

Modellierung und zentrale prädiktive Regelung von multimodalen Energieverteilnetzen

Zur Erlangung des akademischen Grades eines
DOKTOR-INGENIEURS
von der KIT-Fakultät für
Elektrotechnik und Informationstechnik
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)
genehmigte

DISSERTATION

von
M.Sc. Patrick S. Sauter
geb. in Böblingen

Tag der mündlichen Prüfung:	1. Juli 2019
Hauptreferent:	Prof. Dr.-Ing. Sören Hohmann
Korreferent:	Prof. Dr.-Ing. Thomas Leibfried

Vorwort

Diese Dissertation entstand während meiner Zeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Regelungs- und Steuerungssysteme (IRS) am Karlsruher Institut für Technologie (KIT).

An erster Stelle möchte ich mich bei meinem Doktorvater, Herrn Professor Sören Hohmann, für die ausgezeichnete Betreuung während der gesamten Zeit am Institut bedanken. Die zahlreichen Diskussionen und Gespräche brachten mich in jeder Phase meiner Arbeit voran. Außerdem möchte ich mich bei Herrn Professor Thomas Leibfried für die Übernahme des Koreferats, sowie bei Mathias Kluwe für die stetige Diskussionsbereitschaft und motivierende fachliche und persönliche Unterstützung bedanken.

Des Weiteren möchte ich mich bei Herrn Professor Claudio Cañizares und Bharatkumar Solanki von der Universität Waterloo für die gute Zusammenarbeit und zahlreiche spannende Diskussionen bedanken.

Außerdem bedanke ich mich herzlich bei Jona und Lukas für die fachliche Durchsicht dieser Arbeit sowie bei all meinen Arbeitskollegen und Kolleginnen am IRS für die stets angenehme und kollegiale Zusammenarbeit. Das Arbeitsumfeld am Institut war die gesamte Zeit hervorragend und euer konstruktives Feedback sowie zahlreiche Diskussionen haben zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen.

Weiterhin richtet sich mein Dank an die Studierenden, die im Rahmen ihrer Abschlussarbeit oder als wissenschaftliche Hilfskräfte wertvolle Erkenntnisse erzielt und damit diese Arbeit unterstützt haben.

Bei dir, Elena, möchte ich mich für den Rückhalt bedanken und dass du mir insbesondere in den anstrengenden Phasen dieser Arbeit den Rücken freigehalten hast.

Zum Schluss möchte ich mich von ganzem Herzen bei meinen Eltern bedanken. Ihr habt meine Neugier und Begeisterung für Naturwissenschaft und Technik vor vielen Jahren geweckt und mich auf meinem gesamten Bildungsweg stets unterstützt.

Karlsruhe, im Juli 2019

Ehe viele Generationen vergehen, wird unsere Maschinerie durch Energie angetrieben werden, die an jedem Punkt im Universum erhältlich ist – es ist nur eine Frage der Zeit, wann der Mensch seine Maschinerie erfolgreich an das Räderwerk der Natur selbst angeschlossen haben wird.

Nikola Tesla

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Stand der Wissenschaft und Technik	5
2.1	MPC-basierte Energiemanagementsysteme	5
2.1.1	Elektrische Verteilnetze	6
2.1.2	Microgrids	7
2.1.3	Multimodale Energiesysteme	8
2.2	Modellierung von multimodalen Energiesystemen	10
2.3	Prädiktionsmodelle für Erzeugung und Verbrauch	12
2.3.1	Prädiktion von elektrischer erneuerbarer Erzeugung	12
2.3.2	Prädiktion von elektrischem Verbrauch	14
2.3.3	Kombinierte Prädiktion von Erzeugung und Verbrauch	15
2.3.4	Prädiktion von Wärmeverbrauch	15
2.4	Konkretisierung der Forschungslücke	16
3	Modellierung von multimodalen Systemen	23
3.1	Anforderungen an den Modellierungsansatz	23
3.2	Modellierungsansatz für multimodale Energiesysteme	25
3.2.1	Energieverteilnetze	27
3.2.2	Erzeuger und Verbraucher	33
3.2.3	Speicher	34
3.2.4	Energie-Konverter	35
3.3	Zusammenfassung	37
4	Prädiktionsmodelle für elektrische Erzeugung und Verbrauch	39
4.1	Entwicklung eines Prädiktionsmodells für Lastgänge im elektrischen Verteilnetz	40
4.1.1	Eingangsgrößen	41
4.1.2	Entwurf des Neuronalen Netzes	43
4.1.3	Trainingsverfahren	44
4.2	Auswertung des Prädiktionsmodells	44
4.2.1	Datengrundlage der Auswertung	44
4.2.2	Ergebnisse der Prädiktion	45
4.3	Zusammenfassung und Vergleich der Ergebnisse	51
5	Prädiktive Regelung von multimodalen Energiesystemen	53
5.1	Sequentieller Ansatz	56

5.1.1	Umformung des Optimierungsproblems	56
5.1.2	Hybrides HELM-Verfahren	58
5.1.3	Konvergenz des hybriden Ansatzes	60
5.2	Simultaner Ansatz	62
5.3	Lösung von gemischt-ganzzahligen Problemen	62
5.4	Parameter der Prädiktivregelung	63
5.5	Zusammenfassung und Anwendung in realen Systemen	65
6	Optimales Energiemanagement in Niederspannungsnetzen	67
6.1	Modell und Randbedingungen	67
6.1.1	Energieverteilnetze	67
6.1.2	Erzeuger und Verbraucher	68
6.1.3	Speicher	70
6.1.4	Energie-Konverter	71
6.2	Entwurf des modellprädiktiven Reglers	72
6.3	Ergebnisse	74
7	Reduktion der Betriebskosten in Microgrids durch elektrothermi-	
	sche Speicher	79
7.1	Modell und Randbedingungen	79
7.1.1	Energieverteilnetze	80
7.1.2	Erzeuger und Verbraucher	81
7.1.3	Speicher	85
7.1.4	Energie-Konverter	86
7.2	Entwurf des modellprädiktiven Reglers	87
7.3	Ergebnisse	89
7.3.1	CIGRE	90
7.3.2	Kasabonika Lake First Nation	93
8	Regionalisierung der Energieversorgung in multimodalen Energie-	
	verteilnetzen	101
8.1	Modell und Randbedingungen	102
8.1.1	Energieverteilnetze	102
8.1.2	Erzeuger und Verbraucher	105
8.1.3	Speicher	106
8.1.4	Energie-Konverter	107
8.2	Entwurf des modellprädiktiven Reglers	109
8.3	Validierung des MPC-Modells	110
8.3.1	Co-Simulationsumgebung für multimodale Systeme	110
8.3.2	Validierung des MPC-Modells mithilfe der Co-Simulation	113
8.4	Simulationsergebnisse	115
8.5	Robustheit und Grenzen des Verfahrens	120
8.5.1	Robustheit gegenüber Modellfehlern	122
8.5.2	Auswirkungen von Prädiktionsfehlern	124
8.5.3	Grenzen der echtzeitfähigen Umsetzung	126

9 Zusammenfassung und Bewertung	131
9.1 Zusammenfassung der entwickelten Methoden	131
9.2 Zusammenfassung der Ergebnisse	133
9.3 Bewertung der Ergebnisse	136
A Mathematische Definitionen	XV
A.1 Konvexe Optimierung	XV
A.2 Optimierungsprobleme	XVIII
A.3 Normierung im Per-Unit-System	XX
B Prognoseverfahren	XXI
B.1 Vergleich von wissensbasierten Methoden und physikalischen Modellen .	XXI
B.2 Vergleich unterschiedlicher wissensbasierter Methoden	XXII
B.3 Typischer Fehlerverlauf einer Prognose über dem Prädiktionshorizont .	XXIII
C Ergänzende Ergebnisse	XXV
C.1 Niederspannungsnetz	XXV
C.2 Microgrids	XXVI
C.3 Mittelspannungsnetz	XXIX
D Wesentliche zusätzliche Modellparameter	XXXI
D.1 Niederspannungsnetz	XXXI
D.2 Microgrids	XXXII
D.3 Mittelspannungsnetz	XXXII
Literaturverzeichnis	XXXV

Abbildungsverzeichnis

2.1	Aufbau eines Energy Hubs [GA07b]	11
2.2	Energy Hub mit erneuerbarer Einspeisung auf Niederspannungsebene, Transformator und Rückspeisung ins Mittelspannungsnetz [GA07b, Ada08]	19
3.1	Multimodales Beispiel-Energiesystem	26
3.2	Vereinfachtes π -Ersatzschaltbild für elektrisch kurze Leitungen nach [Cra15, S. 179]	28
3.3	Ersatzschaltbild des Leitungsmodells mit Transformator nach [ZMS11]	29
4.1	Aufteilung des Vorhersagehorizonts. Vorhersagewerte von MLP 1 (rot), MLP 2 (blau gestrichelt), MLP 3 (grün strichpunktiert) und MLP 4 (schwarz punktiert)	40
4.2	Autokorrelationsfolge einer Leistungszeitreihe	42
4.3	Prädiktion der Ortsnetzstation B (21.-23. Juni 2017)	49
5.1	Struktur der Regelung des multimodalen Energiesystems	53
6.1	Struktur des elektrischen Niederspannungsnetzes	68
6.2	Lastprofile der größten PV-Anlage für alle drei Szenarien	69
6.3	Wärmeverbrauch aller Verbraucher im Winter- und Sommer-Szenario	70
6.4	Leistungsfluss zwischen MS und NS mit und ohne Regelung der Konverter im sonnigen Sommerszenario	74
6.5	Steuersignale der Konverter im SoS	75
6.6	Speicherzustände (liniert) und dazugehörige maximale Speicherkapazität (gepunktet) im SoS	75
6.7	Maximale und minimale Spannungen im SoS	76
6.8	Leistungsfluss mit und ohne Regelung zwischen NS- und MS-Netz im sonnigen (SoW) und im bewölkten Winterszenario (BeW)	77
7.1	Struktur des modifizierten CIGRE-Benchmark-Systems aus [SRBC16]	80
7.2	Struktur des Verteilnetzes von Kasabonika Lake First Nation	81
7.3	Elektrische Erzeugung und Verbrauch im CIGRE-System für Szenario I (oben), Szenario II (Mitte) und Szenario III (unten)	91
7.4	Speicherenergie der einzelnen Speicher im CIGRE-System für Szenario I (oben), Szenario II (Mitte) und Szenario III (unten)	92
7.5	Elektrische Erzeugung im KLFN-System ohne 250 kW PV-Anlage für Szenario I (oben), Szenario II (Mitte) und Szenario III (unten)	94

7.6	Elektrische Last im KLFN-System ohne 250 kW PV-Anlage für Szenario I (oben), Szenario II (Mitte) und Szenario III (unten)	95
7.7	Elektrische Erzeugung im KLFN-System mit 250 kW PV-Anlage für Szenario I (oben), Szenario II (Mitte) und Szenario III (unten)	96
7.8	Elektrische Last im KLFN-System mit 250 kW PV-Anlage für Szenario I (oben), Szenario II (Mitte) und Szenario III (unten)	97
7.9	Elektrische Leistung und resultierender Speicherzustand der ETS-Systeme im KLFN-System mit 250 kW PV-Anlage für Szenario III	98
7.10	Betriebskosten des KLFN-System mit 250 kW PV-Anlage bei Zunahme des ETS-Anteils im gesamten Simulationszeitraum	99
8.1	Struktur des elektrischen Mittelspannungsnetzes in Kirchheimbolanden	103
8.2	Teil-Wirkungsgrade der BHKW in Abhängigkeit der Steuergröße	108
8.3	Grundlegender Aufbau der Co-Simulation	111
8.4	Leistungsaustausch zwischen dem Verteilnetz und dem Übertragungsnetz im Co-Simulationsmodell und im MPC-Modell in der ersten Woche des Jahres 2014	114
8.5	Leistungsaustausch des mit EMS geregelten Netzes mit der überlagerten Netzebene (Simulationszeitraum: 08. bis 09. März 2014)	117
8.6	Speicherzustände des Wasserstoff- und Gasspeichers (oben) sowie aller Wärmespeicher (unten) im System (Simulationszeitraum: 08. bis 09. März 2014)	118
8.7	Speicherzustände des Gasspeichers in Kirchheimbolanden im Szenario mit stark skalierten Konvertern	120
8.8	Struktur des verdoppelten elektrischen Mittelspannungsnetzes in Kirchheimbolanden	129
B.1	Fehlerentwicklung über dem Prognosehorizont an ONS A	XXIII
C.1	Leistungen der Generatoren im CIGRE-System für Szenario I (oben), Szenario II (Mitte) und Szenario III (unten)	XXVI
C.2	Last im CIGRE-System für Szenario I (oben), Szenario II (Mitte) und Szenario III (unten)	XXVII
C.3	Elektrische Leistungen und resultierende Speicherzustände der ETS-Systeme im KLFN-System für Szenario II mit PV (oben) Szenario II ohne PV-Anlage (Mitte) und Szenario III ohne PV-Anlage (unten)	XXVIII
D.1	Wirkungsgrad der Elektrolyse in Abhängigkeit von der Steuergröße	XXXI

Tabellenverzeichnis

2.1	Zusammenfassung der EMS im aktuellen Stand der Technik	9
4.1	Eingangsgrößen der MLP im Prädiktionsmodell	41
4.2	Neuronenzahl in der verdeckten Schicht der MLP	47
4.3	Prädiktionsfehler der Ortsnetzstation A (industriell).	48
4.4	Prädiktionsfehler der Ortsnetzstation B (mit Windkraft)	48
4.5	Prädiktion von ONS A mit und ohne Windvorhersage als Eingangsdaten	50
4.6	Kombinierten und getrennte Prädiktion an Ortsnetzstation B	50
5.1	Abweichungen ΔS in p.u.	60
5.2	Rechenzeiten in Sekunden	61
6.1	Speicherkapazitäten E_{max} der einzelnen Speicher	71
6.2	Parameter der einzelnen Konverter	71
7.1	Parameter der Generatoren im modifizierten CIGRE-Benchmark-System.	82
7.2	Parameter der erneuerbaren Erzeuger im CIGRE-System	84
7.3	Parameter der Generatoren im KLFN-System	84
7.4	Parameter der erneuerbaren Erzeuger im KLFN-System	85
7.5	Parameter der Speicher im CIGRE-System	86
7.6	Parameter der Konverter im CIGRE-System	87
7.7	Zusammenfassung der Ergebnisse des CIGRE-Benchmark-Systems	90
7.8	Zusammenfassung der Ergebnisse des KLFN-Systems	93
8.1	Lastprofile der Wärmeverbraucher an den BHKW	105
8.2	Parameter der Speicher im Energiesystem in Kirchheimbolanden	106
8.3	Parameter der einzelnen Konverter im Energiesystem in Kirchheimbolanden	107
8.4	Vergleich der Ergebnisse ohne und mit EMS (mit aktuellen Konvertern und angenommener PtG-Anlage sowie der mit Faktor 10 skalierten Konvertern) in Kirchheimbolanden	115
8.5	Ergebnisse der Betriebsoptimierung im Szenario mit stark skalierten Kon- vertern in Kirchheimbolanden	119
8.6	Ergebnisse der Betriebsoptimierung mit Modellfehlern	123
8.7	Ergebnisse der Prädiktivregelung mit unterschiedlichen Prädiktionen für das zweite Halbjahr 2014	125
8.8	Maximale Rechenzeiten in Abhängigkeit von der Anzahl der BHKW im Sys- tem und der Variablen-Anzahl	128

8.9	Maximale Rechenzeiten in Abhängigkeit von der Größe des elektrischen Verteilnetzes	129
B.1	RMSE in kW der Leistungsprognosen der drei Kategorien	XXI
B.2	Vergleich der wissensbasierten Prädiktionsmodelle	XXII
C.1	Vergleich der Optimierungsalgorithmen im sequentiellen Ansatz	XXV
C.2	Vergleich von Optimierungsalgorithmen für das EMS in Kirchheimbolanden mit simultanem Ansatz	XXIX
C.3	Vergleich von Horizonten für das EMS in Kirchheimbolanden	XXX
D.1	Parameter der Generator-Betriebskosten im CIGRE- [OCK14] und KLFN-System [SSC ⁺ 17a]	XXXII
D.2	Parameter eines Standard-KLFN-Hauses im KLFN-System	XXXII
D.3	Koeffizienten der Konverter-Polynome	XXXIII
D.4	Positionen der BHKW bei der Erweiterung des Energiesystems in Kirchheimbolanden	XXXIII

Abkürzungen und Symbole

Abkürzungen

Abkürzung	Beschreibung
AHA	Adaptiver Hybrider Ansatz
BHKW	Blockheizkraftwerk
CIGRE	Internationaler Rat für große elektrische Netze (Conseil International des Grands Réseaux Électriques)
CL	Closed-loop (geschlossene Regelkreisstruktur)
DR	Demand Response
DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energie
EF	Energiefehler
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EMS	Energiemanagementsystem
ETS	Elektrothermische Speicher
GS	Gauss-Seidel-Algorithmus
HELM	Holomorphic Embedding Load Flow Method
HGS	Hybrider Algorithmus aus HELM und Gauss-Seidel
HNR	Hybrider Algorithmus aus HELM und Newton-Raphson
KLFN	Kasabonika Lake First Nation
KNN	Künstliches Neuronales Netz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MAPE	Mean Absolute Percentage Error
MCE	Multi-Carrier Energy
MINLP	Gemischt-ganzzahliges nichtlineares Optimierungsproblem (Mixed Integer Non-Linear Program)
MIQP	Gemischt-ganzzahliges quadratisches Optimierungsproblem (Mixed Integer Quadratic Program)
MLP	Multi-Layer Perceptron
MPC	Model Predictive Control
NC	Keine Konvergenz des Algorithmus (Not Converged)
NLP	Nichtlineares Optimierungsproblem (Non-Linear Program)
NR	Newton-Raphson-Algorithmus
OL	Open-loop (offene Regelkreisstruktur)
ONS	Ortsnetz-Station

Abkürzung	Beschreibung
OPF	Optimal Power Flow
PEM	Polymerelektrolytmembran
PtG	Power to Gas
PV	Photovoltaik
RLM	Registrierende Leistungsmessung
RMSE	Root-Mean-Squared Error
SLP	Standardlastprofil
SQP	Sequentielle Quadratische Programmierung
SRLS	Smart Residential Load Simulator
UC	Unit Commitment
WKA	Windkraftanlage
WP	Wärmepumpe

Symbole

Symbol	Beschreibung
a	Kostenparameter
B	Realteil der Leitungsimpedanz
b	Koeffizienten der Wirkungsgrad-Polynome
C	Kapazität
c	Konverter-Index
chp	Index der BHKW (Combined Heat and Power)
\mathcal{C}	Menge aller Konverter
c_p	spezifische Wärmekapazität
d	Grad der Wirkungsgrad-Polynome
E	Energie im Speicher
e	Index der steuerbaren Verbraucher
e_1	Eingang 1 für Tagesperiodizität
e_2	Eingang 2 für Tagesperiodizität
el	Index des Elektrolyseurs
\mathcal{E}	Menge aller Energie-Domänen
ϵ	elektrische Domäne
η	Wärme-Domäne
F	Volumenstrom
F^a	Faraday-Konstante
f_s	Parameter der Speicherverluste
G	Imaginärteil der Leitungsimpedanz
γ	Gas-Domäne
$\Gamma_s(\cdot)$	Ladeeffizienz in Abhängigkeit der Leistung
H_0	Heizwert des Gases

Symbol	Beschreibung
he	Index der Heizungen
HHV	oberer Heizwert (Higher Heating Value)
H_t	Wärmeübertragungskoeffizient
I	Strom
i	Index der Komponenten am Netzknoten
im	Index des Imaginärteils der Leistungsflussgleichungen
\mathcal{I}	Menge aller Eingangs-Energieträger eines Konverters
J	Gütemaß
j	imaginäre Einheit
K	Anzahl der Prognosezeitpunkte im Horizont
k	diskreter Zeitpunkt
L	Induktivität
l	Länge der Leitung
M	Massefluss
m	Knoten im Netz, der durch eine Kante mit dem Knoten n verbunden ist
me	Index der Methanisierung
\mathcal{M}	Menge aller Kanten im Netz
\mathcal{N}	Menge aller Knoten im Netz
N	Anzahl der Knoten im Netz
n	Knoten im Netz
n_{LF}	Schritte im Prädiktionshorizont, in denen die Leistungsflussgleichungen genutzt werden
n_p	Schritte im Prädiktionshorizont
N_z	Anzahl der Zellen des Elektrolyseurs
ω	Netzfrequenz
\mathcal{O}	Menge aller Ausgangs-Energieträger eines Konverters
P	Leistung
p	Knotendruck
P_a	Wirkleistungsfluss zur überlagerten Netzebene
φ	Spannungswinkel
Q	elektrische Blindleistung
q	Gasleistungsparameter
R	Widerstand
re	Index des Realteils der Leistungsflussgleichungen
ρ	Wasserstoff-Domäne
\mathbb{R}	Menge der reellen Zahlen
R^{sv}	Reserve für die P-Regelung
S_{nenn}	Nennscheinleistung
S	komplexe Scheinleistung
ΔS	Summe der Abweichungen aller Scheinleistungen an allen Knoten

Symbol	Beschreibung
s	Speicher-Index
\mathcal{S}	Menge aller Speicher
T	Abtastzeit
t_0	aktueller Zeitpunkt
T_r	Rechenzeit
T_{an}	minimale Zeit, die eine Anlage nach dem Einschalten nicht wieder ausgeschaltet werden darf
T_{aus}	minimale Zeit, die eine Anlage nach dem Ausschalten nicht wieder eingeschaltet werden darf
T^g	Umgebungstemperatur
T^r	Rücklauftemperatur
T^s	Vorlauftemperatur
t_x	Zeitpunkt des jeweiligen Prognosewertes
$\Theta_s(\cdot)$	Funktion der Speicherverluste in Abhängigkeit des aktuellen Speicherzustands
U	Betrag der Spannung
u	Steuergröße
\ddot{u}	Übersetzungsverhältnis des idealen Transformators
\mathbf{u}_{akt}	Vektor der aktuellen Eingangsgrößen
u^b	binäre Steuergröße
Δu	Slack-Variable für dynamische Beschränkung von Steuergrößen
U_{nenn}	Nennspannung
V	komplexe Spannung
v	Index der nicht steuerbaren Verbraucher
\mathcal{V}	Menge aller Erzeuger und Verbraucher an einem Knoten
\mathbf{W}	Wirkungsgradmatrix
Δw	Abweichung des Wirkungsgrads zwischen Entwurfs- und Simulationsmodell
w	Teil-Wirkungsgrad
x	nicht steuerbare Variable des Optimierungsproblems
\mathbf{x}_{akt}	Vektor der aktuellen Systemzustände
\mathbf{Y}	Admittanzmatrix
z	gemessenes Leistungsprofil
z^*	prädiziertes Leistungsprofil

1 Einleitung

Die Energiewende ist aktuell ein zentrales Thema unserer Gesellschaft. In Deutschland nimmt die Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien (EE) seit dem im Jahr 2000 beschlossenen Erneuerbare-Energien-Gesetz¹ (EEG) stetig zu. Ein Aufhalten des Klimawandels erfordert eine deutliche Reduktion der Treibhausemissionen, die insbesondere durch die Verbrennung fossiler Kraftstoffe hervorgerufen werden. Die Erzeugung elektrischer Energie durch Kernkraft trägt zwar zu einer Reduktion der Treibhausemissionen bei, ist aber spätestens seit der Nuklearkatastrophe von Fukushima im Jahr 2011 in vielen Teilen der Gesellschaft nicht mehr akzeptiert [Id11].

Mit der Novelle des EEG 2014 [EEG14] werden die aktuellen Ziele der Energiewende in Deutschland definiert. Bis 2050 soll der Anteil der EE am Stromverbrauch auf 80 % ansteigen. Die Zwischenziele, um dieses Ziel zu erreichen, sind ein regenerativer Anteil am Strommix von 40 bis 45 % bis zum Jahr 2025 und 55 bis 60 % bis 2035.

Neben der elektrischen Energie-Domäne sind die Ziele der Energiewende auch im Bereich des Gesamtenergieverbrauchs, der Mobilität und der Heizung definiert. Hier soll der gesamte Primärenergieverbrauch verglichen mit dem Jahr 2008 um 50 % gesenkt werden. Der Ausstoß von Treibhausgasen verglichen mit dem Jahr 1990 soll sogar um 80 bis 95 % reduziert werden. Diese Reduktion ist nicht nur ein deutsches Ziel, sondern entspricht auch den Zielen der gesamten EU.

In Deutschland gibt es aktuell eine deutliche Erhöhung der Einspeisung von EE, insbesondere durch Photovoltaik (PV) und Windkraft. Zusätzlich sollen zum Erreichen der Ziele die Effizienz des Gesamtsystems erhöht und Verluste verringert werden, wodurch sich der gesamte Energieverbrauch reduziert.

Diese Erhöhung des EE-Anteils führt zu einer deutlichen Veränderung der gesamten Energie-Infrastruktur. Während die elektrische Energie früher durch wenige große Kraftwerke im Übertragungsnetz erzeugt wurde, erfolgt die erneuerbare Einspeisung größtenteils auf der Verteilnetzebene. Laut Bundesnetzagentur wurde im Jahr 2016 etwa 92 % der PV-Energie in der Niederspannungs- und Mittelspannungsebene eingespeist, bei der Summe aller erneuerbaren Energieträger beträgt dieser Anteil etwa 64 % [Bun16]. Dabei ist die Einspeisung vom Wetter abhängig und dadurch sehr volatil. Zusätzlich kommen neue Technologien zum Einsatz, insbesondere im Bereich der Mobilität und Raumheizung. Anlagen wie Blockheizkraftwerke (BHKW) oder Wärmepumpen (WP) sollen die Effizienz des Gesamtsystems verbessern und dabei die einzelnen Energie-Domänen verbinden.

¹ Das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien wurde trat im Jahr 2000 in Deutschland in Kraft und regelt die Einspeisung und Vergütung von EE. Das Gesetz wurde seit 2000 mit zahlreichen novellierten Fassungen überarbeitet.

Eine Möglichkeit, dieses deutlich dezentralere System mit einer großen Anzahl an Anlagen in den Verteilnetzen sicher und effizient zu betreiben, ist es, auch die Regelungsstruktur des Gesamtsystems von einer momentan noch sehr zentralen hin zu einer eher dezentralen Struktur zu wandeln. In [BDE⁺15] wird dieser Wandel als zellulärer Ansatz beschrieben. Dabei besteht das Netz der Zukunft aus vielen Zellen, für deren Dimensionierung unterschiedliche Möglichkeiten vorgeschlagen werden.

Neben der Dezentralisierung der Energieerzeugung wird durch die Volatilität der EE auch ein System mit deutlich höherer Flexibilität und neuen Möglichkeiten zur Energiespeicherung benötigt. In der Studie [Ste14] wird die notwendige Speicherkapazität für eine hundertprozentige Stromversorgung aus EE in Deutschland auf 30-75 TWh geschätzt. Verglichen mit der aktuell vorhandenen Speicherkapazität im Stromnetz durch Pumpspeicherkraftwerke von 0,04 TWh [BRSS11] wird deutlich, dass hier neue Technologien erforderlich sind. In diesem Bereich ergeben sich vor allem durch die Kopplung der einzelnen Energie-Domänen neue Möglichkeiten. So bietet das Gasnetz in Deutschland mit einer Speicherkapazität von 217 TWh ein enormes Speicherpotential [BRSS11], das beispielsweise durch den Einsatz von Power-to-Gas² (PtG) Anlagen und BHKW genutzt werden kann.

Um ein durch diese neuen Technologien entstehendes multimodales Energienetz sicher und effizient betreiben zu können, muss der Betrieb dieser Netze über die Domänen hinweg gemeinsam geplant und überwacht werden. Dies zeigen auch Studien in [ROEAV08, MMFE12]. In der Literatur hat sich für diese Energiesysteme noch kein einheitlicher Begriff durchgesetzt, die Energienetze werden auch multimodal, domänenübergreifend, sektorengespeist, hybrid oder Multi-Energiesystem genannt, im Englischen werden häufig die Begriffe multi-carrier energy system, hybrid system oder energy internet genutzt.

Ein Gesamtkonzept zur optimalen Regelung real existierender multimodaler Energiezellen existiert in der Literatur bisher nicht.

Die grundlegende Struktur der Aufteilung des gesamten Energiesystems in Energiezellen entspricht dabei der Idee des zellulären Ansatzes. In der Anwendung von zentralen EMS im Sinne des zellulären Ansatzes ergeben sich folgende Fragestellungen, die in dieser Arbeit beantwortet werden sollen:

- Inwieweit ist eine **Regionalisierung** der Energieversorgung durch den lokalen Betrieb von Energiezellen möglich?

Dabei geht es zum einen um den durch die Energiewende notwendigen weiten Transport von elektrischer Energie. Dieser entsteht insbesondere durch die Volatilität der EE und der regional sehr unterschiedlichen Verteilung von Windkraft und PV. Hier soll untersucht werden, inwieweit durch einen multimodalen lokalen Betrieb der Leistungsfluss zwischen einzelnen Zellen reduziert werden kann. Durch die stärkere lokale Nutzung der erneuerbaren Energie sollen Verluste, die durch die Übertragung entstehen, verringert werden und gleichzeitig der weitere

² Eine PtG-Anlage erzeugt synthetisches Erdgas aus Strom. Dabei wird zunächst mithilfe einer Elektrolyse die elektrische Energie in Wasserstoff umgewandelt, der in der Regel in einen Pufferspeicher eingespeist wird. Aus Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid wird dann Methan erzeugt, das direkt ins Erdgasnetz eingespeist werden kann.

Ausbau der Übertragungsnetze reduziert werden. Die Reduktion des Ausbaus beruht dabei vor allem auf der Verringerung von Lastspitzen der Ausgleichsleistung zwischen Verteil- und Übertragungsnetz durch die Regionalisierung. Die Kosten für den Ausbau der deutschen Übertragungsnetze werden im Entwurf des Netzentwicklungsplans³ 2030 [Tra17] auf 34 bis 36 Mrd. Euro geschätzt.

Zum anderen wird durch die Regelung der Ausgleichsleistung das Verhalten einer Energiezelle aus Sicht des überlagerten Netzes besser vorhersehbar. Dadurch kann die erforderliche Flexibilität⁴ in den höheren Netzebenen verringert werden. Der Fokus der Untersuchungen liegt hier auf jeweils einer zentral geregelten Zelle und der resultierenden Ausgleichsleistung, nicht auf der Kommunikation und Koordination zwischen mehreren Zellen. Dabei soll auch untersucht werden, wie notwendige Konverteranlagen und Speicher dimensioniert werden müssen und in welchem Maße eine solche Regionalisierung aufgrund der Bau- und Betriebskosten dieser Anlagen sinnvoll ist.

- Anhand welcher Kriterien kann die **Zellgröße** in einem zellularen Betrieb gewählt werden?

Hier soll im Vergleich zum zellularen Ansatz [BDE⁺15] die grundlegende Struktur der aktuell vorliegenden elektrischen Netze als gegeben vorausgesetzt werden. Alle Untersuchungen in dieser Arbeit werden deshalb mit real existierenden Netzstrukturen oder plausiblen Erweiterungen durchgeführt. Es soll zum einen untersucht werden, wie die durch die Erhöhung der erneuerbaren Einspeisung auftretenden Probleme durch die Wahl unterschiedlicher Zellgrößen gelöst werden können. Hier sei beispielsweise das teilweise heutzutage schon existierende Problem der Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen genannt, das durch eine große Anzahl PV-Anlagen auftritt [ESB12]. Auf der anderen Seite soll analysiert werden, bis zu welcher Zellgröße der Betrieb eines zentralen Energiemanagements möglich ist. Die Grenzen sollen dabei sowohl im Hinblick auf die Anzahl an vielen kleinen steuerbaren Einheiten, die im Laufe der Energiewende weiter zunehmen wird, als auch auf die Netzgröße der betrachteten Energiezelle untersucht werden. Dabei stellt sich auch die Frage, ob die heute existierende Struktur der Verteilnetze mit jeweils einem Verteilnetzbetreiber sinnvoll bleibt und ob sich das gesamte Verteilnetz durch eine zentrale Instanz optimal betreiben lässt.

- Welche Vorteile hat ein optimaler **multimodaler Betrieb** einer Energiezelle im Vergleich zum heute üblichen getrennten Betrieb der einzelnen Energiesysteme? Dabei soll zum einen untersucht werden, welche bereits vorhandenen Anlagen zur Kopplung der Energie-Domänen Strom, Gas und Wärme für einen multimodalen Betrieb genutzt werden können. Im Zuge der Energiewende werden beispielsweise immer häufiger Wärmepumpen und Blockheizkraftwerke installiert, die diese Domänen miteinander koppeln, jedoch aktuell in der Regel lokal optimal und nicht optimal im Bezug auf eine größere Energiezelle betrieben werden. Zum anderen soll untersucht werden, wie neue Technologien wie beispielsweise

³ Im Netzentwicklungsplan stellen die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber den Ausbaubedarf der deutschen Übertragungsnetze in den nächsten 10 bis 15 Jahren dar.

⁴ Flexibilität bedeutet in diesem Zusammenhang die Möglichkeit, zusätzliche Leistung in das Netz ein- oder auszuspeisen um die Erzeugung und Verbrauch im gesamten Verbundnetz auszugleichen

PtG zur Energiewandlung genutzt werden können, um das Energiesystem effizienter, kostengünstiger oder regionaler zu betreiben.

Des Weiteren soll untersucht werden, ob durch den optimalen Betrieb der multimodalen Energiezellen die Auswirkungen von hoher erneuerbarer Einspeisung auf die Spannung schon auf niedrigen Spannungsebenen reduziert werden können. Dadurch wäre eine Einhaltung des Spannungsbandes auch bei größerer EE-Einspeisung möglich und notwendiger Netzausbau im Verteilnetz könnte reduziert werden.

2 Stand der Wissenschaft und Technik

In diesem Kapitel wird der Stand der Wissenschaft und Technik im Bereich der Modellierung und Prädiktivregelung von Energiesystemen zusammengefasst. Dabei liegt der Fokus auf zentralen prädiktiven Regelungen mit einer Abtastzeit im Bereich von 1–15 min. In der klassischen Energietechnik ist in diesem Zeitbereich die Sekundärregelung aktiv. Häufig werden Steuerungs- und Regelungssysteme in diesem Bereich auch Energiemanagementsysteme (EMS) genannt [Far10]. Neben der Modellierung und Regelung benötigen diese Systeme in der Regel auch eine Prädiktion von Erzeugung und Verbrauch im Energiesystem, daher wird auch der Stand der Technik und Wissenschaft von Prädiktionsmodellen für Erzeugung und Verbrauch zusammengefasst.

2.1 MPC-basierte Energiemanagementsysteme

Der Einsatz von modellprädiktiven Regelungen (MPC) in Energieverteilssystemen hat seinen Ursprung im sogenannten Optimal Power Flow (OPF), erstmals eingeführt in [DT68]. Im OPF-Ansatz werden die kosten- oder verlustoptimalen Steuergrößen der Erzeuger für einen Zeitpunkt unter Berücksichtigung von Netzrandbedingungen in der Regel mithilfe eines Newton-Verfahrens bestimmt. Das zugrunde liegende Leistungsfluss-Modell ist dabei statisch und die Steuergrößen sind die begrenzten Einspeiseleistungen der Erzeuger im Netz. Da es sich um ein statisches Modell handelt, kann mithilfe dieses OPF auch eine prädiktive Planung der Steuergrößen über einen Horizont erfolgen, indem für jeden Zeitschritt ein OPF-Problem gelöst wird. OPF-Methoden werden in elektrischen Übertragungsnetzen heutzutage weltweit eingesetzt, um große Kraftwerke möglichst optimal zu nutzen. Für eine Übersicht über OPF-Algorithmen für elektrische Netze sei auf die Veröffentlichungen [HG91, QDB09, FSR12a, FSR12b] verwiesen.

Vor der Energiewende waren in elektrischen Verteilnetzen vor allem Verbraucher an das Netz angeschlossen. Die Verteilnetze wurden dabei mit großem Puffer bezogen auf die maximale Last der Verbraucher ausgelegt, wodurch eine detaillierte Überwachung der Auslastung nicht erforderlich war. Die Flexibilität, Anlagen im Netz zu steuern oder zu regeln, war aus Sicht des Netzes nicht notwendig. Durch die Zunahme der Erzeugung durch EE in den unteren Netzebenen wird jedoch die Belastung dieser Ebenen deutlich erhöht, wie beispielsweise in [ESB12] beschrieben. Die Netze müssen daher in Zukunft ausgebaut und stärker überwacht sowie geregelt werden. Diese auch in den unteren Netzebenen überwachten und geregelten Netze werden heutzutage unter dem Begriff Smart Grid [Far10] zusammengefasst. In Smart Grids wird allgemein versucht, die im Netz bereits vorhandenen Flexibilitäten, wie beispielsweise BHKW, zu nutzen oder Flexibilitäten in bestehenden Anlagen zu schaffen, beispielsweise beim Demand Side Management

[PD11]. Außerdem werden zunehmend neue Flexibilitäten, wie beispielsweise Speicher [ESB12], hinzugefügt. Um all diese Flexibilitäten im Betrieb optimal nutzen zu können, wird zusätzlich eine intelligente Regelungsstruktur zur optimalen Betriebsführung dieser Verteilnetze notwendig.

Im Folgenden wird zunächst der Stand der Forschung im Bereich der MPC für elektrische Verteilnetze, Microgrids und multimodale Energiesysteme vorgestellt.

2.1.1 Elektrische Verteilnetze

Mit der deutlich steigenden Anzahl an erneuerbaren Erzeugern in Verteilnetzen zu Beginn des 21. Jahrhunderts und der resultierenden volatilen Einspeisung finden sich die ersten Ansätze, diese auszugleichen, vor allem im Bereich der Regelung von Verbrauchern, dem sogenannten Demand Response (DR) [MMR10], teilweise auch Demand Side Management (DSM). Da diese Ansätze jedoch häufig zu Lasten des Komforts beim Verbraucher gehen [AE07], ist ihre Akzeptanz begrenzt. Bei weiterer Zunahme von EE ist das Potential von DR in den nächsten Jahren daher eher gering [KAS10].

Im Folgenden wurden in der Forschung daher Ansätze zur Speicherung genauer untersucht. So wird beispielsweise in [ESB12] der Nutzen eines dezentralen Batteriespeichers im Verteilnetz in Kombination mit einem regelbaren Ortsnetztransformator simulativ untersucht. Dazu werden reale Messdaten aus einem Niederspannungsnetz in Sonderbuch genutzt, einer kleinen Ortschaft mit 62 PV-Anlagen mit einer maximalen Gesamtleistung von 1,2 MW und einer maximalen Last von 200 kW. Das Ziel besteht hier vor allem in der Verbesserung der Spannungsqualität.

Die Nutzung eines lokalen Speichers direkt an einer Windkraftanlage wird in [XYEE12] untersucht. Hier wird ein MPC-Ansatz implementiert, mit dem sowohl die Betriebskosten als auch die Volatilität der Einspeisung ins überlagerte Netz reduziert werden.

Der Betrieb eines elektrischen Verteilnetzes mit 42 Knoten und 8 Speichern wird in [MFRR15] optimiert. Dabei werden zwei Ansätze präsentiert, wobei nur in einem der beiden die elektrischen Netzgleichungen berücksichtigt werden. Die Speicher werden mit Integer-Variablen modelliert, wodurch ein gemischt-ganzzahliges nichtlineares Optimierungsproblem (MINLP) (Definition siehe A.8) entsteht. Die Abtastzeit beträgt 30 min. Das System basiert jedoch nicht auf einer Regelung mit Rückkopplung, sondern ist eine reine Betriebsplanung wie beim OPF, die jeweils einmal für einen Horizont von 72 h berechnet wird. Dadurch können aktuelle Prognosen und Messwerte nur zum Zeitpunkt dieser Planung genutzt werden.

Ein MPC-basierter Ansatz zur Regelung von Speichern und Leistungsflüssen wird in [ODDS15] vorgestellt. Dabei werden die unterlagerten Netze als Microgrids modelliert. Das Ziel des Ansatzes ist die Reduktion der Betriebskosten. In einem Beispiel wird ein Netz mit fünf unterlagerten Microgrids mit Speichern und einer Verbindung zur überlagerten Netzebene, aus der ebenfalls Energie bezogen werden kann, mit einem Horizont von 24 h optimal betrieben.

