <http://www.ree.es/es/actividades/sistema-electrico-canario/demanda-de-energia-en-tiempo-real> (besucht am 13.03.2017).
- Republic of Maldives (2014). *Tourism Yearbook 2014*. Hrsg. von Ministry of Tourism.
- Sattler, G., T. Schibel (2011). *Planungshandbuch Dampfkessel*. Hrsg. von Allendorf (Eder) Viessmann Werke.
- Schallenberg-Rodríguez, J. (2013). „Photovoltaic techno-economical potential on roofs in regions and islands: The case of the Canary Islands. Methodological review and methodology proposal“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 20, S. 219–239. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2012.11.078.
- Schallenberg-Rodríguez, J., J. Notario-del Pino (2014). „Evaluation of on-shore wind techno-economical potential in regions and islands“. In: *Applied Energy* 124, S. 117–129.
- Schaumann, G., K. W. Schmitz (2010). *Kraft-Wärme-Kopplung*. 4., vollständig bearbeitete und erweiterte Aufl. VDI-Buch. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg. ISBN: 978-3-642-01424-6. DOI: 10.1007/978-3-642-01425-3. URL: <http://site.ebrary.com/lib/alltitles/docDetail.action?docID=10351883>.
- Schellong, W. (2016). *Analyse und Optimierung von Energieverbundsystemen*. Berlin und Heidelberg: Springer Vieweg. ISBN: 978-3-662-48527-9. DOI: 10.1007/978-3-662-49463-9. URL: <http://ebookcentral.proquest.com/lib/subgoettingen/detail.action?docID=4557031>.
- Schlüter, A. (2013). *Beitrag zur thermischen Energieversorgung in der Kunststoffverarbeitung: Systemische Lösungen und Potenziale*. Bd. 6. Produktion & Energie. Kassel: Kassel Univ. Press. ISBN: 978-3-86219-516-9.

- Segurado, R., G. Krajačić, N. Duić, L. Alves (2011). „Increasing the penetration of renewable energy resources in S. Vicente, Cape Verde“. In: *Applied Energy* 88.2, S. 466–472. DOI: 10.1016/j.apenergy.2010.07.005.
- Sharafi, M., T. Y. ElMekkawy (2015). „Stochastic optimization of hybrid renewable energy systems using sampling average method“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 52, S. 1668–1679. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2015.08.010.
- Sigrist, L., E. Lobato, F. M. Echavarren, I. Egido, L. Rouco (2016). *Island Power Systems*. Portland: CRC Press. ISBN: 9781498746366. URL: <http://gbv.ebibli.com/patron/FullRecord.aspx?p=4755921>.
- Sigrist, L., E. Lobato, L. Rouco (2013). „Energy storage systems providing primary reserve and peak shaving in small isolated power systems: An economic assessment“. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 53, S. 675–683. ISSN: 0142-0615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2013.05.046.
- Sigrist, L., E. Lobato, L. Rouco, M. Gazzino, M. Cantu (2017). „Economic assessment of smart grid initiatives for island power systems“. In: *Applied Energy* 189, S. 403–415. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.12.076.
- smilegov - Multilevel Governance* (2017). URL: <http://www.sustainableislands.eu/pact-of-islands/what-is-pact-of-islands.html> (besucht am 04. 06. 2017).
- Steck, M. H. E. (2012). „Entwicklung und Bewertung von Algorithmen zur Einsatzplanerstellung virtueller Kraftwerke“. Dissertation. München: Technische Universität München.
- Stenzel, Peter, Andrea Schreiber, Josefine Marx, Christina Wulf, Michael Schreieder, Lars Stephan (2017). „Renewable energies for Graciosa Island, Azores – Life Cycle Assessment of electricity generation“. In: *Energy Procedia* 135, S. 62–74. ISSN: 18766102. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.09.487.
- Sterner, M., I. Stadler (2016). *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. 2., korr.u. erg. Aufl. 2016. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg. ISBN: 978-3-642-37379-4. URL: <http://www.springer.com/>.
- Stöhr, F. (2016). „Monte Carlo Simulation und Sensitivitätsanalyse einer Regenerativen Energieversorgung von Hotelbetrieben in Inselgebieten“. Masterarbeit. Kassel: Universität Kassel.

- Stopa, J. E., K. F. Cheung, Y.-L. Chen (2011). „Assessment of wave energy resources in Hawaii“. In: *Renewable Energy* 36.2, S. 554–567. ISSN: 09601481. DOI: 10.1016/j.renene.2010.07.014.
- Sustainable Energy Finance Project* (2017). URL: <http://projects.worldbank.org/P098423/sustainable-energy-finance-project?lang=en> (besucht am 04.06.2017).
- Taibi, E., P. Journeay-Kaler (2014). *Renewable Energy Opportunities for Island Tourism*.
- Tricarico, C., M. S. Morley, R. Gargano, Z. Kapelan, G. de Marinis, D. Savić, F. Granata (2014). „Integrated Optimal Cost and Pressure Management for Water Distribution Systems“. In: *Procedia Engineering* 70, S. 1659–1668. ISSN: 18777058. DOI: 10.1016/j.proeng.2014.02.183.
- UN General Assembly (2014). *SIDS Accelerated Modalities of Action (SAMOA) Pathway: Resolution 69/15*.
- UNEP (2014). *Global environment outlook: Small island developing states*. Nairobi, Kenya: United Nations Environment Programme. ISBN: 978-92-807-3405-8.
- Vassallo, A., P. Maker, T. Dixon, V. Agelidis (2015). „Electricity Storage: Renewable Energy Applications in the Australian Context“. In: *IEEE Electrification Magazine* 3.3, S. 22–29. ISSN: 2325-5897. DOI: 10.1109/MELE.2015.2447971.
- Wagner, J. (2016). *Lokale Klimatisierung temperatursensibler Produkte- Dissertation*. Bd. 11. Produktion & Energie. Kassel: Kassel Univ. Press. ISBN: 978-3-7376-5005-2.
- Wagner, U. (1989). „Wege und Arten der Laststeuerung“. In: *Leistungs- und Lastbedarfssteuerung*. Hrsg. von VDI-Gesellschaft Energietechnik, Energietechnische Gesellschaft im VDE, Gesellschaft für praktische Energiekunde. FfE - Schriftenreihe der Forschungsstelle für Energiewirtschaft - Band 19. Berlin und Heidelberg: Springer, S. 22–33. ISBN: 978-3-642-51130-1.
- Weisser, D. (2004). „On the economics of electricity consumption in small island developing states: A role for renewable energy technologies?“ In: *Energy Policy* 32.1, S. 127–140. DOI: 10.1016/S0301-4215(03)00047-8.

- Wiegand, C. (2017). „Nutzungsgradsteigerung regenerativer Energien durch Lastmanagement in der Tourismuswirtschaft am Beispiel einer kanarischen Insel“. Masterarbeit. Kassel: Universität Kassel.
- Zakariazadeh, A., S. Jadid, P. Siano (2015). „Integrated operation of electric vehicles and renewable generation in a smart distribution system“. In: *Energy Conversion and Management* 89, S. 99–110. ISSN: 01968904. DOI: 10.1016/j.enconman.2014.09.062.
- Zakeri, B., S. Syri (2015). „Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 42, S. 569–596. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2014.10.011.