2.1.2 Microgrids

Eine spezielle Form von Verteilnetzen stellen Microgrids dar. Die genaue Definition des Begriffs ist in der aktuellen Literatur noch nicht einheitlich. In dieser Arbeit wird die Definition aus [HAIM07] genutzt. Demnach sind Microgrids Verteilnetze im Nieder- oder Mittelspannungsbereich, die dauerhaft (Remote Microgrid) oder mindestens zeitweise (Connected Microgrid) ohne eine Verbindung zum Übertragungsnetz sicher und effizient betrieben werden. Während Remote Microgrids schon vor der Entstehung des heutigen Verbundnetzes existierten – das erste wurde 1882 von Thomas Alva Edison betrieben [VS17] – und damit die erste Form von elektrischen Netzen darstellen, stehen heutzutage vor allem Connected Microgrids stark im Fokus der Forschung [IEE14]. Im Zusammenhang mit dem zellularen Ansatz [BDE⁺15] ist auch häufiger vom Grid of Microgrids die Rede, in dem dann alle Verteilnetze als Microgrid betrieben und von der überlagerten Netzebene jeweils als ein Netzteilnehmer betrachtet werden. Dabei sollen die heutigen Verteilnetze mit ausreichend Flexibilitäten und Intelligenz ausgestattet werden, um zumindest zeitweise ohne Leistungsfluss zum Übertragungsnetz betrieben werden zu können. Solange das Netz nicht mit dem Übertragungsnetz verbunden ist, müssen dann alle Netzdienstleistungen innerhalb des Verteilnetzes erbracht werden.

Zusätzlich gibt es auch heute noch viele Remote Microgrids, die aufgrund ihrer abgelegenen Lage nicht mit einem Übertragungsnetz verbunden sind. Die Erzeugung erfolgt hier in der Regel durch Diesel- oder Gasgeneratoren. Die Energieträger werden dabei meist aufwändig in die abgelegenen Gebiete transportiert, wodurch die Energieversorgung in diesen Gebieten sehr teuer ist. Dadurch bietet gerade hier der Einsatz von erneuerbaren Energien in Verbindung mit Energiespeichern, insbesondere in anderen Energie-Domänen wie Wärme oder Gas, ein sehr großes Potential [HAIM07]. Sowohl in Connected als auch in Remote Microgrids haben sich zentrale EMS-Konzepte etabliert [IEE14], die im Folgenden zusammengefasst werden.

Im Laufe der letzten Jahre wurden zahlreiche Studien zur Entwicklung und Anwendung von EMS in einzelnen Microgrids durchgeführt [BPP⁺08, LS09, PBBL⁺13, OCK14, PRG14]. In diesen zentralen EMS wird die optimale Fahrweise der Erzeuger, häufig als Dispatch bezeichnet, bezüglich eines bestimmten Ziels bestimmt. Das Ziel ist meist die Reduktion der Kosten. Während in [BPP⁺08] lediglich die Fahrweise der Generatoren bestimmt wird, kommen in [LS09, PBBL⁺13, OCK14, PRG14] auch Speicher und erneuerbare Erzeuger zum Einsatz. Dabei wird in diesen Arbeiten entweder eine Planung über einen gewissen Zeithorizont durchgeführt [LS09, PBBL⁺13] oder ein MPC-Ansatz genutzt [OCK14, PRG14]. In [OCK14] beinhaltet das EMS auch ein Modell des elektrischen Verteilnetzes als Randbedingung der Optimierung.

Die Kopplung zu anderen Energie-Domänen wird in diesen Arbeiten entweder wie in [LS09, PBBL⁺13] nicht betrachtet, oder lediglich teilweise durch einzelne Komponenten wie Anlagen zur Elektrolyse und Rückverstromung. Dabei wird jedoch auf der Verbrauchseite nur die elektrische Domäne modelliert und die Nutzung der Wärmeenergie nicht betrachtet [OCK14].

2.1.3 Multimodale Energiesysteme

In ersten Arbeiten zum Betrieb von multimodalen Energiesystemen lag der Fokus auf der Verbindung zwischen Strom- und Gasnetz. In [LAG03] wird gezeigt, wie sich Methoden aus der elektrischen Leistungsflussrechnung auf Gasnetze übertragen lassen. Dabei werden keine Speicher betrachtet und die betrachteten Strukturen sind Übertragungsnetze. In [ALG03] wird dieser Ansatz dann mit elektrischen OPF-Algorithmen kombiniert und ein multimodaler OPF-Ansatz ohne Speicher entwickelt. In [ULS07] wird das Modell um Kompressoren erweitert, wodurch das OPF-Problem zu einem MINLP wird, das durch die Nutzung eines stochastischen evolutionären Algorithmus gelöst wird.

Ein Ansatz für den kombinierten Betrieb von Strom- und Gasnetz im Übertragungsnetzbereich unter Einbezug von Speichern wird in [ANAS09a] vorgestellt. Dabei werden sogenannte Energy Hubs zur Modellierung genutzt. In [ANAS09b] wird der Ansatz dann für den Betrieb von mehreren Energiezellen erweitert. Dazu wird ein verteilter MPC-Ansatz entwickelt.

In [LFZC16] wird ein Ansatz zum optimalen Betrieb von gekoppelten Strom- und Wärmenetzen auf der Verteilnetzebene vorgestellt. Der optimale Betriebszustand wird durch möglichst geringe Verluste und Kosten definiert. Es wird insbesondere der Betrieb von BHKW optimiert, wobei die Gaszufuhr und die zugrunde liegende Gas-Infrastruktur nicht betrachtet wird.

Ein multimodaler OPF mit Strom-, Gas- und Wärme-Domäne wird in [MAAFFH14] vorgestellt. Das System wird dabei ebenfalls mithilfe des Energy-Hub-Ansatzes modelliert. Der Ansatz ist ausgelegt auf die Nutzung im Übertragungsnetz und eine Rückspeisung ins Netz wird nicht betrachtet. Zur Lösung des Problems wird ein Dekompositionsansatz eingeführt und an einem System mit elf Hubs an 14 elektrischen Netzknoten demonstriert.

Im Bereich der multimodalen Microgrids gibt es nur sehr wenige Arbeiten. In [MK15] wird der Betrieb eines multimodalen Microgrids mit zehn Knoten optimiert. Dabei werden zehn elektrische Verbraucher mit drei Gas-BHKW mit einer maximalen elektrischen Erzeugung von 3 MW versorgt. Die Versorgung von sechs Wärmeverbrauchern und den drei Generatoren erfolgt über fünf Gasleitungen, die ebenfalls modelliert werden. Zur Modellierung wird die nichtlineare Weymouth-Gleichung genutzt, aber ohne genauere Erläuterung oder Validierung direkt linearisiert. Zur Herkunft der Systemdaten wird keine Aussage gemacht, es scheint sich aber insbesondere beim Gasnetz um ein fiktives System zu handeln. Zur Modellierung wird hier teilweise der Energy-Hub-Ansatz genutzt, alle Wirkungsgrade werden als konstant angenommen. Es gibt keine EE und die Gas-BHKW werden ohne Begründung nicht als Hubs modelliert. Dadurch gibt es keine Rückspeisung aus den Hubs ins Netz. Das Modellierungskonzept ist durch die nur teilweise Nutzung des Hub-Ansatzes sehr undurchsichtig. Zur Optimierung wird ein zweistufiger Mixed-Integer-Algorithmus genutzt.

Zahlreiche weitere Regelungsansätze beschäftigen sich mit der Regelung von multimodalen Teilsystemen, ohne die Struktur der Energienetze zu modellieren:

In [TSND14] wird beispielsweise ein MPC-Entwurfsmodell für ein Energiesystem aus PV, Wind, einer Elektrolyse mit Wasserstoffspeicher und einer Brennstoffzelle zur Rückverstromung des Wasserstoffs vorgestellt. Das elektrische Netz wird hier nicht betrachtet. Ein Algorithmus zur Planung der Nutzung eines Pumpspeichers im Zusammenhang mit der EE-Erzeugung eines Windparks wird in [CL04] vorgestellt. Das Ziel dieser eintägigen Einsatzplanung ist eine Maximierung des Gewinns und die Reduktion der Auswirkungen der Volatilität der Windeinspeisung. Optimale Nutzung von thermischen Warmwasserspeichern und der Speicherkapazität des Gebäudes selbst ist das Ziel von [GKNEM15]. Dazu werden Modelle der Komponenten entwickelt und mithilfe eines stochastischen Optimierungsalgorithmus die Planung der Nutzung für den Folgetag berechnet. Neben der Reduktion der Kosten ist dabei Ziel, die Beeinträchtigung der Bewohner durch Abweichungen der Zimmertemperatur im Gebäude zu minimieren. In [AJSL14] wird ebenfalls elektrische Raumheizung als flexible Last für eine kostenoptimale Regelung genutzt. Eine Abweichung der Raumtemperatur vom Sollwert wird hier jedoch nicht zugelassen. In [KZ15] wird eine MPC-basierte Regelung für einen thermischen Kälte-Speicher entwickelt. Das Ziel ist dabei der netzdienliche Einsatz des Speichers.

Ein umfassender Überblick über Konzepte zum Betrieb von multimodalen Energiesystemen findet sich auch in [Man12, Man14].

In Tabelle 2.1 ist eine Übersicht über die vorgestellten EMS aus dem Stand der Technik gegeben. Die Systeme sind dabei zum einen in die betrachteten Energie-Domänen gegliedert, zum anderen in die regelungstechnische Struktur des Ansatzes. Dabei gibt es zwei unterschiedliche Strukturen: Zum einen open-loop (OL)-Systeme, die den optimalen Betrieb über einem Horizont planen, also der Struktur einer Optimalsteuerung entsprechen. Zum anderen gibt es Systeme, in denen ein geschlossener Regelkreis vorliegt, die auf einen sogenannten closed-loop (CL)-Betrieb ausgelegt sind. Diese Systeme sind in der Regel MPC-basiert.

Tabelle 2.1: Zusammenfassung der EMS im aktuellen Stand der Technik

Energie-Domänen	OL-Regelungsstruktur	CL-Regelungsstruktur
Strom	[DT68, HG91, QDB09, LS09, FSR12a, FSR12b, PBBL ⁺ 13, MFRR15]	[MMR10, ESB12, XYEE12, OCK14, PRG14, ODDS15]
Gas	[LAG03]	
Strom, Gas	[ALG03, ULS07, MK15]	[ANAS09a, ANAS09b]
Strom, Wärme	[LFZC16]	
Strom, Gas, Wärme	[MAAFFH14]	

2.2 Modellierung von multimodalen Energiesystemen

In der Literatur beschriebene Modelle für multimodale Energiesysteme lassen sich im Hinblick auf ihre Anwendung in drei Kategorien einteilen: Simulation, Betrieb und Ausbauplanung.

Dabei wird in der Literatur in der Regel ein Modell einer bestimmten Energiezelle und der darin enthaltenen Komponenten und Anlagen vorgestellt. Dadurch sind diese Modelle jedoch nicht direkt auf eine Zelle mit einer anderen Struktur oder anderen Anlagen übertragbar. Der aktuell einzige allgemein formulierte und dadurch direkt auf unterschiedliche Energiesysteme übertragbare Modellierungsansatz ist der Energy-Hub-Ansatz [GA07b], der im Folgenden vorgestellt wird.

Energy Hubs

Der Energy-Hub-Ansatz ist ein Modellierungsansatz, der für die Optimierung von MCE-Systemen entwickelt wurde. Eingeführt wurde der Ansatz erstmals in [GA05a] unter dem Namen Hybrid Energy Hubs zur Modellierung von MCE-Systemen aus den Domänen Strom, Gas und Wärme. Das gesamte multimodale Energiesystem besteht hier aus drei Teilen. Die sogenannten Energy Hubs befinden sich als erster Teil des Energiesystems im Zentrum des Ansatzes. Der grundlegende Aufbau eines einzelnen Energy Hubs ist in Abbildung 2.1 dargestellt. Jegliche Speicherung und Konvertierung von Energie – sei es zwischen unterschiedlichen Domänen oder in einer Domäne – als auch die erneuerbare Erzeugung wird durch die Hubs modelliert.

Neben den Hubs gibt es als zweiten Teil die Energienetze, die sich am Eingang aller Hubs befinden. Den dritten Teil bilden die Verbraucher am Ausgang aller Hubs.

Das Energy-Hub-Konzept wird nach [GA05a] durch drei grundlegende Funktionen beschrieben: Speicherung von Energie, Konvertierung von Energie und ein klares Ein-/Ausgangskonzept. Dabei ist die Netzseite die Eingangsseite, aus der Energie der einzelnen Domänen bezogen werden kann. Die Lasten in allen Domänen befinden sich am Ausgang. Der Ansatz wird in [GA05a] zunächst zur Modellierung eines multimodalen OPF-Problems genutzt. In [GA05b] wird dann die Anwendung für strukturelle Optimierung von MCE-Systemen gezeigt, die beispielsweise zur Ausbauplanung genutzt werden kann. Die beiden Möglichkeiten zur Speichermodellierung an der Ein- oder Ausgangsseite des Hubs werden in [GA07a] vorgestellt. Dabei wird für jeden Speicher eine binäre Variable eingeführt, wodurch die resultierenden Optimierungsprobleme Mixed-Integer-Probleme werden. In [GA07b] wird der gesamte Ansatz zusammengefasst. Dabei wird insbesondere auf die vielseitigen Einsatzmöglichkeiten des Hub-Konzepts zur Modellierung von Kraftwerken, industriellen Anlagen (Stahlwerke, Papierfabriken, Raffinerien), großen Gebäudekomplexen (Flughäfen, Krankenhäuser, Einkaufszentren) sowie zusammenhängenden geografischen Gebieten (rurale und urbane Bezirke und Städte) hingewiesen.

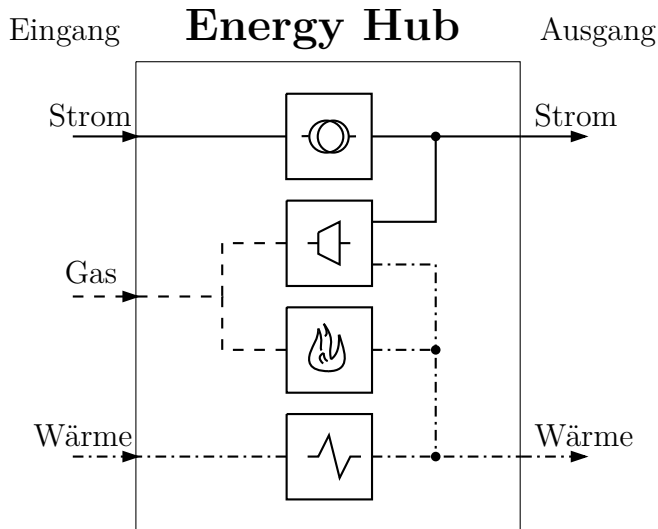


Abbildung 2.1: Aufbau eines Energy Hubs [GA07b]

Das in der Literatur häufig angewandte Energy-Hub-Konzept wurde in zahlreichen Veröffentlichungen weiterentwickelt. Wichtige Weiterentwicklungen sowie typische Anwendungen werden im Folgenden zusammengefasst:

In [ANAS09a, YLDB14] wird die Modellierung von verschiedenen elektrischen und thermischen Speichern demonstriert. Die Erweiterung des Ansatzes auf die Wasserstoff-Domäne wird in [HCF⁺07] vorgestellt und durch einen multimodalen OPF mit Wasserstoff demonstriert. Durch das reine Ein-/ Ausgangskonzept ist Rückspeisung in die Netze im ursprünglichen Hub-Konzept nicht möglich. Eine Erweiterung zur Rückspeisung von EE wird in [Ada08] vorgestellt. Dazu werden auf der Ausgangsseite des Hubs sogenannte Grid Feeds hinzugefügt. Mit diesem Ansatz ist es möglich, Verteilnetze, in denen es Rückspeisung ins Netz gibt, zu modellieren. Es tritt dann jedoch pro Energie-Domäne an jedem Hub eine zusätzliche Variable auf, wodurch sich die Komplexität des Modells deutlich erhöht und der Ansatz daher in der Literatur nicht häufig weiterverfolgt wird. Eine Erweiterung für die dezentrale Regelung mehrerer Energiezellen wird in [ANAS09b] vorgestellt.

Anwendungen zur Regelung von MCE-Systemen findet das Hub-Modell vor allem im Übertragungsnetz-Bereich, beispielsweise in [ANAS09a, KKLA11]. In diesen Arbeiten werden ganze Regionen oder sogar Staaten [KKLA11] als Hub modelliert. Des Weiteren wird es häufig zur Planung neuer Netze oder der Erweiterung von Energiesystemen mit Speichern und Konvertern eingesetzt [GKFP⁺07, SDGS11, SDGG15, ZSAA15]. In [GKFP⁺07] wird sogar eine kombinierte Infrastruktur für die Domänen Strom, Gas und Wärme mithilfe einer gemeinsamen Leitung vorgeschlagen. Teilweise werden Hubs auch

zur Modellierung von industriellen Großkunden eingesetzt [PCB15]. Dabei ist das Ziel die optimale Planung von Prozessen mit Einbezug aller Materialien.

2.3 Prädiktionsmodelle für Erzeugung und Verbrauch

Alle bisher vorgestellten MPC-Ansätze haben eine Gemeinsamkeit: Es wird von einer vorhandenen Prädiktion von Erzeugung und Verbrauch über den gesamten Prädiktionshorizont ausgegangen. Existierende Modelle für diese Prädiktionen können in drei Kategorien eingeteilt werden.

Die erste Kategorie sind Zeitreihen-Ansätze, die vor allem in der Kurzzeitprognose im Bereich von Sekunden bis hin zu einigen Minuten eingesetzt werden.

Die zweite Kategorie sind physikalische Modelle. In diesen Modellen werden in der Regel Wetterprognosen von Temperatur, Wind und Bewölkung als Eingangsgrößen gewählt und anhand physikalischer Zusammenhänge daraus resultierende Leistungen berechnet. Die dritte Kategorie bilden wissensbasierte Modelle. Hier werden insbesondere Methoden des Maschinellen Lernens wie beispielsweise Künstliche Neuronale Netze (KNN) oder Support Vector Regression eingesetzt.

Im Folgenden wird zunächst auf den Stand der Wissenschaft im Bereich der getrennten Prädiktion von EE und Verbrauch eingegangen. Im Anschluss werden dann erste Arbeiten im Bereich der gemeinsamen Prädiktion von Erzeugung und Verbrauch vorgestellt.

2.3.1 Prädiktion von elektrischer erneuerbarer Erzeugung

Bei der Prädiktion von erneuerbarer Erzeugung gibt es unterschiedliche Verfahren für PV- und Windkraftanlagen. Die Verfahren können eingeteilt werden in Algorithmen, die die Erzeugung einer einzelnen Anlage prädizieren – dies kann auch ein ganzer PV- oder Windpark sein – und Verfahren für eine ganze Region oder gar die Erzeugung eines ganzen Staates. Einen Überblick über das allgemeine Vorgehen bei der Prädiktion und die Nutzung von Prognosen findet sich in [SD10, Gra14]. Im Folgenden wird zunächst auf PV und dann auf Windkraft näher eingegangen.

Photovoltaik

Im Bereich der PV-Leistungsprognose kommen häufig physikalische Ansätze zum Einsatz [HLL⁺10, LZ16]. Insbesondere werden diese zur Prädiktion von einzelnen PV-Anlagen, gelegentlich auch zur Prädiktion einer Region genutzt. Dazu werden ausgewählte Anlagen der Region physikalisch modelliert und die resultierenden Prognosen dieser Einzelanlagen dann hochgerechnet auf die PV-Leistung der gesamten Region. Das physikalische Modell einer PV-Anlage besteht in der Regel aus einem Modell des

Wechselrichters und einem Modell der Solarzelle selbst. Die einzelnen Modellteile unterscheiden sich dabei in ihrer Komplexität (siehe [DLM15] für einen Vergleich von Modellen mit unterschiedlicher Modellierungstiefe). Als Eingangsgrößen der Modelle werden die Globalstrahlung und die Umgebungstemperatur genutzt. Da insbesondere die Globalstrahlung nicht in jeder Wetterprognose vorhanden ist, wird hier auch häufig ein zusätzlicher Modellteil eingesetzt, der mithilfe der Koordinaten und Ausrichtung der Anlage, der Uhrzeit und der Bewölkung die Globalstrahlung berechnet. Dieses Teilmodell ist in der Regel kein physikalisches Modell [MPGM12].

Zeitreihenverfahren kommen in der PV-Prognose nur selten zum Einsatz. Sie finden gelegentlich Anwendung im Kurzzeitbereich bis zu vier Stunden [Gra14] oder in Gebieten mit sehr wenig Bewölkung, in denen die Tagesperiodizität der PV-Leistung sehr groß ist.

Am häufigsten werden für die Photovoltaik-Prädiktion wissenschaftliche Methoden eingesetzt [MP10, HLL⁺10, FJmF⁺12, Gra14]. Diese präzisieren anhand von Wettervorhersagedaten und teilweise zusätzlichen Messdaten die Leistung der Anlagen in der Zukunft. Zum Anlernen der Verfahren werden vergangene Leistungsdaten und Wettermessungen oder Wettervorhersagen aus der Vergangenheit genutzt. Als Wetterdaten werden hier entweder die Globalstrahlung oder die Bewölkung genutzt. Im Vergleich mit physikalischen Modellen erreichen wissenschaftliche Methoden eine ähnliche Prognosegüte [Rug15]. Gleichzeitig haben sie aber einen deutlich geringeren Modellierungsaufwand, da keine genauen Anlagedaten notwendig sind, sondern lediglich Leistungsmessdaten benötigt werden. Bei der Prädiktion einer größeren Anzahl von Anlagen sind wissenschaftliche Methoden daher am besten geeignet [FJmF⁺12], da der Modellierungsaufwand nicht mit der Anzahl der Anlagen skaliert.

Neben den drei oben genannten Klassen gibt es noch hybride Modelle, in denen meist zwei dieser Klassen kombiniert werden, wie beispielsweise in [BMP13, HNM13, YHHP14] vorgestellt. Dadurch kann die Prognosegüte für einzelne Anlagen zwar meist noch etwas verbessert werden, der Aufwand für den Entwurf dieser Prädiktionsmodelle steigt aber dafür deutlich an.

Windkraft

Für die Prädiktion von Windkraft werden grundsätzlich die gleichen Methoden wie bei der PV-Prognose eingesetzt. Aufgrund der noch deutlich höheren Volatilität der Windgeschwindigkeit im Vergleich zur solaren Einstrahlung unterscheidet sich der Einsatz der Modelle insbesondere im Hinblick auf den Prädiktionshorizont und wird im Folgenden kurz vorgestellt.

Physikalische Modelle werden vor allem für Kurzzeitprognosen eingesetzt, insbesondere dann, wenn sehr genaue Prädiktionen der Windgeschwindigkeit vorhanden sind. Das physikalische Modell beschreibt in der Regel die Leistungselektronik, den Generator, alle mechanischen Komponenten sowie die Regelung dieser Komponenten. [LF06] gibt einen ausführlichen Überblick über diese Methoden.

Zeitreihenansätze werden in der Prädiktion von Windenergie vor allem für sehr kleine Prädiktionshorizonte bis 30 min eingesetzt [JB14].

Wie bei der PV-Prognose werden wissensbasierte Methoden aufgrund der einfachen Handhabung und der guten Ergebnisse häufig für unterschiedliche Prädiktionshorizonte eingesetzt [LWGO01, SYUF06, YKCYSHY10]. Dabei werden in der Regel eine Prognose der Windgeschwindigkeit und Windrichtung, teilweise auch vergangene Leistungsdaten als Eingangsgrößen für die Modelle genutzt. Für das Lernverfahren sind auch hier nur vergangene Messdaten notwendig, genauere Infos zu den einzelnen Anlagen werden nicht benötigt, wodurch die Methoden relativ automatisiert anwendbar sind.

Durch den Einsatz von hybriden Modellen, meist durch die Kombination von Zeitreihen und wissensbasierten Methoden, kann auch bei der Prädiktion von Windkraft durch größeren Entwurfsaufwand eine kleine Verbesserung erreicht werden, beispielsweise gezeigt in [CLHC16].

Ein weiterer detaillierter Überblick über die Prognose von Windkraft findet sich in [MBM⁺09].

2.3.2 Prädiktion von elektrischem Verbrauch

Die Prädiktion von elektrischem Verbrauch ist im Vergleich zur EE schon deutlich länger Thema in der Forschung. Dabei sind die meisten Methoden jedoch darauf ausgelegt, die Last von großen Gebieten vorherzusagen, da diese Methoden insbesondere in der Einsatzplanung von Kraftwerken sowie in der Netzplanung genutzt werden.

Da es sich bei der Prädiktion von Verbrauchern immer um eine größere Anzahl an Häusern mit wiederum jeweils einer großen Anzahl an elektrischen Geräten handelt, ist eine physikalische Modellierung all dieser Verbraucher in der Regel nicht sinnvoll.

Zeitreihenverfahren werden in der Lastprognose heutzutage sehr häufig genutzt. Das liegt vor allem an der hohen Periodizität der Lasten und der geringen Abhängigkeit von meteorologischen Daten. Insbesondere die sogenannten Standardlastprofile (SLP) des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft werden in Deutschland zur Bilanzierung und Prädiktion von Lasten ohne registrierende Leistungsmessung (RLM) genutzt. Dabei gibt es ein Lastprofil für Haushalte (H0), acht unterschiedliche Profile für Gewerbe (G0-G7) und drei Profile für landwirtschaftliche Betriebe (L0-L2) [MFAS99]. Diese Profile werden dann entsprechend skaliert und zur Vorhersage genutzt. Der Vorteil dabei ist der sehr geringe Aufwand. Insbesondere bei der Prädiktion einer sehr großen Anzahl an Verbrauchern können dennoch geringe Prädiktionsfehler erreicht werden. Lassen sich die Verbraucher nicht klar einer Gruppe (H,G,L) zuordnen, werden auch klassische Zeitreihenansätze wie beispielsweise ARIMA-Modelle genutzt [TMM06].

Wissensbasierte Methoden werden demgegenüber beispielsweise in [CCI04, SMP⁺06, DBF⁺16] zur Lastprognose genutzt. Dabei werden als Eingangsgrößen vergangene Messwerte und teilweise weitere Größen wie Temperatur, Zyklenvariablen sowie Wochenend-/Ferienindizes genutzt. Wie bei der Erzeugungsprognose verbessern sich auch hier die

Ergebnisse der Prädiktion mit wissensbasierten Methoden gegenüber von Zeitreihenverfahren geringfügig. Der Aufwand zur Erstellung der Modelle ist jedoch höher als bei den Zeitreihenansätzen.

2.3.3 Kombinierte Prädiktion von Erzeugung und Verbrauch

Die Anzahl an Messstellen im Verteilnetz ist aktuell deutlich geringer als im Übertragungsnetz. Im Mittelspannungsnetz werden häufig nur die Leistungen einiger Ortsnetzstationen (ONS) vermessen und direkt an die Leitwarte übermittelt. Dabei beinhalten die Messungen dann sowohl erneuerbare Erzeugung als auch Verbrauch in diesem Teilnetz. Um Erzeugung und Verbrauch getrennt zu präzisieren, müssen die Leistungen der EE und des Verbrauchs zunächst ermittelt werden, beispielsweise durch die Hochrechnung einer vermessenen PV-Anlage. Dadurch sind die beiden Profile schon vor der eigentlichen Prädiktion fehlerbehaftet, wodurch sich der gesamte Prädiktionsfehler vergrößern kann. Ein erster Ansatz in der Literatur zur gemeinsamen Prädiktion von Erzeugung und Verbrauch wurde in [HP16] veröffentlicht. Dabei handelt es sich um ein Prädiktionsmodell, das zur Betriebsplanung Leistungsprofile von Knoten im Mittelspannungsnetz prädiziert, an denen Verbraucher und PV-Anlagen angeschlossen sind. Dabei wird einmal am Tag eine Prädiktion dieser Profile mithilfe eines KNN durchgeführt. Als Eingangsgrößen werden dabei Messdaten der Leistung des Vortages und der Vorwoche, meteorologische Daten sowie kalendarische Daten genutzt. Mithilfe dieser Profile kann dann überprüft werden, ob die Einhaltung der Spannungsamplituden am Folgetag gegeben ist. Falls nötig, kann in den Betrieb eingegriffen werden, um die Spannungsgrenzen einzuhalten.

2.3.4 Prädiktion von Wärmeverbrauch

Heizungssysteme für Gebäude werden heutzutage in der Regel anhand der Außentemperatur gesteuert oder mit einem Thermostat auf eine gegebene Raumtemperatur geregelt. Dadurch ist der Wärmebedarf vor allem abhängig vom Wetter und von Gebäudeeigenschaften wie Größe, Isolierung und thermischer Masse. Der aktuelle Wärmebedarf wird heutzutage in der Regel nicht gemessen, da dies in den lokalen Heizsystemen der einzelnen Gebäude nicht notwendig ist und kann so auch nicht direkt an eine Leitwarte übertragen werden. Daher werden bei der Prädiktion von Wärmebedarf vor allem physikalische Modelle eingesetzt. In diesen Modellen wird das Gebäude selbst sowie das Heizungssystem modelliert. Als Eingangsgröße des Prognosemodells wird die prognostizierte Außentemperatur aus einer Wettervorhersage genutzt.

In [KZ16] ist beispielsweise eine frei zugängliche Matlab-Toolbox zur physikalischen Modellierung veröffentlicht. Mithilfe der Außentemperatur und der Sonneneinstrahlung können Gebäude mit verschiedenen Heizungssystemen simuliert und so der Wärmebedarf prädiziert werden. Mithilfe des Smart Residential Load Simulators (SRLS) [GPC⁺18] können in Matlab ebenfalls einzelne Häuser modelliert und simuliert werden.

Dabei wird zur Parametrierung lediglich die Gebäudegröße, die Anzahl der Zimmer sowie die Art der Außenwände benötigt. Dann kann mithilfe einer Temperaturprognose eine Wärmeprognose für das Gebäude erstellt werden.

Bei Gebäuden mit einer Gasheizung werden auch Zeitreihen zur Prognose und Abrechnung des Gasverbrauchs genutzt. Wie im Elektrischen werden auch hier SLP eingesetzt [Hel03], wobei die Profile im Gasbereich eine Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur aufweisen. Diese SLP werden in Haushalte und Gewerbe unterteilt, wobei die gewerblichen Profile nochmals weiter unterteilt werden. Da über 90 % des Gasverbrauchs zur Wärmeerzeugung genutzt wird [Ene], können diese Profile auch für die Prädiktion anderer Wärmeverbraucher verwendet werden.

Für die Prädiktion des Wärmeverbrauchs von Gebäuden werden teilweise auch wissenschaftsbasierte Methoden eingesetzt [ISAS16, SLG⁺18]. Diese Methoden finden vor allem in Wärmenetzen Anwendung, da hier der aktuelle Wärmeverbrauch gemessen wird. Wie bei den Prädiktionen in der elektrischen Domäne können mit diesen Methoden Prognosen für unterschiedliche Gebäudetypen erzeugt werden, ohne diese Gebäude genauer zu analysieren oder deren Parameter zu kennen. Dazu werden vergangene Messdaten benötigt und die aktuellen Messungen müssen an die Leitwarte übertragen werden.

Insgesamt zeigt sich im Stand der Technik, dass es kein durchgängiges Regelungskonzept für den optimalen Betrieb multimodaler Energiezellen gibt. Daraus folgend können bisher auch keine hinreichenden Antworten auf die Fragen aus Kapitel 1 gegeben werden. Dazu muss zunächst ein durchgängiges Regelungskonzept – bestehend aus MPC, zugehörigem Modellierungskonzept für das Entwurfsmodell und passenden Prädiktionsmodellen für Erzeugung und Verbrauch – entwickelt werden.

2.4 Konkretisierung der Forschungslücke

In dieser Arbeit soll untersucht werden, inwieweit einzelne Zellen aus der grundlegenden Idee des zellularen Ansatzes [BDE⁺15] durch eine zentrale Instanz geregelt werden können. Die Größe und Struktur dieser Zellen soll sich dabei an der heutzutage existierenden realen Struktur der elektrischen Netze orientieren. In dieser Struktur werden Verteilnetze in der Regel durch die Leitwarte eines Verteilnetzbetreibers gesteuert und überwacht. Es erscheint daher logisch, diese zentrale Leitwarte zu nutzen, um die Zelle zu regeln. Daher soll in dieser Arbeit auch untersucht werden, wo die Grenzen einer solchen zentralen Instanz im Hinblick auf die Größe einer Zelle liegen. Um die Zellen zu regeln, sollen dabei alle im Energieverteilssystem vorhandenen Flexibilitäten mit einbezogen werden. Dies beinhaltet insbesondere die Gas- und Wärme-Energie-Domäne, da die Gas-Infrastruktur in Deutschland sehr große Speicherkapazitäten aufweist. Sofern vorhanden, bieten auch Wärmenetze großes Flexibilitätspotential, aber auch einzelne Heiztechnologien, wie beispielsweise BHKW mit Wärmespeicher, bieten durch die günstige Speicherung von Wärmeenergie Potential zur Optimierung. Da die Energieverteilssysteme insbesondere durch die Energiewende häufig durch EE-Anlagen oder neue

Konverter erweitert werden, soll der gesamte Ansatz so flexibel erweiterbar sein, um neue Anlagen direkt integrieren zu können.

Um die zentralen Fragestellungen aus Kapitel 1 beantworten zu können, steht dabei zunächst die Entwicklung eines zentralen MPC-basierten EMS für reale multimodale Energieverteilnetze im Fokus, da ein solches EMS, wie in Tabelle 2.1 ersichtlich ist, bisher nicht existiert. Das EMS soll im Zeitbereich der Sekundärregelung mit Abtastzeiten von 1-15 min die im Netz vorhandenen Flexibilitäten wie Speicher, Konverter oder steuerbare Erzeuger und Verbraucher optimal regeln. Das Optimum wird durch ein quadratisches Gütemaß beschrieben, das beispielsweise tatsächliche Kosten oder physikalische Größen wie den Leistungsaustausch mit benachbarten Zellen beinhaltet. Das Verfahren soll auf reale, heutzutage existierende Systeme ausgelegt sein, aber auch in möglichen Zukunftsszenarien eingesetzt werden können. Daher sollen die Simulationen auf Modellen real existierender Systeme aufbauen und es sollen reale Messdaten aus diesen Systemen genutzt werden. Zusätzlich soll das Verfahren echtzeitfähig und an die Begebenheiten in realen Systemen angepasst sein. Das bedeutet, dass alle für den Entwurf der Regelung notwendigen Größen in realen Energiesystemen bekannt sind und alle Eingangsgrößen der Regelung im realen System gemessen werden oder mit Stand-der-Technik-Methoden direkt aus den Messgrößen bestimmt werden können.

Um basierend auf dem Stand der Wissenschaft ein solches EMS zu entwickeln, sind methodisch drei zentrale Forschungslücken zu schließen. Der Entwurf der echtzeitfähigen MPC für eine multimodale Energiezelle, die Entwicklung eines Modellierungsansatzes für die MPC sowie der Entwurf geeigneter Prädiktionsmodelle für Erzeugung und Verbrauch.

Die vierte Forschungslücke ist die Demonstration eines multimodalen EMS an realen Systemen. Dabei soll die entwickelte Methodik auf unterschiedliche reale Energiezellen angewandt und anhand von ausführlichen Studien die in Kapitel 1 formulierten Forschungsfragen beantwortet werden. Auf diese zentralen Forschungslücken wird im Folgenden genauer eingegangen.

Echtzeitfähige modellprädiktive Regelung

Für die Regelung des multimodalen Energiesystems soll eine MPC entwickelt werden. Im Vergleich zu auf Optimierungsalgorithmen basierenden OL-Verfahren ist bei der Implementierung einer solchen CL-Regelung für den realen Einsatz vor allem die Echtzeitfähigkeit problematisch. Da die Rechenzeit des Optimierungsalgorithmus die Abtastzeit nicht überschreiten darf, werden die entwickelten Methoden im Hinblick auf eine geringe Rechenzeit optimiert und Möglichkeiten aufgezeigt, diese durch Anpassung von bestimmten Parametern zu verringern. Das entwickelte EMS wird im Bezug auf die resultierenden Rechenzeiten und Echtzeitfähigkeit analysiert. Zusätzlich soll simulativ untersucht werden, bis zu welcher Größe des Verteilsystems eine echtzeitfähige Lösung sichergestellt werden kann.

Auf MPC-basierende EMS können durch den Betrieb im geschlossenen Regelkreis Auswirkungen von Unsicherheiten in der Prädiktion von EE deutlich reduzieren. Dennoch

können in der Regelung Probleme durch Fehler im Modell oder der Prädiktion auftreten. Randbedingungen können überschritten werden oder die resultierenden Optimierungsprobleme können nicht mehr lösbar sein. Daher soll in dieser Arbeit untersucht werden, wie robust eine solche Echtzeit-Umsetzung der Prädiktivregelung gegenüber diesen Fehlern ist.

Der in dieser Arbeit neu entwickelte MPC-Ansatz wird in Kapitel 5 vorgestellt.

Modellierungsansatz für multimodale Verteilnetze

Neben der Auslegung der Regelung ist die Rechenzeit vor allem vom Entwurfsmodell abhängig, das in der MPC genutzt wird. Hier ist ein Modellierungskonzept erforderlich, das für unterschiedliche Energiezellen anwendbar ist. Aus Sicht der Echtzeitfähigkeit ist dazu die Modellierungstiefe entscheidend. Das Modell muss einerseits ausreichend genau sein, da Modellfehler zur Verletzung von Randbedingungen oder Nichtlösbarkeit der Optimierungsprobleme führen können. Gleichzeitig muss die Lösung der Probleme innerhalb der Abtastzeit erfolgen.

Das einzige strukturierte und leicht erweiterbare Modellierungskonzept im Stand der Technik stellt das Energy-Hub-Konzept dar. Für den Einsatz im Verteilnetzbereich mit großer erneuerbarer Einspeisung müsste die Integration von erneuerbaren Energien im Hub wie beispielsweise in [GA05a] mit der Erweiterung für Rückspeisung ins Netz aus [Ada08] kombiniert werden. Ein Beispiel für einen resultierenden Hub ist in Abbildung 2.2 dargestellt.

Die Abbildung verdeutlicht, dass die Kombination dieser beiden Erweiterungen jedoch zu physikalisch nicht sinnvollen Systemen führen kann – in diesem Fall durch die Kombination aus Transformator, der im Verteilnetz an jeder Ortsnetzstation vorhanden ist, und der Rückspeisung, die dann ohne Transformator von der NS- in die MS-Ebene erfolgt. Insgesamt ist zum einen die grundlegende Eigenschaft des Energy-Hub-Konzepts, Ein-/ Ausgangsverhalten aufzuzeigen, nicht sinnvoll vereinbar mit einer großen erneuerbaren Einspeisung und einer daraus resultierenden Rückspeisung in eine höhere Netzebene. Des Weiteren ist das Hub-Modell darauf ausgelegt, viele Technologien in einem Hub zu vereinen, um dann die effektivsten Konverter zu nutzen. Im Beispiel-Hub in Abbildung 2.2 kann die Versorgung der Wärmelast beispielsweise durch Verbrennung von Gas durch das BHKW oder direkt aus dem Wärmenetz erfolgen. Dadurch kann der Hub-Ansatz insbesondere zur Planung von neuen Convertern eingesetzt werden, um die optimale Kombination der einzelnen Technologien für ein bestimmtes System zu berechnen. Bei der Regelung im Verteilsystem sind dagegen schon unterschiedliche Technologien verbaut. Reale Gebäude besitzen in der Regel entweder einen Anschluss an das Gas- oder an das Wärmenetz, da die Installation mehrerer Technologien eine viel höhere Investition erfordert und nicht wirtschaftlich ist. Außerdem beschreiben Energy-Hub-Modelle im Stand der Wissenschaft oft keine realen, sondern nur fiktive Systeme. In [GA05a, AA08] werden beispielsweise Systeme mit drei Netzknoten, die alle jeweils durch alle betrachteten Netze verbunden sind, modelliert und optimiert.