Lastgänge Hotelbetrieb La Gomera

A.1. Übersicht der zu Verfügung stehenden Daten

Die Messungen fanden in einem Hotelbetrieb statt; der Betrieb ist in zwei energetische Bereiche aufgeteilt. Insgesamt werden verschiedene Datenquellen genutzt:

- Netzbetreiber: Zählerstände der Trafo-Stationen
- Hotel: abgelesene Wasseruhr- und Stromzählerstände
- Eigene Messungen: el. Leistungsmessungen (Pel) mit Leistungsmessgerät *C.A.8332B* der Fa. Chauvin Arnoux, Durchflussmessungen (mdot) mit Ultraschall-Durchflussmessgerät *Fluxus* der Fa. Flexim und Temperaturmessungen (Temp) mit Temperaturlogger *T175-T3* der Fa. Testo
- Messungen Dritter: fest installierte Temperatur- und Durchflusssensoren

Tabelle A.1.: Überblick der für die Modellierung des Hotels zur Verfügung stehenden Stromlastgangsdaten

	Ursprung	Bereich	Start	Ende	Anz. Tage	zeitl. Auflösung
Strom	Netz- betreiber	Bereich 1	01.01.2013	31.08.2013	242	15-Min
		Bereich 2	01.03.2012	26.02.2013	363	Stündlich
		Gesamt	01.01.2012	31.12.2012	335	Täglich
	Hotel	div. Einzelverb.				Täglich

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle A.1: Fortsetzung

	Ursprung	Bereich	Start	Ende	Anz. Tage	zeitl. Auflösung
Wärme	Dritte	Bereich 1	01.01.2014	31.01.2014	31	10-Min
		Bereich 2	01.01.2014	31.01.2014	31	5-Min
	Eigene Messungen	Bereich 2 (mdot)	03.05.2015	06.05.2015	3	Minütlich
		Gesamt (Temp)	30.04.2015	06.05.2015	6	5-Min
KKM	Eigene Messungen	Bereich 1 (Pel)	06.05.2015	08.05.2015	3	Minütlich
		Bereich 2 (Pel)	30.04.2015	06.05.2015	5	Minütlich
	Hotel	Kühlraum (Pel)	08.05.2015	11.05.2015	3	5-Min
		Kühlraum (Temp)	08.05.2015	12.05.2015	4	5-Min
Dampf	Hotel	Bereich 1	01.02.2012	21.06.2013		Täglich
		Bereich 2 (Pel)	01.02.2012	31.12.2014	1063	Täglich
	Eigene Messung	Gesamt (Diesel)	06.05.2015		1	Halbstdl.
OCC	Hotel	Gesamt (Temp)	06.05.2015	12.05.2015	4	5-Min
		Gesamt (Diesel)	01.02.2012	31.12.2014	1063	Täglich
	Hotel	Gesamt	01.01.2011	31.12.2014	1461	Täglich

A.2. Zimmerbelegung

Die Abbildung verdeutlicht die starken saisonalen Schwankungen in der Belegung. Innerhalb des Beobachtungszeitraums (drei Jahre) können externe Einflussfaktoren ebenso wenig wie Trend- oder Zykluskomponenten identifiziert werden. Die Analyse der Saisonkomponente für den untersuchten Standort weist drei große Abschnitte auf.

Abschnitt 1 beginnt nach den Weihnachtstagen mit einer geringen Auslastung. Die Belegzahlen steigen dann sehr schnell auf ein konstantes Hoch an und bleiben auf diesem Niveau bis Mitte März, bevor sie wieder abfallen. Charakteristisch ist die vergleichsweise geringe Streuung in den Daten. Abschnitt 2 kennzeichnet die Sommersaison von Anfang April bis Mitte Oktober. Die Sommersaison weist zwei periodische

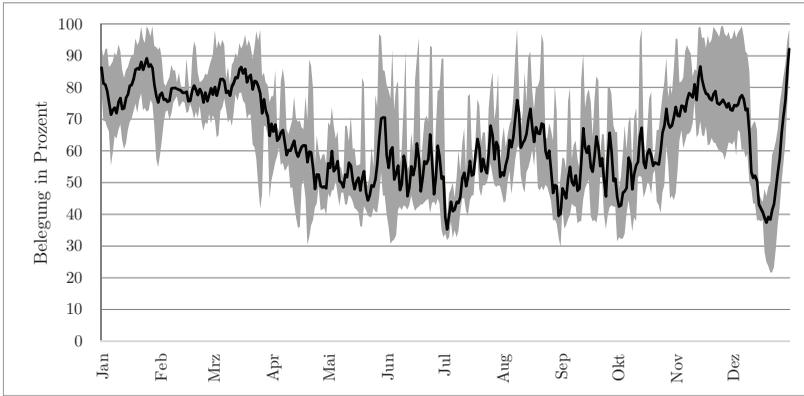


Abbildung A.1.: Belegung eines kanarischen Hotels auf Tagesbasis (basierend auf Daten des Hotelbetreibers)

Komponenten auf. Die deutliche Streuung der Werte ist eine Folge von hohen Belegzahlen am Wochenende und niedrigen Auslastungen unter der Woche. Die größere Periode zeigt Zeiträume mit deutlich höheren durchschnittlichen Belegzahlen (Juni, Mitte Juli bis Ende August und Mitte September bis Mitte Oktober). Abschnitt 3 bezeichnet den Zeitraum von Mitte Oktober bis Weihnachten. Ab November ist das durchschnittliche Niveau zwar ähnlich hoch wie in Abschnitt 1, jedoch ist die Streuung der Werte wesentlich stärker.

Die deterministische Komponente jedes Abschnitts wird mit einem trigonometrischen Ansatz abgebildet, die Koeffizienten der Funktion werden mittels Fourier-Transformation bestimmt. Durch Subtraktion der deterministischen Komponente von den ursprünglichen Daten ergibt sich die stochastische Komponente. Diese wird durch eine Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion abgebildet. Die Addition der beiden Komponenten ergibt die Zimmerbelegung des Tages. Die Zimmerbelegung wird nach oben begrenzt, sodass maximal alle Zimmer belegt werden können. Eine Begrenzung nach unten verhindert negative Zimmerbelegungen bzw. bei der Wahl einer Mindestbelegung, dass die Anzahl der belegten Zimmer einen definierten Wert nicht unterschreitet.

A.3. Elektrischer Energiebedarf

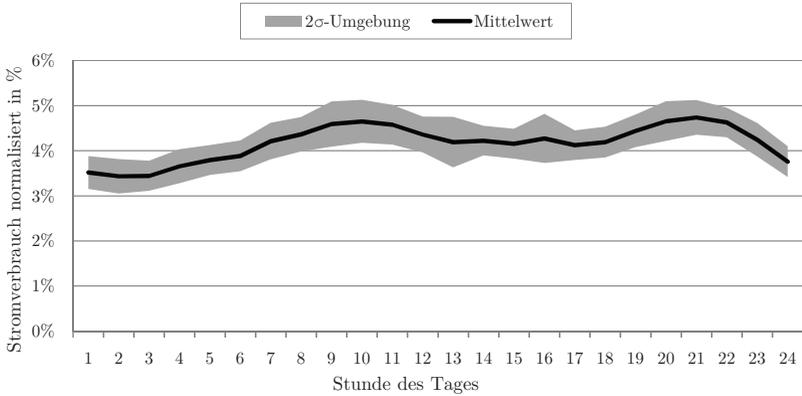


Abbildung A.2.: Normierter Tageslastgang Strom (temperaturbereinigt) (basierend auf Daten des Netzbetreibers)

Die Profilform ist für die betrachteten Tage sehr ähnlich. Es kann kein Einfluss weiterer externer Größen auf den Verlauf des Profils ausgemacht werden. Daher entspricht der deterministische Teil des Faktors dem in der Abbildung A.2 gezeigtem durchschnittlichen Profil. Der probabilistische Anteil ist eine Normalverteilung entsprechend des gezeigten Wertebereichs.

A.4. Dampfbedarf

Aus der Analyse der Messdaten ergibt sich für das untersuchte Objekt die folgende Priorisierung der Wochentage: Mittwoch, Samstag, Sonntag, Donnerstag, Freitag, Dienstag, Montag. Die Messungen haben gezeigt, dass die Wäscherei sehr konstant zwischen 9:00 Uhr und 19:00 Uhr betrieben wird. Der stündliche Energiebedarf in diesem Zeitraum kann durch eine normal verteilte Funktion mit dem Mittelwert $m = 0,0992$ und der Varianz $s^2 = 4,57 \times 10^{-5}$ abgebildet werden:

$$Q_{Dampf,std} = Q_{Dampf,WD} \cdot \mathcal{N}(0,0992; 4,57 \times 10^{-5}) \quad (\text{A.1})$$

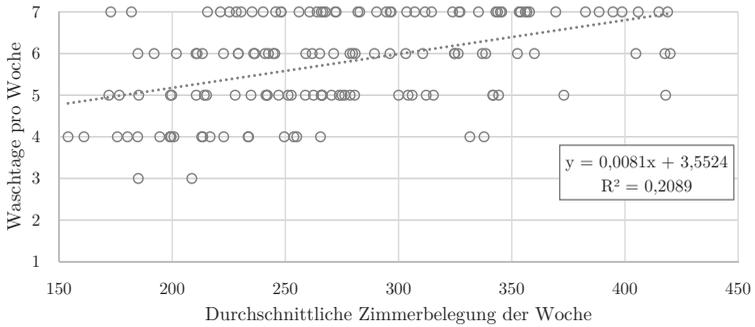


Abbildung A.3.: Zusammenhang Waschtage und Zimmerbelegung des untersuchten Hotels (basierend auf Daten des Hotelbetreibers)

A.5. Trinkwarmwasserbedarf

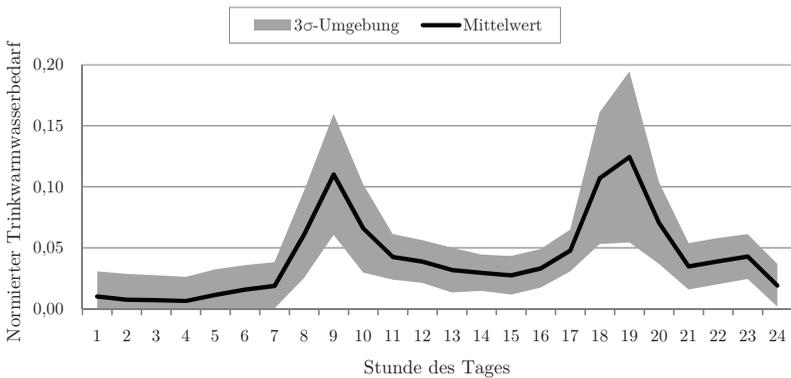


Abbildung A.4.: Normiertes Tagesprofil Trinkwarmwasser (basierend auf eigenen Messungen)

Wetterdaten

Tabelle B.1.: Überblick der für diese Arbeit zur Verfügung stehenden Wetterdaten (LG: La Gomera; TF: Teneriffa)

	Ursprung	Standort	Start	Ende	Anz. Tage	zeitl. Auflösung
Wind	AEMET	LG – Iqualero	09.07.2009	05.08.2012	934	Stündlich
		LG – Airport	01.01.2009	22.08.2012	1329	Stündlich
		LG – Chipude	08.02.2010	22.08.2012	788	Stündlich
		TF – Airport	01.01.2009	23.08.2012	1330	Stündlich
	GobCan	LG – San Sebastian	01.01.2015	31.12.2016	730	Halbstdl.
		LG – Hermigua	01.01.2014	31.12.2014	365	Halbstdl.
TF – Las Galletas			31.12.2011		Halbstdl.	
Temperatur	AEMET	LG – Iqualero	09.07.2009	05.08.2012	934	Stündlich
		LG – Airport	01.01.2009	22.08.2012	1329	Stündlich
		LG – Chipude	08.02.2010	22.08.2012	788	Stündlich
		TF – Airport	01.01.2009	23.08.2012	1330	Stündlich
	GobCan	LG – San Sebastian	01.01.2015	31.12.2016	730	Halbstdl.
		LG – Hermigua	01.01.2014	31.12.2014	365	Halbstdl.
TF – Las Galletas			31.12.2011		Halbstdl.	
Einstrahlung	AEMET	LG – Airport	01.01.2009	22.08.2012	1329	4x Tägl.
		TF – Airport	01.01.2009	23.08.2012	1330	4x Tägl.
	GobCan	LG – San Sebastian	01.01.2015	31.12.2016	730	Halbstdl.
		LG – Hermigua	01.01.2014	31.12.2014	365	Halbstdl.
		TF – Las Galletas		31.12.2011		Halbstdl.

Simulationsparameter

C.1. Lastmanagement im Hotelbetrieb

Tabelle C.1.: Zusammenfassung der Anlagendaten des 100-Zimmer-Hotels

	Hotel-S1-StatQ	Hotel-S2-Elekt	Hotel-S3-KWK	Hotel-S4-KWKK
El. Leistung in kW				
BHKW	–	–	20	70
Th. Leistung in kW				
BHKW	–	–	39	115
KKM	120	120	120	60
AKM	–	–	–	105
WE	110	110	110	110
WP	–	112	–	–
DE	–	–	–	–
el. DE	–	–	–	–
Speicherkapazität in kWh				
Kälte	39	337,5	337,5	337,5
TWW	238,5	696	696	696
Dampf	–	–	–	–

C. Simulationsparameter

Tabelle C.2.: Zusammenfassung der Anlagendaten des 250-Zimmer-Hotels

	Hotel-S1-StatQ	Hotel-S2-Elekt	Hotel-S3-KWK	Hotel-S4-KWKK
El. Leistung in kW				
BHKW	–	–	50	140
Th. Leistung in kW				
BHKW	–	–	81	207
KKM	792	792	792	396
AKM	–	–	–	420
WE	716	250	250	250
WP	–	591	–	–
DE	498	–	–	–
el. DE	–	502	502	502
Speicherkapazität in kWh				
Kälte	94	810	810	810
TWW	573	1.671	1.671	1.671
Dampf	–	398,5	398,5	398,5

Tabelle C.3.: Allgemeine Simulationsparameter Lastmanagement im Hotelbetrieb

Bezeichnung	Einheit	434-Zi.-Hotel	250-Zi.-Hotel	100-Zi.-Hotel
Gurobi				
MIPGap		0,005	0,005	0,005
timelimit	s	120	120	120
Prognose				
Prognosehorizont	h	16	16	16
Berechnungshorizont	h	12	12	12
Berechnungsschritt	h	0,5	0,5	0,5
Wirkungsgrade				
Dieselmotorkraftwerk	%	35	35	35
Wärmenetz	%	88	88	88
Kältenetz	%	95,27	95,27	95,27
Kosten				
Brennstoff	pro kWh	2,4	2,4	2,4
positive Strafe	pro kWh	20	20	20
negative Strafe	pro kWh	15	15	15