Die weiteren Modelle der prädiktiven Regelungsansätze aus Abschnitt 2.1 sind, wie aus

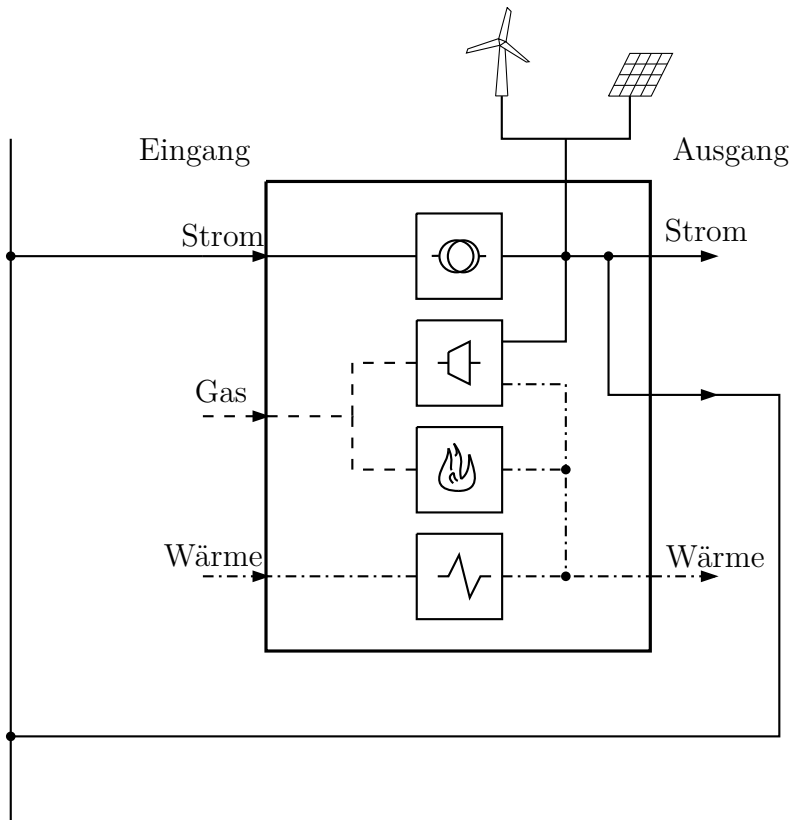


Abbildung 2.2: Energy Hub mit erneuerbarer Einspeisung auf Niederspannungsebene, Transformator und Rückspeisung ins Mittelspannungsnetz [GA07b, Ada08]

Tabelle 2.1 ersichtlich wird, auf einzelne Energie-Domänen beschränkt oder nicht auf einen CL-Ansatz ausgelegt und daher hier nicht anwendbar.

Aus diesen Gründen wird in dieser Arbeit ein Modellierungsansatz entwickelt, der speziell für die echtzeitfähige prädiktive Regelung von multimodalen Energieverteilnetzen geeignet ist. Dieser Ansatz soll dabei anwendbar sein auf typische Energieverteilnetze mit einem elektrischen Niederspannungs- oder Mittelspannungsnetz im Kern der multimodalen Energiezelle. Er soll zudem modular aufgebaut sein, um Erweiterungen der bestehenden Systeme durch weitere Anlagen und Technologien hin zum Smart Grid oder Microgrid zuzulassen. Neben der elektrischen sollen die in der jeweiligen Region vorhandenen anderen Energie-Domänen und Netze wie Gas- und Nahwärmenetze als Flexibilitäten genutzt werden.

Dieser neue Modellierungsansatz wird in Kapitel 3 detailliert vorgestellt.

Kombinierte Prädiktion von Erzeugung und Verbrauch

Für die Prädiktion von Erzeugung und Verbrauch werden in der prädiktiven Regelung Prädiktionsmodelle benötigt. Diese Modelle sollten geeignet sein für die Anwendung in einer MPC mit gleitendem Horizont. Das bedeutet, die Modelle erzeugen zu jedem Abtastzeitpunkt eine neue Prädiktion über den gesamten Prädiktionshorizont und nicht nur einmal täglich, wie Modelle, die für die Betriebsplanung entwickelt wurden (vgl. 2.3). Dabei müssen die Prognosen auf den im Verteilnetz verfügbaren Datensätzen basieren. Dies sind Messdaten an ONS, Wetterprognose-Daten und kalendarische Daten. Sehr wichtig in der Anwendung im EMS sind dabei insbesondere kleine Leistungs-Prognosefehler am Anfang des Horizonts, da sich in der echtzeitfähigen Umsetzung hier ansonsten Probleme bei der Lösbarkeit ergeben und sich Fehler in den ersten Zeitschritten besonders deutlich auf die Güte der Regelung auswirken. Im restlichen Horizont sollte die prädizierte Energie möglichst präzise sein, da die Prädiktivregelung insbesondere den Einsatz der Speicher über den gesamten Horizont optimiert, um überschüssige Energie aus der erneuerbaren Erzeugung zu speichern und später nutzen zu können. Dabei ist es jedoch beispielsweise nicht wichtig, ob die Zunahme der eingespeisten PV-Energie in neun Stunden oder in neun Stunden und 15 Minuten auftritt. Wichtiger ist vielmehr die gesamte bis zum Sonnenuntergang eingespeiste Energie der PV-Anlage, um die notwendigen Speicherkapazitäten in diesem Zeitraum bereitstellen zu können. Um auch die Prädiktionsmodelle erweiterbar auf Veränderungen im Netz auszulegen, sollten diese Modelle möglichst automatisiert anhand der vorhandenen Daten erstellt und angepasst werden können.

Im Bereich der Prädiktion von elektrischer Erzeugung und Verbrauch weisen die wissensbasierten Methoden in der aktuellen Forschung die besten Ergebnisse auf. Eine in Stand-der-Technik-Ansätzen übliche Aufteilung in Erzeugung und Verbrauch ist jedoch aufgrund der im Verteilnetz vorhandenen Messdaten nicht sinnvoll. Die an ONS gemessenen Leistungen beinhalten immer einen gesamten Netzabschnitt, beispielsweise ein Niederspannungsnetz, in dem sich sowohl Verbraucher als auch erneuerbare Erzeuger befinden. Im Bereich der gemeinsamen Prädiktion gibt es aktuell nur das Modell in [HP16]. Dieses Modell ist jedoch nicht auf einen gleitenden Horizont ausgelegt und erneuerbare Erzeugung durch Windkraft wird nicht berücksichtigt.

Daher wird in Kapitel 4 ein neues gesamtheitliches Prädiktionsmodell auf Basis von KNN vorgestellt, das eine speziell für eine prädiktive Regelung im Verteilnetz angepasste Prognose der elektrischen Erzeugung und des Verbrauchs erstellt.

Im Bereich der Prädiktion des Wärmeverbrauchs erzielen physikalische Modelle sehr genaue Ergebnisse. Da aktuelle Messdaten des Wärmeverbrauchs in der Leitwarte des Verteilnetzes in der Regel nicht vorliegen, können wissensbasierte Methoden hier ohnehin nicht eingesetzt werden. Da im Bereich der physikalischen Modelle zudem bereits öffentlich zugängliche Toolboxes für Matlab erhältlich sind [KZ16, GPC⁺18], werden diese zur Prädiktion des Wärmeverbrauchs genutzt.

Anwendung in realen Energiezellen

In bisherigen Arbeiten zur Betriebsoptimierung von multimodalen Energiezellen werden meist fiktive Systeme optimiert [ALG03, GA05a, ULS07, ANAS09a, MAAFFH14, LFZC16]. In dieser Arbeit soll die Funktion des entwickelten Ansatzes dagegen an realen Systemen mit echten Messdaten aus diesen Systemen untersucht werden. Um die Anwendbarkeit auf unterschiedliche Energiezellen und die Erweiterbarkeit des Ansatzes zu demonstrieren, werden drei Typen von Energiezellen, die jeweils durch das elektrische Netz im Kern der multimodalen Energiezelle definiert werden, genauer untersucht.

Der erste Zelltyp sind **Niederspannungsnetze** mit einer größeren Anzahl an PV-Anlagen und einer daraus resultierenden hohen EE-Einspeisung. Durch die große PV-Einspeisung gibt es in diesen Netzen sehr große Leistungsspitzen, die zum einen zur Verletzung des Spannungsbandes führen können und zum anderen zu einer stärkeren Belastung der überlagerten Netzebene führen. Diese beiden Probleme sollen durch einen multimodalen Betrieb mithilfe eines EMS verringert werden. Die Anwendung in Niederspannungsnetzen wird in Kapitel 6 demonstriert.

Der zweite Typ von Energiezellen sind multimodale **Microgrids**. Die Funktionsweise des Ansatzes wird an Remote Microgrids demonstriert. Das Energiemanagement in diesen Microgrids ist besonders anspruchsvoll, da diese aufgrund der nicht vorhandenen Verbindung zu einer höheren Netzebene keine zusätzliche Leistung beziehen oder überschüssige Leistung abgeben können. Zusätzlich kann an diesen Zellen die Anwendung des Ansatzes zur Reduktion der Betriebskosten ohne ein Marktmodell untersucht werden. In Kapitel 7 wird ein EMS für ein Remote Microgrid entworfen und das Optimierungspotential durch kostengünstige Speicherung in der Wärme-Domäne genauer untersucht.

Die dritte betrachtete Art von multimodalen Zellen sind durch ein **Mittelspannungsnetz** im Kern definiert. Die Zelle entspricht der üblichen Struktur eines Verteilnetzes in Deutschland, das durch einen Verteilnetzbetreiber überwacht wird. In Kapitel 8 wird ein EMS für eine rurale Verteilnetz-Zelle entworfen. Dabei soll der Ansatz zunächst anhand eines detaillierten multimodalen Simulationsmodells validiert werden, das so im Stand der Wissenschaft in diesem Bereich noch nie durchgeführt wurde. Die Zielsetzung des EMS, die Regionalisierung der Energieversorgung bei gleichzeitiger Einhaltung aller relevanten Randbedingungen, ist im Stand der Wissenschaft so ebenfalls für Zellen in dieser Größenordnung noch nicht untersucht worden. Die Grenzen für eine echtzeitfähige Umsetzung des Ansatzes werden anhand von Simulationsstudien sowohl im Hinblick auf die Zellgröße als auch auf die maximale Anzahl an steuerbaren Anlagen in der Zelle untersucht. Zusätzlich wird die Robustheit des Ansatzes gegenüber Modell- und Prädiktionsfehlern analysiert.

3 Modellierung von multimodalen Systemen

In diesem Kapitel werden zunächst die Anforderungen an den Modellierungsansatz genauer definiert, die aus den Zielsetzungen in Kapitel 2.4 resultieren. Im Anschluss daran wird der Ansatz vorgestellt.

3.1 Anforderungen an den Modellierungsansatz

Um die Anforderungen an den Modellierungsansatz zu erläutern, muss zunächst das zu regelnde System genauer definiert werden. Der Kern jedes zu regelnden MCE-Systems ist ein elektrisches Verteilnetz einer Gemeinde, Siedlung, Stadt oder Insel. In den meisten Fällen hat dieses Verteilnetz eine Verbindung zur überlagerten Netzebene, es kann sich jedoch auch um ein Microgrid einer abgelegenen Gemeinde oder einer Insel handeln. Neben der elektrischen werden auch die Gas- und Wärme-Domänen betrachtet, inklusive der jeweils vorhandenen Gas- und Nahwärmenetze. Neben den Netzen sollen Erzeugung und Verbrauch in diesen Energie-Domänen modelliert werden. Der dritte Teil des Modells beinhaltet Speicher. Diese können ebenfalls in allen Domänen auftreten. Jegliche Art von steuerbaren Verbindungselementen zwischen den betrachteten Energie-Domänen, im Folgenden auch als Konverter bezeichnet, sind Teil des Gesamtsystems und stellen den vierten Teil des Modells dar. Dies können beispielsweise Gas- oder Elektro-Heizungssysteme, Kraft-Wärme-Kopplungs⁵ (KWK) oder Power-to-X-Anlagen⁶ sein.

Der Modellierungsansatz sollte alle diese Anlagen in MCE-Systemen berücksichtigen und dabei **modular und flexibel erweiterbar sein**, um einen möglichen Wandel im Energiesystem, z.B. durch Zubau neuer Anlagen, abbilden zu können.

Für das EMS soll eine MPC mit einer Abtastzeit im Bereich von 1–15 Minuten und einem Prädiktionshorizont in der Größenordnung von einem Tag bis zu einer Woche entwickelt werden. Das EMS soll zwei wesentliche Ziele verfolgen, die wiederum zu Anforderungen an den Modellierungsansatz führen:

- Die wichtigste Zielsetzung ist ein Betrieb des gesamten Energiesystems innerhalb definierter Randbedingungen zu jedem Zeitpunkt. Das bedeutet für das EMS die

⁵ Anlagen, die gleichzeitig elektrische und nutzbare thermische Energie aus einem Brennstoff gewinnen

⁶ Anlagen, die aus überschüssiger elektrischer Energie entweder synthetische Brennstoffe wie Methan (Power-to-Gas) oder Wärme (Power-to-Heat) erzeugen

Einhaltung aller gegebenen Randbedingungen der Systemzustände, wie beispielsweise Spannungsgrenzen und Druckgrenzen in den Netzen, Leistungsgrenzen der Konverter oder Temperaturbegrenzungen der Speicher.

- Das zweite Ziel ist ein effizienter Betrieb des System innerhalb dieser Systemgrenzen. Das bedeutet, Verluste sollen minimiert und die Konverter in einem möglichst effizienten Arbeitspunkt betrieben werden.

Um diese Zielsetzungen zu erfüllen, muss eine **ausreichende Modellierungstiefe** gewählt werden. Alle wichtigen physikalischen Zusammenhänge von Zuständen, die Randbedingungen überschreiten können, müssen abgebildet werden, um einen sicheren Betrieb zu garantieren. Für den effizienten Betrieb des Gesamtsystems müssen Wirkungsgrade von einzelnen Anlagen und alle ausschlaggebenden Verlustmechanismen im System modelliert werden.

Auf der anderen Seite müssen die Modelle die **Echtzeitfähigkeit** der MPC für das gesamte Energiesystem ermöglichen, wie in Kapitel 2.4 ausführlich beschrieben. Das bedeutet, dass die Rechenzeit zur Lösung des resultierenden Optimierungsproblems immer kleiner sein muss als die Abtastzeit der MPC. Um Rechenzeiten in dieser Größenordnung erreichen zu können, darf das Modell nicht zu komplex sein und die Modellierungstiefe sollte nicht größer sein als für einen sicheren und effizienten Betrieb notwendig.

Um die Komplexität des Modells und des daraus resultierenden Optimierungsproblems genauer zu definieren, muss zunächst die Klasse der Solver, die zur Lösung genutzt werden, genauer analysiert werden. Aufgrund der physikalischen Zusammenhänge im System ist das Systemmodell nichtlinear und das resultierende Optimierungsproblem somit nichtlinear und nicht konvex. Gibt es Anlagen im System, die nicht kontinuierlich angesteuert, sondern nur ein- oder ausgeschaltet werden können, benötigt man im Modell Integer-Variablen. Das daraus resultierende MINLP (siehe Definition A.8) ist NP-schwer⁷. Die numerische Lösung von MINLP ist insbesondere dann aufwändig, wenn es sich um nicht konvexe Probleme handelt [BL12]. Eine direkte Lösung dieser nicht konvexen MINLP innerhalb der Abtastzeit der MPC ist in der Regel nicht möglich [OCK14]. Eine Möglichkeit, dennoch eine echtzeitfähige Lösung dieser Probleme zu erreichen, ist beispielsweise eine Dekomposition des MINLP in ein konvexes MILP oder MIQP (siehe Definitionen A.6 und A.7) und ein NLP (siehe Definition A.5), wie beispielsweise in [OCK14] genutzt. Allgemein sollten nicht-kontinuierliche Gleichungen wenn möglich vermieden werden. Der folgende Modellierungsansatz zeigt Möglichkeiten auf, wie Integer-Größen, wie sie beispielsweise im Energy-Hub-Modell genutzt werden, vermieden werden können.

Die resultierenden nicht-konvexen NLP sind im Allgemeinen ebenfalls NP-schwer. Daher ist es nicht möglich, das garantierte globale Optimum in einem echtzeitfähigen MPC-Ansatz zu erreichen. Wie beispielsweise in [IEE14] diskutiert, ist es in der Praxis jedoch in der Regel ausreichend, ein gutes lokales Optimum zu erreichen. Mögliche Solver nutzen in der Regel eine Kombination aus einer Methode zum Lösen von

⁷ NP steht für nichtdeterministische Polynomialzeit. Der Begriff stammt aus der theoretischen Informatik und bedeutet, dass die benötigte Rechenzeit zum Lösen des Problems mit einer deterministischen Rechenmaschine mit der Problemgröße stärker als mit einer Polynomfunktion wächst

Optimierungsproblemen mit sehr vielen Variablen und einer effizienten Globalisierungsstrategie zur numerischen Berechnung eines lokalen Minimums. Mögliche Methoden zum Lösen von Optimierungsproblemen mit sehr vielen Variablen sind beispielsweise sequentielle lineare oder sequentielle quadratische Programmierung, Verfahren mit Lagrange-Multiplikatoren und Innere-Punkte-Verfahren. Als Globalisierungsstrategien werden meist Trust-Region- oder Liniensuchverfahren genutzt [And17].

Die Modelle sollten kontinuierlich und stetig differenzierbar sein, um diese Methoden anwenden zu können. Mögliche Algorithmen zum Lösen solcher NLP sind beispielsweise MINOS⁸, KNITRO⁹, CONOPT¹⁰, SNOPT¹¹ und IPOPT¹² [And17]. Für weitere Details zu diesen Algorithmen sei hier ebenfalls auf [And17] verwiesen.

Zusammenfassend ist die Komplexität des Modells und damit des resultierenden Optimierungsproblems abhängig von der Anzahl der nicht konvexen Gleichungen im Gütemaß und den Nebenbedingungen, der Anzahl der Variablen und Gleichungen insgesamt und gegebenenfalls von den nicht-kontinuierlichen Gleichungen beziehungsweise Variablen. Der im Folgenden vorgestellte baukastenartige Modellierungsansatz erfüllt genau diese Anforderungen und erzeugt Modelle mit einer ausreichenden Modellierungstiefe, ohne eine zu große Komplexität, die für eine echtzeitfähige MPC problematisch wäre.

3.2 Modellierungsansatz für multimodale Energiesysteme

In Abbildung 3.1 ist beispielhaft ein multimodales Energiesystem dargestellt, für das im Folgenden ein Modellierungsansatz entwickelt wird. Das System besteht aus einem Stromnetz, einem Gasnetz und zwei lokalen Wärmenetzen. Das Strom- und Gasnetz sind dabei mit einer überlagerten Netzebene verbunden. In jeder Energie-Domäne gibt es Speicher und Verbraucher, in der elektrischen Domäne zusätzlich PV und Windkraft. Die Domänen sind über ein BHKW und eine PtG-Anlage gekoppelt, die Energie zwischen den Domänen konvertieren.

Das gesamte Modell basiert auf Leistungsflüssen in und zwischen den einzelnen Energie-Domänen. Es ist modular aufgebaut und dadurch flexibel erweiterbar. Die Modellteile sind in vier grundlegende Kategorien eingeteilt:

Die erste Kategorie sind die Netze, die zur räumlichen Übertragung von Leistung dienen. Die Modellierung der Netze basiert in allen Energie-Domänen auf Leistungsflüssen, unterscheidet sich jedoch in den physikalischen Zusammenhängen und den daraus resultierenden Gleichungen deutlich. An den Knoten der einzelnen Netze befinden sich

⁸ (Modular In-core Nonlinear Optimization System) Solver für dünn besetzte lineare und nichtlineare Optimierungsprobleme

⁹ (Nonlinear Interior point Trust Region Optimization) ist ein Solver für nichtlineare Optimierungsprobleme, das K im Akronym ist stumm und seine Bedeutung nicht bekannt.

¹⁰ Solver für großskalige nichtlineare Optimierungsprobleme von ARKI Consulting and Development

¹¹ (Sparse Nonlinear OPTimizer) Solver für großskalige Optimierungsprobleme, der auf dem SQP-Verfahren basiert

¹² (Interior Point OPTimizer) ist ein Open-Source-Algorithmus aus [WB06]

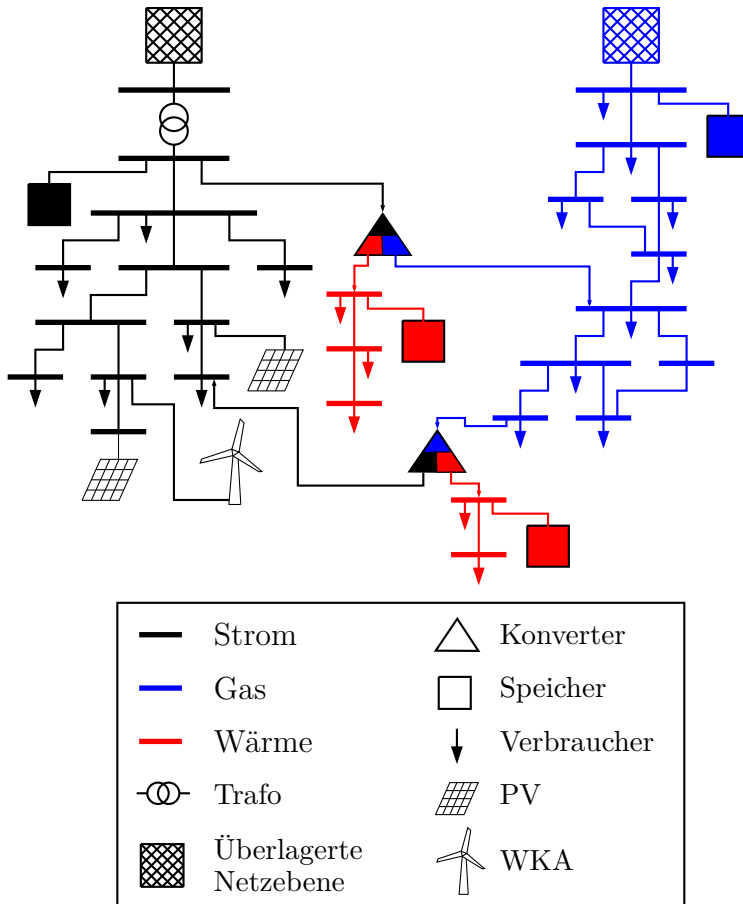


Abbildung 3.1: Multimodales Beispiel-Energiesystem

Komponenten, die in drei Kategorien eingeteilt werden: Lasten und Erzeuger, Speicher, Konverter. Die Konverter stellen die Verbindung zwischen den einzelnen Energie-Domänen dar. Jeder dieser Komponenten kann in jeder Domäne mit Gleichungen derselben Struktur beschrieben werden. In diesem Kapitel werden zunächst die Netzmodelle der einzelnen Domänen und dann die Modelle der Lasten und Erzeuger, Speicher sowie Konverter vorgestellt.

Dabei beschreibt \mathcal{E} die Menge aller Energie-Domänen mit $\alpha, \beta, \dots, \zeta \in \mathcal{E}$.

3.2.1 Energieverteilnetze

Energienetze bestehen in jeder Domäne α aus der Menge der Knoten \mathcal{N}_α mit ihrer Anzahl $|\mathcal{N}_\alpha| = N_\alpha$ und der Menge der Kanten \mathcal{M}_α . Die Struktur der einzelnen Netze sowie die Anzahl an Knoten und Kanten können sich also in jeder Domäne unterscheiden. An jedem Knoten $n_\alpha \in \mathcal{N}_\alpha$, $\alpha \in \mathcal{E}$ ist die Summe aller Leistungsflüsse in den Knoten P_{mn} von allen mit diesem Knoten durch eine Kante verbundenen Knoten $m \in \mathcal{N}$ und die Ein- und Ausspeisung $P_{i,n}$ von allen mit diesem Knoten verbundenen Komponenten i wie Speicher, Konverter, Lasten und Erzeuger gleich Null:

$$\sum_m P_{mn} + \sum_i P_{i,n} = 0. \quad (3.1)$$

Das bedeutet, Verluste treten in allen Netzen nur in Leitungen und nicht innerhalb von Netzknoten auf.

Grundsätzlich werden in allen Domänen alle Leistungen an einem Netzknoten jeweils zusammengefasst. Jede Leistung P in den Modellen der Speicher, Konverter, Lasten und Erzeuger ist einem Netzknoten einer Domäne zugeordnet. Der Knotenindex n wird bei der Einführung der Modelle der einzelnen Komponenten im Folgenden zum Zwecke einer besseren Lesbarkeit der Gleichungen nicht angegeben.

Eine detaillierte Netzmodellierung hat im Vergleich zu einem rein bilanziellen Netzmodell, bei dem die physikalischen Zusammenhänge im Netz nicht betrachtet werden, zwei Vorteile. Zum einen können mithilfe der MPC alle Netze in einem Zustand innerhalb definierter Randbedingungen sicher betrieben werden. Das bedeutet, alle Beschränkungen, wie Leistungsflussbeschränkungen, Spannungsgrenzen oder Druckgrenzen werden zu jedem Zeitpunkt eingehalten. Sollte es Netzzustände außerhalb dieser Begrenzungen geben, die durch die falsche Wahl der Steuergrößen erreicht werden können, ist eine detaillierte Netzmodellierung notwendig, um diese Begrenzungen dann mithilfe von Randbedingungen in der MPC einhalten zu können. Auf der anderen Seite soll durch die Prädiktivregelung ein möglichst effizienter Betrieb des Gesamtsystems erreicht werden. Hierfür ist es notwendig, die ausschlaggebenden Netzverluste zu modellieren, um sie mithilfe der Regelung minimieren zu können. Bei der Modellierung der Netze sollte daher darauf geachtet werden, alle Netzabschnitte und Netzebenen, in denen potentiell Randbedingungen verletzt werden können oder in denen große Netzverluste auftreten, mit detaillierten Netzmodellen für die Prädiktivregelung abzubilden.

Modelle für Netze in der elektrischen Domäne ϵ , der Gas-Domäne γ und in der Wärme-Domäne η , die die drei häufigsten Arten von Energienetzen darstellen, werden im Folgenden vorgestellt.

Elektrische Netze

Statische elektrische Netzmodelle werden schon heute in Energiemanagementsystemen für elektrische Netze genutzt [OCK11, MFRR15, ODDS15]. In diesen Modellen wird der

aktuelle Zustand des elektrischen Netzes durch die komplexen Spannungen V_n und die komplexen Leistungen S_n an allen Knoten n beschrieben. Die Leistung ist dabei positiv im Lastfall und negativ, wenn mehr Leistung durch Komponenten am Knoten erzeugt als verbraucht wird. Im Vergleich zu anderen Netzen stellt das elektrische Netz einen Spezialfall dar, da die Leistungen in (3.1) komplexe Größen sind:

$$\sum_m S_{mn} + \sum_i S_{i,n} = 0. \quad (3.2)$$

Die statischen Leistungsfluss-Gleichungen in komplexer Form beschreiben den Zusammenhang zwischen Knotenspannungen und Leistungsflüssen im gesamten Netz:

$$\frac{S_n^*}{V_n^*} = \sum_{m=1}^N Y_{nm} V_m \quad n \in \mathcal{N}_\epsilon. \quad (3.3)$$

Dabei ist $\mathbf{Y} := \{Y_{nm}\}$ die Admittanzmatrix und $V_m = U_m \exp(j\varphi_m)$ die komplexe Spannung am Knoten m mit dem Spannungsbetrag U_m und dem Spannungswinkel φ_m . Da die Leitungen im Verteilnetz vergleichsweise kurz sind, werden sie in der Regel mithilfe des vereinfachten π -Ersatzschaltbildes in Abbildung 3.2 modelliert [Cra15, S. 179]. Es unterscheidet sich von dem allgemeinen π -Ersatzschaltbild in der Vernachlässigung des Ableitungsstroms, wodurch die zu den Kapazitäten parallelen Leitwerte Null sind.

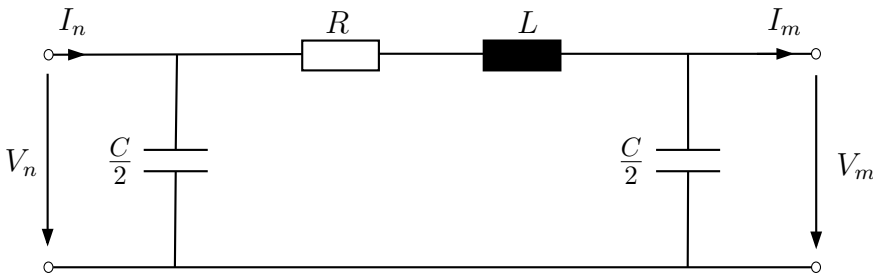


Abbildung 3.2: Vereinfachtes π -Ersatzschaltbild für elektrisch kurze Leitungen nach [Cra15, S. 179]

Mithilfe der Kirchhoff'schen Regeln und $Y_{nm} = G_{nm} + jB_{nm}$ ergibt sich der Leistungsfluss $S_{mn} = P_{mn} + jQ_{mn}$ von Knoten m zu Knoten n , aufgeteilt in Real- und Imaginärteil:

$$S_{mn} = -U_n^2 G_{mn} + U_m U_n (G_{mn} \cos(\varphi_m - \varphi_n) - B_{mn} \sin(\varphi_m - \varphi_n)) + j \left(U_n^2 \left(B_{mn} + \omega \frac{C_{mn}}{2} \right) - U_m U_n (B_{mn} \cos(\varphi_m - \varphi_n) + G_{mn} \sin(\varphi_m - \varphi_n)) \right) \quad (3.4)$$

mit

$$G_{mn} = \frac{R_{mn}}{R_{mn}^2 + (\omega L_{mn})^2} \quad (3.5)$$

$$B_{mn} = -\frac{\omega L_{mn}}{R_{mn}^2 + (\omega L_{mn})^2} \quad (3.6)$$

mit den Parametern R_{mn} , L_{mn} und C_{mn} der Leitung des π -Ersatzschaltbildes zwischen den Knoten m und n und der Netzfrequenz ω .

Durch die Erweiterung um einen idealen Transformator wie in Abbildung 3.3 kann mithilfe dieses Leitungsmodells auch ein Transformator modelliert werden [ZMS11]. Wird die Normierung im Per-Unit-System (siehe Anhang A.3) genutzt, ändern sich durch den idealen Transformator lediglich die Nenngrößen mit dessen Übersetzungsverhältnis \ddot{u} . Die Verluste des Transformators können durch die Parameter R , L und C modelliert werden.

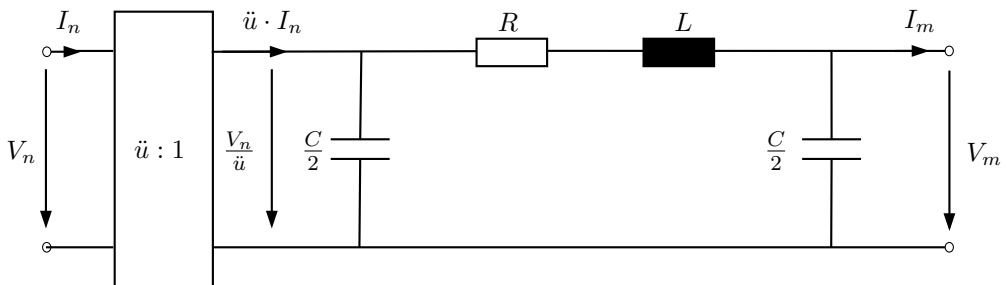


Abbildung 3.3: Ersatzschaltbild des Leitungsmodells mit Transformator nach [ZMS11]

In Netzen, die mit einer höheren Netzebene verbunden sind, wird der Knoten, der diese Verbindung beschreibt, als Bilanzknoten (englisch slack bus) modelliert. An diesem Knoten ist der Betrag der Spannung U konstant, in der Regel die Nennspannung, und die Phase der Spannung ist $\varphi = 0$. Die eingespeiste oder entnommene Leistung S ist variabel. An den restlichen Netzknoten ist diese Leistung durch die Verbraucher, Erzeuger und Konverter an diesem Knoten gegeben und die Knotenspannungen sind variabel.

Aus technischen Gründen ist es erforderlich alle Knotenspannungen des elektrischen Netzes zu begrenzen:

$$U_{min} \leq U_n \leq U_{max}. \quad (3.7)$$

Neben Begrenzungen für die Spannung können hier falls notwendig auch Begrenzungen der Leistungsflüsse zwischen zwei Knoten n und m hinzugefügt werden, die zu einer Überhitzung der Leitungen führen können:

$$|P_{nm}| \leq P_{max,nm}. \quad (3.8)$$

Hier ist die Richtung des Leistungsflusses nicht ausschlaggebend und untere und obere Grenze sind gleich. Da viele Verteilnetze überdimensioniert sind, ist diese Randbedingung nur notwendig, wenn die maximalen Leistungsflüsse überhaupt in den Bereich der Maximalleistung kommen können.

Zusammenfassend lässt sich das elektrische Netz durch $2N_\epsilon$ (N_ϵ für den Realteil (*re*) und N_ϵ für den Imaginärteil (*im*) der Leistung) nichtlineare algebraische Gleichungen der Form

$$\Phi_{n,\epsilon,re}(\mathbf{P}_\epsilon, \mathbf{Q}_\epsilon, \mathbf{U}_\epsilon, \varphi_\epsilon) = 0, \quad n \in \mathcal{N}_\epsilon \quad (3.9)$$

$$\Phi_{n,\epsilon,im}(\mathbf{P}_\epsilon, \mathbf{Q}_\epsilon, \mathbf{U}_\epsilon, \varphi_\epsilon) = 0, \quad n \in \mathcal{N}_\epsilon \quad (3.10)$$

beschreiben. Dabei sind in den Vektoren $\mathbf{P}_\epsilon, \mathbf{Q}_\epsilon, \mathbf{U}_\epsilon$ und φ_ϵ alle Variablen des gesamten elektrischen Netzes zusammengefasst. Neben den Spannungen können auch alle anderen Variablen, beispielsweise die Blindleistungseinspeisung einzelner Anlagen, durch die Einführung von Randbedingungen beschränkt werden.

Gasnetze

In Gasverteilnetzen sind vor allem die höheren Netzebenen mit größeren Drücken und Leitungsdurchmessern von Bedeutung. Diese sind mit Sensorik und Aktorik ausgerüstet und werden in den Leitwarten der Verteilnetzbetreiber überwacht. Die niedrigeren Netzebenen werden dagegen so dimensioniert, dass betriebliche Randbedingungen nicht verletzt werden und die Netze somit auch nicht überwacht werden müssen. In seltenen Fällen werden Druck-Randbedingungen im Netz aber dennoch verletzt, beispielsweise in besonders kalten Phasen im Winter, in denen viel Gas zur Heizung von Gebäuden benötigt wird. In diesen Fällen muss ein Bereitschaftsdienst des Netzbetreibers, der für die Sicherstellung der Versorgung verantwortlich ist, vor Ort manuell den Arbeitspunkt eines mechanischen Druckreglers anpassen, da diese Druckregler meist nicht mit Fernwirktechnik ausgestattet sind [Cer92, Kapitel 5].

Bei der Modellierung gibt es daher grundsätzlich zwei Möglichkeiten:

In Netzabschnitten, in denen es zur Verletzung von Randbedingungen kommen kann, wird der Volumenstrom F_{mn} vom Knoten m zum Knoten n nach [AA08] beschrieben durch:

$$F_{mn} = q_{mn} \cdot \text{sgn}(p_m - p_n) \cdot \sqrt{\text{sgn}(p_m - p_n)(p_m^2 - p_n^2)} \quad (3.11)$$

mit den Knotendrücken p_m und p_n . Der Parameter q_{mn} beinhaltet sowohl Eigenschaften der Leitung zwischen den Knoten m und n wie Länge, Durchmesser, Steigung und Materialeigenschaften, als auch weiterer als konstant angenommener Eigenschaften des Gases

in der Leitung. Der Zusammenhang (3.11) wird auch Weymouth-Gleichung genannt und ist eine empirische Gleichung zur Berechnung von Druckabfällen von kompressiblen Gasen in Rohrleitungen. Neben der in der Literatur am häufigsten genutzten Weymouth-Gleichung gibt es weitere empirische Gleichungen wie Panhandle A und Panhandle B zur Berechnung dieses Druckabfalls [Men05]. Bei kleinen Drücken und Leitungsdurchmessern kann auch die ebenfalls empirische Darcy-Weißbach Gleichung [Bro03], die ursprünglich für inkompressible Fluide entwickelt wurde, genutzt werden.

Der in der Leitung resultierende Leistungsfluss kann mithilfe der Gleichung

$$P_{mn} = H_0 F_{mn} \quad (3.12)$$

berechnet werden. Dabei beschreibt H_0 den ebenfalls in der gesamten Leitung als konstant angenommenen Heizwert des Gases.

Um die Versorgung aller Verbraucher im Gasnetz sicherzustellen, müssen die Knotendrucke an allen Netzknoten in einem gewissen Bereich liegen:

$$p_{min} \leq p_n \leq p_{max}. \quad (3.13)$$

Je nach Betrieb des Netzes kann der Leitungsparameter q dabei zeitvariant sein, beispielsweise durch die Abhängigkeit von der Temperatur des Gases. Für die Berechnung des Leitungsparameters q sei hier auf [Men05, Kapitel 1-3] verwiesen.

In Netzabschnitten, in denen die Randbedingungen dagegen nicht verletzt werden, kann eine rein bilanzielle Modellierung des Netzes genutzt werden:

$$\sum_{n \in \mathcal{N}_\gamma} P_n = 0. \quad (3.14)$$

Dabei ist die Summe aller ins Netz einspeisenden und ausspeisenden Leistungen an allen Knoten gleich Null. Das bedeutet, Verluste in den Leitungen werden vernachlässigt und die Knotendrucke werden nicht betrachtet.

Zusammenfassend wird das Gasnetz (unabhängig von der Wahl der empirischen Gleichung für den Druckabfall) durch \mathcal{N}_γ nichtlineare algebraische Gleichungen der Form

$$\Phi_{n,\gamma}(\mathbf{P}_\gamma, \mathbf{p}_\gamma) = 0, \quad n \in \mathcal{N}_\gamma \quad (3.15)$$

beschrieben. Dabei sind in den Vektoren $\mathbf{P}_\gamma, \mathbf{p}_\gamma$ die Knotenleistungen P_n und Knotendrucke p_n aller Knoten $n \in \mathcal{N}_\gamma$ zusammengefasst. Alle Knotenleistungen können ebenfalls durch Randbedingungen begrenzt werden.

Wärmenetze

Im Vergleich zu den Gasnetzen sind Wärmenetze noch deutlich weniger standardisiert. Dies liegt insbesondere daran, dass kein überregionales Wärmenetz für ganz Deutschland existiert, sondern es nur viele kleinere, nicht miteinander verbundene Netze gibt. Diese Netze unterscheiden sich in ihren Dimensionen wiederum deutlich.

Im Folgenden liegt der Fokus auf kleineren Nahwärmenetzen mit kurzen Leitungen, in denen die Verzögerungen der Energieübertragung noch vernachlässigt werden können, wie beispielsweise in Quartierslösungen. Wie bei den Gasnetzen gibt es auch hier zwei Möglichkeiten, Netzabschnitte zu modellieren:

Gibt es Temperatur-Begrenzungen im Netz, die verletzt werden können, wird das in [SHS16] vorgestellte stationäre Leistungsflussmodell für Nahwärmenetze genutzt. Der Leistungsfluss der nutzbaren Wärme P_{mn} , die von Knoten m zu Knoten n fließt, wird dabei beschrieben durch

$$P_{mn} = c_p M_{mn} ((T_m^s - T^g) - \psi_{mn}(T_n^r - T^g)), \quad (3.16)$$

$$\psi_{mn} = \exp\left(-\frac{H_t l_{mn}}{c_p M_{mn}}\right). \quad (3.17)$$

Dabei sind c_p die spezifische Wärmekapazität des Mediums in der Leitung, M_{mn} der konstante Massefluss des Mediums, H_t der Wärmeübertragungskoeffizient, l_{mn} die Länge der Leitung, T^s die Vorlauftemperatur, T^r die Rücklauftemperatur und T^g die Umgebungstemperatur der Leitung, die über die gesamte Leitung als konstant angenommen wird.

In Abhängigkeit von Leitungstypen, Druck, Temperatur und in der Leitung vorliegender Strömungsart (laminar oder turbulent) können zu diesem Modell weitere Verlustterme hinzugefügt werden [SHS16].

In Netzabschnitten oder Netzen, in denen keine Randbedingungen verletzt werden, ist auch hier eine bilanzielle Modellierung des Netzes ausreichend:

$$\sum_{n \in \mathcal{N}_\eta} P_n = 0. \quad (3.18)$$

Allgemein wird das Wärmenetz durch N_η nichtlineare algebraische Gleichungen der Form

$$\Phi_{n,\eta}(\mathbf{P}_\eta, \mathbf{T}_\eta^s, \mathbf{T}_\eta^r) = 0, \quad n \in \mathcal{N}_\eta \quad (3.19)$$

beschrieben. Mit den Vektoren $\mathbf{P}_\eta, \mathbf{T}_\eta^s, \mathbf{T}_\eta^r$ werden die Zustände P_n, T_n^s, T_n^r an allen Knoten $n \in \mathcal{N}_\eta$ beschrieben. Die Zustände können dabei ebenfalls durch Randbedingungen begrenzt werden.