Tabelle C.4.: Simulationsparameter Szenario S1-StatQ

Bezeichnung	Einheit	434-Zi.-Hotel	250-Zi.-Hotel	100-Zi.-Hotel
TWW-Kessel 1				
max. th. Leistung	kW	476	476	110
min. th. Leistung	kW	400	400	100
Wirkungsgrad	%	85	85	92,8
TWW-Kessel 1				
max. th. Leistung	kW	240	240	–
min. th. Leistung	kW	201	201	–
Wirkungsgrad	%	92,8	92,8	–
TWW-Speicher				
Kapazität	kWh	954	573	239
Mindestfüllstand	kWh	95,4	57,3	23,9
Wirkungsgrad	%	99,87	99,87	99,87
Startfüllstand	kWh	95,4	57,3	23,9
KKM				
th. Nennleistung	kW	1338	792	120
Stufenanzahl		10	10	10
Leistungszahl		2,8 - 7,0	2,8 - 7,0	2,8 - 7,0
Kältespeicher				
Kapazität	kWh	156	93,6	39
Mindestfüllstand	kWh	15,6	9,36	3,9
Wirkungsgrad	%	100	100	100
Startfüllstand	kWh	15,6	9,36	3,9
Dampferzeuger				
max. th. Leistung	kW	830	498	–
min. th. Leistung	kW	0	0	–
Wirkungsgrad	%	90	90	–

Tabelle C.5.: Simulationsparameter Szenario S2-Elekt

Bezeichnung	Einheit	434-Zi.-Hotel	250-Zi.-Hotel	100-Zi.-Hotel
TWW-Kessel 1				
max. th. Leistung	kW	350	250	110
min. th. Leistung	kW	0	0	0
Wirkungsgrad	%	92,4	92,4	92,4
Wärmepumpe				
th. Nennleistung	kW	98,5	98,5	28,05
Anlagenanzahl		6	6	4
Leistungszahl		4,4	4,4	4,4
TWW-Speicher				
Kapazität	kWh	2785	1671	396,25
Mindestfüllstand	kWh	278,5	167,1	39,625
Wirkungsgrad	%	99,87	99,87	99,87
Startfüllstand	kWh	278,5	167,1	39,625
KKM				
th. Nennleistung	kW	1338	792	120
Stufenanzahl		10	10	10
Leistungszahl		2,8 - 7,0	2,8 - 7,0	2,8 - 7,0
Kältespeicher				
Kapazität	kWh	1350	810	337,5
Mindestfüllstand	kWh	135	81	33,75
Wirkungsgrad	%	99,87	99,87	99,87
Startfüllstand	kWh	135	81	33,75
el. Dampferzeuger				
th. Nennleistung	kW	83,7	83,7	–
Anlagenanzahl		9	9	–
Wirkungsgrad	%	98	98	–
Dampfspeicher				
Kapazität	kWh	664	392,4	–
Mindestfüllstand	kWh	66,4	39,24	–
Wirkungsgrad	%	99,78	99,78	–
Startfüllstand	kWh	66,4	39,24	–

Tabelle C.6.: Simulationsparameter Szenario S3-KWK

Bezeichnung	Einheit	434-Zi.-Hotel	250-Zi.-Hotel	100-Zi.-Hotel
TWW-Kessel 1				
max. th. Leistung	kW	350	250	110
min. th. Leistung	kW	0	0	0
Wirkungsgrad	%	92,4	92,4	92,4
BHKW				
max. el. Leistung	kW	70	50	20
min. el. Leistung	kW	35	25	10
max. el. Wirkungsgrad	%	34,3	34,5	32,2
min. el. Wirkungsgrad	%	28,7	29,1	24,6
Gesamtwirkungsgrad	%	90,7	90,3	94,9
TWW-Speicher				
Kapazität	kWh	2785	1671	396,25
Mindestfüllstand	kWh	278,5	167,1	39,625
Wirkungsgrad	%	99,87	99,87	99,87
Startfüllstand	kWh	278,5	167,1	39,625
KKM				
th. Nennleistung	kW	1338	792	120
Stufenanzahl		10	10	10
Leistungszahl		2,8 - 7,0	2,8 - 7,0	2,8 - 7,0
Kältespeicher				
Kapazität	kWh	1350	810	337,5
Mindestfüllstand	kWh	135	81	33,75
Wirkungsgrad	%	99,87	99,87	99,87
Startfüllstand	kWh	135	81	33,75
el. Dampferzeuger				
th. Nennleistung	kW	83,7	83,7	–
Anlagenanzahl		9	9	–
Wirkungsgrad	%	98	98	–
Dampfspeicher				
Kapazität	kWh	664	392,4	–
Mindestfüllstand	kWh	66,4	39,24	–
Wirkungsgrad	%	99,78	99,78	–
Startfüllstand	kWh	66,4	39,24	–

C. Simulationsparameter

Tabelle C.7.: Simulationsparameter Szenario S4-KWKK

Bezeichnung	Einheit	434-Zi.-Hotel	250-Zi.-Hotel	100-Zi.-Hotel
TWW-Kessel 1				
max. th. Leistung	kW	350	250	110
min. th. Leistung	kW	0	0	0
Wirkungsgrad	%	92,4	92,4	92,4
BHKW				
max. el. Leistung	kW	363	140	70
min. el. Leistung	kW	181	70	35
max. el. Wirkungsgrad	%	37,8	36,5	34,3
min. el. Wirkungsgrad	%	33	30,8	28,7
Gesamtwirkungsgrad	%	89,7	90,4	90,7
TWW-Speicher				
Kapazität	kWh	2785	1671	396,25
Mindestfüllstand	kWh	278,5	167,1	39,625
Wirkungsgrad	%	99,87	99,87	99,87
Startfüllstand	kWh	278,5	167,1	39,625
KKM				
th. Nennleistung	kW	669	396	60
Stufenanzahl		5	5	5
Leistungszahl		2,8 - 7,0	2,8 - 7,0	2,8 - 7,0
AKM				
th. Nennleistung	kW	105	105	35
Anlagenanzahl		6	4	6
Wärmeverhältnis		0,7	0,7	0,7
Kältespeicher				
Kapazität	kWh	1350	810	337,5
Mindestfüllstand	kWh	135	81	33,75
Wirkungsgrad	%	99,87	99,87	99,87
Startfüllstand	kWh	135	81	33,75
el. Dampferzeuger				
th. Nennleistung	kW	83,7	83,7	–
Anlagenanzahl		9	9	–
Wirkungsgrad	%	98	98	–
Dampfspeicher				
Kapazität	kWh	664	392,4	–
Mindestfüllstand	kWh	66,4	39,24	–
Wirkungsgrad	%	99,78	99,78	–
LIVStartfüllstand	kWh	66,4	39,24	–

C.2. Lastmanagement in der Wasserversorgung

Tabelle C.8.: Allgemeine Simulationsparameter Wasserversorgung

Bezeichnung	Einheit	Wasser-S1-Förder	Wasser-S2-PAT
Gurobi			
MIPGap		0,005	0,005
timelimit	s	120	120
Prognose			
Prognosehorizont	h	16	16
Berechnungshorizont	h	12	12
Berechnungsschritt	h	1	1
Wirkungsgrade			
Dieselmotorkraftwerk	%	35	35
Pumpen	%	80	80
Turbinen	%	80	80
Kosten			
Brennstoff	pro kWh	2,4	2,4
positive Strafe	pro kWh	10	10
negative Strafe	pro kWh	500	500

Tabelle C.9.: Simulationsparameter Lastmanagement in der Wasserversorgung – San Sebastian de L.G. (die Bezeichnungen beziehen sich auf Abbildung D.1)

Bezeichnung	Einheit	Wasser-S1-Förder	Wasser-S2-PAT
Mindestvolumen Speicherbecken			
S1	m3	500	500
S2	m3	3.000	3.000
S3	m3	500	500
S4	m3	200	200
S5	m3	150	150
S6	m3	100	100
S7	m3	100	100

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle C.9: Fortsetzung

Bezeichnung	Einheit	Wasser-S1-Förder	Wasser-S2-PAT
Füllvolumen Speicherbecken			
S1	m3	2.000	2.000
S2	m3	7.000	7.000
S3	m3	2.000	2.000
S4	m3	400	400
S5	m3	200	200
S6	m3	200	200
S7	m3	200	200
Startvolumen Speicherbecken			
S1	m3	600	600
S2	m3	3.000	3.000
S3	m3	500	500
S4	m3	350	350
S5	m3	150	150
S6	m3	100	100
S7	m3	100	100
Durchfluss Leitungen			
L1	l/s	8,1	8,1
L2	l/s	7,5	7,5
L3	l/s	5,5	5,5
L4	l/s	17,5	17,5
L5	l/s	0	40
L6	l/s	0	40
L7	l/s	0	0
L8	l/s	8	8
L9	l/s	25	25
L10	l/s	20	20
L11	l/s	20	20
L12	l/s	5	5
L13	l/s	0	40

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle C.9: Fortsetzung

Bezeichnung	Einheit	Wasser-S1-Förder	Wasser-S2-PAT
L14	l/s	0	40
L15	l/s	40	40
L16	l/s	40	40
L17	l/s	40	40
Wassernachfrage			
D14	m ³ /d	155	155
D15	m ³ /d	169	169
D16	m ³ /d	712	712
D17	m ³ /d	280	280
D18	m ³ /d	3.105	3.105

Tabelle C.10.: Simulationsparameter Lastmanagement in der Wasserversorgung – Hermigua (die Bezeichnungen beziehen sich auf Abbildung D.2)

Bezeichnung	Einheit	Wasser-S1-Förder	Wasser-S2-PAT
Mindestvolumen Speicherbecken			
S1	m ³	500	500
S2	m ³	500	500
S3	m ³	750	750
S4	m ³	500	500
Füllvolumen Speicherbecken			
S1	m ³	1.000	1.000
S2	m ³	2.000	2.000
S3	m ³	1.000	1.000
S4	m ³	1.000	1.000
Startvolumen Speicherbecken			
S1	m ³	500	500

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle C.10: *Fortsetzung*

Bezeichnung	Einheit	Wasser-S1-Förder	Wasser-S2-PAT
S2	m3	500	750
S3	m3	750	500
S4	m3	500	500
Durchfluss Leitungen			
L1	l/s	4,7	4,7
L2	l/s	4,7	4,7
L3	l/s	0,63	0,63
L4	l/s	0,32	0,32
L5	l/s	2,22	2,22
L6	l/s	10	10
L7	l/s	10	10
Wassernachfrage			
D21	m3/d	127,2	127,2
D22	m3/d	36,6	36,6
D23	m3/d	227	227
D24	m3/d	133	133

Tabelle C.11.: Simulationsparameter Lastmanagement in der Wasserversorgung – Valle Gran Rey (die Bezeichnungen beziehen sich auf Abbildung D.3)

Bezeichnung	Einheit	Wasser-S1-Förder	Wasser-S2-PAT
Mindestvolumen Speicherbecken			
S1	m3	2.000	2.000
S2	m3	1.000	1.000
S3	m3	50	50
S4	m3	100	100
S5	m3	100	100

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle C.11: Fortsetzung

Bezeichnung	Einheit	Wasser-S1-Förder	Wasser-S2-PAT
Füllvolumen Speicherbecken			
S1	m3	5.000	5.000
S2	m3	3.000	3.000
S3	m3	100	100
S4	m3	250	250
S5	m3	250	250
Startvolumen Speicherbecken			
S1	m3	2.000	2.000
S2	m3	1.000	1.000
S3	m3	50	50
S4	m3	100	100
S5	m3	250	250
Durchfluss Leitungen			
L1	l/s	6	6
L2	l/s	2,5	2,5
L3	l/s	4,6	4,6
L4	l/s	8	8
L5	l/s	3,5	3,5
L6	l/s	0	40
L7	l/s	0	40
L8	l/s	4	4
L9	l/s	25	25
L10	l/s	4	4
L11	l/s	4	4
L12	l/s	4	4
Wassernachfrage			
D21	m3/d	125,4	125,4
D22	m3/d	155,9	155,9
D23	m3/d	63,7	63,7
D24	m3/d	1.201	1.201

Tabelle C.12.: Simulationsparameter Lastmanagement in der Wasserversorgung – Alajeró (die Bezeichnungen beziehen sich auf Abbildung D.4)

Bezeichnung	Einheit	Wasser-S1-Förder	Wasser-S2-PAT
Mindestvolumen Speicherbecken			
S1	m3	1.500	1.500
S2	m3	300	300
S3	m3	750	750
S4	m3	100	100
S5	m3	1.500	1.500
S6	m3	0	0
S7	m3	500	500
Füllvolumen Speicherbecken			
S1	m3	3.600	3.600
S2	m3	750	750
S3	m3	1.500	1.500
S4	m3	250	250
S5	m3	3.250	3.250
S6	m3	15.000	15.000
S7	m3	1.200	1.200
Startvolumen Speicherbecken			
S1	m3	1.500	1.500
S2	m3	300	300
S3	m3	750	750
S4	m3	100	100
S5	m3	1.500	1.500
S6	m3	0	0
S7	m3	1.000	1.000
Durchfluss Leitungen			
L1	l/s	3,6	3,6
L2	l/s	3	3
L3	l/s	8	8

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle C.12: Fortsetzung

Bezeichnung	Einheit	Wasser-S1-Förder	Wasser-S2-PAT
L4	l/s	8,7	8,7
L5	l/s	8	8
L6	l/s	2,8	2,8
L7	l/s	3,6	3,6
L8	l/s	3	3
L9	l/s	6,6	6,6
L10	l/s	6,6	6,6
L11	l/s	27,5	27,5
L12	l/s	27,5	27,5
L13	l/s	27,5	27,5
L14	l/s	27,5	27,5
L15	l/s	4	4
L16	l/s	4	4
L17	l/s	4	4
L18	l/s	5	5
L19	l/s	15	15
L20	l/s	15	15
L21	l/s	25	25
L22	l/s	0	60
L23	l/s	0	60
L24	l/s	0	60
L25	l/s	0	60
Wassernachfrage			
D21	m3/d	30	30
D22	m3/d	190	190
D23	m3/d	10	10
D24	m3/d	275	275
D25	m3/d	57	57

Tabelle C.13.: Simulationsparameter Lastmanagement in der Wasserversorgung – Agulo & Las Nieves (die Bezeichnungen beziehen sich auf Abbildung D.5)

Bezeichnung	Einheit	Wasser-S1-Förder	Wasser-S2-PAT
Mindestvolumen Speicherbecken			
S8	m3	500	500
S9	m3	500	500
S10	m3	750	750
S11	m3	500	500
S12	m3	500	500
Füllvolumen Speicherbecken			
S8	m3	2.200	2.200
S9	m3	4.000	4.000
S10	m3	1.200	1.200
S11	m3	9.000	9.000
S12	m3	2.450	2.450
Startvolumen Speicherbecken			
S8	m3	1.200	1.200
S9	m3	4.000	4.000
S10	m3	750	750
S11	m3	500	500
S12	m3	2.000	2.000
Durchfluss Leitungen			
L26	l/s	3	3
L27	l/s	3	3
L28	l/s	0	80
L29	l/s	0	80
Wassernachfrage			
D26	m3/d	43	43
D27	m3/d	8	8
D28	m3/d	15	15