3.2.2 Erzeuger und Verbraucher

Für eine optimale Regelung des gesamten MCE-Systems ist eine möglichst exakte Prädiktion aller in den modellierten Netzabschnitten vorhandenen Erzeuger und Verbraucher notwendig. Sowohl Erzeuger als auch Verbraucher im Netz können steuerbar sein und in diesem Fall mögliche Flexibilitäten für die prädiktive Regelung darstellen. Bei der Modellierung wird daher im Folgenden zwischen steuerbaren und nicht steuerbaren Erzeugern und Verbrauchern unterschieden. Die Menge aller Erzeuger und Verbraucher ist $\mathcal{V} = \mathcal{V}_v \cup \mathcal{V}_e$. Alle nicht steuerbaren Erzeuger und Verbraucher sind gegeben durch \mathcal{V}_v und alle steuerbaren durch \mathcal{V}_e .

Nicht steuerbare Erzeuger und Verbraucher

Die Leistungsprofile von nicht steuerbaren Erzeugern und Verbrauchern werden über den gesamten Horizont der Regelung prädiziert. Alle nicht steuerbaren Erzeuger und Verbraucher $v \in \mathcal{V}_n$ an einem Knoten n werden zusammengefasst. Das resultierende Leistungsprofil über die Zeitpunkte k am Knoten n ist gegeben durch:

$$P_n(k) = \sum_{v \in \mathcal{V}_n} P_v(k). \quad (3.20)$$

Alle nicht steuerbaren elektrischen Erzeuger und Verbraucher an einem Netzknoten können auch in der Prädiktion zusammengefasst werden und in einem gesamten Profil gemeinsam prädiziert werden [HP16, SKP⁺17]. Dies ist insbesondere dann sinnvoll, wenn viele Erzeuger und Verbraucher nicht mit Messtechnik ausgestattet sind und dadurch auch nicht direkt prädiziert werden können. Größere Erzeuger und Verbraucher wie beispielsweise Windparks, PV-Parks und Fabriken, die durch sogenannte Registrierende Leistungsmessung¹³ (RLM) ausgestattet sind, können auch direkt einzeln prädiziert [TMM06, FJmF⁺12, DBF⁺16] und anschließend zusammengefasst werden.

Zur Prädiktion des Wärmeverbrauchs eines Gebäudes können physikalische Modelle wie beispielsweise [KZ16, GPC⁺18], eingesetzt werden. In der Gas-Domäne liefern Standardlastprofile [MFAS99] gute Prognoseergebnisse.

Insgesamt ergibt sich durch die nicht steuerbaren Erzeuger und Verbraucher für jeden Knoten $n \in \mathcal{N}$ ein Leistungsprofil, das sich aus Sicht der Regelungstechnik als prädizierte Störgröße $z_n^*(k)$ über dem Horizont beschreiben lässt. Im Vektor $\mathbf{z}^*(k)$ werden alle prädizierten Störgrößen in allen Domänen zusammengefasst.

¹³ Eine Registrierende Leistungsmessung wird in Deutschland bei elektrischen Verbrauchern mit einem Jahresverbrauch über 100 MWh eingesetzt

Steuerbare Erzeuger und Verbraucher

Steuerbare Erzeuger und Verbraucher sind Flexibilitäten, die zum optimalen Betrieb des Systems genutzt werden können. Daher wird jede steuerbare Anlage einzeln betrachtet. In Abhängigkeit von Erzeugung und Verbrauch gibt es unterschiedliche Randbedingungen für diese Variablen. Im Fall von erneuerbarer Erzeugung ist die Steuerung zwischen der maximal möglichen Einspeisung $P_{e,max}$ und einer Abschaltung der Anlage möglich:

$$P_e = u_e P_{e,max}. \quad (3.21)$$

Dies wird mithilfe der Steuergröße $u_e \in [0, 1]$ modelliert. Die maximal mögliche Einspeisung $P_{e,max}$ ist bei erneuerbaren Erzeugern wie bei nicht steuerbaren Anlagen abhängig von Umwelteinflüssen und wird ebenfalls durch Prädiktionsmodelle vorhergesagt. Im Falle von Generatoren, beispielsweise in Microgrids, ist diese Maximalleistung konstant.

Steuerbare Lasten, häufig auch DR oder DSM genannt, sind in diesem Fall vor allem große Verbraucher in Industrie oder Gewerbe. Das Flexibilitätpotential dieser Großverbraucher wird dabei durch ein Leistungsband $[P_{e,min}(k), P_{e,max}(k)]$ über den Prädiktionshorizont vorgegeben. Die steuerbare Leistung muss dabei immer innerhalb dieses Bandes liegen:

$$P_{e,min}(k) \leq P_e(k) \leq P_{e,max}(k). \quad (3.22)$$

Allgemein werden die steuerbaren Erzeuger und Verbraucher somit durch $|\mathcal{V}_e|$ lineare algebraische Gleichungen der Form

$$\Phi_e(u_e, P_{e,min}, P_{e,max}) = 0, \quad e \in \mathcal{V}_e \quad (3.23)$$

beschrieben.

3.2.3 Speicher

Speicher können an jedem Netzknoten in jeder Domäne platziert werden. Mögliche Speicher in multimodalen Systemen sind beispielsweise Batterie-, Wärme-, Erdgas- und Wasserstoffspeicher. Jeder Speicher s in der Menge aller Speicher \mathcal{S} wird dabei als zeitdiskreter Integrator modelliert:

$$E_s(k+1) = E_s(k) + \Gamma_s(P_s(k))TP_s(k) - \Theta_s\left(\frac{E_s(k)}{E_{s,max}}, T\right) \quad (3.24)$$

mit

$$E_{s,min} \leq E_s(k) \leq E_{s,max} \quad \forall k \quad (3.25)$$

$$P_{s,min}(E_s(k)) \leq P_s(k) \leq P_{s,max}(E_s(k)) \quad \forall k. \quad (3.26)$$

$E_s(k)$ beschreibt die Energie im Speicher zum Zeitpunkt k , im Folgenden auch Speicherzustand genannt. Dieser ist begrenzt zwischen $E_{s,min}$ und $E_{s,max}$. P_s beschreibt den Leistungsfluss in den Speicher, dieser ist positiv, wenn der Speicher geladen wird, und negativ, wenn er entladen wird. Der Leistungsfluss in den Speicher ist ebenfalls begrenzt zwischen $P_{s,min}$ und $P_{s,max}$. Bei bestimmten Speichern können diese Begrenzungen auch vom aktuellen Speicherzustand abhängen. So gibt es beispielsweise bei Li-Ionen-Batterien unterschiedliche Ladeverfahren, bei denen die maximale Leistung über dem Speicherzustand abnimmt, um die Lebensdauer zu erhöhen [Zha06]. Speicherverluste, beispielsweise durch Selbstentladung, werden durch die Funktion $\Theta_s(\cdot)$ beschrieben und sind abhängig vom aktuellen Speicherzustand und der Abtastzeit T , da bei größeren Abtastzeiten die Verluste innerhalb eines Abtastschritts in der Regel zunehmen. Die Ladeeffizienz $\Gamma_s(\cdot)$ ist abhängig vom aktuellen Leistungsfluss in den Speicher. Die Funktionen Θ_s und Γ_s können sich dabei in den einzelnen Energie-Domänen auch strukturell unterscheiden und sind abhängig von der Art und den Eigenschaften des Speichers. Für die in dieser Arbeit genutzten Speicher wird, sofern nicht anders angegeben, für die Funktion der Speicherverluste

$$\Theta_s\left(\frac{E_s(k)}{E_{s,max}}, T\right) = f_s T \frac{E_s(k)}{E_{s,max}} \quad (3.27)$$

gewählt. Die Verluste sind somit proportional zum Ladezustand und der Abtastzeit mit dem Verlust-Parameter f_s angenommen.

Allgemein ergibt sich pro Speicher eine nichtlineare Differenzen-Gleichung der Form

$$\Phi_{s,dyn}(E_s(k+1), E_s(k), P_s(k)) = 0, \quad \forall k, s \in \mathcal{S} \quad (3.28)$$

für jeden Zeitschritt k . Durch diese Dynamik werden alle Zeitschritte im Horizont miteinander gekoppelt und eine einfache Lösung des Optimierungsproblems durch eine Auftrennung in die einzelnen Zeitschritte wie im klassischen OPF ist nicht möglich. Die Variablen E und P sind beschränkt.

3.2.4 Energie-Konverter

Alle Energie-Konverter werden mit einem nichtlinearen statischen Gleichungssystem beschrieben:

$$\underbrace{\begin{bmatrix} P_{out,\alpha} \\ \vdots \\ P_{out,\mu} \end{bmatrix}}_{P_{out}} = \underbrace{\begin{bmatrix} w_{\alpha\nu}(P_{in}) & \dots & w_{\alpha\omega}(P_{in}) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ w_{\mu\nu}(P_{in}) & \dots & w_{\mu\omega}(P_{in}) \end{bmatrix}}_{W(P_{in})} \underbrace{\begin{bmatrix} P_{in,\nu} \\ \vdots \\ P_{in,\omega} \end{bmatrix}}_{P_{in}}. \quad (3.29)$$

Dabei ist \mathbf{P}_{in} der Vektor der Eingangsleistungen, \mathbf{P}_{out} der Vektor der Ausgangsleistungen und $\mathbf{W}(\mathbf{P}_{in})$ die Wirkungsgradmatrix. Die Teil-Wirkungsgrade $w(\mathbf{P}_{in})$ sind dabei abhängig vom Vektor der Eingangsleistungen, wodurch die Wirkungsgradmatrix ebenfalls vom Eingangsvektor abhängt und die gesamte Gleichung nichtlinear ist. Durch die teilweise nichtlineare Modellierung der Konverter wird das Gesamtproblem komplexer. Da ein Großteil aller Energie-Konverter jedoch keinen konstanten Wirkungsgrad aufweist, ist diese Modellierung notwendig.

Beim BHKW VITOBLOC 200 beispielsweise beträgt laut Datenblatt [Vie15b] bei $u = 0,5$ der Gesamtwirkungsgrad 79,5%, bei $u = 1$ dagegen 95,8%. Insbesondere dann, wenn der effiziente Betrieb aller Konverter im System ein Optimierungskriterium darstellt, müssen diese Nichtlinearitäten im Modell enthalten sein, da bei konstanten Wirkungsgraden im Modell jeder Arbeitspunkt den gleichen Gesamtwirkungsgrad aufweisen würde. Dadurch ließe sich der Konverter trotz optimaler Regelung nicht an einem idealen Arbeitspunkt betreiben.

Zusätzlich ergibt sich am Beispiel des BHKW bei einem konstanten Gesamtwirkungsgrad mindestens ein Modellfehler von $(95,8\% - 79,5\%)/2 = 8,15\%$ an den Arbeitspunkten mit der größten und kleinsten Effizienz.

Strukturell befinden sich Energie-Konverter zwischen zwei oder mehr Knoten unterschiedlicher Energie-Domänen. Da Konverter in diesem Modellierungsansatz nur zur Beschreibung von Energieumwandlung zwischen unterschiedlichen Domänen genutzt werden, stellt eine Konvertierung von Energie innerhalb einer Domäne, wie beispielsweise ein Transformator oder Kompressor, in dieser Struktur keinen Konverter dar. Das bedeutet $\mathcal{I} \cap \mathcal{O} = \emptyset$ mit den Eingangs-Energieträgern $\mathcal{I} \in \mathcal{E}$ und den Energieträgern am Ausgang $\mathcal{O} \in \mathcal{E}$. Anlagen wie ein Transformator, die Energie in einer Domäne wandeln, sind Teil des jeweiligen Netzmodells in dieser Domäne.

Alle Energie-Konverter sind steuerbar:

$$\mathbf{P}_{in} = u_c \mathbf{P}_{in,max} \quad (3.30)$$

mit $0 \leq u_c \leq 1$, sofern nicht anders angegeben.

Bei einigen Convertern gibt es eine Beschränkung der Dynamik, die als Randbedingung im Modell berücksichtigt wird:

$$u_C(k+1) - u_C(k) = \Delta u_C \quad (3.31)$$

$$\Delta u_{C,min} \leq \Delta u_C \leq \Delta u_{C,max}. \quad (3.32)$$

Diese Beschränkung ist erforderlich, wenn sich der Arbeitspunkt des Converters innerhalb der Abtastzeit nicht um den gesamten Wertebereich der Steuergröße u_C ändern kann.

Eine Beschränkung von $w(\mathbf{P}_{in})$ auf maximal 1 ist im Gegensatz zum Energy-Hub-Modell nicht notwendig, da nur Eingangsenergie aus dem System berücksichtigt wird. So kann eine Wärmepumpe, die neben Strom auch Energie aus der Umgebung nutzt, mit einem Teil-Wirkungsgrad größer als 1 modelliert werden.

Insgesamt ergibt sich für jeden Konverter c aus der Menge aller Konverter \mathcal{C} ein nicht-lineares Gleichungssystem der Form

$$\Phi_c(\mathbf{P}_{out}, u_c) = 0, \quad c \in \mathcal{C}. \quad (3.33)$$

Zusätzlich wird für jeden Konverter, dessen Dynamik beschränkt ist, eine lineare Gleichung der Form

$$\Phi_{c,dyn}(u_c(k+1), u_c(k), \Delta u_c) = 0, \quad \forall k, c \in \mathcal{C} \quad (3.34)$$

für jeden Zeitschritt k eingeführt, mit der zusätzlichen, beschränkten Slack-Variablen Δu_c . Auch die Variablen u_c, \mathbf{P}_{out} sind beschränkt. Diese dynamische Gleichung koppelt ebenfalls die einzelnen Zeitschritte des Optimierungsproblems.

3.3 Zusammenfassung

Insgesamt wurde in diesem Kapitel ein modularer, flexibler Modellierungsansatz entwickelt, in dem das gesamte multimodale Energiesystem durch die Gleichungen

$$\Phi_{n,\epsilon,rc}(\mathbf{P}_\epsilon, \mathbf{Q}_\epsilon, \mathbf{U}_\epsilon, \varphi_\epsilon) = 0, \quad n \in \mathcal{N}_\epsilon \quad (3.35)$$

$$\Phi_{n,\epsilon,im}(\mathbf{P}_\epsilon, \mathbf{Q}_\epsilon, \mathbf{U}_\epsilon, \varphi_\epsilon) = 0, \quad n \in \mathcal{N}_\epsilon \quad (3.36)$$

$$\Phi_{n,\gamma}(\mathbf{P}_\gamma, \mathbf{p}_\gamma) = 0, \quad n \in \mathcal{N}_\gamma \quad (3.37)$$

$$\Phi_{n,\eta}(\mathbf{P}_\eta, \mathbf{T}_\eta^s, \mathbf{T}_\eta^r) = 0, \quad n \in \mathcal{N}_\eta \quad (3.38)$$

$$\Phi_e(u_e, P_{e,min}, P_{e,max}) = 0, \quad e \in \mathcal{V}_e \quad (3.39)$$

$$\Phi_{s,dyn}(E_s(k+1), E_s(k), P_s(k)) = 0, \quad \forall k, s \in \mathcal{S} \quad (3.40)$$

$$\Phi_c(\mathbf{P}_{out}, u_c) = 0, \quad c \in \mathcal{C} \quad (3.41)$$

$$\Phi_{c,dyn}(u_c(k+1), u_c(k), \Delta u_c) = 0, \quad \forall k, c \in \mathcal{C} \quad (3.42)$$

beschrieben wird. Erweiterungen der Netze oder zusätzliche Anlagen können einfach durch zusätzliche Gleichungen hinzugefügt werden. Dabei können wenn notwendig alle Variablen durch Randbedingungen nach oben und unten begrenzt werden. Insbesondere bei den einzelnen Netzen erfordert die Bestimmung solcher zusätzlicher Randbedingungen in der Regel zusätzliches Wissen über die einzelnen Netze. Die Modellierungstiefe und die Komplexität des Netzmodells, insbesondere in der Gas- und Wärme-Domäne, sind stark von diesen Randbedingungen abhängig. In beiden Netzen ist es möglich, in Netzteilen, in denen Randbedingungen im Betrieb nicht verletzt werden, eine bilanzielle Modellierung mit (3.14) im Gasnetz und (3.18) im Stromnetz zu verwenden, wodurch die Komplexität deutlich reduziert wird. Zur Analyse, in welchen Netzteilen dies möglich ist, gibt es grundsätzlich zwei Möglichkeiten. Die erste Möglichkeit ist die Befragung von Experten des Netzbetreibers, die das entsprechende Netz sehr gut kennen und wissen,

wo Randbedingungen in bestimmten Betriebszuständen verletzt werden können. Die Wahl der Netzmodelle und Randbedingungen kann dann anhand dieses Wissens getroffen werden. Die zweite Möglichkeit sind detaillierte Simulationsmodelle. Für Gas- und Wärmenetze kann hier beispielsweise Stanet¹⁴ zurate gezogen werden, um Netzteile, in denen Randbedingungen verletzt werden könnten zu identifizieren.

¹⁴ Software für statische und dynamische Simulation von Gasen und Flüssigkeiten in Rohrsystemen, wie beispielsweise Gasnetze, Wärmenetze und Wasserversorgungsnetze [FU16]

4 Prädiktionsmodelle für elektrische Erzeugung und Verbrauch

Die größte Unsicherheit bei der prädiktiven Regelung von MCE-Systemen sind die Einspeisung von EE und Verbrauch in den einzelnen Energie-Domänen. Wie im Modell im Abschnitt 3.2.2 beschrieben, gehen die Vektoren von Erzeugung und Verbrauch über dem Prädiktionshorizont als konstante Werte in das Optimierungsproblem ein.

Bei der Prädiktion von elektrischer erneuerbarer Erzeugung und Verbrauch ist der allgemeine Vergleich von Methoden schwierig, da die Güte der Prädiktion von sehr vielen Parametern abhängig ist. Diese hängt hängt zum einen von der Menge der Erzeuger oder Verbraucher ab. Wird eine größere Anzahl an Erzeugern oder Verbrauchern prädiziert, ergibt sich im Gesamtprofil eine Glättung, wodurch die Prädiktionsgüte in der Regel zunimmt. Bei der Prädiktion von erneuerbarer Erzeugung ist die Güte der Prädiktion zusätzlich stark von der Region und den dort herrschenden Wetterbedingungen abhängig. So können beispielsweise im meist sonnigen Kalifornien deutlich genauere PV-Prädiktionen erstellt werden als bei eher wechselhaftem Wetter wie in Deutschland [ZBT⁺15].

Obwohl wissensbasierte Methoden wie im Stand der Technik in Kapitel 2.3 beschrieben meist die besten Ergebnisse für eine PV-Prognose mit einem Horizont von einem bis mehreren Tagen liefern, sind bei der Prädiktion von einzelnen größeren Anlagen teilweise physikalische Modelle genauer. Daher wurde zunächst im Zuge einer Bachelorarbeit [Rug15] eine Vorstudie zum Vergleich von wissensbasierten Methoden und physikalischen Modellen zur lokalen Leistungsprognose von Anlagen in Deutschland durchgeführt. Die zentralen Ergebnisse dieser Studie sind in B.1 vorgestellt. Zusammenfassend zeigt sich, dass auch bei lokalen Prognosen einzelner Anlagen in Deutschland die Güte von wissensbasierten Methoden vergleichbar ist mit Prädiktionen basierend auf einem physikalischen Modell. Da der Entwurfsaufwand der wissensbasierten Methoden jedoch deutlich geringer ist und hier durch die einfache Hinzunahme aktueller Messdaten und der Betrachtung über einem gleitenden Horizont noch Verbesserungen der Ergebnisse möglich sind, werden für alle elektrischen Prädiktionen wissensbasierte Methoden genutzt.

In einer weiteren Studie in der Bachelorarbeit [Kar16] wurden wissensbasierte Methoden aus dem Stand der Technik verglichen. Zum Vergleich wurde eine Prädiktion eines in einem deutschen Mittelspannungsnetz in Kirchheimbolanden gemessenen Leistungsprofils mit einem Multilayer-Perzeptron (MLP), einem autoregressiven Neuronalen Netz und einer Support Vector Regression durchgeführt. Die Ergebnisse dieses Vergleichs sind in B.2 vorgestellt. Zusammenfassend erzielen die MLP die besten Prognoseergebnisse, ohne dabei einen größeren Entwurfsaufwand als die anderen beiden Verfahren aufzuweisen.

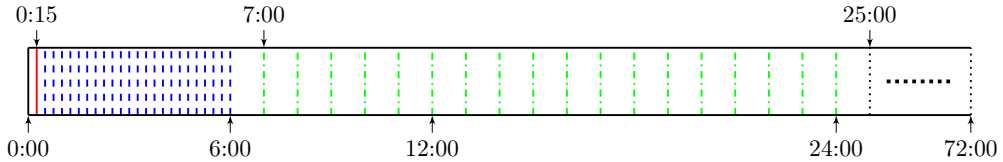


Abbildung 4.1: Aufteilung des Vorhersagehorizonts. Vorhersagewerte von MLP 1 (rot), MLP 2 (blau gestrichelt), MLP 3 (grün strichpunktirt) und MLP 4 (schwarz punktiert)

Im Folgenden wird daher ein neues MLP-basiertes Modell für die gemeinsame Prädiktion von Lastgängen, bestehend aus Erzeugung, Verbrauch und Verlusten, vorgestellt. Das Modell ist dabei speziell für die Anwendung in MPC-basierten EMS ausgelegt.

4.1 Entwicklung eines Prädiktionsmodells für Lastgänge im elektrischen Verteilnetz

Im Laufe dieser Arbeit wurden bestehende wissensbasierte Prädiktionsmodelle zunächst für die Anwendung im Verteilnetz mit einem gleitenden Horizont angepasst. Dieser Ansatz wurde in [SKP⁺17] veröffentlicht und beinhaltet lediglich PV-Anlagen als erneuerbare Erzeuger. Im weiteren Verlauf wurde dieser Ansatz dann zum einen für das automatisierte Training auf Basis von Messdaten erweitert. Zum anderen erfolgte eine Erweiterung zur Prädiktion von Profilen, in denen Erzeugung durch Windkraft enthalten ist. Dieses Modell wurde in [SKKH18] publiziert und wird im Folgenden vorgestellt:

Die Grundidee des neu entwickelten Ansatzes besteht in der Nutzung mehrerer MLP für unterschiedliche Zeitfenster der Prädiktion mit unterschiedlichen Schrittlängen. So können sowohl die unterschiedlichen Anforderungen der Zeitfenster als auch Einflüsse von unterschiedlichen Eingangsgrößen in diesen Zeitfenstern einbezogen werden. Insgesamt werden 4 MLP für eine gesamte Prädiktionszeit von 72 h genutzt. Die Aufteilung des Prädiktionshorizontes ist in Abbildung 4.1 dargestellt. Das erste MLP berechnet dabei lediglich den wichtigsten, ersten 15 min-Prädiktionswert mithilfe von aktuellen Messwerten sowie der Tagesperiodizität. Das zweite MLP berechnet die darauf folgenden 23 Werte, ebenfalls mit einer Schrittlänge von 15 min bis zum 6 h-Prädiktionswert. Mithilfe des dritten MLP werden Prognosewerte im Horizont zwischen 6 h und 24 h mit einer Schrittlänge von 60 min berechnet. Das vierte MLP wird genutzt, um 48 Prognosewerte zwischen 24 h und 72 h, ebenfalls mit einer Schrittlänge von 60 min, zu berechnen. Dabei wird das Wirkleistungsprofil von ganzen Knoten im Netz, also aller Lasten und Erzeuger an einer Ortsnetzstation im Verteilnetz, kumuliert prädiziert.

Der Ansatz ist im Vergleich zu den Stand-der-Technik-Ansätzen auf die Prädiktion für eine MPC ausgelegt und wird über einem rollenden Horizont alle 15 min ausgeführt. Daher kann das Modell aktuelle Leistungsmesswerte nutzen und die Prädiktion erfolgt, sobald ein neuer Messwert bereitgestellt wird. Auf die Eingangsgrößen der einzelnen MLP wird im nächsten Abschnitt im Detail eingegangen.

Tabelle 4.1: Eingangsgrößen der MLP im Prädiktionsmodell

MLP 1	Tagesperiodizität, $P(t_0)$, $P(t_0 - 15)$
MLP 2	Temperatur, Bewölkung, Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Wochentag, Tagesperiodizität, $P(t_x - 24 \cdot 60)$, $P(t_x - 24 \cdot 60 - 15)$, $P(t_x - 7 \cdot 24 \cdot 60)$, $P(t_x - 7 \cdot 24 \cdot 60 - 15)$, $P(t_0)$, $P(t_0 - 15)$
MLP 3	Temperatur, Bewölkung, Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Wochentag, Tagesperiodizität, $P(t_x - 24 \cdot 60)$, $P(t_x - 24 \cdot 60 - 15)$, $P(t_x - 7 \cdot 24 \cdot 60)$, $P(t_x - 7 \cdot 24 \cdot 60 - 15)$
MLP 4	Temperatur, Bewölkung, Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Wochentag, Tagesperiodizität, $P(t_x - 7 \cdot 24 \cdot 60)$, $P(t_x - 7 \cdot 24 \cdot 60 - 15)$

4.1.1 Eingangsgrößen

Die Eingangsgrößen des Prädiktionsmodells können in drei Kategorien eingeteilt werden: Meteorologische Daten, kalendarische Daten und Leistungsmessdaten $P(t)$ zum Zeitpunkt t . Tabelle 4.1 enthält die spezifischen Eingangsgrößen für jedes der vier MLP. Für die Prädiktion des ersten 15-Minuten-Wertes in MLP 1 werden die letzten beiden Leistungsmesswerte $P(t_0)$ und $P(t_0 - 15)$ und die Tagesperiodizität genutzt. Die Variable t_0 beschreibt den aktuellen Zeitpunkt, an dem der letzte Leistungswert gemessen wurde und dann die Prädiktion erstellt wird. Für die regelmäßige Erzeugung neuer Prädiktionsvektoren verschiebt sich der Wert t_0 jeweils um 15 min, sobald ein neuer Messwert erzeugt wird. Die Tagesperiodizität beschreibt die Tageszeit des jeweiligen Prädiktionswertes. Zur Beschreibung der Tageszeit werden zwei Eingangsvariablen e_1 und e_2 genutzt, die mithilfe folgender trigonometrischer Funktionen erzeugt werden:

$$e_1(t_x) = \sin\left(\frac{2\pi \cdot t_x}{24 \cdot 60}\right), \quad (4.1)$$

$$e_2(t_x) = \cos\left(\frac{2\pi \cdot t_x}{24 \cdot 60}\right). \quad (4.2)$$

Die Variable t_x beschreibt dabei die Zeit des jeweiligen Vorhersagewertes in Minuten. Für MLP 1 wird t_x beispielsweise zu $t_x = t_0 + 15$ gesetzt. Die Nutzung einer solchen Tagesperiodizität wurde bereits in anderen Prädiktionsmodellen [FJmF⁺12, DBF⁺16] vorgestellt. Im Vergleich zur direkten Nutzung der Uhrzeit als Eingangssignal führt diese zu einer Verbesserung der Prädiktion. Dies liegt zum einen an der linearen Steigung der Uhrzeit als Eingang über den Tag und zum anderen am Sprung der Uhrzeit um Mitternacht. Diese beiden Effekte können in den MLP schlecht verarbeitet werden und führen zu Fehlern in der Prädiktion.

Im zweiten MLP werden vier meteorologische Variablen genutzt, um den Einfluss von Windkraft und PV in den Profilen abzubilden. Dieser Einfluss ist natürlich auch im ersten Prädiktionswert enthalten, aufgrund der aktuellen Güte von Wetterprognosen führt die Hinzunahme dieser Werte beim MLP 1 jedoch zu einer Verschlechterung der Prädiktion. Die Temperatur und die Bewölkung dienen dabei hauptsächlich zur Prädiktion der PV-Anteile, die Windgeschwindigkeit und -Richtung haben dagegen großen Einfluss auf die Erzeugung durch Windkraftanlagen. Neben der PV-Erzeugung hat die Temperatur auch Einfluss auf den Verbrauch [DBF⁺16]. Des Weiteren werden sieben binäre Variablen, eine für jeden Wochentag, genutzt, um die Information des aktuellen Wochentages in das Modell einzubringen [CCI04]. Die Variablen werden zu Eins gesetzt, wenn der prädizierte Wert an diesem Wochentag liegt, die anderen sechs werden auf Null gesetzt. Dadurch wird insbesondere der starke Unterschied im Verbrauch zwischen Arbeitstagen und Tagen am Wochenende berücksichtigt, Feiertage werden dabei als Sonntag definiert. Die Tagesperiodizität und die letzten beiden Messwerte werden wie in MLP 1 genutzt. Zusätzlich zu den aktuellen Messwerten werden die Messwerte zur gleichen Zeit am Vortag $P(t_x - 24 \cdot 60)$, $P(t_x - 24 \cdot 60 - 15)$ und am selben Tag der Vorwoche $P(t_x - 7 \cdot 24 \cdot 60)$, $P(t_x - 7 \cdot 24 \cdot 60 - 15)$ verwendet. Die Nutzung dieser Werte ergibt sich aus der Auswertung der Autokorrelationsfolge der Leistungszeitreihe, die Maxima bei diesen Werten aufweist.

In Abbildung 4.2 ist beispielhaft eine solche Autokorrelationsfolge einer Leistungsmessung dargestellt. Die größte Korrelation ergibt sich mit den direkt vergangenen Werten

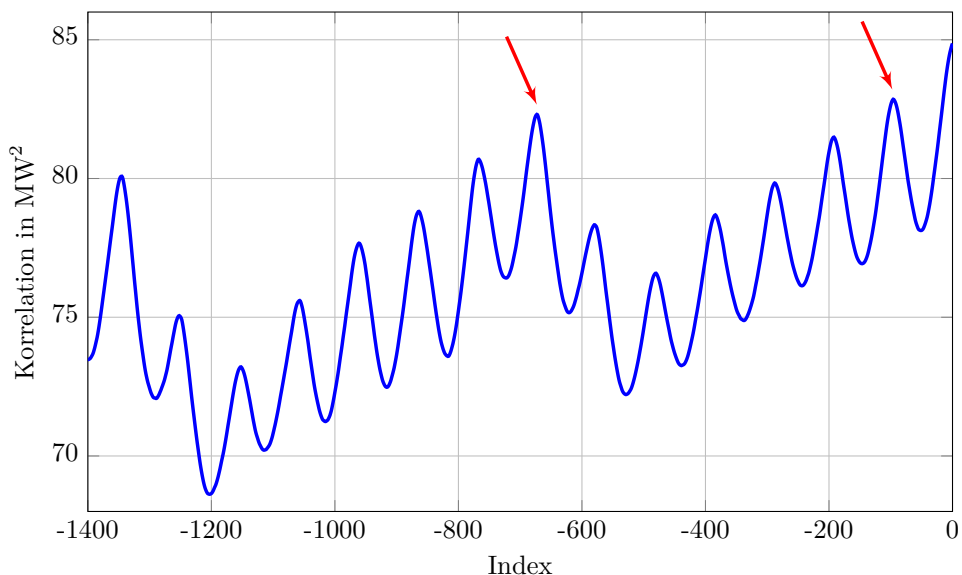


Abbildung 4.2: Autokorrelationsfolge einer Leistungszeitreihe

ganz rechts in der Grafik sowie dem Messwert vor einem Tag (bei -96) sowie dem Messwert vor einer Woche (-672). Beide sind in der Grafik mit einem roten Pfeil markiert. Daher werden diese Werte als Eingangswerte der MLP in der Prognose genutzt.

Im dritten MLP werden im Vergleich zum zweiten MLP die aktuellen Leistungsmesswerte $P(t_0)$ und $P(t_0 - 15)$ nicht mehr als Eingangsgröße genutzt. Der Einfluss der aktuellen Leistungsmessung ist bei einem Horizont zwischen 6 und 24 Stunden nur noch gering, auch dies zeigt die Auswertung der Autokorrelationsfolge. Die Zusammenhänge beim MLP 4 sind im Prinzip die gleichen wie bei MLP 3, lediglich die Messwerte des Vortages werden nicht mehr als Eingänge genutzt. Das liegt daran, dass diese Messwerte noch gar nicht erzeugt wurden. Eine Nutzung der bereits prädizierten Leistungswerte dieser Zeitpunkte zeigt keine Verbesserung und könnte zu Fehlerfortpflanzung führen.

Um einen hohen Automatisierungsgrad der Prädiktion zu erreichen, werden Eingangswerte nicht individuell an die jeweiligen Leistungsprofile angepasst. Bei einer Leistungsprädiktion pro Netzknoten würde dies zu einem sehr hohen Aufwand zur Analyse des Netzes und der anschließenden Implementierung führen. Da das Prognosemodell die Temperatur und vergangene Leistungsmesswerte berücksichtigt, können auch Einflüsse von nicht steuerbaren Elektroheizungen oder Wärmepumpen sowie Netzverluste, die in den Leistungsprofilen enthalten sind, prädiziert werden.

4.1.2 Entwurf des Neuronalen Netzes

Als Netzstruktur wird ein MLP mit einer verdeckten Schicht genutzt. Dieses Standard-feed-forward-Netz liefert auch in der Literatur gute Ergebnisse für alle Arten der Leistungsprädiktion [SMP⁺06, TMM06, MP10, YKCYSHY10, FJmF⁺12, DBF⁺16].

Die Anzahl der Neuronen in der Eingangsschicht entspricht jeweils der Anzahl an Eingangsvariablen. Da MLP sehr sensitiv auf die Anzahl von Neuronen in der verdeckten Schicht reagieren, wird eine Auswertung für die ideale Anzahl an Neuronen aus [DBF⁺16] genutzt. So kann Underfitting und Overfitting vermieden werden. Dabei werden alle vier MLP mit ein bis 15 Neuronen in der verdeckten Schicht trainiert und die Performance wird mithilfe eines von den Trainingsdaten unabhängigen Testdatensatzes analysiert. Dabei zeigt sich zu Beginn jeweils eine deutliche Abnahme des Prädiktionsfehlers mit Zunahme der Anzahl verdeckter Neuronen. Bei einer bestimmten Anzahl Neuronen wird der minimale Fehler erreicht und nimmt mit steigender Anzahl von Neuronen dann wieder zu (Overfitting). Diese Anzahl verdeckter Neuronen mit minimalem Fehler wird dann genutzt. Eine Anzahl von mehr als 15 Neuronen ergab dabei unabhängig vom prädizierten Knoten für keines der MLP eine Verbesserung. Diese Auswertung kann automatisiert für jedes der vier MLP für jeden prädizierten Netzknoten durchgeführt werden. Die Ausgangsschicht besteht bei jedem MLP aus einem Neuron, das den Leistungswert für den entsprechenden Zeitpunkt ausgibt. Die Berechnung wird für jeden diskreten Zeitpunkt des Vorhersagehorizonts (siehe Abbildung 4.1) mit dem entsprechenden MLP durchgeführt.

4.1.3 Trainingsverfahren

Da sich die Wertebereiche der Eingangsvariablen in Tabelle 4.1 deutlich unterscheiden, werden Eingangs- und Ausgangsdaten der MLP vor dem Training auf das Intervall $[-1, 1]$ normiert. Der Trainingsdatensatz, mit dem die Kantengewichte und Schwellwerte der Netze bestimmt werden, besteht jeweils aus den vergangenen 24 Wochen. Um eine möglichst große Generalisierung der Netze zu gewährleisten, werden 20 % der Trainingsdaten zur Kreuzvalidierung genutzt. Bei der Kreuzvalidierung wird ein zufälliger Teil der Daten im Training des KNN bei der Berechnung der Kantengewichte nicht genutzt. Diese Daten werden dann in den Trainingsiterationen genutzt, um die Güte der Prädiktion zu berechnen. Das Training wird abgebrochen, wenn sich die Güte der Prädiktion dieser Daten aufgrund von Overfitting wieder verschlechtert.

Alle Berechnungen werden in Matlab mithilfe der Neuronale-Netze-Toolbox durchgeführt. Zum Lösen der beim Training entstehenden Optimierungsprobleme wird dabei der Levenberg-Marquardt-Algorithmus genutzt. Da auch hier nicht-konvexe Optimierungsprobleme gelöst werden, erreicht der Algorithmus für gewöhnlich jeweils ein lokales Optimum. Eine Analyse der erhaltenen Ergebnisse zeigt jedoch keine Korrelation zwischen den erhaltenen Ergebnissen am Trainingsdatensatz und den Ergebnissen am Testdatensatz. Daher ist hier das beste lokale Optimum am Trainingsdatensatz nicht automatisch die beste Lösung. Um auch hier eine möglichst große Generalisierung zu erreichen, werden die MLP mehrfach mit zufälligen Initialisierungen trainiert: MLP 1 wird aufgrund seiner geringeren Komplexität 30 mal trainiert, die anderen MLP jeweils 40 mal. Das endgültige Prädiktionsergebnis wird dann erzeugt, indem die Ausgangswerte der einzelnen Netze gemittelt werden. In den Messungen der einzelnen Knoten treten im realen System gelegentlich Ausfälle auf, wodurch die Messdaten teilweise lückenhaft sind. Um Fehler durch diese Lücken zu verhindern, werden im Trainingsverfahren die entsprechenden Zeitschritte markiert und nicht berücksichtigt.

Wird für die MPC ein Horizont von weniger als drei Tagen benötigt, kann MLP 4 auch nur einen Teil des Horizontes präzisieren, für ein MPC mit einem Prognosehorizont von 24 Stunden oder weniger wird MLP 4 einfach aus dem Prognosemodell entfernt.

4.2 Auswertung des Prädiktionsmodells

4.2.1 Datengrundlage der Auswertung

Zur Evaluation des entwickelten Prädiktionsmodells werden typische Leistungsprofile von zwei Ortsnetzstationen, im folgenden ONS A und ONS B genannt, eines 20 kV-Verteilnetzes der Gemeinde Kirchheimbolanden in Rheinland-Pfalz präzisiert und analysiert. Die Messdaten liegen dabei als 15-Minuten-Wirkleistungsprofile vor, wie in Verteilnetzen heutzutage üblich. Der Zeitraum der Messdaten von September 2016 bis August 2017 entspricht etwa einem Jahr, wodurch unterschiedliche Wetterbedingungen und Jahreszeiten enthalten sind. Es gibt jedoch einige Lücken in den Daten durch

Ausfälle der Messgeräte oder projektbedingte Umbauarbeiten im System. Die Verbraucher an ONS A sind hauptsächlich industrielle Kunden und es gibt nur sehr wenig erneuerbare Erzeugung. Die maximale Leistung des Profils beträgt 6,03 MW und der Gesamtverbrauch beträgt 16,52 GWh im betrachteten Zeitraum. ONS B versorgt eine Mischung aus Wohngebiet und industriellen Verbrauchern. Zusätzlich gibt es einige PV-Anlagen und einen Windpark mit drei Windkraftanlagen und einer maximalen Leistung von 5,6 MW. Trotz der großen erneuerbaren Einspeisung ergibt sich insgesamt ein Verbrauch im betrachteten Zeitraum von 7,47 GWh. Die maximale Leistung des Profils beträgt hier 6,67 MW, die minimale Leistung liegt aufgrund der erneuerbaren Erzeuger bei $-4,75$ MW. Durch die Wahl der beiden ONS sind sowohl industrielle als auch private Verbraucher sowie Windkraft- und PV-Erzeugung in den Prädiktionen enthalten. Die Profile sind dadurch repräsentativ für Leistungsprofile an ONS in Verteilnetzen.

Die Daten von Temperatur, Bewölkung, Windgeschwindigkeit und -Richtung stammen aus einer numerischen Wetterprognose¹⁵ von World Weather Online¹⁶ [WWO], die öffentlich zugänglich ist. Alle meteorologischen Daten sind mit einer Auflösung von einer Stunde prognostiziert und werden dazwischen in 15 min-Schritten linear interpoliert, um die notwendige Auflösung zu erhalten.

Die Auswertung der Prädiktion wird mit 16 Testwochen in der zweiten Hälfte des Testzeitraumes durchgeführt, da jeweils mindestens Daten von 24 Wochen vor einer Testwoche für das Training vorhanden sein müssen. Innerhalb einer Testwoche werden alle 15 min-Prädiktionen berechnet. Das bedeutet, dass die Startzeit t_0 , für die jeweils eine 72 h-Vorhersage durchgeführt wird, in 15 min-Schritten erhöht wird bis sie 23:45 Uhr am letzten Tag der Woche erreicht. Aufgrund der bereits erwähnten Ausfälle einiger Messdaten innerhalb der 16 Testwochen führt dies insgesamt zu einer Anzahl von 5726 Prädiktionen, die ausgewertet werden.