Tabelle C.14.: Simulationsparameter Lastmanagement in der Wasserversorgung – Vallehermoso (die Bezeichnungen beziehen sich auf Abbildung D.6)

Bezeichnung	Einheit	Wasser-S1-Förder	Wasser-S2-PAT
Mindestvolumen Speicherbecken			
S13	m3	1.000	1.000
S14	m3	750	750
S15	m3	500	500
S16	m3	250	250
S17	m3	500	500
Füllvolumen Speicherbecken			
S13	m3	2.500	2.500
S14	m3	1.320	1.320
S15	m3	1.150	1.250
S16	m3	2.000	2.000
S17	m3	3.000	3.000
Startvolumen Speicherbecken			
S13	m3	1.000	1.000
S14	m3	750	750
S15	m3	500	500
S16	m3	1.200	1.200
S17	m3	3.000	3.000
Durchfluss Leitungen			
L30	l/s	1,7	1,7
L31	l/s	8,5	8,5
L32	l/s	40	40
L33	l/s	0	80
L34	l/s	0	80
L35	l/s	15	15
L36	l/s	15	15
L37	l/s	3	3

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle C.14: Fortsetzung

Bezeichnung	Einheit	Wasser-S1-Förder	Wasser-S2-PAT
L38	l/s	0	60
L39	l/s	0	60
Wassernachfrage			
D29	m3/d	71	71
D30	m3/d	40,2	40,2
D31	m3/d	450	450
D32	m3/d	24,2	24,2
D33	m3/d	15	15

Tabelle C.15.: Simulationsparameter Lastmanagement in der Wasserversorgung – Hotel Jardín Tecina (die Bezeichnungen beziehen sich auf Abbildung D.7)

Bezeichnung	Einheit	Wasser-S1-Förder	Wasser-S2-PAT
Mindestvolumen Speicherbecken			
S18	m3	500	500
S19	m3	2.000	2.000
S20	m3	5.000	5.000
S21	m3	1.500	1.500
S22	m3	500	500
Füllvolumen Speicherbecken			
S18	m3	1.000	1.000
S19	m3	10.000	10.000
S20	m3	35.000	35.000
S21	m3	6.000	6.000
S22	m3	1.000	1.000

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle C.15: Fortsetzung

Bezeichnung	Einheit	Wasser-S1-Förder	Wasser-S2-PAT
Startvolumen Speicherbecken			
S18	m3	500	500
S19	m3	10.000	10.000
S20	m3	35.000	35.000
S21	m3	6.000	6.000
S22	m3	500	500
Durchfluss Leitungen			
L40	l/s	10	10
L41	l/s	25	25
L42	l/s	25	25
L43	l/s	2,7	2,7
L44	l/s	40	40
L45	l/s	40	40
L46	l/s	33	33
L47	l/s	1,7	1,7
Wassernachfrage			
D34	m3/d	325	325
D35	m3/d	0	0
D35	m3/d	1.500	1.500
RO-Anlage			
Mindestlaufzeit	h	4	4
spez. Energiebedarf	kWh/m3	5,0877	5,0877
Frischwasserproduktion	m3/h	120	120

Fließbilder Wasserversorgung

Grundlage der Modellierung der Wasserversorgung sind die Daten des lokalen Wasserversorbers „Consejo Insular de Aguas de La Gomera“, veröffentlicht in den Reporten C.I.A. La Gomera (2014a), C.I.A. La Gomera (2014b), C.I.A. La Gomera (2016a) und C.I.A. La Gomera (2016b). Zusätzlich zur öffentlichen Wasserversorgung wurde die Wasserversorgung eines Hotels inkl. des Golfplatzes und der betriebseigenen Meerwasserentsalzungsanlage abgebildet.

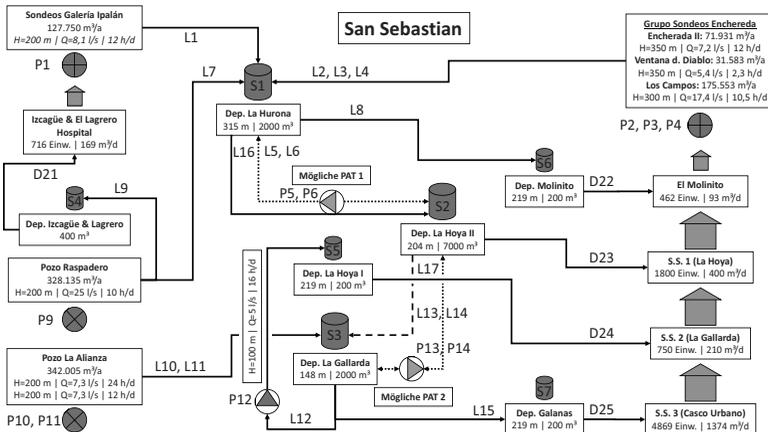


Abbildung D.1.: Vereinfachtes Fließbild Wasserversorgung San Sebastian de La Gomera

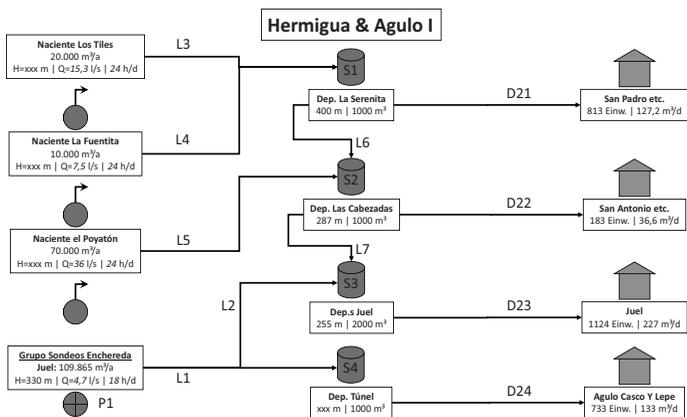


Abbildung D.2.: Vereinfachtes Fließbild Wasserversorgung Hermigua

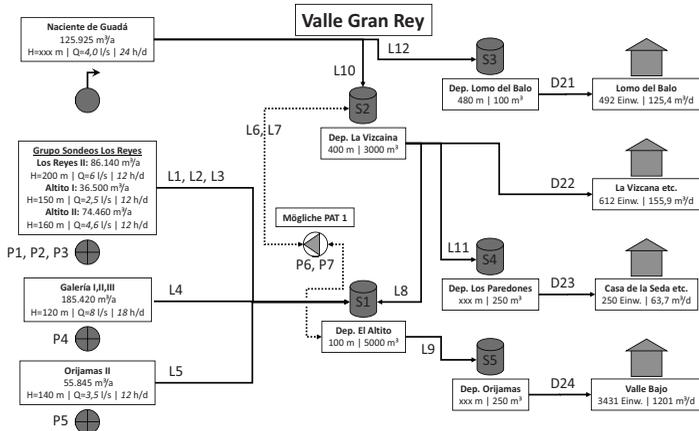


Abbildung D.3.: Vereinfachtes Fließbild Wasserversorgung Valle Gran Rey

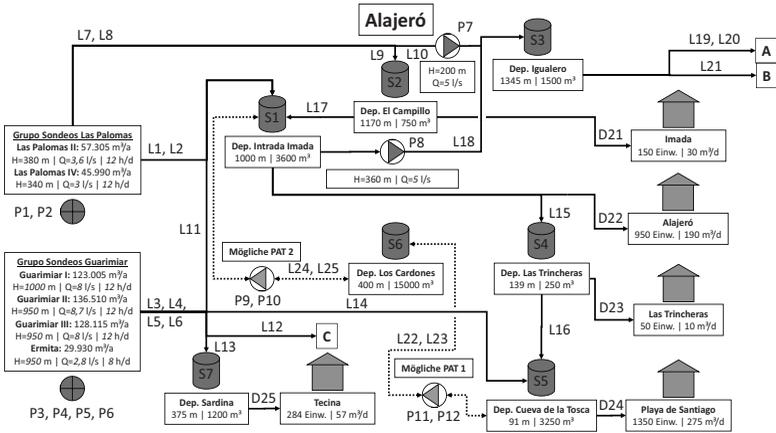


Abbildung D.4.: Vereinfachtes Fließbild Wasserversorgung Alajero

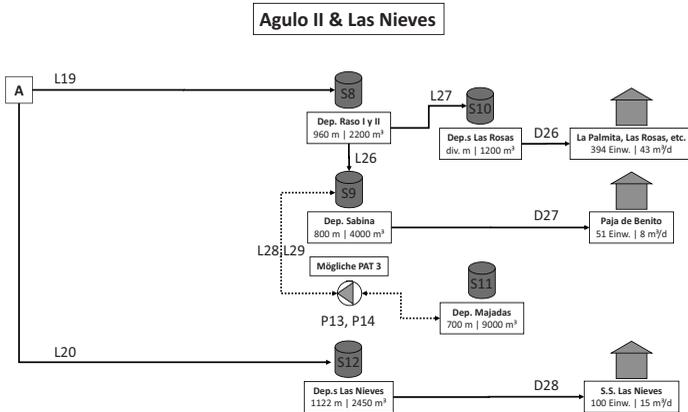


Abbildung D.5.: Vereinfachtes Fließbild Wasserversorgung Agulo & Las Nieves

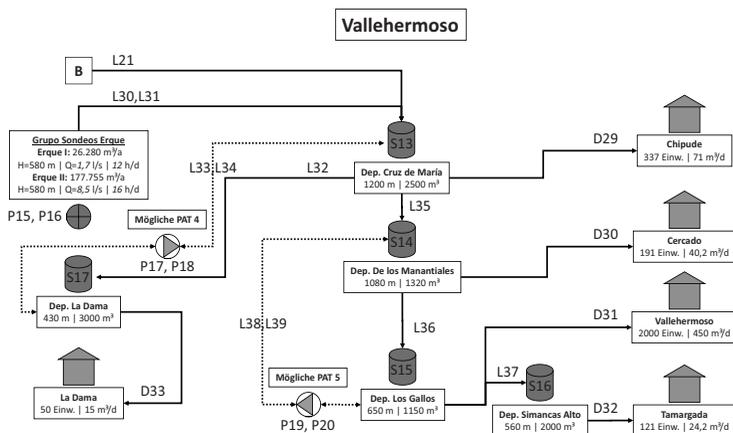


Abbildung D.6.: Vereinfachtes Fließbild Wasserversorgung Vallehermoso

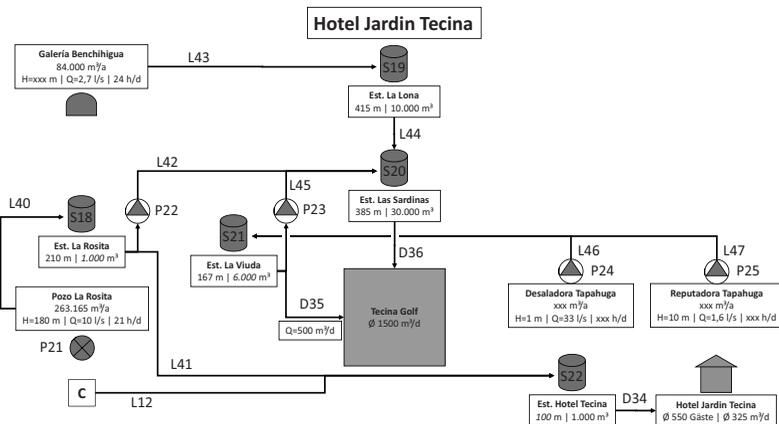


Abbildung D.7.: Vereinfachtes Fließbild Wasserversorgung Hotel Jardín Tecina

Weiterführende Ergebnisse

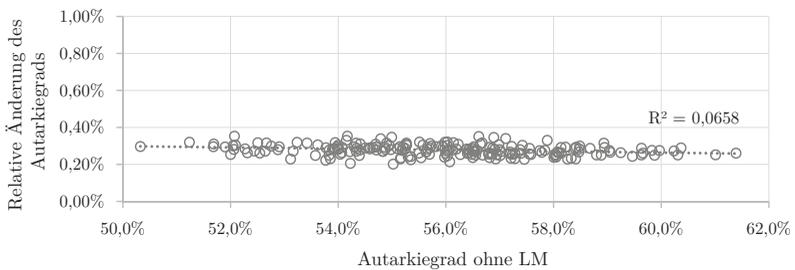


Abbildung E.1.: Relative Änderung des Autarkiegrads gegenüber dem Autarkiegrad ohne Lastmanagement im Szenario Hotel-S2-Elekt-WKA (für 200 verschiedene Residuallastgänge)

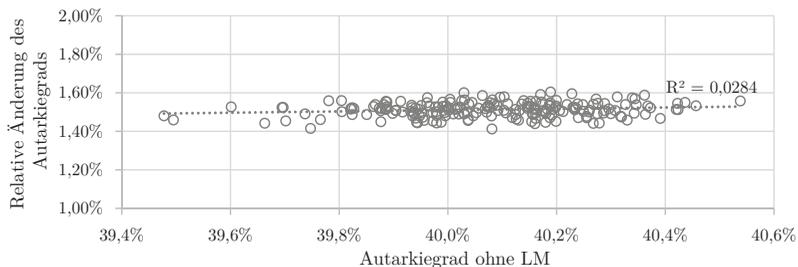


Abbildung E.2.: Relative Änderung des Autarkiegrads gegenüber dem Autarkiegrad ohne Lastmanagement im Szenario Hotel-S3-KWK-PV (für 200 verschiedene Residuallastgänge)

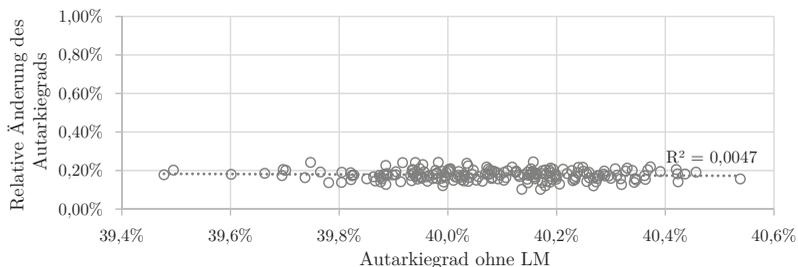


Abbildung E.3.: Relative Änderung des Autarkiegrads gegenüber dem Autarkiegrad ohne Lastmanagement im Szenario Hotel-S3-KWK-WKA (für 200 verschiedene Residuallastgänge)