4.2.2 Ergebnisse der Prädiktion

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Prädiktion vorgestellt, dazu werden zunächst die drei betrachteten Fehlermaße zur Bewertung der Prädiktion eingeführt.

Fehlermaße

Der Mean Absolute Percentage Error (MAPE) ist das am häufigsten genutzte Fehlermaß zur Beurteilung der Güte von reinen Lastprognosen [SMP⁺06, TMM06, DBF⁺16]. Der MAPE nutzt die gemessenen Leistungen als Bezugsgröße. Im Fall einer kombinierten Prognose kann der MAPE dadurch aufgrund von vielen Nulldurchgängen im Leistungsprofil, wie sie insbesondere bei ONS B vorkommen, nicht genutzt werden. In der Nähe dieser Nulldurchgänge wird der MAPE sehr groß und das gesamte Ergebnis

¹⁵ Wettervorhersagen, die auf der numerischen Lösung relevanter physikalischer Gleichungen basieren und Werte wie Temperatur, Bewölkung, Windgeschwindigkeit und -Richtung über mehrere Tage prognostizieren

¹⁶ Der Abruf der Wetterprognosedaten erfolgte täglich automatisiert um 6:00 Uhr im gesamten Zeitraum der Daten

dadurch nicht aussagekräftig. Daher wird hier der Root Mean Squared Error (RMSE) genutzt, der auch häufig zur Bewertung von Wind- und PV-Prognosen eingesetzt wird [FJmF⁺12, SFOT⁺12] und wie folgt definiert ist:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{K} \sum_{k=1}^K (P(k) - \hat{P}(k))^2}. \quad (4.3)$$

$\hat{P}(k)$ beschreibt den prädizierten Leistungswert zum diskreten Zeitpunkt k und $P(k)$ den dazugehörigen realen Messwert der Leistung. Die Summe wird sowohl separat für jedes der vier Intervalle der einzelnen MLP als auch über den gesamten Horizont berechnet, dabei ist K die Anzahl an Vorhersagewerten im jeweiligen Intervall. Zusätzlich wird die normierte Variante des RMSE genutzt:

$$NRMSE = \frac{RMSE}{P_{max} - P_{min}}. \quad (4.4)$$

Diese beinhaltet das Maximum P_{max} und das Minimum P_{min} des Leistungsprofils im gesamten betrachteten Zeitraum der Auswertung. Durch die Normierung können mithilfe des NRMSE auch Prädiktionen von unterschiedlichen Leistungsprofilen verglichen werden.

Im weiter entfernten Horizont von MLP 2 bis 4 besteht die Zielstellung aus einer möglichst genauen Prädiktion der erzeugten Energie für die zusätzlich ein Energiefehler (EF) eingeführt wird:

$$EF = \hat{E} - E = \sum_{k=1}^K (\hat{P}(k) - P(k)) \cdot T. \quad (4.5)$$

Die gemessene Energie E sowie die prädizierte Energie \hat{E} werden für jedes einzelne Intervall (MLP 1-4) im Horizont getrennt berechnet und zusätzlich ebenfalls für den gesamten Horizont. Hier beschreibt T die Abtastzeit des jeweiligen Leistungswerts. Zur Ermittlung des EF über den gesamten Testzeitraum wird das arithmetische Mittel der Beträge des EF für jede der 5726 Prädiktionen berechnet.

Auswertung der Neuronenzahl

Die Auswertung der Anzahl an Neuronen in der verdeckten Schicht wird nur mit jeder zweiten Testwoche durchgeführt, um den Rechenaufwand etwas zu reduzieren. Als Referenzmodell dient im Folgenden eine wöchentliche Persistenz-Prognose, teilweise auch naives Modell genannt, die so insbesondere bei industriellen Verbrauchern häufig eingesetzt wird [DBF⁺16]. Die Persistenz-Prognose wird als Referenz gewählt, da diese Ergebnisse unabhängig von Modell- und Tuning-Parametern liefert. Die Ergebnisse der

Tabelle 4.2: Neuronenzahl in der verdeckten Schicht der MLP

	MLP 1	MLP 2	MLP 3	MLP 4
ONS A	15	8	12	5
ONS B	14	6	6	5

Modelle aus dem Stand der Technik in Abschnitt 2.3 sind dagegen stark von den gewählten Parametern abhängig und dadurch zum Vergleich nicht gut geeignet.

In Tabelle 4.2 ist das Ergebnis der Auswertung für die Anzahl verdeckter Neuronen (siehe Abschnitt 4.1.2) für die jeweiligen MLP dargestellt. Zur Auswertung der idealen Neuronenzahl wird beim ersten MLP der RMSE genutzt. Für MLP 2-4 wird dagegen der Energiefehler minimiert, der die Differenz der im jeweiligen Prädiktionszeitraum prädizierten und tatsächlich erzeugten Energie beschreibt. Dadurch sind die MLP optimal im Bezug auf die Anforderungen aus Abschnitt 2.4 ausgelegt, die eine Prädiktion für ein EMS erfüllen sollte. Der erste Prädiktionswert wird dadurch möglichst exakt, im restlichen Horizont wird die in den jeweiligen Teilhorizonten erzeugte Energie möglichst genau prädiziert.

Die Auswertung der Neuronenzahl in der verdeckten Schicht in Tabelle 4.2 zeigt, dass eine feste Anzahl an Neuronen in allen vier MLP oder feste Regeln zur Wahl der Neuronenzahl¹⁷ nicht geeignet sind. Je nach Eigenschaften der ONS und Art der resultierenden Leistungsprofile kann sich die ideale Anzahl deutlich unterscheiden. Sollte bei der Auswertung der Neuronenzahl der Fehler bis zu 15 verdeckten Neuronen abnehmen, könnte auch eine höhere Anzahl verdeckter Neuronen gewählt werden. Dieser Effekt konnte in den betrachteten Profilen der ONS in Kirchheimbolanden jedoch nicht festgestellt werden.

Prädiktionsergebnisse

Um die Ergebnisse des vorgestellten Prädiktionsmodells genauer zu analysieren, sind in Tabelle 4.3 und 4.4 die Fehlermaße RMSE, NRMSE und EF für die beiden ONS und den gesamten Testzeitraum dargestellt. Diese enthalten die Fehlermaße der einzelnen MLP sowie den Fehler über dem gesamten 72-Stunden-Horizont. Zum Vergleich sind die gleichen Fehlermaße des Referenzmodells gegeben.

Bei der Prädiktion des ersten 15-Minuten-Wertes durch MLP 1 reduziert sich der RMSE am deutlichsten um 82 % bei der Prognose für ONS A und um 73 % an ONS B im Vergleich zur Referenz. Dies liegt insbesondere an der Nutzung aktueller Messwerte. Über dem gesamten Prädiktionshorizont ergibt sich eine Verbesserung der Prädiktion bezüglich des RMSE um 33 % für die ONS mit industriellen Verbrauchern und um 36 % beim Leistungsprofil mit starkem Windkrafteinfluss. Insgesamt reduzieren sich alle Fehlermaße über jedem Intervall bei der Nutzung der Prognose mit Neuronalen Netzen.

¹⁷ In [SMP⁺06] wird beispielsweise empfohlen, immer die Hälfte der Anzahl an Eingangsneuronen zu wählen

Tabelle 4.3: Prädiktionsfehler der Ortsnetzstation A (industriell).

Prädiktion	MLP 1	MLP 2	MLP 3	MLP 4	Gesamt
RMSE in MW	0,1366	0,2728	0,5097	0,5789	0,4999
NRMSE	0,0227	0,0452	0,0845	0,0960	0,0829
EF in kWh	24,639	795,92	4740,0	12480	15457
Referenz					
RMSE in MW	0,7675	0,7658	0,7549	0,7288	0,7441
NRMSE	0,1273	0,1270	0,1252	0,1209	0,1234
EF in kWh	116,64	2468,8	7257,3	16888	25849

Tabelle 4.4: Prädiktionsfehler der Ortsnetzstation B (mit Windkraft)

Prädiktion	MLP 1	MLP 2	MLP 3	MLP 4	Gesamt
RMSE in MW	0,4493	0,9265	1,1125	1,1163	1,0648
NRMSE	0,0393	0,0811	0,0974	0,0977	0,0932
EF in kWh	69,796	2948,7	9171,4	18204	23856
Referenz					
RMSE in MW	1,6848	1,6899	1,6855	1,6634	1,6748
NRMSE	0,1475	0,1480	0,1476	0,1457	0,1467
EF in kWh	282,38	5761,0	15544	35232	53208

Der für die MPC wichtige EF reduziert sich ebenfalls deutlich. Dies liegt insbesondere an der Neuronenauswertung für die verdeckten Schichten von den MLP 2-4, die optimal im Bezug auf die Minimierung dieses Fehlers ausgelegt sind. Dadurch wird der EF über dem gesamten Horizont an ONS A um 40 % und an ONS B um 55 % reduziert. Durch die Normierung können anhand des NRMSE auch die Prädiktionen untereinander verglichen werden. Hier zeigt sich eine bessere Prädiktion an ONS A als an ONS B. Dies liegt zum einen an der deutlich größeren Periodizität des industriellen Profils, aber vor allem am Windkraft-Anteil an ONS B. Dieser Anteil ist sehr volatil und ändert sich innerhalb von 15 Minuten häufig stark. Da die Windprognose jedoch nur in Stundenwerten vorliegt, können diese Einflüsse nicht ausreichend durch die KNN abgebildet werden.

Dennoch ist die Verbesserung der MLP-basierten Prognose an ONS B deutlich größer als an ONS A. Das liegt an der Nutzung meteorologischer Daten als Eingangsgrößen, denn dadurch können die Wettereinflüsse im Profil deutlich besser präzisiert werden als durch eine Persistenzprognose.

Insgesamt ist ein Anstieg des Prognosefehlers über dem Horizont zu erkennen. Dies liegt ebenfalls an der Nutzung aktueller Leistungsmesswerte und der deutlichen Verbesserung der Prädiktion im zeitnahen Bereich durch die Aufteilung des Horizontes in

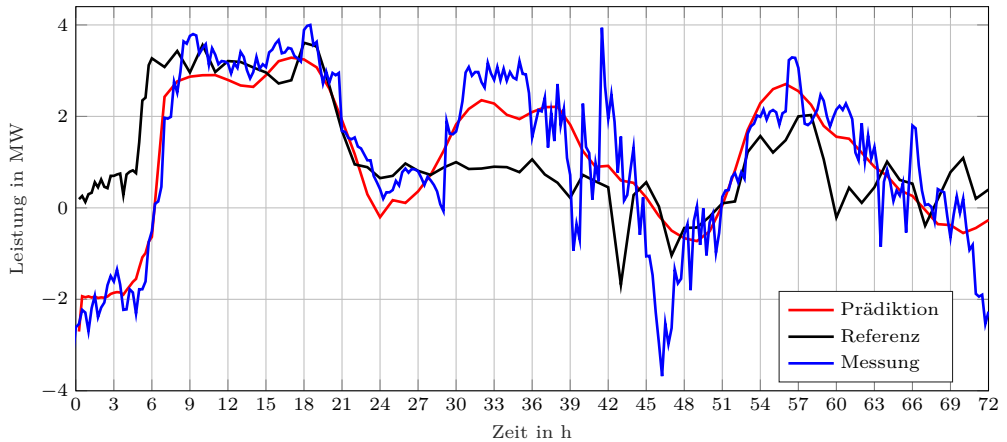


Abbildung 4.3: Prädiktion der Ortsnetzstation B (21.-23. Juni 2017)

mehrere Intervalle. Dieses Verhalten zeigt sich auch in Tabelle 4.3 und 4.4 beim RMSE und NRMSE. Der EF kann in diesem Fall nicht zur Beurteilung genutzt werden, da auch die erzeugte Energie mit steigender Intervalllänge zunimmt. Im Gegensatz dazu ist der Fehler im Referenzmodell näherungsweise konstant über dem Horizont. Eine detailliertere Analyse des Fehlerverlaufs über den ersten 24 h des Prädiktionshorizonts findet sich im Anhang in Abschnitt B.3.

In Abbildung 4.3 ist beispielhaft eine 72-h-Prädiktion dargestellt. Insbesondere in den ersten neun Stunden ist eine deutliche Verbesserung der Prognosegüte im Vergleich zum Referenzmodell zu erkennen. Auch wenn eine Art Tiefpassfilterung der Messung entsteht, da auch hier die Volatilität im 15-Minutenbereich nicht abgebildet werden kann, wird der deutliche Anstieg um 6:00 Uhr sehr exakt prädiziert. Es ist deutlich zu erkennen, dass eine wöchentliche Persistenzprognose hier nicht zu zufriedenstellenden Ergebnissen kommt. Dies liegt vor allem an der großen Veränderung der Windeinspeisung.

Ein wichtiger Aspekt des neu entwickelten Prädiktionsmodells ist die automatisierte Prädiktion vieler unterschiedlicher Leistungsprofile im Verteilnetz. Diese unterscheiden sich zum einen durch die Art der Last, beispielsweise Wohngebiete, Gewerbe und industrielle Verbraucher, zum anderen durch mögliche zusätzliche erneuerbare Erzeugung durch PV oder Windkraft. Für einen hohen Automatisierungsgrad ist es dabei wichtig, nicht jeden Knoten im Netz genau hinsichtlich der enthaltenen Lasten und EE analysieren zu müssen, um dann die Eingangsdaten der Neuronalen Netze an die jeweiligen Verbraucher und Erzeuger anzupassen.

Durch die in Abschnitt 4.1.2 vorgestellte Auswertung der Neuronenzahl ist es möglich, für alle Knoten die in Tabelle 4.1 vorgestellten Eingangsdaten zu nutzen, ohne die Prädiktionsgüte deutlich zu reduzieren. Um dies zu demonstrieren, wird die Prädiktion von ONS A (ohne Windkraft) erneut durchgeführt. Da an diesem Knoten keine WKA angeschlossen ist, werden die Eingangsdaten Windgeschwindigkeit und -Richtung in

einem neuen Prädiktionsmodell nicht berücksichtigt. Tabelle 4.5 zeigt die Ergebnisse der Prognose mit und ohne den zusätzlichen, aber hier nicht notwendigen Winddaten.

Tabelle 4.5: Prädiktion von ONS A mit und ohne Windvorhersage als Eingangsdaten

Mit Winddaten	MLP 1	MLP 2	MLP 3	MLP 4	Gesamt
RMSE in MW	0,1366	0,2728	0,5097	0,5789	0,4999
EF in kWh	24,639	795,92	4740,0	12480	15457
Ohne Winddaten					
RMSE in MW	0,1365	0,2566	0,4869	0,5553	0,4784
EF in kWh	24,610	723,39	4516,1	11970	15059

Der Vergleich zeigt eine sehr ähnliche Prädiktionsgüte der beiden Modelle. Die Prädiktion ohne die Winddaten ist dabei zwar geringfügig besser, da dem Prädiktionsmodell die zusätzliche Information, dass das Profil keine Abhängigkeit von Windgeschwindigkeit und -Richtung aufweist, zur Verfügung steht. Durch die nur sehr geringe Verschlechterung der Prädiktion ist es jedoch möglich, jegliche Art von Knoten im Verteilnetz mit diesem Modell zu präzisieren.

In einer weiteren Untersuchung wird analysiert, wie sich die gemeinsame Prädiktion von Erzeugung und Verbrauch auf die Prognosegüte auswirkt. An Netzknoten mit getrennter Messung von erneuerbarer Einspeisung und Verbrauch kann, verbunden mit größerem Aufwand, eine getrennte Prognose dieser beiden Profile durchgeführt werden. Dazu wird an ONS B eine separate Prognose von Windeinspeisung und Verbrauchsprofil inklusive einiger PV-Anlagen durchgeführt, die nicht separat gemessen werden. Für die Prognose der Windeinspeisung werden zusätzlich die Eingangsdaten angepasst, es werden dabei Leistungsmessdaten, Windgeschwindigkeit und Windrichtung genutzt. Für die Prädiktion des restlichen Lastprofils werden die Winddaten wiederum nicht berücksichtigt. Für beide Prädiktionsmodelle wird erneut die in Abschnitt 4.1.2 beschriebene Neuronen-Auswertung durchgeführt. Tabelle 4.6 zeigt die Ergebnisse des getrennten und des kombinierten Prognosemodells.

Tabelle 4.6: Kombinierten und getrennte Prädiktion an Ortsnetzstation B

Kombiniert	MLP 1	MLP 2	MLP 3	MLP 4	Gesamt
RMSE in MW	0,4493	0,9265	1,1125	1,1163	1,0648
EF in kWh	69,796	2948,7	9171,4	18204	23856
Getrennt					
RMSE in MW	0,4774	0,8703	1,1159	1,1029	1,0459
EF in kWh	75,314	2675,1	8424,6	17730	22114

Mit der getrennten Prognose verbessert sich die Prognosegüte in den Intervallen 2-4 etwas, dies liegt an den zusätzlichen Informationen, die durch die Aufteilung in Erzeugung und Verbrauch hinzukommen. Im MLP 1 sind sogar die Ergebnisse mit der kombinierten Prognose besser. Dies könnte an der stärkeren Gewichtung aktueller Messwerte liegen, die aus der geringeren Information resultiert. Im gesamten Horizont verbessert sich die Prognosegüte durch die getrennte Prognose nur gering, um etwa 2% bezogen auf den RMSE und um 7% bezogen auf den EF. Diese geringe Verbesserung erhöht jedoch den Aufwand deutlich, da auch hier jeder Knoten exakt analysiert werden muss. Zudem sind zusätzliche Messdaten notwendig, die in der Praxis häufig nicht vorhanden sind oder nicht in Echtzeit an die Leitwarte übertragen werden. Insgesamt ist auch hier eine kombinierte Prognose für jeden Knoten sinnvoll, der für die MPC besonders wichtige erste Prädiktionwert verbessert sich sogar etwas durch die kombinierte Prognose. Für weitere Analysen und Prognoseergebnisse anderer Leistungsprofile sei auf die beiden Veröffentlichungen [SKP⁺17, SKKH18] verwiesen.

4.3 Zusammenfassung und Vergleich der Ergebnisse

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass sich das entwickelte Modell zur Prognose von Leistungsprofilen in Verteilnetzen von einzelnen ONS oder ganzen Netzteilen einsetzen lässt, ohne dass eine vorhergehende Analyse der vorhandenen Lasten und Erzeuger erforderlich ist. Dadurch ist ein hoher Automatisierungsgrad möglich und es ist kein manuelles Einstellen von Parametern oder eine Anpassung von Eingangsgrößen notwendig. Durch die Fusion von Leistungsmessdaten, Wetterprognosedaten und kalendarischen Daten ist so eine sehr genaue Prognose möglich, die insbesondere in den wichtigsten ersten Schritten exakte Ergebnisse liefert. Das größte Potential für weitere Verbesserungen besteht aktuell in der Wetterprognose. Eine Analyse der Wetterprognosen und ein Vergleich mit lokalen Messungen zeigte dabei, dass der NRMSE-Fehler bei der Vorhersage der Temperatur und der Windgeschwindigkeit in den ersten 24 h im Bereich von 6-8,5% liegt. Die Prognosen der Bewölkung oder der solaren Einstrahlung für regionale Bereiche sind in den aktuell frei zugänglichen Wetterprognosen ungenau. Dies gilt auch für die Prognose der Windrichtung, insbesondere im sehr lokalen Maßstab. Diese Vorhersagen gewinnen erst in den vergangenen Jahren deutlich an Bedeutung und sind daher aktuell ein wichtiger Gegenstand in der Forschung. So versucht der Deutsche Wetterdienst beispielsweise in den Projekten EWeLiNE¹⁸ und ORKA¹⁹, Wettervorhersagen gezielt für EE-Prognosen zu optimieren [Bou15, KSL⁺16]. Durch Verfahren wie beispielsweise Sky-Imaging²⁰ sind in der Zukunft noch deutliche Verbesserungen der

¹⁸ EWeLiNE (Erstellung innovativer Wetter- und Leistungsprognosemodelle für die Netzintegration wetterabhängiger Energieträger) ist ein durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördertes Forschungsprojekt

¹⁹ ORKA (Optimierung von Ensembleprognosen regenerativer Einspeisung für den Kurzzeitbereich am Anwendungsbeispiel der Netzsicherheitsrechnungen) ist ein durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördertes Projekt

²⁰ Ein Verfahren, bei dem die Wolkenbewegung anhand von Bildern des Himmels präzisiert wird und damit Änderungen in der solaren Einstrahlung für die nahe Zukunft sehr genau präzisiert werden können

Prognosen zu erwarten.

Der Vergleich der Güte des entwickelten Verfahrens mit anderen Verfahren in der Literatur ist schwierig, da die Prognosegüte sehr stark von der Größe abhängt, die prädiziert wird. Bei Lasten unterscheidet sich diese Größe vor allem durch die Anzahl und Art der Verbraucher. Im Bereich der EE sind die Anzahl der Anlagen, deren räumliche Verteilung und zusätzlich das Klima und die landschaftliche Beschaffenheit ausschlaggebend. Der Vergleich wird auch dadurch erschwert, dass in den meisten Veröffentlichungen aus dem Stand der Wissenschaft jeweils nur EE oder Last prädiziert wird. Zur Einordnung der Ergebnisse werden daher im Folgenden Arbeiten von Wind-, PV-, und Lastprädiktion mit zumeist ähnlichen Größen genutzt.

In [WGH11] werden Stand-der-Technik-Wind-Leistungsprognosen verglichen. Für lokale Prognosen einzelner Anlagen oder Windparks liegt der NRMSE-Prognosefehler im Bereich von 2-5 % bei Prognosen mit 1 h-Horizont und 10-15 % mit einem Horizont von 48 h. Im Vergleich dazu beträgt der NRMSE der Prognosen der ONS mit drei Windkraftanlagen und damit sehr großem Wind-Anteil zu Beginn des Zeitraums 3,9 % und im gesamten Zeitraum von 72 h 9,3 %. Die Güte der in dieser Arbeit entwickelten Methodik liegt damit im gleichen Bereich und erweist sich über dem Gesamthorizont sogar als etwas besser.

In einem Vergleich von lokalen PV-Prädiktionen in [ZBT⁺15] werden PV-Anlagen in San Diego (USA), Braedstrup (Dänemark), und Catania (Italien) für einen Horizont von 24 h prädiziert. Dabei erzielen KNN-basierte Verfahren für alle Anlagen die besten Ergebnisse. Der NRMSE liegt je nach Region im Bereich von 8,7 bis 10,4 %. Die Regionen weisen alle ein ozeanisches Klima auf und damit ein eher unbeständiges Wetter mit 4 bis 13 % reinen Sonnentagen, was durchaus mit Deutschland vergleichbar ist. Auch diese NRMSE-Werte liegen in der gleichen Größenordnung wie die in dieser Arbeit prädizierten Leistungsprofile, die in der 24 h-Prognose im Bereich von 8 bis 10 % liegen.

In [DBF⁺16] werden verschiedene Lastprognosen ganzer ONS aus Frankreich mit einem Horizont von 24 Stunden mithilfe von KNN durchgeführt. Der Vergleich ist hier schwieriger, da wie in der Lastprognose üblich der MAPE genutzt wird. Dieser beträgt an den unterschiedlichen ONS zwischen 10,3 und 15,5 %. Die Prädiktion von ONS mit sehr geringem oder keinem EE-Anteil mit dem hier vorgestellten, MLP-basierten Verfahren ergab jedoch in der Bachelorarbeit [Kar16] MAPE im Bereich von 6,7 bis 6,9 %, was somit sogar unter dem Fehler in [DBF⁺16] liegt.

Insgesamt liefert das neue, kombinierte Prognosemodell gegenüber getrennten Stand-der-Technik-Prädiktionen von Last und EE also mindestens ebenso gute Ergebnisse. Durch den Aufbau des Modells aus mehreren MLP ist die Prognose auch mit den Ergebnissen von Modellen für kürzere Horizonte vergleichbar. Der große Vorteil liegt aber in der Automatisierbarkeit aller im Entwurf der Modelle notwendiger Schritte. Dadurch wird für den Entwurf lediglich die im Abschnitt 4.1 vorgestellte Datenbasis benötigt, wodurch der Entwurfsaufwand deutlich geringer ist als bei anderen Prädiktionsmodellen.

5 Prädiktive Regelung von multimodalen Energiesystemen

Zur Regelung des Energieverteilsystems wird eine MPC entwickelt, für MPC-Grundlagen sei hier auf [GPM89, Dit04] verwiesen. In der MPC kann schon im Reglerentwurf sichergestellt werden, dass alle Grenzen und Randbedingungen der einzelnen in Kapitel 3 beschriebenen Teilsysteme eingehalten werden. Der Regler kann so optimal im Bezug auf unterschiedliche Zielstellungen ausgelegt werden. So können beispielsweise Verluste verringert, die Ausgleichsenergie zum Übertragungsnetz minimiert oder wirtschaftliche Zielstellungen verfolgt werden. Die MPC kann zudem über den Prädiktionshorizont in der Zukunft eintretende Effekte wie Laständerungen, Wetteränderungen und dadurch resultierende Änderungen der Einspeisung erneuerbarer Energien in die Berechnung der aktuellen Steuersignale mit einbeziehen. Dadurch kann die Nutzung der vorhandenen Flexibilitäten wie Speicher in den einzelnen Domänen optimal genutzt werden.

Der grundlegende Aufbau der entwickelten MPC ist in Abbildung 5.1 dargestellt.

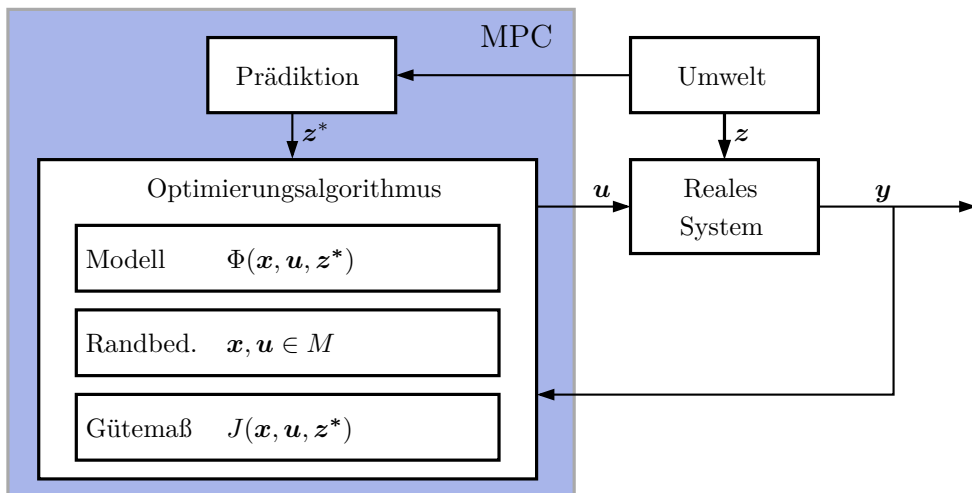


Abbildung 5.1: Struktur der Regelung des multimodalen Energiesystems

Für die echtzeitfähige Umsetzung einer MPC gibt es grundsätzlich zwei Strategien: Die erste Möglichkeit entspricht der ursprünglichen Definition der MPC aus [GPM89].

Dabei werden die Steuergrößen über den gesamten Horizont berechnet und dann jeweils für den ersten Zeitschritt auf das System aufgeschaltet. Die Rechenzeit zur Berechnung dieser Größen wird dabei wie bei klassischen Reglern vernachlässigt. Diese Betrachtung wird so auch in allen in Kapitel 2.1 vorgestellten MPC genutzt. Eine solche Umsetzung ist jedoch nur möglich, wenn die Rechenzeit zum Lösen des Optimierungsproblems vernachlässigbar klein ist im Vergleich zur gewählten Abtastzeit. Da es sich in den resultierenden Optimierungsproblemen meist um Probleme mit nichtlinearen Gleichheitsnebenbedingungen und damit nach Definition A.3 und A.4 um nicht-konvexe Probleme oder sogar um nicht-konvexe MINLP (vgl. A.8) handelt, ist dies lediglich in der Simulation möglich, für den realen Betrieb jedoch nicht sinnvoll.

Die zweite Möglichkeit der Umsetzung ist die Nutzung der Steuergröße aus dem Optimierungsproblem des vorhergehenden Abtastzeitpunkts. Dadurch sind die Steuergrößen für den ersten Zeitschritt im Optimierungsproblem bereits aus dem vorherigen Schritt gegeben und die Berechnung erfolgt erst ab dem zweiten Zeitschritt.

Für diese Umsetzung muss die Rechenzeit des Optimierungsproblems lediglich kleiner als die Abtastzeit sein. Da die Steuergrößen bei dieser Methode jedoch erst mit einem Abtastzeitschritt verzögert auf das System aufgeschaltet werden, wirken sich Fehler im Modell und der Prädiktion hier besonders kritisch aus.

Im Folgenden wird zunächst das aus der Modellierung, der Prädiktion sowie dem Gütemaß resultierende Optimierungsproblem, das von einem Optimierungsalgorithmus gelöst werden muss, zusammengefasst und dann mögliche Lösungsansätze hierzu aufgezeigt. Um die Übersichtlichkeit der resultierenden Optimierungsprobleme zu bewahren, werden im Folgenden alle nicht steuerbaren Variablen im Modell in einem Vektor $\mathbf{x}(k)$ sowie alle steuerbaren Variablen in $\mathbf{u}(k)$ zusammengefasst. Alle prädizierten Leistungen werden in $\mathbf{z}^*(k)$ zusammengefasst. Für eine bessere Lesbarkeit wird außerdem die Abhängigkeit von k im Folgenden in den Nebenbedingungen der Optimierungsprobleme nicht mehr explizit angegeben.

Das resultierende Optimierungsproblem, das in jedem Zeitschritt gelöst werden muss, lautet:

$$\min_{\mathbf{x}, \mathbf{u}} \sum_{k=1}^{K_p} J(\mathbf{x}(k), \mathbf{u}(k), \mathbf{z}^*(k)) \quad (5.1)$$

mit

$$\Phi_{n,\epsilon,rc}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{z}^*) = 0 \quad \forall n \in \mathcal{N}_\epsilon \quad (5.2)$$

$$\Phi_{n,\epsilon,im}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{z}^*) = 0 \quad \forall n \in \mathcal{N}'_\epsilon \quad (5.3)$$

$$\Phi_{n,\gamma}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{z}^*) = 0 \quad \forall n \in \mathcal{N}_\gamma \quad (5.4)$$

$$\Phi_{n,\eta}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{z}^*) = 0 \quad \forall n \in \mathcal{N}'_\eta \quad (5.5)$$

$$\Phi_e(\mathbf{u}, \mathbf{z}^*) = 0 \quad \forall e \in \mathcal{V}_e \quad (5.6)$$

$$\Phi_{S,dyn}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = 0 \quad \forall S \in \mathcal{S} \quad (5.7)$$

$$\Phi_c(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = 0 \quad \forall c \in \mathcal{C} \quad (5.8)$$

$$\Phi_{c,dyn}(\mathbf{u}, \Delta \mathbf{u}) = 0 \quad \forall c \in \mathcal{C} \quad (5.9)$$

$$\mathbf{x}(1) - \mathbf{x}_{akt} = 0 \quad (5.10)$$

$$\mathbf{u}(1) - \mathbf{u}_{akt} = 0. \quad (5.11)$$

Dabei gelten die Nebenbedingungen (5.2) bis (5.9) für alle Zeitschritte $k = 1, \dots, K_p$ des Prädiktionshorizonts. Das Gütemaß $J(\cdot)$ ist allgemein eine quadratische Funktion in Abhängigkeit der Eingangs-, Zustands-, und Störgrößen. Dadurch können sowohl Betriebskosten als auch Verlustleistung oder Leistungsflüsse in die überlagerten Netzebenen minimiert werden. Die Zustandsgrößen zum Startzeitpunkt sind durch die aktuellen Messwerte \mathbf{x}_{akt} gegeben und durch (5.10) nicht variabel. Durch (5.11) werden die Steuergrößen im ersten Zeitschritt \mathbf{u}_{akt} ebenfalls vorgegeben. Diese stammen aus der Lösung des vorherigen Optimierungsproblems. Dies ist für eine echtzeitfähige Umsetzung der MPC notwendig, da die Rechenzeit zur Lösung des Optimierungsproblems hier nicht vernachlässigbar im Vergleich zur Abtastzeit ist. So ist eine echtzeitfähige Implementierung möglich, solange die Rechenzeit $T_r < T$ also kleiner als die Abtastzeit ist.

Das Modell des multimodalen Systems unterscheidet sich hier vom Systemmodell der klassischen MPC aus [GPM89]. Dort wird ein Systemmodell angenommen, das allgemein durch nichtlineare Differentialgleichungen oder zeitdiskret als nichtlineare Differenzgleichungen beschrieben werden kann. Im Vergleich dazu hat das hier verwendete Modell neben den dynamischen Anteilen, die durch Differenzgleichungen beschrieben werden, auch statische Modellteile, die durch nichtlineare algebraische Gleichungen beschrieben werden.

Im Folgenden werden zunächst zwei verschiedene Ansätze zur Lösung des resultierenden Optimierungsproblems vorgestellt. Im Anschluss wird eine Möglichkeit der Dekomposition aufgezeigt, mit der auch MINLP-Modelle, in denen Steuergrößen keinen kontinuierlichen Wertebereich aufweisen, für eine echtzeitfähige MPC genutzt werden können. Des

Weiteren werden Besonderheiten und Tuning-Parameter des entwickelten prädiktiven Regelungsansatzes vorgestellt.

5.1 Sequentieller Ansatz

Die Entwicklung eines sequentiellen Ansatzes für die optimale Regelung eines MCE-Systems wurde in [MSKH16] im Rahmen dieser Arbeit erstmals veröffentlicht. Allgemein reduziert ein sequentieller Lösungsansatz die Anzahl der Variablen des zu lösenden Optimierungsproblems, indem die Zustandsgrößen des Systemmodells als implizite Funktionen der Eingangsgrößen dargestellt werden. Bei der Lösung des Problems wird dann sequentiell abwechselnd das System simuliert und optimiert, wodurch der Ansatz seinen Namen erhalten hat [MRA09]. In diesem Zusammenhang bedeutet Simulation die iterative Lösung der Systemgleichungen über dem Prädiktionshorizont [Pap12, S. 367].

5.1.1 Umformung des Optimierungsproblems

Für den sequentiellen Ansatz muss zunächst das Optimierungsproblem aus (5.1) bis (5.11) umgestellt und in Abhängigkeit von den Steuergrößen \mathbf{u} formuliert werden. Das resultierende Optimierungsproblem in diesem Verfahren wird dann beschrieben durch:

$$\min_{\mathbf{u}} \sum_{k=1}^{K_p} J(\mathbf{x}(\mathbf{u}(k)), \mathbf{u}(k), \mathbf{z}^*(k)) \quad (5.12)$$

mit

$$\Phi_{n,\epsilon,rc}(\mathbf{x}(\mathbf{u}), \mathbf{u}, \mathbf{z}^*) = 0 \quad \forall n \in \mathcal{N}_\epsilon \quad (5.13)$$

$$\Phi_{n,\epsilon,im}(\mathbf{x}(\mathbf{u}), \mathbf{u}, \mathbf{z}^*) = 0 \quad \forall n \in \mathcal{N}_\epsilon \quad (5.14)$$

$$\Phi_{n,\gamma}(\mathbf{x}(\mathbf{u}), \mathbf{u}, \mathbf{z}^*) = 0 \quad \forall n \in \mathcal{N}_\gamma \quad (5.15)$$

$$\Phi_{n,\eta}(\mathbf{x}(\mathbf{u}), \mathbf{u}, \mathbf{z}^*) = 0 \quad \forall n \in \mathcal{N}_\eta \quad (5.16)$$

$$\Phi_e(\mathbf{u}, \mathbf{z}^*) = 0 \quad \forall e \in \mathcal{V}_e \quad (5.17)$$

$$\Phi_{S,dyn}(\mathbf{x}(\mathbf{u}), \mathbf{u}) = 0 \quad \forall S \in \mathcal{S} \quad (5.18)$$

$$\Phi_c(\mathbf{x}(\mathbf{u}), \mathbf{u}) = 0 \quad \forall c \in \mathcal{C} \quad (5.19)$$

$$\Phi_{c,dyn}(\mathbf{u}, \Delta \mathbf{u}) = 0 \quad \forall c \in \mathcal{C} \quad (5.20)$$

$$\mathbf{u}(1) - \mathbf{u}_{akt} = 0. \quad (5.21)$$

Dabei wird die implizite Funktion $\mathbf{x}(\mathbf{u})$, die den Zusammenhang zwischen den Zustandsgrößen und den Steuergrößen beschreibt, in jedem Iterationsschritt im Optimierungsalgorithmus einmal gelöst. Die Startwerte aus (5.10) werden zur Lösung der impliziten Funktion genutzt. Insgesamt reduziert sich dadurch die Anzahl der Optimierungsvariablen von der Anzahl der Elemente von \mathbf{x} und von \mathbf{u} auf die Anzahl der Elemente von

u Variablen pro Zeitschritt. Da die Anzahl an nicht steuerbaren Variablen in der Regel deutlich höher ist als die Anzahl an Steuergrößen, reduziert sich dadurch die Rechenzeit im Optimierungsschritt deutlich. Zusätzliche Rechenzeit wird in diesem Fall jedoch für die Simulation benötigt.

In der klassischen MPC werden die Differenzialgleichungen mithilfe der Picarditeration und den gegebenen Startwerten über dem Prognosehorizont gelöst. Im Zusammenhang mit den hier betrachteten MCE-Systemen liegt bei der Simulation ein zusätzlicher Aufwand im Lösen der nichtlinearen statischen Gleichungen, insbesondere der elektrischen Leistungsfluss-Gleichungen (5.13) und (5.14).

Für die Lösung dieses Leistungsflussproblems gibt es in der Literatur zwei grundlegende Verfahren. Das am häufigsten genutzte Vorgehen sind iterative Methoden. Diese iterativen Lösungsverfahren für nichtlineare Gleichungssysteme sind im Allgemeinen stark abhängig von den Startwerten. Daher können schlecht gewählte Startwerte zur Divergenz des Verfahrens oder im Fall des Leistungsflussproblems zu einer im Betrieb nicht zulässigen Lösung führen [NT14]. Die zweite Klasse von Methoden nutzt Vereinfachungen des Leistungsflussproblems, um das resultierende Problem direkt lösen zu können. Da das nichtlineare Problem in diesem Fall approximiert wird, sind die Lösungen häufig unpräzise. Zusätzlich kann nicht direkt eine Aussage über die Genauigkeit der Lösung getroffen werden. Eine ausführliche Erläuterung der im Folgenden aufgelisteten am häufigsten genutzten Algorithmen kann den jeweiligen Quellen entnommen werden: Newton-Raphson [IL14, Kap. 4.1], Gauss-Seidel [Mil10, S. 70ff], Dishonest Newton-Raphson [Mar15, S.50], Decoupled Load Flow [Cra15, S.424], Fast Decoupled Load Flow [SA73], DC Power-Flow [Cra15, S.425].

Im Jahr 2012 wurde in [Tri12] ein weiteres Verfahren vorgestellt, das die Probleme der iterativen Verfahren sowie der Verfahren, die das Problem approximieren, vermeidet. Die Holomorphic Embedding Load Flow Method (HELM) ist ein nicht iteratives Verfahren, das ohne Vereinfachungen oder Approximation des Originalproblems auskommt und keine Startwerte benötigt. Dadurch können genaue Lösungen unabhängig von Startwerten oder Vereinfachungen gefunden werden. Für eine genaue Beschreibung des Verfahrens sei auf [Tri12] sowie [TM16, TM18] verwiesen.

Die Leistungsflussrechnung findet heute vor allem Anwendung in den höheren Netzebenen und wird hier häufig in nicht echtzeitkritischen Anwendungen wie beispielsweise der Netzplanung eingesetzt. Dadurch sind die Anforderungen an die Lösungsverfahren andere als beim Einsatz in einer MPC. Zum einen spielt die Rechenzeit der Algorithmen nur eine untergeordnete Rolle. Zum anderen sind in den heutigen Anwendungen auch häufig Experten involviert, die die Netze gut kennen und die entsprechenden Startwerte für iterative Algorithmen erzeugen können. Dies ist für eine echtzeitfähige Regelung im Verteilnetzbereich nicht gegeben.

In der Bachelorarbeit [Bra15] wird eine Analyse von Stand-der-Technik-Algorithmen vorgestellt. Der Fokus dieser Analyse liegt auf der Rechenzeit und der Abhängigkeit von Startwerten. Das Ergebnis zeigt zum einen, dass iterative Verfahren, insbesondere Gauss-Seidel (GS) und Newton-Raphson (NR), sehr schnell sehr präzise Ergebnisse liefern können, hierfür aber Startwerte benötigen, die schon sehr nah bei der Lösung

liegen. Dies gilt insbesondere bei steigender Größe und damit Komplexität der Netze. Verfahren, die starke Vereinfachungen des Leistungsflussproblems nutzen – hier ist insbesondere der DC-Leistungsfluss zu nennen, bei dem die Leistungsfluss-Gleichungen linearisiert werden – liefern ebenfalls schnell Lösungen. Diese sind jedoch sehr unpräzise, insbesondere bei steigender Komplexität und Größe der Netze.

HELM kann ohne Startwerte Lösungen für alle untersuchten Netze finden. Die Genauigkeit der Lösung kann in diesem Algorithmus über die Anzahl der berechneten Koeffizienten bei der numerischen Berechnung der Potenzreihen²¹ beeinflusst werden. Für eine Lösung mit derselben Genauigkeit benötigt HELM jedoch eine deutlich größere Rechenzeit als NR oder GS.

Um die Vorteile der iterativen Algorithmen und HELM zu kombinieren, wurde daher ein neues Verfahren entwickelt und in [SBKH17] veröffentlicht, das im Folgenden genauer vorgestellt wird.

5.1.2 Hybrides HELM-Verfahren

Die grundlegende Idee des neuen Ansatzes ist die Kombination der Vorteile von HELM [Tri12] und den iterativen Verfahren, um so einen Algorithmus für eine schnelle Lösung des Problems zu erhalten, ohne Startwerte zu benötigen. Dafür werden zunächst mithilfe von HELM mit wenigen Koeffizienten Startwerte des Leistungsflussproblems berechnet, um dann mithilfe eines iterativen Verfahrens ein sehr genaues Ergebnis zu ermitteln. Dabei kann schon mit sehr wenigen Koeffizienten ein ausreichend genauer Startwert erzeugt werden, um dann mit der iterativen Methode schnell zu sehr exakten Ergebnissen zu kommen.

Der neue Ansatz wird aufgrund der Kombination mit einem iterativen Verfahren als Hybrides HELM-Verfahren bezeichnet. Er hat zwei Freiheitsgrade, die je nach Leistungsflussproblem individuell angepasst werden können. Zum einen kann über die Vergrößerung der Anzahl der Koeffizienten von HELM die Genauigkeit der Startwerte angepasst und damit ein Lösen des Problems sichergestellt werden. Um geringe Rechenzeiten zu erreichen, sollte die Anzahl der Koeffizienten jedoch auch nicht zu groß gewählt werden. Zum anderen kann der verwendete iterative Algorithmus gewählt werden. Im Folgenden werden diese Parameter genauer analysiert und gewisse Vorgaben und sinnvolle Randbedingungen aufgezeigt.

Aufgrund der Ergebnisse aus der Bachelorarbeit [Bra15] stehen hier als mögliche Alternativen für das iterative Verfahren GS und NR im Fokus. Es hat sich gezeigt, dass GS und NR vergleichsweise robust auf ungenaue Startwerte reagieren und dennoch schnell und präzise sind. Der neue Ansatz wurde zwar auch mit anderen iterativen Algorithmen, unter anderem Dishonest Newton-Raphson, Decoupled Load Flow und Fast Decoupled Load Flow, getestet. Die erzielten Ergebnisse sind aber deutlich schlechter und werden daher im Folgenden nicht im Detail vorgestellt. In einer weiteren Studie hat sich gezeigt, dass bereits mit vier Koeffizienten ausreichend genaue Startwerte für alle betrachteten Benchmark-Systeme berechnet werden können, mit denen GS und NR

²¹ für Details zum Ablauf des HELM-Algorithmus sei hier ebenfalls auf [Tri12] verwiesen

zur richtigen Lösung konvergieren. Daher werden im folgenden Vergleich jeweils vier HELM-Koeffizienten im ersten Teil des hybriden Algorithmus genutzt.

In Tabelle 5.1 and 5.2 sind die Ergebnisse der einzelnen Algorithmen sowie die benötigten Rechenzeiten dargestellt. Dabei wurden die Algorithmen an 21 in Matpower²² enthaltenen Benchmark-Systemen untersucht, die Quellen der einzelnen Systeme befinden sich dabei ebenfalls in Tabelle 5.1. Die Benchmark-Systeme sind in den beiden Tabellen in kleine und mittelgroße Netze bis 200 Netzknoten und große Netze mit mehr als 200 Knoten unterteilt. Dabei beschreibt ΔS die Summe der Abweichungen aller Leistungsflüsse zu der exakten Lösung des Benchmark-Systems über alle Knoten. In diesem Zusammenhang bedeutet NC, dass der jeweilige Algorithmus nicht konvergiert (Not Converged). Die Rechenzeiten in den Fällen, in denen der Algorithmus nicht konvergiert, sind rot angegeben. Dabei sind sowohl die Ergebnisse des hybriden NR (HNR) als auch des hybriden GS (HGS) dargestellt. Zum Vergleich werden Algorithmen genutzt, die ebenfalls keine Startwerte von Systemexperten benötigen. Dafür wird zum einen der Newton-Raphson-Algorithmus mit einer sogenannten flachen Initialisierung (NR F) genutzt, das bedeutet, dass alle Knotenspannungen mit der Nennspannung 1 p.u. initialisiert werden [IL14, S. 59]. Zum anderen wird eine weitere Initialisierungsmöglichkeit des NR genutzt, bei der die Berechnung der Startwerte mithilfe des DC-Leistungsflusses (NR DC) erfolgt [Cra15, S.425]. Eine kurze Erklärung zu der Einheit p.u. (Per-Unit) befindet sich im Anhang A.3.

Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass NR ohne präzise Startwerte in vielen Beispielsystemen nicht konvergiert. Bei der flachen Initialisierung kann für 9 von 21 Testfällen keine Konvergenz erzielt werden, mit einer DC-Initialisierung sind es immer noch 7 von 21. Im Vergleich dazu kann HELM schon mit nur vier Koeffizienten deutlich präzisere Startwerte liefern, wodurch sowohl HNR als auch HGS in jedem Benchmark-System konvergieren. Beide Algorithmen erreichen die als Abbruchkriterium der iterativen Algorithmen definierte Präzision der Lösung von 10^{-4} p.u. Bei HGS ist die Präzision meistens sehr nah an der gewünschten Präzision, für HNR ist die Genauigkeit der Lösung sogar häufig deutlich größer.

Die durchschnittliche Rechenzeit ist bei NR F geringer als bei HNR, da hier die Berechnung der Startwerte wegfällt. Aufgrund der deutlich verbesserten Konvergenzeigenschaften ist diese Vergrößerung der Rechenzeit jedoch annehmbar. Die Rechenzeiten von HGS sind bei kleineren Netzen sogar geringer als die von NR F und NR DC. Dies liegt daran, dass durch die Nutzung besserer Startwerte die Konvergenzgeschwindigkeit des GS-Algorithmus deutlich zunimmt. Die dadurch erzielte Verringerung der GS-Rechenzeit ist größer als der zusätzliche Rechenaufwand der Startwertberechnung mit HELM, wodurch die gesamte Rechenzeit sogar abnimmt.

Allgemein erkennt man beim Vergleich der Ergebnisse der kleinen und mittleren Netzen bis 200 Netzknoten im oberen Teil der Tabelle mit den großen Netzen unten in der Tabelle, dass die durchschnittlichen Rechenzeiten des HGS-Ansatzes für kleine Netze schneller Ergebnisse liefert, während HNR für große Netze schneller ist. Aus diesen Eigenschaften der beiden Algorithmen ergibt sich der Adaptive Hybride Ansatz (AHA). Für kleine

²² Open-Source-Matlab-Toolbox zur Simulation und Optimierung von elektrischen Systemen [ZMS11]

Tabelle 5.1: Abweichungen ΔS in p.u.

Knoten	Quelle	NR F	NR DC	HNR	HGS
2	[ZMS11]	3,75e-16	NC	2,27e-12	9,76e-05
2	[Sub14]	2,91e-11	6,74e-13	1,36e-15	9,78e-05
4	[GS94]	2,05e-14	4,47e-09	3,99e-09	5,96e-05
5	[LB10]	9,34e-14	6,07e-13	9,67e-10	4,37e-05
6	[WW96]	2,28e-11	3,24e-12	1,85e-08	7,37e-05
9	[Cho16]	4,29e-12	9,16e-14	2,42e-08	9,76e-05
14	[IEE]	2,03e-09	1,74e-14	1,65e-13	4,01e-05
24	[IEE79]	2,34e-13	1,31e-08	1,53e-11	7,29e-05
30	[AS74]	1,06e-13	2,22e-08	1,08e-12	4,75e-05
30	[AS74]	3,09e-08	3,88e-13	5,34e-12	3,46e-05
39	[Bil70]	NC	2,94e-08	2,47e-09	9,34e-05
57	[IEE]	1,59e-12	2,80e-08	2,31e-10	7,33e-05
89	[FPCW13]	2,81e-09	2,32e-11	3,69e-11	9,46e-05
118	[IEE]	NC	NC	4,29e-12	4,37e-05
\emptyset		2,98e-09	8,10e-09	3,60e-09	6,93e-05
2383	[Kor99]	NC	7,01e-09	9,60e-10	9,02e-05
2736	[Kor99]	NC	NC	6,48e-10	9,33e-05
2737	[Kor99]	NC	NC	5,65e-10	9,15e-05
2746	[Kor99]	NC	NC	1,96e-08	9,96e-05
2746	[Kor99]	NC	NC	9,22e-10	7,56e-05
3012	[Kor99]	NC	1,21e-09	2,90e-08	4,54e-05
3120	[Kor99]	NC	NC	2,42e-08	9,56e-05
\emptyset		NC	4,11e-09	1,08e-08	8,44e-05

und mittlere Netze wird dabei als iterativer Algorithmus GS genutzt, während für große Übertragungsnetze NR genutzt wird.

Die Ergebnisse des AHA ergeben sich aus den Ergebnissen des HGS für kleine Netze (oben) und des HNR für große Netze (unten) in den Tabellen 5.1 und 5.2. Da die Rechenzeit zur Auswahl von HNR und HGS anhand der Netzgröße vernachlässigbar ist, sind diese Ergebnisse identisch. Für weitere Ergebnisse und Details sei hier auf die Veröffentlichung [SBKH17] verwiesen.

Zusammenfassend kann der neu entwickelte AHA präzise Lösungen für alle betrachteten Benchmark-Systeme berechnen und benötigt dafür keine Startwerte. Der Ansatz ist deutlich schneller als HELM, die Rechenzeit bewegt sich in der gleichen Größenordnung wie die des NR-Algorithmus, in einigen Leistungsflussproblemen ist sie sogar geringer.

5.1.3 Konvergenz des hybriden Ansatzes

Die Ergebnisse in den Tabellen 5.1 und 5.2 zeigen die Konvergenz des hybriden Ansatzes in allen betrachteten Benchmark-Systemen. Im Folgenden wird die Konvergenz

Tabelle 5.2: Rechenzeiten in Sekunden

Knoten	NR F	NR DC	HNR	HGS
2	5,58e-04	1,58e-01	2,21e-02	8,00e-04
2	7,86e-04	1,56e-03	1,79e-02	2,20e-03
4	8,80e-04	1,06e-03	1,78e-02	1,00e-03
5	8,53e-04	1,50e-03	1,76e-02	1,20e-03
6	9,10e-04	1,15e-03	1,63e-02	1,10e-03
9	1,44e-03	1,71e-03	2,11e-02	3,40e-03
14	1,44e-03	1,67e-03	1,90e-02	2,50e-03
24	2,17e-03	1,89e-03	2,31e-02	5,50e-03
30	1,72e-03	1,66e-03	2,09e-02	3,60e-03
30	1,69e-03	2,27e-03	5,34e-12	3,46e-05
39	3,77e-02	2,38e-03	2,39e-02	7,50e-03
57	2,70e-03	2,72e-03	2,50e-02	6,40e-03
89	5,64e-03	5,62e-03	3,37e-02	1,76e-02
118	8,30e-02	9,56e-02	3,22e-02	1,30e-02
\emptyset	1,01e-02	1,99e-02	2,08e-02	4,70e-03
2383	2,05e+00	1,22e-01	2,06e-01	2,37e-01
2736	2,10e+00	3,12e+00	2,32e-01	7,90e-01
2737	2,03e+00	3,22e+00	2,14e-01	4,79e-01
2746	2,03e+00	2,88e+00	2,91e-01	5,33e+00
2746	2,33e+00	2,93e+00	2,20e-01	3,58e-01
3012	2,16e+00	1,65e-01	1,63e-01	1,40e-01
3120	2,02e+00	3,96e+00	2,86e-01	6,60e-01
\emptyset	2,10e+00	2,34e+00	2,30e-01	1,14e+00

des AHA zur korrekten Lösung des Leistungsflussproblems für den Fall bewiesen, dass diese Lösung existiert. Der Beweis wird beispielhaft für den hybriden Ansatz mit NR skizziert, gilt aber ebenso für den hybriden Ansatz mit GS.

Die lokale Konvergenz des Newton-Raphson-Algorithmus ist in der Literatur bekannt und wird beispielsweise in [MM14] bewiesen.

Lokale Konvergenz bedeutet in diesem Zusammenhang, dass es einen Bereich um die Lösung des Leistungsflussproblems \mathbf{V}_{sol} mit $\epsilon \in \mathbb{R}$ gibt, für den der Algorithmus zur richtigen Lösung konvergiert, wenn die Startwerte \mathbf{V}_0 in diesem Bereich liegen:

$$\|(\mathbf{V}_{sol} - \mathbf{V}_0)\| < \epsilon, \quad \epsilon > 0. \quad (5.22)$$

Bei der Nutzung des AHA werden diese Startwerte mit HELM berechnet. In [Tri12] wird gezeigt, dass HELM eine korrekte Lösung mit einer gewünschten Präzision berechnen kann, wenn eine solche Lösung existiert. Das bedeutet, dass HELM für jedes $\epsilon > 0$ eine Lösung \mathbf{V}_{HELM} berechnen kann, für die

$$\|(\mathbf{V}_{sol} - \mathbf{V}_{HELM})\| < \epsilon \quad (5.23)$$

gegeben ist, indem die Anzahl der berechneten Koeffizienten der Potenzreihen der Knotenspannungen vergrößert wird. Daraus wiederum folgt, dass die Konvergenz des AHA in allen Fällen, in denen HELM konvergiert, ebenfalls sichergestellt ist. Dies gilt genauso bei der Verwendung von GS anstelle von NR, da auch für den GS-Algorithmus lokale Konvergenz bereits bewiesen wurde.

5.2 Simultaner Ansatz

Im simultanen Ansatz wird das gesamte Optimierungsproblem (5.1) bis (5.11) direkt durch einen in der Regel auf einem Newton-Ansatz basierenden Algorithmus gelöst. Im Vergleich zum sequentiellen Ansatz werden die Schritte Simulation und Optimierung also simultan durchgeführt. Insgesamt hat das zu lösende Optimierungsproblem dadurch eine deutlich höhere Anzahl an Variablen. Auf der anderen Seite zeigt sich bei nichtlinearen Systemen häufig eine deutlich schnellere lokale Konvergenz als im sequentiellen Ansatz [MRA09]. Dies kann insbesondere bei MPC-Problemen von Vorteil sein, da die Ergebnisse des im vorherigen Schritt berechneten Optimums bereits für einen Großteil der Variablen gute Startwerte liefern können.

Da im simultanen Ansatz keine Aufteilung in Optimierung und Simulation notwendig ist, kann hierbei das gesamte Optimierungsproblem in speziell auf die Lösung von großen Optimierungsproblemen ausgelegten und dadurch sehr effizienten Softwaretools wie beispielsweise GAMS [Ros15] gelöst werden.

Die in Kapitel 3 vorgestellten Modelle sind kontinuierlich und differenzierbar. Das aus diesen Modellen resultierende Optimierungsproblem (5.1)-(5.11) ist nichtlinear und nicht konvex (siehe Definition A.3 und A.4). Durch die Komplexität der Netze sowie der Skalierung des Problems über dem Prädiktionshorizont hat das resultierende Optimierungsproblem je nach MCE-System einige Tausend Variablen. Stand-der-Technik-Algorithmen zur effizienten Lösung solcher NLP sind in Kapitel 3.1 gegeben.

5.3 Lösung von gemischt-ganzzahligen Problemen

Einige Anlagen, beispielsweise Generatoren in Microgrids, haben keinen kontinuierlichen Wertebereich der Steuergröße u . Dadurch wird eine zusätzliche binäre Steuergröße u^b benötigt, die beschreibt, ob die Anlage ein- oder ausgeschaltet ist. Das resultierende Optimierungsproblem wird dadurch ein MINLP, dessen Lösung deutlich rechenintensiver ist.

Zur echtzeitfähigen Lösung wird auf eine Stand-der-Technik-Methode [OCK14] aus dem Bereich der elektrischen Systeme zurückgegriffen. Die grundlegende Idee dieser Methode

ist eine Auftrennung des Problems in zwei Teilprobleme: Im ersten Schritt wird ein sogenanntes Unit-Commitment-(UC-)Problem gelöst, d.h. die Zuweisung, welche Anlagen in welchem Zeitraum ins Netz einspeisen. Im zweiten Schritt wird dann die optimale Fahrweise, also die Arbeitspunkte der ausgewählten Anlagen, durch das Lösen eines OPF-Problems bestimmt.

Auf das Optimierungsproblem (5.1)-(5.11) übertragen bedeutet dies im ersten Schritt eine Umwandlung des MINLP in ein MIQP (siehe Definitionen A.8 und A.7). Dafür werden die nichtlinearen Nebenbedingungen (5.2)-(5.8) linearisiert. Das resultierende Optimierungsproblem ist konvex und kann dadurch effizient gelöst werden, beispielsweise durch CPLEX²³ oder BONMIN²⁴ [GAM15].

Aus dieser Lösung werden dann nur die Werte der Integer-Variablen verwendet und für den zweiten Schritt auf dieser Lösung fixiert, d.h. es wird festgelegt, welche Anlagen ins Netz einspeisen. Die Integer-Variablen werden dadurch zu konstanten Parametern, wodurch das gesamte Problem (5.1)-(5.11) wieder einem NLP entspricht. Dieses kann wie im simultanen Ansatz mit den in Kapitel 3.1 gegebenen Algorithmen gelöst werden.

Eine weitere Möglichkeit, das Ein- und Ausschaltverhalten von Anlagen zu modellieren und zu regeln, wurde im Rahmen einer Bachelorarbeit [Lös16] untersucht. Hier wurden mehrere Anlagen, die sich am gleichen elektrischen Netzknoten befinden, zusammengefasst und durch eine unterlagerte Regelung betrieben. Dadurch kann der zusätzliche Aufwand durch die nicht-ganzzahligen Variablen als unterlagerte Problemstellung gelöst werden. Im MPC-Optimierungsproblem lässt sich so das gesamte Cluster als eine kontinuierliche Anlage zusammenfassen. Für Details sei hier auf [Lös16] verwiesen.

5.4 Parameter der Prädiktivregelung

Im Folgenden werden einige Parameter der MPC beschrieben, durch deren Anpassung zum einen die Rechenzeit der MPC verringert, zum anderen die Ergebnisse der Regelung verbessert werden können.

Grundsätzlich können bei einer MPC der Prädiktionshorizont, der Steuerhorizont sowie die Abtastzeit als variable Parameter genutzt werden. Mit steigendem Prädiktionshorizont werden Änderungen in der Last und erneuerbaren Erzeugung in der Zukunft früher erkannt und mögliche Fahrweisen von Anlagen und Speichern dementsprechend angepasst. Durch einen größeren Prädiktionshorizont nimmt jedoch auch die Anzahl der Gleichungen und Variablen in den Optimierungsproblemen zu, wodurch die Komplexität der Optimierungsprobleme und damit die benötigte Rechenzeit steigt. Zusätzlich nimmt die Prognosegüte der Last- und Erzeugerprognosen über dem Horizont ab (siehe Kapitel 4), wodurch bei zu großem Horizont die Regelgüte auch wieder abnehmen kann. Durch die starke tägliche Periodizität in den meisten Lasten sowie der PV-Erzeugung sollte der Prädiktionshorizont als Untergrenze mindestens einen Tag betragen.

²³ Leistungsfähiger Solver von IBM für lineare, gemischt-ganzzahlige und quadratische Optimierungsprobleme, der auf dem Simplex-Verfahren basiert

²⁴ BONMIN (Basic Open-source Nonlinear Mixed INteger programming) ist eine Zusammenstellung mehrerer Algorithmen zur Lösung von nichtlinearen gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblemen

Die Abtastzeit ist in der Regel bereits durch das Energiesystem vorgegeben. So findet im elektrischen Bereich in Deutschland das Energiemanagement in 15-Minuten-Schritten statt. Dadurch liefern auch die Messeinrichtungen in den Systemen meist nur alle 15 min einen Messwert, wodurch eine geringere Abtastzeit der MPC in diesen Systemen nicht sinnvoll ist.

Allgemein kann die Regelgüte durch eine geringere Abtastzeit verbessert werden, da volatile Vorgänge in den Netzen, beispielsweise in der erneuerbaren Einspeisung, schneller ausgeregelt werden können. Durch die Verringerung der Abtastzeit reduziert sich jedoch die maximale Rechenzeit, die zum Lösen der Optimierungsprobleme für eine echtzeitfähige Umsetzung erlaubt ist. Zusätzlich nimmt bei gleichem Prädiktionshorizont die Anzahl der Zeitschritte und damit wiederum die Anzahl an Variablen und Gleichungen zu, wodurch das Optimierungsproblem komplexer wird.

Eine Möglichkeit, eine geringe Abtastzeit mit einem ausreichend großen Prädiktionshorizont zu kombinieren und die Größe des Optimierungsproblems dennoch nicht extrem zu steigern, besteht darin, die Abtastpunkte im Prädiktionshorizont nicht äquidistant zu verteilen. Durch eine zunehmende Größe der Zeitschritte im Horizont werden die Steuergrößen in der fernerer Zukunft länger konstant gehalten. Dadurch wird die Lösung hier etwas ungenauer. Da die Prädiktionsfehler von Erzeugung und Verbrauch in der fernerer Zukunft jedoch ebenfalls zunehmen (siehe Kapitel 4), ist es hier nicht notwendig, die Lösung schon sehr exakt zu bestimmen, da sich die Prognose in der Regel im weiteren zeitlichen Verlauf noch verbessert. Dadurch bekommt das Optimierungsproblem insgesamt weniger Gleichungen und Variablen.

Ein weiterer MPC-Parameter ist die Länge des Steuerhorizonts [FA02]. Bei einem Steuerhorizont, der kleiner ist als der Prädiktionshorizont, werden ab diesem Zeitpunkt im Prädiktionshorizont die Steuergrößen bis zum Ende konstant gehalten. Dieses Vorgehen ist jedoch nur sinnvoll in Systemen, die in einen konstanten Zustand geregelt werden sollen. Der weitere Betrieb aller steuerbaren Anlagen im System mit einem festen Arbeitspunkt ist, da sich Erzeugung und Verbrauch der nicht steuerbaren Anlagen ständig ändern, hier nicht sinnvoll. Daher wird hier stets die Länge des Steuerhorizonts gleich der Länge des Prädiktionshorizonts gesetzt.

Da der Aufwand zur Lösung des Optimierungsproblems insbesondere durch nichtlineare Gleichheitsnebenbedingungen zunimmt, ist eine weitere Möglichkeit zur Reduktion der Rechenzeit die Linearisierung dieser Gleichheitsnebenbedingungen im weiter entfernten Horizont. Dadurch sinkt die Anzahl der nichtlinearen Gleichungen im Optimierungsproblem. Durch die Linearisierung nehmen jedoch die Modellfehler über dem Horizont zu. Dadurch ist die Lösung des Optimierungsproblems im weiter entfernten Horizont weniger genau. Da die Prädiktionsfehler von Erzeugung und Verbrauch in der fernerer Zukunft jedoch ebenfalls zunehmen, ist diese Ungenauigkeit hier durchaus tolerabel.

Eine weitere Möglichkeit, die Rechenzeit zu reduzieren, ist die Wahl geeigneter Startwerte der Optimierungsprobleme. Im Betrieb der MPC können hier jeweils die Lösungen des Optimierungsproblems im Zeitschritt davor genutzt werden. Diese müssen lediglich um die Abtastzeit verschoben werden. Der letzte Abtastzeitpunkt des Horizonts, für den im vorherigen Schritt noch kein Wert berechnet wurde, wird dabei ebenfalls mit den Werten des letzten Abtastzeitpunkts initialisiert.

5.5 Zusammenfassung und Anwendung in realen Systemen

Insgesamt liegt damit eine durchgängige Methode zur prädiktiven optimalen Regelung von multimodalen Energiezellen vor. Dabei wird eine MPC als CL-Ansatz genutzt, um Unsicherheiten, beispielsweise in der Prädiktion von EE, ausgleichen zu können. Für das MPC-Entwurfsmodell wurde ein sehr flexibler Modellierungsansatz entwickelt, wodurch die gesamte Methode für unterschiedlichste multimodale Energiezellen genutzt werden kann. Für die Prädiktion von elektrischem Verbrauch und EE wurde ein speziell auf die MPC angepasstes Prädiktionsmodell entwickelt, das auf den im Verteilnetz vorhandenen Messdaten sowie Wetterprädiktionsdaten basiert. Die Methode setzt dabei eine unterlagerte Regelung zur Frequenzhaltung voraus, da dies bei Abtastzeiten von 1–15 min notwendig ist.

In den folgenden Kapiteln wird die entwickelte Methodik zur Modellierung und prädiktiven Regelung an drei Energiesystemen demonstriert. Dadurch soll zum einen die Variabilität der Methode in unterschiedlichen multimodalen Energiezellen gezeigt werden. Zum anderen werden durch diese drei Fallstudien die praktischen Fragestellungen aus Kapitel 1 im Bezug auf den Betrieb von multimodalen Energiezellen beantwortet. Dabei wird jeweils zunächst das Entwurfsmodell erstellt, dann die Entwicklung der jeweiligen MPC aufgezeigt und im Anschluss die Ergebnisse der Studie vorgestellt. Die drei Beispielsysteme werden im Folgenden kurz vorgestellt:

Im ersten System ist das Stromnetz im Kern des multimodalen Energiesystems ein deutsches Niederspannungsnetz, das mithilfe von BHKW und einer PtG-Anlage geregelt wird.

Das zweite System beschreibt die Energieversorgung einer abgelegenen Gemeinde im Norden von Ontario in Kanada. Das Stromnetz ist dabei ein Microgrid, das keine Verbindung zu einer höheren Netzebene aufweist. Hier wird insbesondere untersucht, wie sich mithilfe der Kopplung zur Wärme-Domäne Flexibilität in der elektrischen Erzeugung erreichen lässt, um den Anteil an erneuerbaren Energien sicher erhöhen zu können und Betriebskosten zu sparen.

Das dritte System basiert auf dem Energiesystem von Kirchheimbolanden, das im BMWi-Forschungsvorhaben RegEnKibo [ZSL⁺17] untersucht wurde. Das Ziel ist dabei die Regionalisierung der Energieversorgung in der Gemeinde Kirchheimbolanden in Rheinland-Pfalz, die sich durch einen großen Anteil erneuerbarer Energien auszeichnet. Das Stromnetz im Kern dieser Energiezelle ist ein 20 kV-Mittelspannungsnetz. Bei der Regionalisierung soll dabei die lokale Nutzung der erneuerbaren Energien so weit wie möglich gesteigert werden.

6 Optimales Energiemanagement in Niederspannungsnetzen

Durch die Zunahme an erneuerbaren Energien, insbesondere PV-Anlagen, steigt die Belastung von Niederspannungsnetzen deutlich an. Im Folgenden wird eine Studie vorgestellt, in der ein EMS für eine solche Energiezelle mit einem Niederspannungsnetz im Kern entwickelt und getestet wird. Die wichtigsten Ergebnisse dieser Studie wurden in [MSKH16] veröffentlicht. Das Ziel des EMS ist es, den Energiebezug einzelner Niederspannungsnetze an einer Ortsnetzstation mithilfe der Speicherung im Gasnetz oder einem Gasspeicher zu reduzieren und die Einhaltung des Spannungsbandes sicherzustellen. Dabei wird die Umwandlung von Strom in synthetisches Erdgas mithilfe einer Power-to-Gas-Anlage zur Speicherung der elektrischen Energie und die Rückverstromung über Blockheizkraftwerke genutzt. Das untersuchte Niederspannungsnetz ist ein radiales 400 V-Netz, das über einen Transformator mit der 20 kV-Netzebene verbunden ist. Die Verbraucher sind Haushalte, landwirtschaftliche Betriebe und Industrie, die teilweise zusätzliche PV-Einspeisung aufweisen. Die Netzdaten und synthetischen Profildaten wurden vom Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik (IEH) des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) bereitgestellt. Die Profildaten basieren auf realen Messdaten und sind aus Datenschutzgründen mit der in [UML14] vorgestellten Methode synthetisiert. In der Studie werden insbesondere unterschiedliche Wettereinflüsse, die sich auf den Wärmebedarf und die erneuerbare Erzeugung auswirken, untersucht.

6.1 Modell und Randbedingungen

6.1.1 Energieverteilnetze

Im Kern des Energiesystems steht ein radiales 14-Knoten-Niederspannungsnetz. Dabei wird von einem symmetrischen Netz ausgegangen, das bedeutet, die Leistungsflüsse auf allen drei Phasen sind gleich. Die konkrete Netzstruktur ist in Abbildung 6.1 dargestellt. Dabei befinden sich an den Netzknoten folgende Lasten: vier Haushalte, zwei landwirtschaftliche Betriebe, ein industrieller Verbraucher und vier PV-Anlagen. Das BHKW befindet sich am Knoten des größten Verbrauchers. Im realen System existiert keine PtG-Anlage, daher wurde für die Elektrolyse-Anlage ein zusätzlicher Netzknoten hinzugefügt, der mit einer Leitung direkt mit dem Slack-Knoten verbunden ist. Um einen sicheren Betrieb des Netzes zu gewährleisten, werden als maximale Spannungsabweichungen zur Nennspannung $U_{min} = 0,95$ p.u. und $U_{max} = 1,03$ p.u. zugelassen [KW09]. Eine kurze Erklärung zu p.u. (Per-Unit) befindet sich im Anhang in A.3.

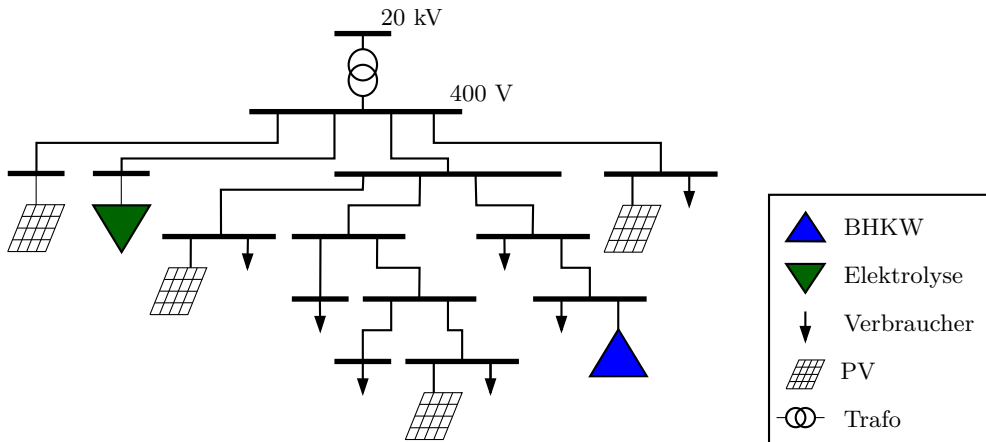


Abbildung 6.1: Struktur des elektrischen Niederspannungsnetzes

In dieser Studie soll untersucht werden, inwieweit der Energiebezug von Niederspannungsnetzen aus der überlagerten Netzebene durch Speicherung der überschüssigen EE als Gas im Gasnetz reduziert werden kann. Daher soll hier keine spezielle Gasnetz-Infrastruktur vorausgesetzt werden. Es wird davon ausgegangen, dass Gas ohne Einschränkung verlustfrei von der PtG-Anlage zum BHKW geleitet werden kann. Daher wird in dieser Studie kein Modell des Gasnetzes benötigt. Im betrachteten Energiesystem existiert kein Wärmenetz.

6.1.2 Erzeuger und Verbraucher

Alle Erzeuger und Verbraucher im Energiesystem sind nicht steuerbar. Alle Leistungen werden im Verbraucher-Zählpfeilsystem²⁵ dargestellt. Die elektrischen Verbraucher sind vier Haushalte, zwei landwirtschaftliche Betriebe und ein industrieller Verbraucher. Da es sich hier im Niederspannungsbereich um einzelne Haushalte handelt und somit personenbezogene Messdaten vorliegen, wurden diese aus Datenschutzgründen bereits bevor sie durch das IEH bereitgestellt wurden mithilfe der in [UML14] vorgestellten Methode bearbeitet. In den betrachteten Szenarien werden jeweils die gleichen Lastprofile genutzt. Als elektrische Erzeuger existieren im System vier PV-Anlagen. Die Profile dieser PV-Anlagen sind Messdaten. Um die unterschiedlichen Wettereinflüsse abzubilden, werden, neben dem Profil einer PV-Anlage im Sommer, das in den IEH-Daten bereits enthalten ist, zusätzlich Messdaten einer anderen 50 kW-PV-Anlage in Karlsruhe genutzt, die auf die Leistung der vier Anlagen skaliert werden. Es werden drei

²⁵ In diesem System sind alle aus dem Netz entnommenen Leistungen positiv und eingespeiste Leistungen negativ

Szenarien betrachtet, deren PV-Profile in Abbildung 6.2 dargestellt sind: Das erste Szenario beschreibt einen typischen Sommertag mit hoher Einspeisung (SoS), das zweite einen sonnigen Wintertag (SoW), an dem aufgrund der tiefen Bahn der Sonne einige Abschattungen zu erkennen sind. Das dritte Szenario beschreibt einen stark bewölkten Wintertag mit einer entsprechend geringen PV-Einspeisung (BeW).

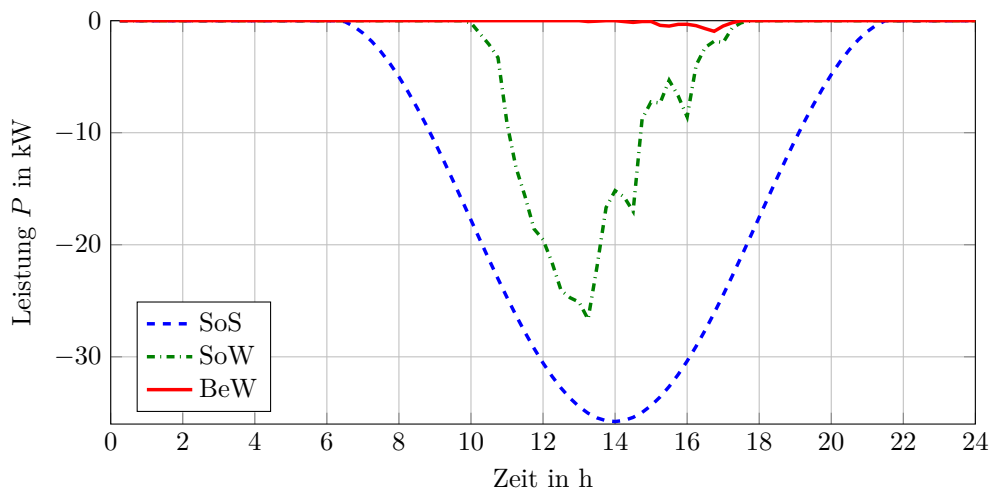


Abbildung 6.2: Lastprofile der größten PV-Anlage für alle drei Szenarien

Profildaten für den Wärmeverbrauch für die einzelnen Szenarien werden aus den in [YS05] gegebenen Daten erzeugt. Dort sind typische Profile für Warmwasserverbrauch und für Raumheizung für einen Wintertag gegeben. Der gesamte Wärmeverbrauch $P_\eta(t)$ ist die Summe aus Warmwasserverbrauch und Raumheizung. Dabei unterscheidet sich der Warmwasserverbrauch im Sommer und Winter nur gering. Der Bedarf für die Raumheizung existiert nur im Winter. Um die Unterschiede in den Profilen einzelner Verbraucher zu simulieren, werden die Profile zusätzlich mit einem normalverteilten additiven Rauschen überlagert und zeitlich variiert. Der industrielle Wärmeverbrauch ist ein Rechteckprofil während der Arbeitszeit, das ebenfalls mit einem normalverteilten additiven Rauschen überlagert ist. Der resultierende Wärmeverbrauch aller Verbraucher für Sommer und Winter ist in Abbildung 6.3 dargestellt.

Um einen Vergleich zwischen dem Betrieb des Energiesystems ohne der prädiktiven Regelung, PtG und BHKW durchführen zu können, wird eine zusätzliche Gaseinspeisung $P_{\gamma,in}$ in das System definiert. Diese Gaseinspeisung wird so gewählt, dass der Gasverbrauch bei Nutzung von Gasheizungen zur Wärmeerzeugung gerade ausreicht, um die notwendige Wärmeleistung zu jedem Zeitpunkt bereitzustellen. Die Leistung der Gaseinspeisung ergibt sich dann zu

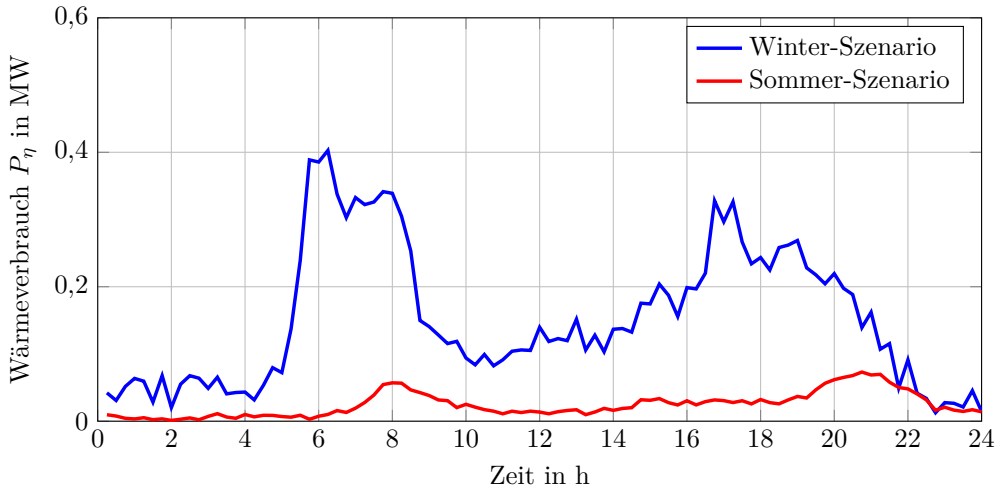


Abbildung 6.3: Wärmeverbrauch aller Verbraucher im Winter- und Sommer-Szenario

$$P_{\gamma}(t) = \frac{P_{\eta}(t)}{w_{\gamma\eta}} \quad (6.1)$$

mit dem typischen Wirkungsgrad $w_{\gamma\eta} = 0,88$ einer konventionellen Gasheizung [US 13]. Eine Reduktion des elektrischen Leistungsaustauschs mit der überlagerten Netzebene durch zusätzliche Nutzung von Gas im Vergleich zum ursprünglichen System mit Gasheizung ist somit nicht möglich.

6.1.3 Speicher

Im Energiesystem gibt es drei Speicher: Einen Gasspeicher, einen Wasserstoffspeicher und einen Wärmespeicher. Die Verluste aller Speicher sind vernachlässigbar und die Speicher werden deshalb verlustfrei modelliert:

$$f_s = 0 \quad (6.2)$$

$$\Gamma_s(P_s(k)) = 1. \quad (6.3)$$

Die maximalen Speicherkapazitäten E_{max} der einzelnen Speicher sind in Tabelle 6.1 angegeben. Die untere Speichergrenze ist für alle Speicher zu $E_{min} = 0$ definiert, eine Begrenzung der Speicherleistung P_s wird nicht angenommen.

Tabelle 6.1: Speicherkapazitäten E_{max} der einzelnen Speicher

Speicher	Gas	Wasserstoff	Wärme
Kapazität in kWh	1200	180	600

6.1.4 Energie-Konverter

Im Energiesystem sind vier Konverter vorhanden: Die PtG-Anlage besteht aus einer Drei-Phasen-Methanisierung wie in [GGH⁺14] und einem Polymerelektrolytmembran-(PEM-)Elektrolyseur. Das BHKW ist ein typisches in der Industrie eingesetztes Mikro-KWK mit Sterling-Motor [Vie15a]. Wie bei der Nutzung von BHKW üblich, gibt es eine zusätzliche Gasheizung, die bei Spitzenlast eingesetzt wird, um das BHKW wirtschaftlich sinnvoll dimensionieren und die notwendige Heizleistung dennoch immer sicherstellen zu können.