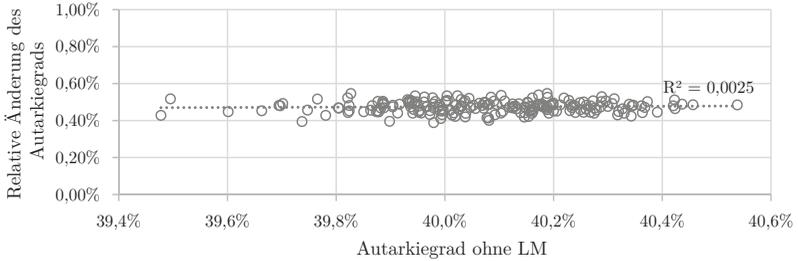


Abbildung E.4.: Relative Änderung des Autarkiegrads gegenüber dem Autarkiegrad ohne Lastmanagement im Szenario Hotel-S3-KWK-PV&WKA (für 200 verschiedene Residuallastgänge)

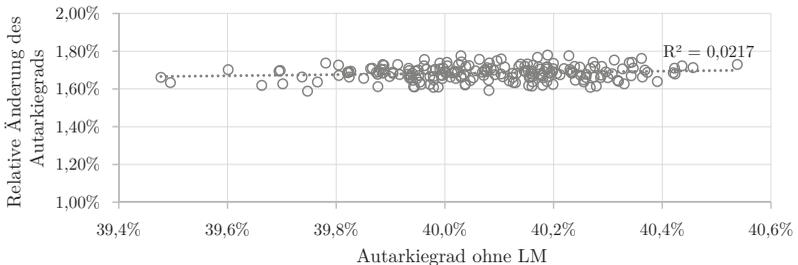


Abbildung E.5.: Relative Änderung des Autarkiegrads gegenüber dem Autarkiegrad ohne Lastmanagement im Szenario Hotel-S4-KWKK-PV (für 200 verschiedene Residuallastgänge)

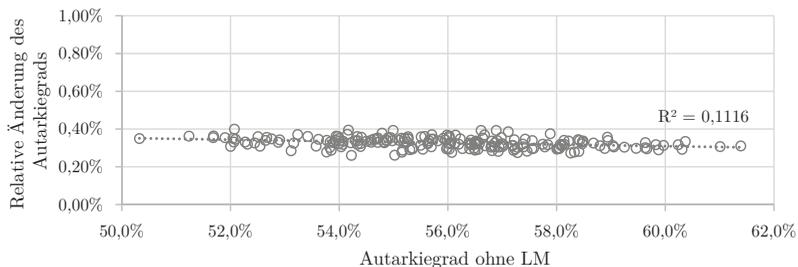


Abbildung E.6.: Relative Änderung des Autarkiegrads gegenüber dem Autarkiegrad ohne Lastmanagement im Szenario Hotel-S4-KWKK-WKA (für 200 verschiedene Residuallastgänge)

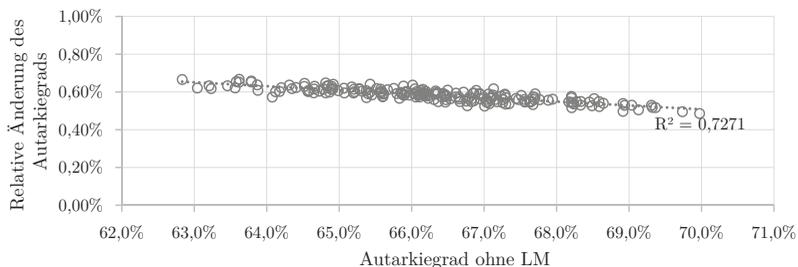


Abbildung E.7.: Relative Änderung des Autarkiegrads gegenüber dem Autarkiegrad ohne Lastmanagement im Szenario Hotel-S4-KWKK-PV&WKA (für 200 verschiedene Residuallastgänge)

Tabelle E.1.: Gegenüberstellung der tatsächlich genutzten positiven und negativen Summen des Lastverschiebungspotenzials der betrachteten Betriebsgrößen in MWh (anhand eines Referenzlastgangs für das Jahr 2016)

		Summe pos. Potenzial			Summe neg. Potenzial		
		434 Zi.	250 Zi.	100 Zi.	434 Zi.	250 Zi.	100 Zi.
PV	Hotel-S1-StatQ	60,66	42,38	12,65	59,39	40,38	25,45
	Hotel-S2-Elekt	399,53	258,38	38,67	540,57	351,09	61,73
	Hotel-S3-KWK	373,40	248,53	40,40	569,09	367,90	72,20
	Hotel-S4-KWKK	235,57	87,64	95,88	1.797,70	772,92	283,70
WKA	Hotel-S1-StatQ	51,56	33,60	13,25	54,89	35,67	22,85
	Hotel-S2-Elekt	360,59	231,75	32,61	474,08	305,40	51,65
	Hotel-S3-KWK	304,85	206,66	31,77	541,15	351,06	71,84
	Hotel-S4-KWKK	238,21	91,01	55,93	1.780,08	785,31	274,25
Beides	Hotel-S1-StatQ	52,52	33,97	15,87	56,20	36,58	27,83
	Hotel-S2-Elekt	407,61	266,23	40,69	562,29	363,44	68,60
	Hotel-S3-KWK	344,35	233,76	37,68	631,64	402,10	87,47
	Hotel-S4-KWKK	186,75	81,89	57,66	2.157,46	955,71	323,69

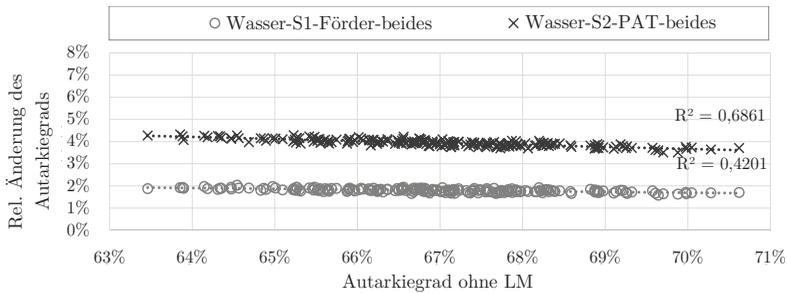


Abbildung E.8.: Relative Änderung des Autarkiegrads gegenüber dem Autarkiegrad ohne Lastmanagement im Szenario Wasser-S1-Förder-beides und Wasser-S2-PAT-beides (für 200 verschiedene Residuallastgänge)

Um einer volatilen Stromgenerierung durch Regenerative Energien zu begegnen, bieten Konzepte der Sektorenkopplung durch die Möglichkeit der Anpassung der Energienachfrage an die volatile Stromgenerierung hohe Potenziale. Insbesondere in abgechiedenen Gebieten wie Inseln haben der Tourismussektor und das Wasserversorgungssystem einen signifikanten Anteil am jährlichen Strombedarf. In diesen Wirtschaftssektoren können thermische Energiesektoren bzw. der Wassersektor mit dem Stromsektor gekoppelt werden. Ausgehend vom aktuellen Stand der Technik hat diese Dissertation die Quantifizierung des Lastverschiebungspotenzials durch Sektorenkopplungen in beiden Wirtschaftszweigen und die Analyse des Einflusses der Maßnahmen auf das Energiesystem einer Insel zum Ziel. Für die Analyse wird das Lastverschiebungspotenzial auf der kanarischen Insel La Gomera mittels zeit-diskreter Jahressimulation für verschiedene Szenarien ermittelt. Die Ergebnisse zeigen, dass die Lastverschiebungsmaßnahmen in beiden Sektoren hohe Potenziale aufweisen und zu einer verstärkten Nutzung von Regenerativen Energien führen.

ISBN 978-3-7376-0480-2



9 783737 604802 >