Die maximalen Leistungen $P_{in,max}$ der einzelnen Konverter sind in Tabelle 6.2 enthalten.

Tabelle 6.2: Parameter der einzelnen Konverter

Konverter (Index)	Maximalleistung in kW	Teil-Wirkungsgrade	Maximaler Lastwechsel	Steuergrößenbegrenzung
Elektrolyseur (<i>el</i>)	99	$w_{\epsilon\rho} = [0,60 \ 0,76]$	unbegrenzt	[0 1,5]
Methanisierung (<i>me</i>)	33	$w_{\rho\gamma} = 0,7$ $w_{\rho\eta} = 0,13$	0,4	[0,2 1]
BHKW (<i>chp</i>)	36	$w_{\gamma\epsilon} = 0,15$ $w_{\gamma\eta} = 0,81$	unbegrenzt	[0 1]
Heizung (<i>he</i>)	400	$w_{\gamma\eta} = 0,88$	unbegrenzt	[0 1]

Die vier Energie-Domänen im System $\{\epsilon, \gamma, \rho, \eta\} \in \mathcal{E}$ sind dabei elektrische Energie ϵ , Gas γ , Wasserstoff ρ und Wärme η . Zur Berechnung des Wirkungsgrads der Elektrolyse $w_{\epsilon\rho}(P_{el,\epsilon})$ werden die Zusammenhänge aus [OSHH05, SGG11] genutzt:

$$w_{\epsilon\rho}(P_{el,\epsilon}) = \frac{M_\rho \cdot HHV_\rho}{P_{el,\epsilon}} = \frac{I(U)}{2F^a} \cdot N_z \cdot HHV_\rho. \quad (6.4)$$

Dabei beschreibt M_ρ den Wasserstofffluss, der mithilfe der Faraday-Konstante F^a und der von der Bauart des Elektrolyseurs abhängigen Strom-Spannungs-Kennlinie $I(U)$ berechnet werden kann. Die Anzahl der Zellen ist N_z und der obere Heizwert von Wasserstoff $HHV_\rho = 3,54 \text{ kWh/Nm}^3$. Dieser beschreibt die gesamte bei der Verbrennung von Wasserstoff freigesetzte Energie. Mit der Strom-Spannungs-Kennlinie $I(U)$ aus [OMH⁺02] und der Annahme arbeitspunktunabhängiger Verluste der Peripherie

[HGS15] ergibt sich eine nichtlineare Charakteristik $w_{e\rho}(P_{el,\eta})$ zwischen 0,60 und 0,76, die mit dem Bereich kommerzieller Elektrolyseure vergleichbar ist [Gah13]. Die gesamte Kennlinie ist im Anhang in Abbildung D.1 normiert auf die Steuergröße u dargestellt. Die Teil-Wirkungsgrade aller Energie-Konverter sind ebenfalls in Tabelle 6.2 zusammengefasst.

Die Dynamiken der Elektrolyse, BHKW und Heizung erlauben maximale Lastsprünge innerhalb eines Abtastschritts von 15 Minuten. Die Dynamik der Methanisierung ist deutlich geringer [GGH⁺14]. Für die 3-Phasen-Methanisierung ergibt sich dadurch ein maximaler Lastwechsel von

$$\Delta u_{me,max} = -\Delta u_{me,min} = 0,4. \quad (6.5)$$

PEM-Elektrolyseure können in der Regel in Überlast betrieben werden [HGS15], daher wird bei der Elektrolyse $u_{el,max} = 1,5$ gesetzt. Die Steuergrößen-Begrenzungen sind ebenfalls in Tabelle 6.2 als Intervall der Form $[u_{min} \ u_{max}]$ angegeben.

6.2 Entwurf des modellprädiktiven Reglers

Die Implementierung der MPC erfolgt in Matlab. Es wird ein simultaner Ansatz gewählt, daher wird im Folgenden sowohl auf den Simulations- als auch auf den Optimierungsschritt eingegangen, die iterativ wiederholt werden. Der Prädiktionshorizont beträgt 24 Stunden mit einer Schrittweite von 15 Minuten, somit werden $n_p = 96$ Prädiktionschritte genutzt. Das Optimierungsziel besteht in der Reduktion der Ausgleichsleistung zwischen NS- und MS-Netz. Das dafür eingesetzte Gütemaß lautet:

$$J = \sum_{k=k_0}^{k_0+n_p} (P_a(\mathbf{u}(k), \mathbf{z}(k)))^2 \quad (6.6)$$

Hier beschreibt k_0 den Startzeitpunkt des aktuellen MPC-Schritts und P_a den Wirkleistungsfluss zwischen Niederspannungs- und Mittelspannungsnetz, der aufgrund des simultanen Ansatzes nur von den Eingangsgrößen $\mathbf{u}(k)$ und den Profilen von Erzeugung und Verbrauch $\mathbf{z}(k)$ abhängig ist. Da ein zusätzliches Ziel eine Reduktion des Netzausbaus ist, wird ein quadratisches Gütemaß gewählt, um Spitzen in der Ausgleichsleistung zu reduzieren.

Zur Aufteilung des Problems in einen Simulations- und Optimierungsschritt muss zunächst das Modell aus Kapitel 6.1 in die Form des sequentiellen Ansatzes (5.12)-(5.21) gebracht, also die Systemzustände in Abhängigkeit von den Eingangsgrößen dargestellt werden. Dafür werden zum einen die Modelle der Speicher und der in sie ein- und auspeisenden Anlagen zu einem dynamischen Modellteil der Form

$$\mathbf{E}(k+1) = \mathbf{f}(\mathbf{E}(k), \mathbf{u}(k), z_\gamma, z_\eta) \quad (6.7)$$

zusammengefasst. Dabei beschreibt $\mathbf{E}(k)$ den Vektor der Speicherzustände zum Zeitpunkt k . Die direkt an den Speichern liegenden Verbraucher- und Erzeugerprofile sind hier die Gaseinspeisung z_γ und der Wärmeverbrauch z_η . Die nichtlineare Funktion $\mathbf{f}(\cdot)$ ergibt sich zu

$$\mathbf{f}(\cdot) = \begin{bmatrix} E_\eta(k) \\ E_\rho(k) \\ E_\gamma(k) \end{bmatrix} + T\mathbf{H}(\mathbf{u}(k)) \begin{bmatrix} u_{chp}(k) \\ u_{el}(k) \\ u_{me}(k) \\ u_{he}(k) \end{bmatrix} + T \begin{bmatrix} -z_\eta(k) \\ 0 \\ z_\gamma(k) \end{bmatrix} \quad (6.8)$$

mit

$$\mathbf{H}(\mathbf{u}(k)) = \begin{bmatrix} P_{out,chp,\eta} & 0 & P_{out,me,\eta} & P_{out,he,\eta} \\ 0 & P_{out,el,\rho}(u_{el}(k)) & -P_{in,me,\rho} & 0 \\ -P_{in,chp,\gamma} & 0 & P_{out,me,\gamma} & -P_{in,he,\gamma} \end{bmatrix}. \quad (6.9)$$

Dabei sind alle in Speicher einspeisenden Leistungen positiv und entsprechend ausspeisende Leistungen negativ.

Für jeden Zeitschritt k muss außerdem das statische Leistungsflussproblem aus den Gleichungen (3.9) und (3.10) gelöst werden. Diese Gleichungen sind wiederum abhängig von den eingespeisten und verbrauchten Leistungen an allen Knoten, die durch $\mathbf{z}(k)$ und $\mathbf{u}(k)$ (in diesem Fall u_{el} und u_{chp}) beschrieben werden.

Beide Modellteile sind in Matlab implementiert. Für die Lösung des Leistungsflussproblems wird dabei Matpower [ZMS11] mit NR genutzt, da für das hier vorliegende kleine Netz mit 14 Knoten der NR-Algorithmus schneller ist als der hybride Ansatz, wie in Kapitel 5.1.2 (siehe Tabelle 5.2) gezeigt wurde.

Zum Lösen des Optimierungsproblems wird der Sequential Quadratic Programming (SQP)-Algorithmus aus der Optimization Toolbox [Mat15] genutzt. Die Wahl fällt auf den SQP-Algorithmus, da dieser die besten Ergebnisse liefert. Für genaue Ergebnisse der Untersuchungen für die Wahl des Algorithmus sei hier auf den Abschnitt C.1.1 im Anhang verwiesen. Um die Rechenzeit zu reduzieren, werden als Startwerte für die Optimierung die Ergebnisse des jeweils vorherigen Optimierungsproblems um einen Zeitschritt verschoben genutzt. Für die Simulation mit den vorhandenen Profildaten eines Tages und einem Prädiktionshorizont von ebenfalls einem Tag werden alle Profile jeweils zeitlich verdoppelt, es wird also von zwei ähnlichen Tagen in Folge ausgegangen:

$$\mathbf{z}(k+96) = \mathbf{z}(k) \quad \text{mit} \quad k = 1 \dots 96. \quad (6.10)$$

Die Echtzeitfähigkeit wird sichergestellt, indem die maximale Anzahl an Evaluationen des Gütemaßes im SQP-Algorithmus auf 5000 gesetzt wird. Dadurch werden neue Steuergrößen für die einzelnen Anlagen alle 15 Minuten bereitgestellt. Die Initialisierung des NR-Algorithmus erfolgt durch einen flachen Start (vgl. Tabelle 5.2 in Abschnitt 5.1.2), da dies bei Netzen dieser Größe die besten Ergebnisse erzielt.

6.3 Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse aller Szenarien vorgestellt. Abbildung 6.4 zeigt den Einfluss der Regelung auf den Leistungsfluss zwischen Niederspannungs- und Mittelspannungsnetz im Sommerszenario (SoS).

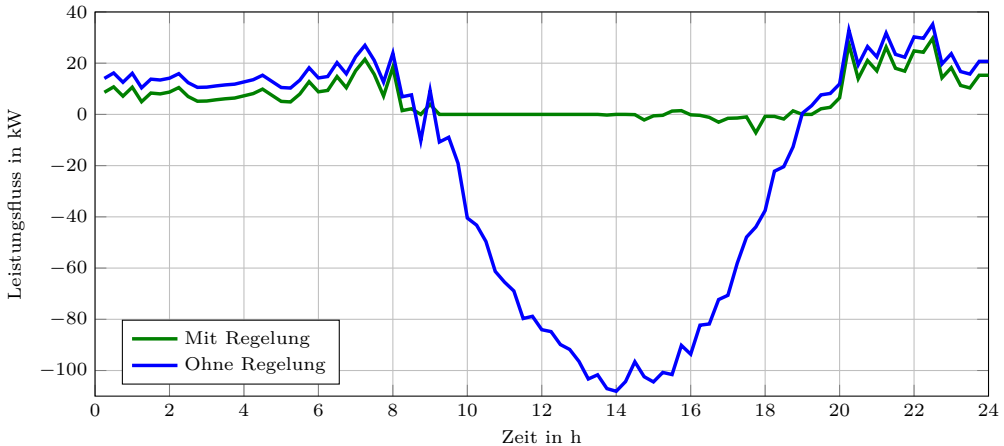


Abbildung 6.4: Leistungsfluss zwischen MS und NS mit und ohne Regelung der Konverter im sonnigen Sommerszenario

Die Leistungsflüsse sind dabei im Verbraucher-Zählpeilsystem dargestellt, wobei das 400 V-Netz als Verbraucher definiert wird. Um die Mittagszeit gibt es durch den Einsatz der MPC eine deutliche Reduktion der Rückspeisung ins MS-Netz von bis zu 108,1 kW. Diese wird durch den Einsatz der Elektrolyse erzielt, was in Abbildung 6.5, in der die Steuergrößen aller Anlagen im Sommerszenario dargestellt sind, deutlich zu erkennen ist. Dabei wird der Elektrolyseur zeitweise in Überlast betrieben, für insgesamt 2,25 h. Vor 9 Uhr morgens und ab etwa 19 Uhr abends ist der Verbrauch im NS-Netz größer als die Erzeugung. Hier wird der Verbrauch des gesamten NS-Netzes durch den Einsatz des BHKW reduziert. Der Einfluss auf die Ausgleichsleistung ist allerdings gering, dies liegt vor allem am relativ niedrigen elektrischen Wirkungsgrad des BHKW mit Sterling-Motor und der kleinen Dimensionierung des BHKW. Das kurze erneute Einschalten des BHKW um 9 Uhr entsteht durch die Volatilität der Ausgleichsleistung in diesem Zeitraum. Der Leistungsfluss dreht einen Zeitschritt davor kurzzeitig um, wodurch es eine Rückspeisung in die überlagerte Netzebene gibt und das BHKW in diesem Zeitpunkt ausgeschaltet wird. Im folgenden Zeitschritt steigt der Verbrauch noch einmal deutlich an, wodurch sich der Leistungsfluss erneut umdreht und das BHKW noch einmal aktiviert wird. Die Randbedingungen aller Anlagen im System werden durchgehend eingehalten.

In Abbildung 6.6 sind die Verläufe der Ladezustände der einzelnen Speicher dargestellt. Die morgens durch die Methanisierung und das BHKW erzeugte Wärmeenergie wird tagsüber durch den Warmwasserbedarf genutzt, dabei wird gegen Abend ab 16 Uhr,

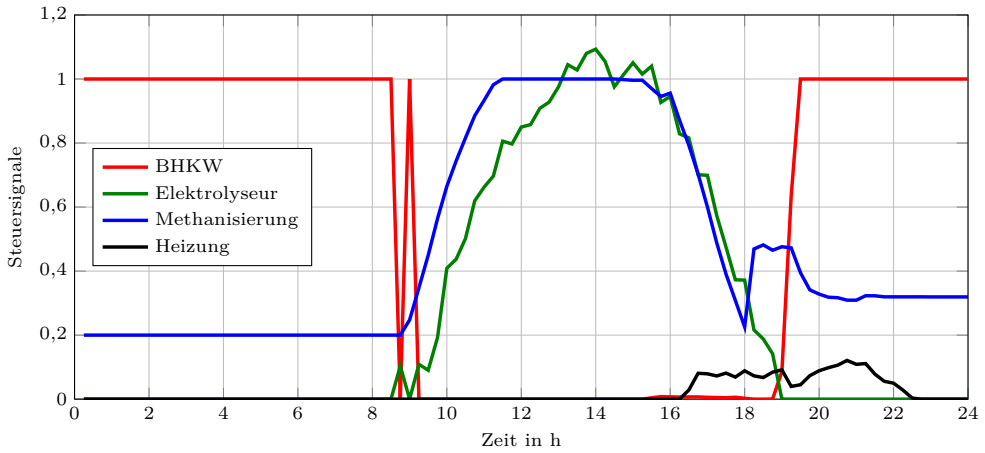


Abbildung 6.5: Steuersignale der Konverter im SoS

wenn der Wärmespeicher leer ist, die Gasheizung eingesetzt, um die Wärmeversorgung sicherzustellen (vgl. Abbildung 6.5). Die Methanisierung läuft tagsüber auf Volllast, um

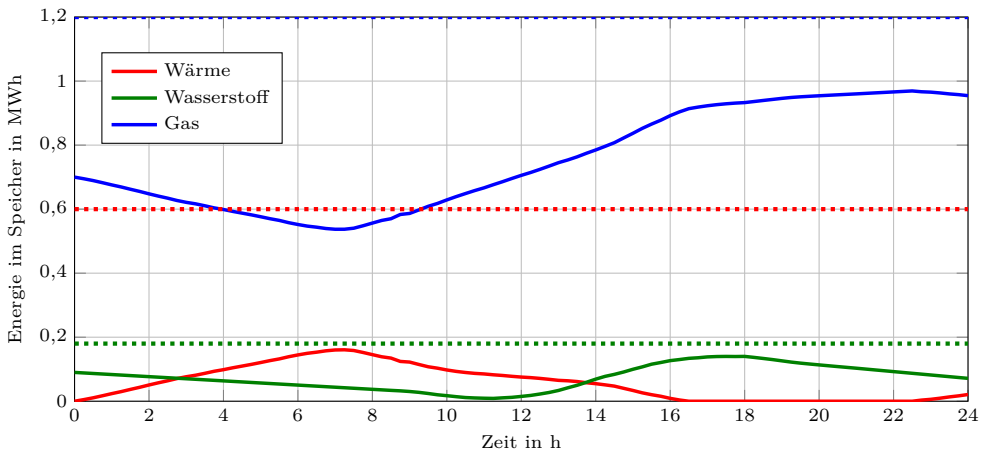


Abbildung 6.6: Speicherzustände (liniert) und dazugehörige maximale Speicherkapazität (gepunktet) im SoS

den durch die Elektrolyse produzierten Wasserstoff in Gas zu wandeln und somit die Energie im Wasserstoffspeicher innerhalb der Begrenzung zu halten. Dadurch kann die Elektrolyse die deutliche Rückspeisung ins Mittelspannungsnetz tagsüber verhindern. Insgesamt bleiben alle Speicherzustände innerhalb der in den Randbedingungen definierten Grenzen. Die resultierenden maximalen und minimalen Knotenspannungen aller Knoten außer dem Slack über den gesamten Tag sind in Abbildung 6.7 dargestellt.

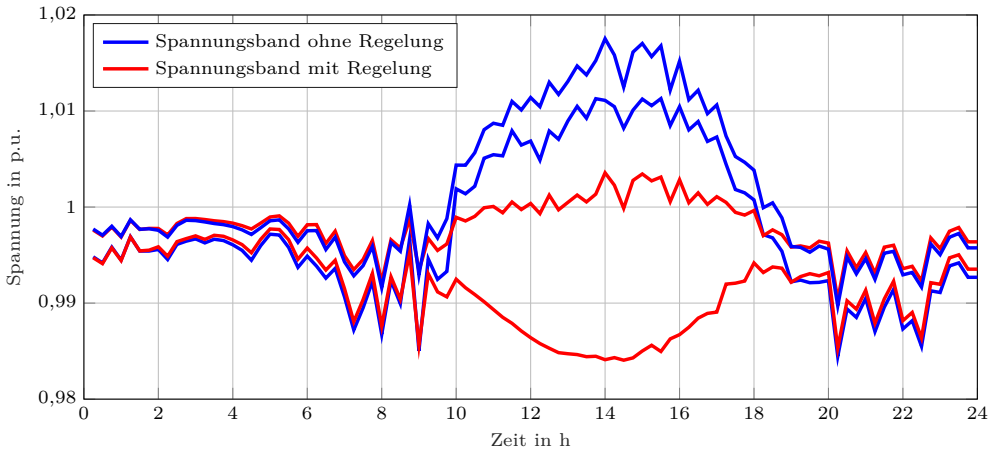


Abbildung 6.7: Maximale und minimale Spannungen im SoS

Dabei zeigt sich, dass die Spannungen im gesamten Zeitraum innerhalb des definierten Spannungsbandes gehalten werden und so ein sicherer Netzbetrieb vorliegt. Im ursprünglichen Betrieb ohne EMS liegen die maximalen Spannungsabweichungen zur Nennspannung bei 58,3 % der zulässigen positiven Abweichung und 31,1 % der zulässigen negativen Abweichung. Mit der MPC betragen diese Abweichungen 12 % und 31,9 %. Insbesondere die großen Abweichungen durch die PV-Einspeisung werden so deutlich reduziert. Die größte Abweichung nach unten tritt am Knoten der Elektrolyse im Zeitraum auf, in dem diese mit Überlast betrieben wird. Diese Abweichung ist in derselben Größenordnung wie die der minimalen Spannungen ohne EMS.

In Abbildung 6.8 ist die resultierende Ausgleichsleistung mit und ohne Regelung in den beiden Winterszenarien dargestellt.

Das Verhalten des Systems im sonnigen Winterszenario (SoW) ist dabei ähnlich zum Sommerszenario. Durch die etwas geringere PV-Einspeisung wird die Elektrolyse nicht in Überlast betrieben und die Wasserstoff- und Gasproduktion ist etwas geringer. Die Rückspeisung kann tagsüber ebenfalls auf näherungsweise Null reduziert werden.

An wolkigen Wintertagen mit fast keiner PV-Einspeisung ist der Einfluss der Regelung geringer. Hier kann die Leistung durch das BHKW über den ganzen Tag etwas reduziert werden - jedoch ist auch hier aufgrund des geringen elektrischen Wirkungsgrads und der entsprechend niedrigen Leistung nur eine geringe Reduktion zu erreichen. Die Energie kommt dabei aus den Wasserstoff- und Gasspeichern, die an sonnigen Tagen gefüllt wurden. Aufgrund der großen Speicherkapazität im Gasnetz in Deutschland (vgl. Kapitel 1) ist eine Langzeitspeicherung über mehrere Tage hier durchaus möglich. Auch in beiden Winterszenarien werden alle Randbedingungen eingehalten.

Die maximale Rechenzeit pro Schritt in allen Szenarien liegt mit etwa 12 Minuten unterhalb der Abtastzeit von 15 Minuten. Dabei wird das Betriebssystem Microsoft Windows 7 Professional mit 64 Bit, Matlab R2012b, ein Intel(R) Core (TM) i7-4771 3,50 GHz

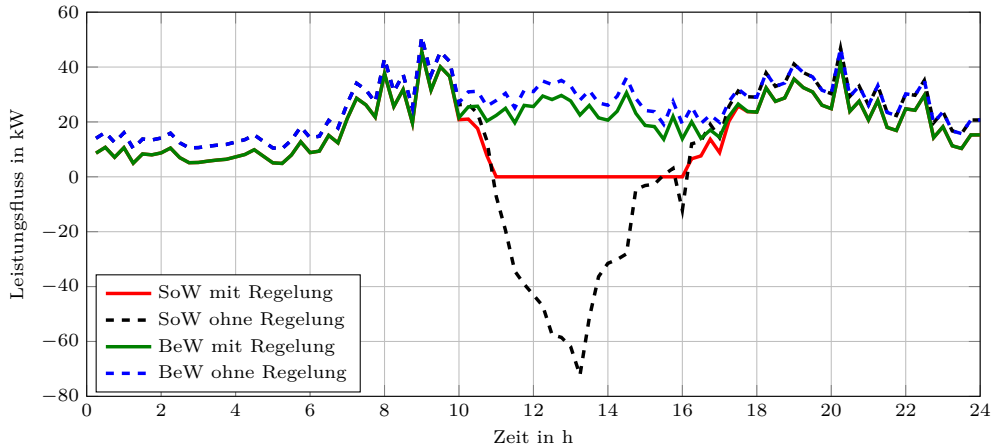


Abbildung 6.8: Leistungsfluss mit und ohne Regelung zwischen NS- und MS-Netz im sonnigen (SoW) und im bewölkten Winterszenario (BeW)

Prozessor und 8 GB Arbeitsspeicher genutzt. Für weitere Details und Ergebnisse dieser Studie sei hier auf die Masterarbeit [Mau15] verwiesen.

Insgesamt zeigt die Studie das große Potential eines multimodalen optimalen Betriebs von Niederspannungsnetzen auf. Durch den Einsatz einer PtG-Anlage und den optimalen Betrieb vorhandener Speicher und Heiztechnologien ist eine deutliche Reduktion der Ausgleichsleistung möglich. Dadurch verringert sich die Belastung der überlagerten Netzebenen. Zusätzlich kann dadurch die maximale Spannung im Netz deutlich reduziert werden. So ist der Betrieb einer deutlich größeren Anzahl an PV-Anlagen möglich, ohne das Spannungsband zu verletzen oder das Niederspannungsnetz auszubauen. Der Modellierungs- und Regelungsansatz wurde dabei an einer kleineren Niederspannungszelle demonstriert. Dabei wurde der sequentielle Lösungsansatz genutzt. Die Rechenzeit ist hier dauerhaft kleiner als die Abtastzeit, wodurch der Ansatz bei dieser Netzgröße echtzeitfähig ist. Es zeigt sich aber auch, dass die lokale Konvergenz des sequentiellen Ansatzes, wie in der Literatur beschrieben, eher langsam ist. Dies ist beispielsweise zwischen 14 Uhr und 19 Uhr im Sommerszenario zu erkennen, da die Leistung nicht exakt auf Null geregelt werden kann. Der sequentielle Ansatz ist dadurch eher für kleinere Netze geeignet.

7 Reduktion der Betriebskosten in Microgrids durch elektrothermische Speicher

Um die Tauglichkeit der in den Kapiteln 3 und 5 vorgestellten Ansätze auch für Microgrids zu zeigen, wird eine MPC für zwei Microgrids entworfen. Die Ergebnisse der im Folgenden vorgestellten Studien wurden bereits in [SSC⁺17a, SSC⁺17b, SSC⁺18] veröffentlicht. Sie untersuchen die Möglichkeit, durch elektrothermische Speicher zusätzliche Flexibilität für Microgrids mit hohem thermischem Verbrauch bereitzustellen, um dadurch Kosten zu reduzieren und einen höheren Anteil an EE nutzen zu können.

In Kanada gibt es aufgrund der geringen Bevölkerungsdichte rund 280 abgelegene Gemeinden, die ein Remote Microgrid betreiben. Diese Gemeinden weisen meist einen hohen thermischen Energiebedarf auf, der zu großen Teilen durch Holz, Öl, Gas und Strom gedeckt wird. Da diese Gemeinden meist abgelegen sind, muss die Versorgung mit Primärenergieträgern aufwändig per Schiff oder Flugzeug erfolgen, wodurch die Energiekosten dort sehr hoch sind. [AnK14]

Die Erzeugung elektrischer Energie erfolgt in diesen Microgrids meist über Generatoren, die wiederum mit den teuren, fossilen Energieträgern betrieben werden. Dadurch stellt der Einsatz von erneuerbaren Energien hier ein sehr großes Potential dar, um Kosten einzusparen. Da es in diesen Microgrids jedoch keine Verbindung zu einer überlagerten Netzebene gibt, kann überschüssige PV- oder Windeinspeisung nicht an eine höhere Netzebene abgegeben werden. Dadurch ist die volatile Einspeisung von EE besonders problematisch. Leistungsspitzen von PV- und Windkraftanlagen müssen durch Speicher im Netz abgefangen werden, da die Anlagen sonst häufig abgeschaltet werden müssen. Zur günstigen Speicherung dieser Energie wird im Folgenden der Einsatz elektrothermischer Speicher (ETS) genauer untersucht. In diesen ETS-Systemen wird elektrische Energie in Wärme umgewandelt und meist direkt in den zu heizenden Räumen in Feststoffwärmespeichern gespeichert. Sobald die Wärmeenergie zur Raumheizung benötigt wird, können diese Speicher durch einen Lüfter in den Raum entladen werden.

7.1 Modell und Randbedingungen

In diesem Kapitel werden die Modelle der beiden Energiesysteme vorgestellt. Dabei wird zum einen ein Microgrid-Benchmark-System aus [OCK14, OLCK15] genutzt, um

die grundsätzliche Funktion und Übertragbarkeit der Methodik zu zeigen. Diesem System liegt ein CIGRE-Benchmark-System aus [ROSS06] zugrunde, das durch einige Anpassungen zu einem Remote Microgrid erweitert wurde. Beim zweiten System handelt es sich um ein reales Microgrid aus Kasabonika Lake First Nation²⁶ (KLFN), einer Gemeinde im Norden von Ontario, bei dem reale Messdaten genutzt werden konnten.

7.1.1 Energieverteilnetze

In KLFN gibt es wie in den meisten abgelegenen Gemeinden nur ein elektrisches Verteilnetz und keine Gas- oder Wärmenetze. Daher wird auch im modifizierten CIGRE-Microgrid-Benchmark-System, das bisher nur als Benchmark-System in der elektrischen Domäne existiert, von einer Energiezelle ohne Gas- oder Wärmenetz ausgegangen.

CIGRE

Die elektrische Netzstruktur des modifizierten CIGRE-Benchmark-Systems ist in Abbildung 7.1 dargestellt. Das Netz besteht aus insgesamt 14 Knoten. Am Knoten 1 erfolgt die Einspeisung der drei Diesellgeneratoren mit 480 V. Dieser ist über einen Transformator mit dem 12,47 kV-Verteilnetz verbunden. Die Spannungsgrenzen für einen sicheren Betrieb des Netzes sind $U_{min} = 0,95$ p.u. und $U_{max} = 1,05$ p.u. Für die Parameter des CIGRE-Benchmark-Systems sei hier auf [OCK14] verwiesen.

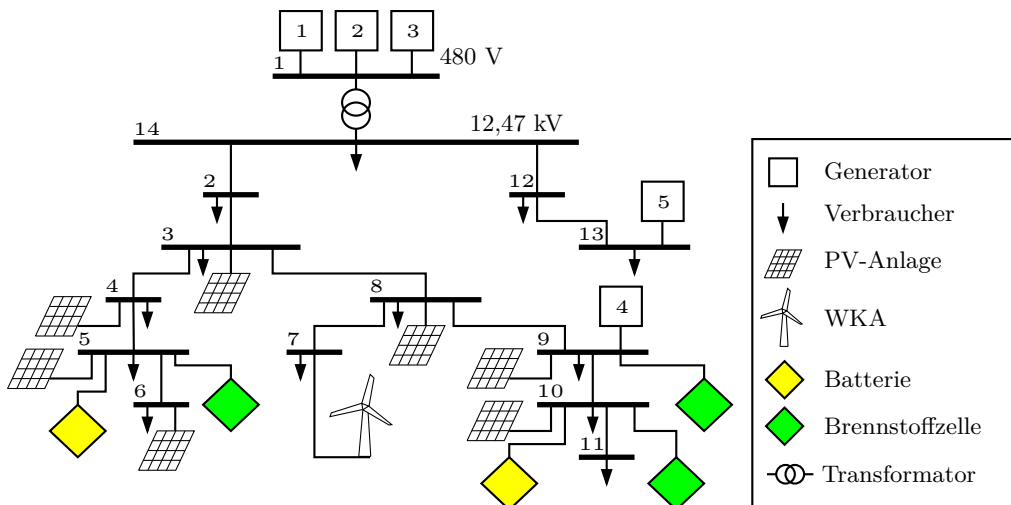


Abbildung 7.1: Struktur des modifizierten CIGRE-Benchmark-Systems aus [SRBC16]

²⁶ Die Gemeinde Kasabonika Lake First Nation hat etwa 900 Einwohner (Stand 2009). Es gibt keine Straße nach KLFN, der einzige Transportweg führt über den Flughafen Kasabonika.

Kasabonika Lake First Nation

Die Struktur des elektrischen Verteilnetzes von KLFN ist in Abbildung 7.2 dargestellt. Das Netz besitzt 11 Netzknoten, wobei Knoten 1 mit den drei Dieselgeneratoren etwas außerhalb der Ortschaft liegt. Die Spannungsgrenzen für einen sicheren Betrieb des Netzes liegen auch hier bei $U_{min} = 0,95$ p.u. und $U_{max} = 1,05$ p.u. Die elektrischen Leitungen sind ACSR-Kabel²⁷ mit Längen zwischen 250 m und 800 m.

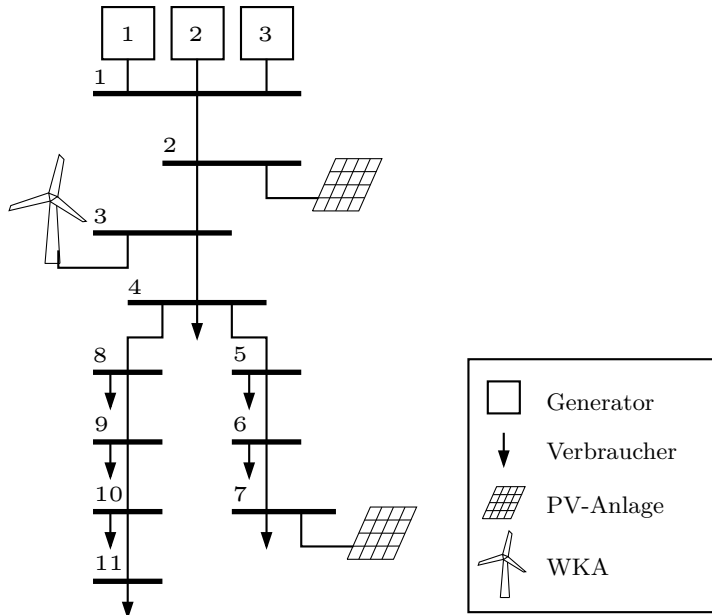


Abbildung 7.2: Struktur des Verteilnetzes von Kasabonika Lake First Nation

7.1.2 Erzeuger und Verbraucher

CIGRE

Die Summe der maximalen Leistungen aller **steuerbaren** Anlagen, die elektrische Leistung in das Netz einspeisen, beträgt 9,216 MW. Der größte Teil davon wird durch die drei Generatoren an Knoten 1 erzeugt. Zwei weitere Generatoren im Netz sind ein Diesel-KWK-Generator am Knoten 9 sowie eine Mikrogesturbinen am Knoten 13. Die Parameter dieser Generatoren sind in Tabelle 7.1 zusammengefasst.

Die Generatoren können entweder zwischen P_{max} und P_{min} betrieben werden oder ausgeschaltet sein mit $P = 0$. Dafür wird eine zusätzliche binäre Steuergröße $u_{i,an}^b$ für jeden

²⁷ (Aluminium-conductor steel-reinforced) Kabel, das häufig für Oberleitungen genutzt wird. Das Kabel besteht im inneren aus Stahl, aufgrund der mechanischen und thermischen Materialeigenschaften. Außen wird Aluminium aufgrund der Leitfähigkeit, des Gewichts und der Kosten eingesetzt.

Tabelle 7.1: Parameter der Generatoren im modifizierten CIGRE-Benchmark-System.

Generator-Typ	i	Knoten	P_{max} in MW	P_{min} in MW	Δu_{max}	T_{an} in min	T_{aus} in min
Diesel	1	1	2,5	1	0,5	60	60
Diesel	2	1	1,4	0,6	0,5	30	30
Diesel	3	1	0,8	0,35	0,625	30	30
Diesel-KWK	4	9	0,31	0,06	0,966	30	30
Mikrogasturbine	5	13	0,5	0,1	1	30	30

Generator i eingeführt. Dabei ist $u_{i,an}^b(k) = 1$ zu allen Zeitpunkten k , in denen Generator i aktiv ist und $u_{i,an}^b(k) = 0$, wenn der Generator keine Leistung ins Netz einspeist. Gleichung 3.21 wird daher folgendermaßen erweitert:

$$P_i = u_{i,an}^b u_i P_{i,max} \quad \forall i \quad (7.1)$$

Die Steuergrößen u_i sind auf das Intervall

$$u_i \in [P_{i,min}/P_{i,max}, 1] \quad (7.2)$$

begrenzt. Wie bei einigen Konvertern (vgl. Gleichung 3.31) wird auch bei den Generatoren die Änderung der Steuergröße begrenzt. Die Begrenzung ist dabei in beiden Richtungen gleich: $\Delta u_{i,min} = -\Delta u_{i,max}$.

Obwohl ein häufiges Ein- und Ausschalten bei kleineren Generatoren möglich ist, werden zusätzlich minimale Einschalt- und Ausschalt-Zeiten definiert, um die Häufigkeit und die Kosten für notwendige Instandhaltungsarbeiten zu reduzieren [OCK14]. Die minimale Einschalt-Zeit T_{an} beschreibt dabei die Zeit, die eine Anlage nach dem Einschalten nicht wieder ausgeschaltet werden darf, und die minimale Ausschalt-Zeit T_{aus} die Zeit, die eine Anlage nach dem Ausschalten nicht wieder eingeschaltet werden darf. Diese Zeiten sind dabei jeweils ein ganzzahliges Vielfaches der Abtastzeit T . Um diese Zeiten sicherzustellen, werden zwei weitere binäre Variablen $u_{i,up}^b$ und $u_{i,dn}^b$ eingeführt, die jeweils zum Zeitpunkt des An- bzw Ausschaltens den Wert 1 und sonst den Wert 0 annehmen. Zusätzlich werden folgende Randbedingungen hinzugefügt:

$$\sum_{\hat{k}=k-T_{i,an}}^{k-1} T u_{i,an}^b(\hat{k}) \geq T_{i,an} u_{i,dn}^b(k) \quad \forall i, k > T_{i,an}/T \quad (7.3)$$

$$\sum_{\hat{k}=k-T_{i,aus}}^{k-1} T(1 - u_{i,an}^b(\hat{k})) \geq T_{i,aus} u_{i,up}^b(k) \quad \forall i, k > T_{i,aus}/T \quad (7.4)$$

$$u_{i,up}^b(k) - u_{i,dn}^b(k) = u_{i,an}^b(k) - u_{i,an}^b(k-1) \quad \forall i, k \geq 1 \quad (7.5)$$

$$u_{i,up}^b(k) + u_{i,dn}^b(k) \leq 1 \quad \forall i, k. \quad (7.6)$$

Dabei stellt Gleichung (7.3) die Einhaltung der Einschalt-Zeit und (7.4) die Einhaltung der Ausschalt-Zeit sicher. Die Gleichung (7.5) beschreibt den Zusammenhang der binären Variablen $u_{i,an}^b$, $u_{i,up}^b$, $u_{i,dn}^b$: Wenn zum aktuellen Zeitpunkt $u_{i,up}^b = 1$ gilt, ändert sich $u_{i,an}^b$ von 0 im aktuellen Zeitpunkt auf 1 im folgenden Zeitpunkt. Wenn dagegen $u_{i,dn}^b = 1$ gilt, ändert sich $u_{i,an}^b$ von 1 im aktuellen Zeitpunkt auf 0 im folgenden Zeitpunkt. Gleichung (7.6) stellt sicher, dass eine Anlage nicht gleichzeitig ein- und ausgeschaltet wird.

Da in Microgrids auch die Frequenzhaltung durch die Generatoren sichergestellt wird, ist zu jedem Zeitpunkt ein ausreichend großer Spielraum für die P-Regelung erforderlich. Dies wird durch folgende zusätzliche Randbedingungen sichergestellt:

$$\sum_i (P_{i,max} - P_i(k)) u_{i,an}^b(k) \geq R^{sv} \sum_{n \in \mathcal{N}_e} P_{n,last} \quad \forall k \quad (7.7)$$

Dabei beschreibt $R^{sv} = 0,05$ den Anteil der Summe aller Lasten $P_{n,last}$ im Netz, der als Reserve für die P-Regelung mindestens zur Verfügung stehen muss. Das bedeutet, eine Änderung der Gesamtlast im Netz um 5% kann jederzeit durch die Primärregelung an den aktuell aktiven Generatoren ausgeglichen werden.

Neben den Generatoren gibt es sieben PV-Anlagen und zwei Windkraftanlagen (WKA), die sich beide am Knoten 7 befinden und deshalb zusammengefasst werden. Die Daten dieser Anlagen sind in Tabelle 7.2 angegeben.

Im Netz befinden sich sowohl gewerbliche Lasten als auch Haushalte. Die Leistungsprofile dieser Anlagen und aller elektrischen Verbraucher im Netz sind in [OCK14] für einen Tag gegeben. Um die für 24 h gegebenen Profile auf mehrere Tage zu erweitern, werden diese für verschiedene Tage mit einem normalverteilten Rauschen überlagert.

Um auch Prognosefehler zu simulieren, werden die Prognoseprofile für jeden Zeitpunkt ebenfalls mit einem normalverteilten Rauschen belegt, wie in [SRBC16] beschrieben. In der Studie wird wie in [Hou16] beschrieben angenommen, dass im Winter 50% des elektrischen Verbrauchs der Haushalte durch elektrische Heizsysteme entsteht.

Tabelle 7.2: Parameter der erneuerbaren Erzeuger im CIGRE-System

Typ	Knoten	P_{max} in kW
Photovoltaik	3	600
Photovoltaik	4	33
Photovoltaik	5	30
Photovoltaik	6	50
Photovoltaik	8	200
Photovoltaik	9	212
Photovoltaik	10	214
Windkraft	7	1500

Tabelle 7.3: Parameter der Generatoren im KLFN-System

Generator-Typ	i	Knoten	P_{max} in MW	P_{min} in MW	Δu_{max}	T_{an} in min	T_{aus} in min
Diesel	1	1	1,5	0,6	0,5	60	60
Diesel	2	1	1,0	0,4	0,5	30	30
Diesel	3	1	0,6	0,24	0,5	30	30

Um den Betrieb des Inselnetzes sicherzustellen, ist ein Lastabwurf möglich. Dieser kann wie in [OLCK15] die gesamte Last aller elektrischen Verbraucher im System wertkontinuierlich reduzieren. Ein solcher Lastabwurf ist jedoch mit sehr hohen Kosten verbunden, wodurch er nur erfolgt, wenn die gesamte Erzeugung im System geringer ist als die elektrische Last.

Die **nicht steuerbaren** Verbraucher im System sind die Wärmelasten. Der Wärmeverbrauch der Gebäude mit elektrothermischem Speicher wird mithilfe des Smart Residential Load Simulator (SRLS) [GPC⁺18] berechnet. Dabei werden Hausparameter aus einem typischen Haus in Kanada aus [Hou11] entnommen. Die Außentemperaturdaten für die sechs Tage vom 25. bis 30. Januar 2015 stammen aus [Wea].

Kasabonika Lake First Nation

Das elektrische Netz von KLFN wird von drei Generatoren gespeist. Die Daten dieser Generatoren sind in Tabelle 7.3 aufgelistet.

Die Randbedingungen für die **steuerbaren** Generatoren sind dabei zumeist die gleichen wie im CIGRE-System. Der Betrieb der Generatoren in KLFN weist jedoch eine Besonderheit auf: aufgrund der vorhandenen Schaltungstechnik kann immer nur einer

Tabelle 7.4: Parameter der erneuerbaren Erzeuger im KLFN-System

Typ	Knoten	P_{max} in kW
Photovoltaik (geplant)	2	250
Photovoltaik	7	12,4
Windkraft	3	30

der Generatoren in das Netz speisen. Dies wird durch die zusätzliche Randbedingung

$$\sum_i u_{i,an}^b(k) \leq 1 \quad \forall k \quad (7.8)$$

sichergestellt.

Neben den Generatoren werden eine vorhandene und eine geplante PV-Anlage sowie eine Windkraftanlage betrachtet. Die Daten dieser Anlagen befinden sich in Tabelle 7.4.

Die Leistungsprofile dieser steuerbaren Anlagen wie auch aller elektrischen Verbraucher im Netz sind reale Messdaten. Für die beiden PV-Anlagen existiert allerdings nur eine Messung, da die zweite Anlage bisher noch nicht installiert wurde. Um für die geplante PV-Anlage realistische Daten zu erzeugen, wird das Profil der gemessenen Anlage auf die Leistung der geplanten Anlage skaliert. Die Messdaten der gewerblichen Verbraucher stammen von einem Supermarkt, einer Schule, der Polizeiwache, dem Kindergarten und der Kläranlage. Um das Lastprofil der Haushalte zu berechnen, werden die Profile der gewerblichen Verbraucher vom Profil der gesamten Erzeugung im System abgezogen. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Netzverluste im System aufgrund der kurzen Leitungen vernachlässigbar sind. Prognosefehler werden wie in [SRBC16] beschrieben simuliert. Es wird angenommen, dass 30% des gesamten elektrischen Verbrauchs der Häuser durch elektrische Heizungen entsteht [Arr15]. Wie im CIGRE-System ist ein kontinuierlicher Lastabwurf unter hohen Kosten möglich.

Der **nicht steuerbare** Wärmeverbrauch der Gebäude mit elektrothermischem Speicher wird auch hier mithilfe des SRLS [GPC⁺18] berechnet, wobei Parameter eines typischen KLFN-Hauses verwendet werden. Diese sind im Anhang in Tabelle D.2 gegeben. Die Außentemperaturdaten für die sechs Tage vom 25. bis 30. Januar 2015 sind dabei ebenfalls [Wea] entnommen.

7.1.3 Speicher

CIGRE

Im modifizierten CIGRE-Benchmark-System [SRBC16] gibt es zwei Batteriespeicher an Knoten 5 und 10 sowie drei Wasserstoffspeicher. Die Wasserstoffspeicher sind jeweils

direkt über eine Brennstoffzelle an den Knoten 5, 9 und 10 an das elektrische Netz angeschlossen. Da die Energie aus dem Speicher nicht anderweitig entnommen werden kann und die Abwärme der Brennstoffzelle nicht genutzt wird, werden die Wasserstoffspeicher ebenfalls direkt als Speicher im elektrischen Netz modelliert. Zusätzlich gibt es an jedem für diese Studie hinzugefügten ETS-System einen Wärmespeicher. Als ETS-System wird dabei in einem Gebäude von vier ETS der Serie Steffes 2100 - Model 2106 ausgegangen, deren Parameter im Datenblatt [ETS] gegeben sind. Die Parameter aller Speicher sind in Tabelle 7.5 zusammengefasst.

Tabelle 7.5: Parameter der Speicher im CIGRE-System

Speicher	E_{max} in kWh	E_{min} in kWh	$P_{s,max}$ in kW	$\Gamma_s(P_s)$
Batterie 1 (Knoten 5)	802,5	161	803	$1,010 - 0,146sgn(P_s)$
Batterie 2 (Knoten 10)	267,5	53,5	268	$1,010 - 0,146sgn(P_s)$
Wasserstoff 1 (Knoten 5)	220,7	44,1	44,1	$1,189 - 0,643sgn(P_s)$
Wasserstoff 2 (Knoten 9)	1420	284	284	$1,189 - 0,643sgn(P_s)$
Wasserstoff 3 (Knoten 10)	93,63	18,7	18,8	$1,189 - 0,643sgn(P_s)$
Wärme (je ETS)	160,0	0,00	43,2	1

Die Selbstentladung f_s der ETS-Systeme ist nach [WP16] mit $0,2\%/h$ sehr gering und weist eine Besonderheit auf: Da sich die Speicher direkt in den zu heizenden Räumen befinden, heizen auch die Wärmeverluste den Raum. Solange die Selbstentladung also geringer ist als die aktuell nötige Heizleistung, sind die Speicher verlustfrei. Im hier betrachteten Szenario ist dies immer der Fall und die Selbstentladung spielt keine Rolle. Die Selbstentladung der restlichen Speicher ist mit $f_s = 0$ angenommen.

Kasabonika Lake First Nation

Im KLFN-System gibt es nur die Wärmespeicher der ETS-Systeme. Die Parameter der Wärmespeicher entsprechen wie im CIGRE-System den ETS aus dem Datenblatt [ETS] mit den Parametern in Tabelle 7.5.

7.1.4 Energie-Konverter

CIGRE

Die Konverter im CIGRE-System sind die in den ETS-Systemen enthaltenen elektrischen Heizungen. Die Parameter sind in Tabelle 7.6 zusammengefasst. Der maximale Lastwechsel ist dabei bei allen Konvertern unbegrenzt. Die Parameter der ETS-Systeme sind für ein System gegeben. In den späteren Untersuchungen ist die gesamte Anzahl der ETS-Systeme mit diesen Parametern vom jeweiligen Szenario abhängig. Dabei kommt

pro hinzugefügtem ETS-System eine Heizung hinzu, die elektrische Energie in Wärme umwandelt. Die Parameter dieser Heizungen sind ebenfalls dem Datenblatt [ETS] entnommen.

Tabelle 7.6: Parameter der Konverter im CIGRE-System

Konverter	Maximalleistung in kW	Teil- Wirkungsgrade	Steuergrößen- begrenzung
Heizung je ETS	43,2	$w_{\gamma\eta} = 1$	[0 1]

Kasabonika Lake First Nation

Im Energiesystem von KLFN gibt es lediglich die elektrischen Heizungssysteme der ETS-Systeme mit den gleichen Parametern wie im CIGRE-System (siehe Tabelle 7.6). Die Anzahl der ETS-Systeme ist ebenfalls vom jeweiligen Szenario abhängig.

7.2 Entwurf des modellprädiktiven Reglers

Zum Entwurf des modellprädiktiven Reglers wird aufgrund der gegebenen Messdaten eine Abtastzeit von 5 min gewählt. Da es sich aufgrund der Binär-Variablen im Modell um ein MINLP handelt, wird das Optimierungsproblem wie im Abschnitt 5.3 beschrieben in zwei Teilprobleme zerlegt:

Ein MIQP mit quadratischem Gütemaß und linearen Nebenbedingungen (siehe Definition A.7) sowie ein NLP, in dem die binären Variablen u^b aus der Lösung des MIQP als Parameter genutzt werden. Dabei wird in beiden Optimierungsproblemen das gleiche konvexe Gütemaß J minimiert:

$$J = \sum_{k=1}^{n_p} (J_{gen}(k) + J_{la}(k)). \quad (7.9)$$

Hierbei beschreibt $J_{gen}(k)$ die Kosten für die Erzeugung aller Generatoren i mit

$$J_{gen}(k) = \sum_i [(a_{1,i}P_i(k)^2 + a_{2,i}P_i(k) + a_{3,i}u_{i,an}^b(k))T + a_{up,i}u_{i,up}^b(k) + a_{dn,i}u_{i,dn}^b(k)] \quad (7.10)$$

Die Parameter a_1 , a_2 und a_3 der quadratischen Kostenfunktionen aller Generatoren der beiden Systeme sind im Anhang in Tabelle D.1 aufgelistet. Das Ein- und Ausschalten der Generatoren führt zu größerem Instandhaltungsaufwand und Verschleiß [OCK14]

und wird deshalb ebenfalls mit Kosten belegt. Die Kostenparameter $a_{up,i}$ und $a_{dn,i}$ aller Generatoren befinden sich ebenfalls in Tabelle D.1. Die Kosten für das Ein- und Ausschalten sind dabei nicht von der Abtastzeit T abhängig.

Da der Lastabwurf $P_{la}(k)$ in Microgrids teilweise notwendig ist, um das System sicher betreiben zu können, aber aus den bereits diskutierten Kostengründen jedoch möglichst vermieden werden soll, wird dieser durch den Kostenterm

$$J_{la}(k) = a_{la}TP_{la}(k) \quad (7.11)$$

wie in [SRBC16] im Gütemaß stark gewichtet.

Die Zerlegung in zwei Optimierungsprobleme erfolgt mit der in Abschnitt 5.3 vorgestellten Methode. Zunächst wird das vorliegende MINLP linearisiert, was zu einem MIQP mit dem gegebenen quadratischen Gütemaß und linearen Nebenbedingungen führt. Dabei werden die elektrischen Netzgleichungen (3.3) durch eine Bilanzgleichung für Erzeugung und Verbrauch für jeden Zeitpunkt k ersetzt:

$$\sum_{Erzeuger} P_E(k) = \sum_{Verbraucher} -P_V(k) \quad \forall k. \quad (7.12)$$

Dadurch werden Netzverluste in diesem Teilproblem vernachlässigt. Hier ist zu beachten, dass alle Erzeugerleistungen $P_E(k)$ und Verbraucherleistungen $P_V(k)$ im Verbraucher-Zählpeilsystem dargestellt werden. Die Leistungen bestehen aus den Einspeisungen aller Generatoren, PV-Anlagen, Windkraftanlagen und Brennstoffzellen sowie dem Verbrauch aller gewerblichen Lasten und Haushalte, der Elektrolyseure sowie elektrischen Heizungen. Die restlichen Gleichungen der Rand- und Nebenbedingungen sind aufgrund der Modellierung aus Abschnitt 7.1 bereits affin. Der Horizont des Problems wird wie in Kapitel 5.4 beschrieben zu 24 Stunden gewählt. Dies hat sich auch bereits in anderen EMS für Microgrids bewährt [OCK14]. Die Zeitschritte im Horizont werden mit zunehmender Größe gewählt. Dabei werden die ersten zwei Stunden in 24 Schritte mit jeweils 5 Minuten eingeteilt, darauf folgen 6 Schritte mit 15 Minuten, 5 Schritte mit 30 Minuten und 19 Schritte mit 1 Stunde. Die zunehmende Länge der Intervalle ist auch sinnvoll, da sich der Prädiktionsfehler der Algorithmen zur Prädiktion von Erzeugung und Verbrauch über dem Horizont ebenfalls erhöht (siehe Kapitel 4).

Die Werte der binären Variablen $u_{i,an}^{b*}(k)$, $u_{i,up}^{b*}(k)$ und $u_{i,dm}^{b*}(k)$ aus der Lösung des MIQP werden dann festgehalten und als Parameter in das zweite Optimierungsproblem für $u_{i,an}^b(k)$, $u_{i,up}^b(k)$ und $u_{i,dn}^b(k)$ in die Gleichungen (7.1) bis (7.9) eingesetzt. Dadurch wird aus dem MINLP ein NLP, das deutlich effizienter gelöst werden kann. Für dieses Problem wird ein Horizont von einer Stunde mit einer Einteilung in 5-Minuten-Intervalle gewählt. Dieser deutlich kürzere Horizont wird gewählt, da die Anlagen und Speichernutzung bereits über den gesamten 24-Stunden-Horizont festgelegt ist. So hat die Optimierung unter Einbezug der Netzverluste in der Regel nur geringe Auswirkung auf die Anlagenwahl und die Speichernutzung und benötigt deshalb keinen langen Horizont.

Dennoch ist sie für eine optimale Fahrweise der Anlagen und die dadurch resultierende Reduktion von Verlusten wichtig.

Aufgrund der vernachlässigten Netzverluste im ersten Teilproblem kann nicht ausgeschlossen werden, dass das zweite Problem nicht lösbar wird. Dies tritt insbesondere dann auf, wenn die aktiven Generatoren bereits in der Nähe der maximalen Leistung betrieben werden und unter Einbezug der Verluste ihre Leistung nicht ausreicht. In diesem Fall wird durch die Heuristik aus [OCK14] die Erzeugung erhöht, indem ein zusätzlicher Generator zugeschaltet und das Problem erneut gelöst wird. Da in KLFN immer nur ein Generator aktiv ist, wird hier der aktive Generator deaktiviert und der Generator mit der nächsthöheren Leistung aktiviert.

Die Dekomposition mit dieser Methode wurde bereits in [OCK14, JXG13, SRBC16] erfolgreich getestet und es wurde gezeigt, dass damit effizient Lösungen insbesondere für Echtzeitanwendungen gefunden werden können. Obwohl die Lösungen unter Umständen suboptimal sind, konnte belegt werden, dass sie dennoch ausreichend für die praktische Anwendung zur Regelung von Microgrids sind [IEE14].

Die Implementierung der modellprädiktiven Regelung erfolgt in GAMS [Ros15]. Das MIQP wird dabei mit dem CPLEX-Solver [GAM15] gelöst. Als Abbruchkriterium wird der maximal zulässige Betrag der relativen Abweichung zwischen der erzielten Integer-Lösung und dem globalen Optimum des kontinuierlichen Problems genutzt. Die maximale Abweichung wird dabei zu 1 % gewählt.

Das NLP wird mit SNOPT gelöst [GAM15]. Dabei wird abhängig von den Startwerten ein lokales oder das globale Optimum gefunden. Ob es sich um ein lokales oder das globale Optimum handelt, kann in einer echtzeitfähigen Regelung nicht beurteilt werden, da es sich um ein nicht konvexes Problem handelt, das NP-schwer ist. Dennoch sind die Lösungen in der Praxis ausreichend für die Anwendung in Remote Microgrids [IEE14].

7.3 Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Studie vorgestellt. In beiden Systemen werden dabei drei Szenarien genauer betrachtet. Es wird der Betrieb der Energiesysteme ohne ETS (Szenario I), der Betrieb mit 50 % der elektrischen Heizungen ersetzt durch ETS-Systeme (Szenario II) und der Betrieb mit 100 % der Heizungen ersetzt durch ETS-Systeme (Szenario III) untersucht. Im CIGRE-System werden dafür 18 ETS-Systeme in Szenario II und 36 ETS-Systeme in Szenario III mit den jeweiligen Parametern aus Tabelle 7.5 und 7.6 verwendet. Im KLFN-System sind es 10 ETS-Systeme im Szenario II und 20 ETS-Systeme im Szenario III mit denselben Parametern. Der Simulationszeitraum ist dabei jeweils 6 typische Tage im Winter, vom 25. bis zum 30. Januar 2015.

7.3.1 CIGRE

In Tabelle 7.7 sind die wichtigsten Ergebnisse aller drei Szenarien für das modifizierte CIGRE-Benchmark-System zusammengefasst.

Tabelle 7.7: Zusammenfassung der Ergebnisse des CIGRE-Benchmark-Systems

Szenario	Betriebskosten in \$	maximale Last in MW	Last- abschaltung in kWh	Dispatch Anteil ESS in %	Dispatch Generator 3 in %
I	148718	6,76	293	1,4	4,0
II	117136	6,43	0,00	0,5	2,6
III	116735	6,47	0,00	0,3	1,9

Es zeigt sich eine signifikante Reduktion der Betriebskosten in den Szenarien II und III, in denen elektrische Heizungen durch ETS-Systeme ersetzt werden. Dies liegt vor allem am notwendigen Lastabwurf im ersten Szenario, der mit sehr hohen Kosten verbunden ist. Durch die Reduktion der maximalen Last um 4,9% und 4,3% in den Szenarien II und III ist keine Lastabschaltung mehr notwendig. Der Anteil der vergleichsweise teuren elektrischen Speicher am Dispatch²⁸ nimmt mit der Zunahme an ETS-Systemen ab. Auch der teuerste Generator 3 wird in II und III deutlich weniger eingesetzt, wodurch sich die Betriebskosten ebenfalls reduzieren. Die Begrenzungen des Benchmark-Systems werden dauerhaft eingehalten, ohne dass die Randbedingungen im Optimierungsproblem aktiv werden. Dieses Verhalten deckt sich mit Ergebnissen aus anderen Microgrids, die in der Forschung untersucht wurden, wie beispielsweise das Huatacando Microgrid in Chile [PBBL⁺13] oder das Bella Coola Microgrid [HZ13]. Diese Microgrids sind in der Regel deutlich überdimensioniert und erreichen daher unabhängig von der Fahrweise der Anlagen auch im Fall der größten Leistungsspitzen diese Randbedingungen nicht.

In Abbildung 7.3 sind die gesamte elektrische Erzeugung sowie der Verbrauch aller Szenarien im CIGRE-System für den ersten Tag des Simulationszeitraums dargestellt. Zusätzlich ist die erneuerbare Erzeugung sowie die Summe der Leistung aller elektrischen Speicher abgebildet, in diesem Fall der beiden Batteriespeicher und der Elektrolyse- und CHP-Leistung, die die Wasserstoffspeicher laden und entladen.

Da diese Konverter lediglich zur Umwandlung der elektrischen Energie in Wasserstoff und zur Rückverstromung verwendet werden und keine weiteren Randbedingungen erfüllt werden müssen, lassen sich diese wie ein Batteriespeicher nutzen. Ein negatives Vorzeichen der Leistung bedeutet dabei, dass die Speicher geladen werden. Die Summe der Erzeugung besteht aus EE, der abgebildeten Leistung der elektrischen Speicher sowie

²⁸ Im Deutschen häufig auch Kraftwerkseinsatzplanung genannt, bezieht sich hier auf den Einsatz der einzelnen Generatoren und elektrischen Speicher

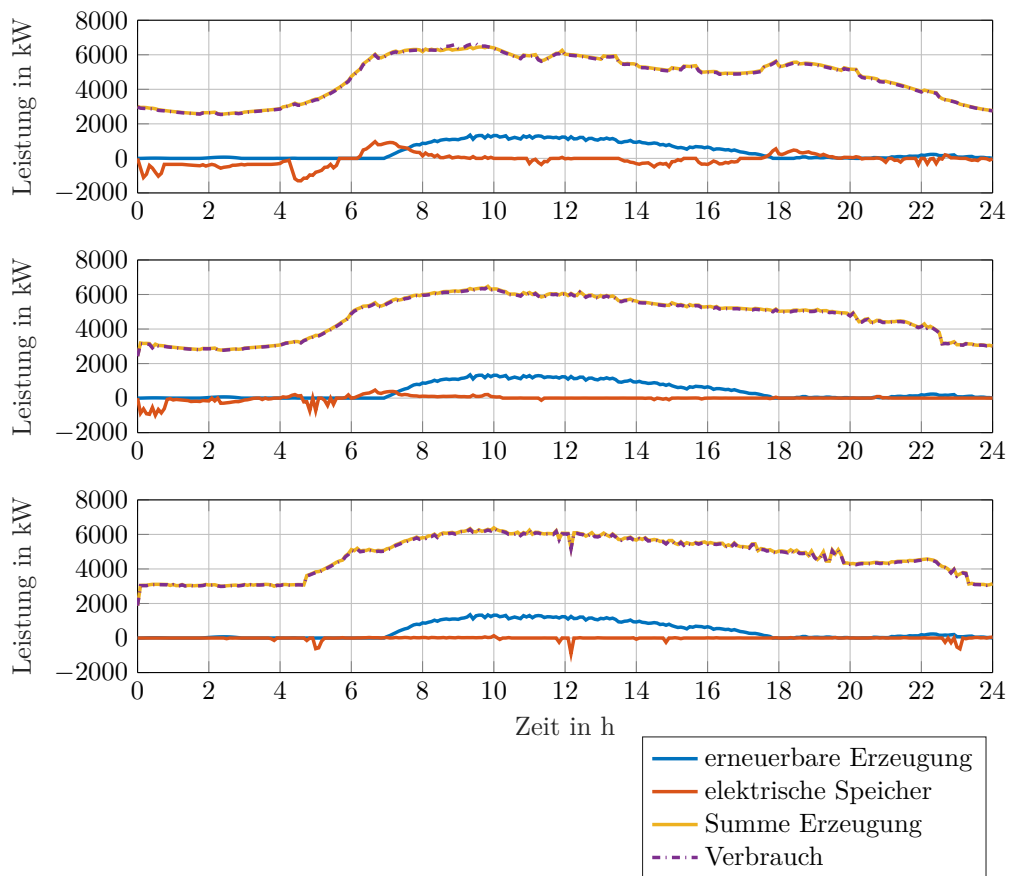


Abbildung 7.3: Elektrische Erzeugung und Verbrauch im CIGRE-System für Szenario I (oben), Szenario II (Mitte) und Szenario III (unten)

der Leistung aller Generatoren. Die genaue Aufteilung der Leistung auf die fünf Generatoren erfolgt anhand der Kosten. Die im Betrieb günstigsten Generatoren 1 und 13 werden dauerhaft betrieben, am Tag werden dann Generator 2 und 3 zugeschaltet und der kleinste Generator 9 wird vor allem für die beiden Lastspitzen morgens und abends genutzt. Für weitere Details zu den Betriebszeiten sind die Leistungen der Generatoren am ersten Tag des Simulationszeitraums im Anhang in Abbildung C.1 dargestellt.

Im Szenario I zeigt sich bei genauer Betrachtung zwischen 8:00 und 10:00 Uhr eine kleine Abweichung zwischen der Summe aller Erzeuger und der Last. In diesem Zeitraum ist die Last mit einem Peak von 6,76 MW am größten und kann durch die gesamte im Netz installierte Erzeugung nicht gedeckt werden. Der sichere Betrieb des Netzes kann somit nur durch einen Lastabwurf von insgesamt 293 kWh erreicht werden. Zu den rest-

lichen Zeiten sowie in den Szenarien II und III ist kein Lastabwurf erforderlich und die Erzeugung und der Verbrauch unterscheiden sich nur durch die Verluste im Netz, die sehr gering und dadurch in der Grafik nicht erkennbar sind.

Die Nutzung der einzelnen Speicher ist in Abbildung 7.4 dargestellt. Die beiden Batte-

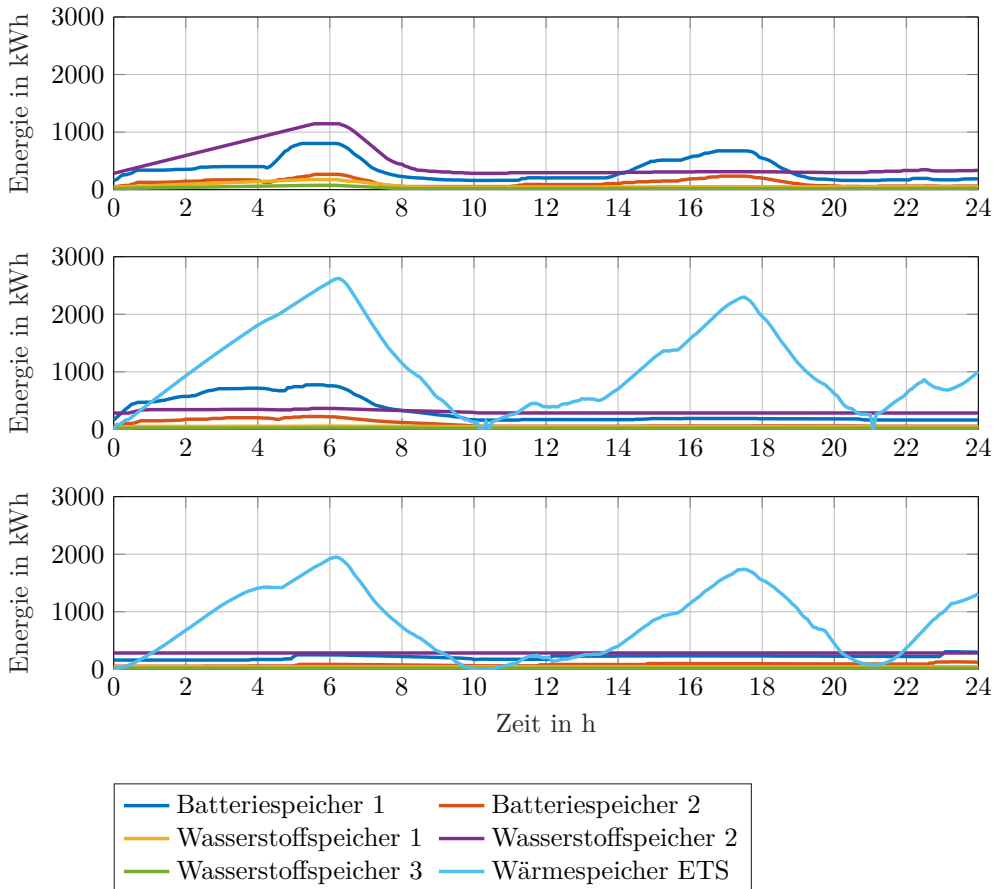


Abbildung 7.4: Speicherenergie der einzelnen Speicher im CIGRE-System für Szenario I (oben), Szenario II (Mitte) und Szenario III (unten)

riespeicher werden in Szenario I genutzt, um Leistung zu den Zeiten der beiden Lastspitzen am Morgen und am Abend bereitzustellen (die exakte Verteilung der Last in den drei Szenarien ist in Abbildung C.2 im Anhang aufgeschlüsselt). Dazu werden die Batteriespeicher prädictiv frühzeitig geladen, wenn die Last noch deutlich geringer ist. Die Wasserstoffspeicher werden aufgrund der geringeren Wirkungsgrade der Elektrolyse und der Rückverstromung nur für die größte Lastspitze am Morgen genutzt, da

hier sonst noch weitere Lastabschaltungen notwendig wären. Den restlichen Tag zwischen 10:00 Uhr und 24:00 Uhr werden diese fast nicht genutzt. Durch den Einsatz der ETS-Systeme werden die Wasserstoffspeicher in Szenario III nicht mehr genutzt und halten einen konstanten Speicherzustand. Auch der Einsatz der Batteriespeicher ist in Szenario III nur noch sehr gering. Durch die große Speicherkapazität der ETS-Systeme werden diese zur deutlichen Reduktion der beiden Lastspitzen eingesetzt. Dafür werden die Systeme nachts zwischen 21:00 Uhr und 06:00 Uhr sowie nachmittags zwischen 12:00 Uhr und 18:00 Uhr geladen. In den Zeiten der größten elektrischen Last wird dann keine elektrische Leistung mehr für die Raumheizung benötigt und die gesamte Heizleistung wird aus den thermischen Speichern entnommen, wodurch sich die Peaks deutlich reduzieren.

Insgesamt kann durch den Einsatz von ETS-Systemen der Lastabwurf komplett vermieden werden. Die Einsatzzeiten der kosteneffizienteren Generatoren erhöhen sich, während sich der Anteil der Erzeugung des teuersten Generators 3 von 4% in I zu 1,9% in III reduziert. Insgesamt werden die Generatoren häufiger konstant am effizientesten Arbeitspunkt betrieben.

7.3.2 Kasabonika Lake First Nation

Anhand der Simulation mithilfe der Messdaten aus KLFN soll die Auswirkung von ETS-Systemen auch an einem real existierenden Microgrid untersucht werden. Da in KLFN aktuell der Bau eines 250 kW-PV-Park geplant ist, wird sowohl das aktuell existierende System ohne diese Anlage als auch das System mit dieser Anlage genauer untersucht. Dadurch können zusätzlich Aussagen zur Integration von EE im Zusammenhang mit der Nutzung von ETS-Systemen gemacht werden. In Tabelle 7.8 sind die wichtigsten Ergebnisse der Studie mit und ohne PV-Anlage für die Szenarien I-III zusammengefasst.

Tabelle 7.8: Zusammenfassung der Ergebnisse des KLFN-Systems

Szenario	Betriebskosten in \$	maximale Last in kW	Betriebsdauer Generator 2 in h	Betriebsdauer Generator 3 in h
I (ohne PV-Park)	45724	771	97	47
II (ohne PV-Park)	43574	734	89	55
III (ohne PV-Park)	40220	790	73	71
I (mit PV-Park)	42632	771	90	54
II (mit PV-Park)	36710	725	65	79
III (mit PV-Park)	32898	772	49	95

Es zeigt sich eine deutliche Reduktion der Betriebskosten durch den Einsatz von ETS-Systemen anstelle von elektrischen Heizungen. In der aktuellen Situation ohne die große PV-Anlage ergibt sich eine maximale Einsparung von 12 % der Betriebskosten. Im Szenario III mit PV-Anlage sind bis zu 22,8 % Reduktion der Kosten möglich. In diesem System wird dabei die maximale Last nicht reduziert. Da die Leistungsspitze bei etwa 50 % der maximal möglichen Einspeisung durch Generator 1 liegt, ist dies auch nicht notwendig. Begrenzungen der Spannungen und Leistungen im Netz werden nicht verletzt. In den Abbildungen 7.5 und 7.6 sind elektrische Erzeugung und Verbrauch der optimalen Betriebsführung des ersten Simulationstages für alle Szenarien ohne die geplante 250 kW-PV-Anlage dargestellt.

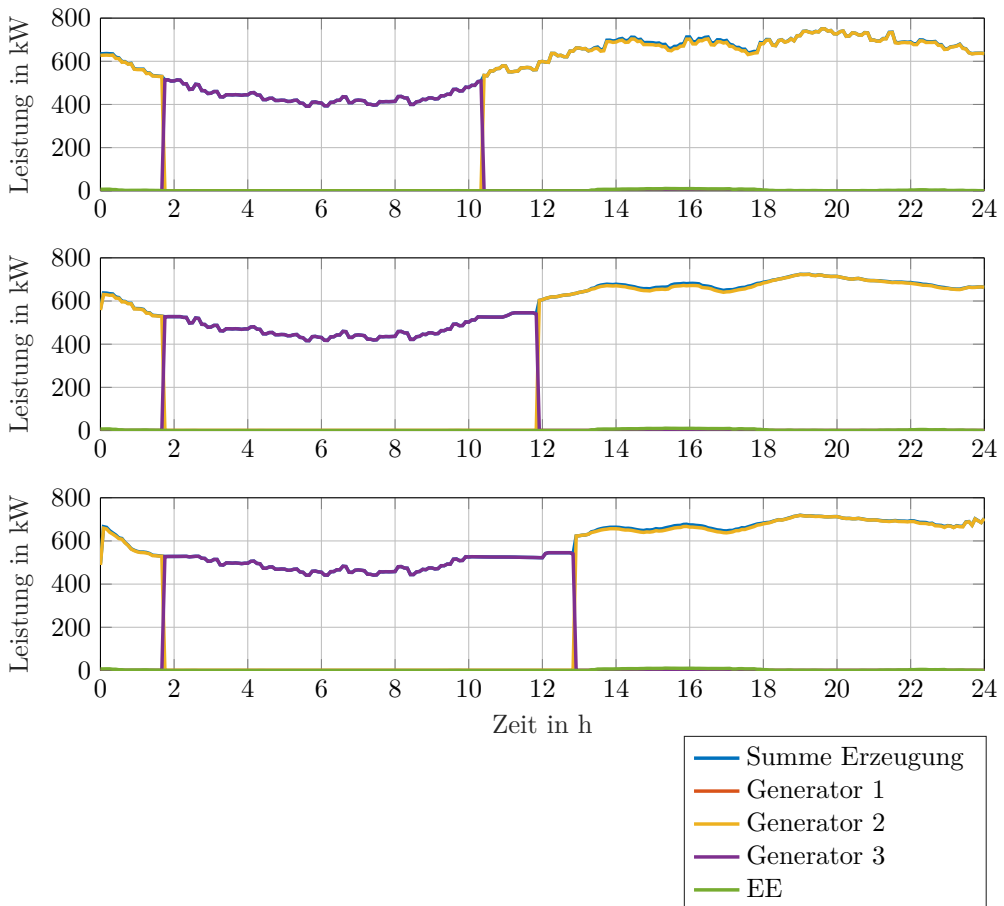


Abbildung 7.5: Elektrische Erzeugung im KLFN-System ohne 250 kW PV-Anlage für Szenario I (oben), Szenario II (Mitte) und Szenario III (unten)

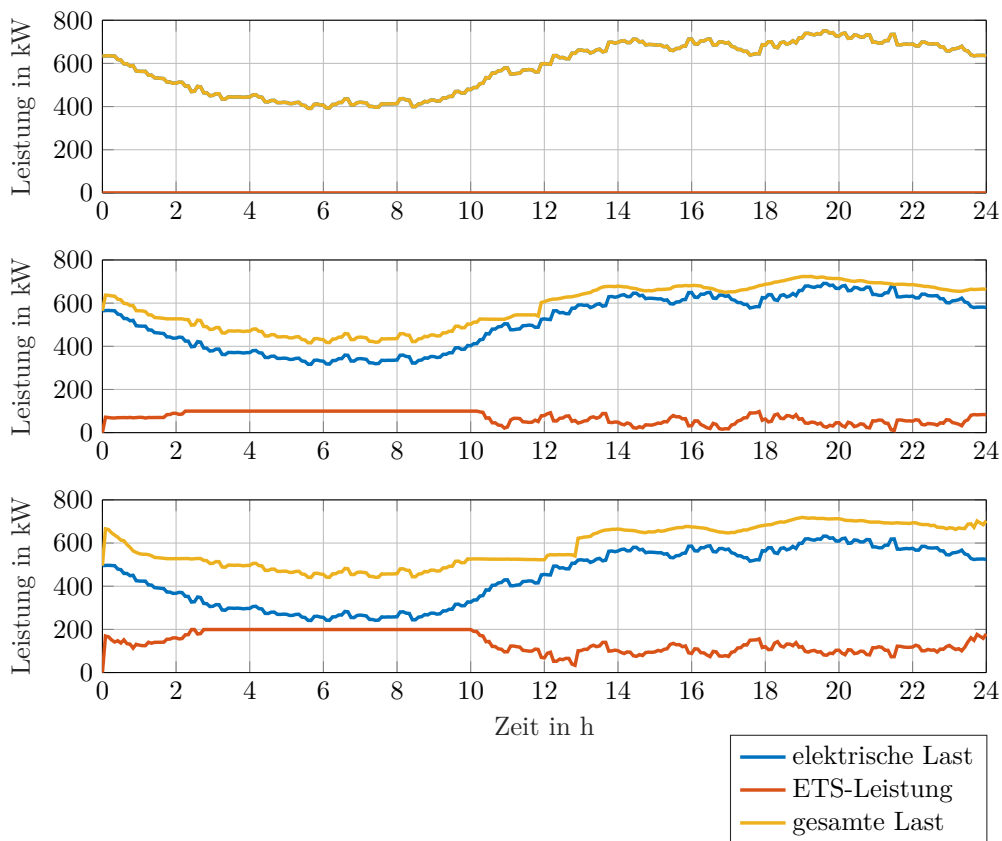


Abbildung 7.6: Elektrische Last im KLFN-System ohne 250kW PV-Anlage für Szenario I (oben), Szenario II (Mitte) und Szenario III (unten)

Es zeigt sich, dass der elektrische Verbrauch in KLFN zu jeder Zeit durch einen der beiden kleineren Generatoren 2 und 3 gedeckt werden kann. Der kurz vor dem Simulationszeitraum neu installierte 1,5 MW-Generator wird nicht benötigt, da die maximale Last im System im betrachteten Zeitraum die Maximalleistung von Generator 2 nicht überschreitet. Die erneuerbare Erzeugung der bestehenden Anlagen ist sehr gering, lediglich direkt nach Mitternacht erfolgt eine Einspeisung durch die Windkraftanlage und nachmittags zwischen 14:00 Uhr und 18:00 Uhr eine geringe PV-Einspeisung. Dadurch entspricht die Summe der Erzeugung meist exakt der Leistung des aktiven Generators. Mit der Zunahme an ETS-Systemen wird Generator 3 länger und Generator 2 kürzer betrieben (vgl. Tabelle 7.8). Dadurch werden beide Generatoren jeweils länger am optimalen Arbeitspunkt in der Nähe der Maximalleistung betrieben und die gesamten Betriebskosten werden gesenkt. Die ETS-Systeme werden in den frühen Morgenstunden

geladen, in denen die elektrische Last am geringsten ist. In den restlichen Stunden wird die Last dann durch die ETS-Systeme geglättet und die thermischen Speicher dabei teils geladen und entladen.

In den Abbildungen 7.7 und 7.8 sind elektrische Erzeugung und Verbrauch der optimalen Betriebsführung des ersten Simulationstages für die drei Szenarien mit 250 kW-PV-Anlage dargestellt.

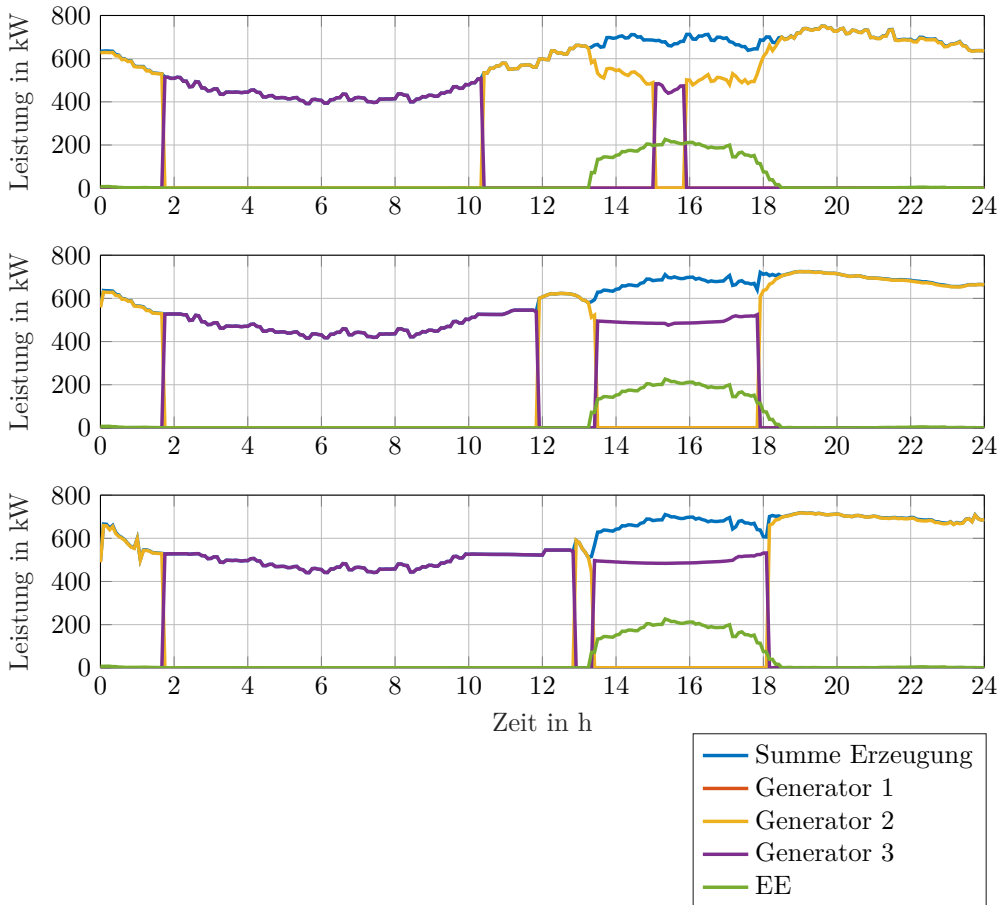


Abbildung 7.7: Elektrische Erzeugung im KLFN-System mit 250 kW PV-Anlage für Szenario I (oben), Szenario II (Mitte) und Szenario III (unten)

Mit der zusätzlichen PV-Anlage verstärken sich die positiven Effekte der optimalen Betriebsführung mit ETS-Systemen. Der größte Generator 1 wird auch hier nicht benötigt. Die Betriebszeiten des Generators 3 nehmen weiter zu. Durch die PV-Einspeisung am

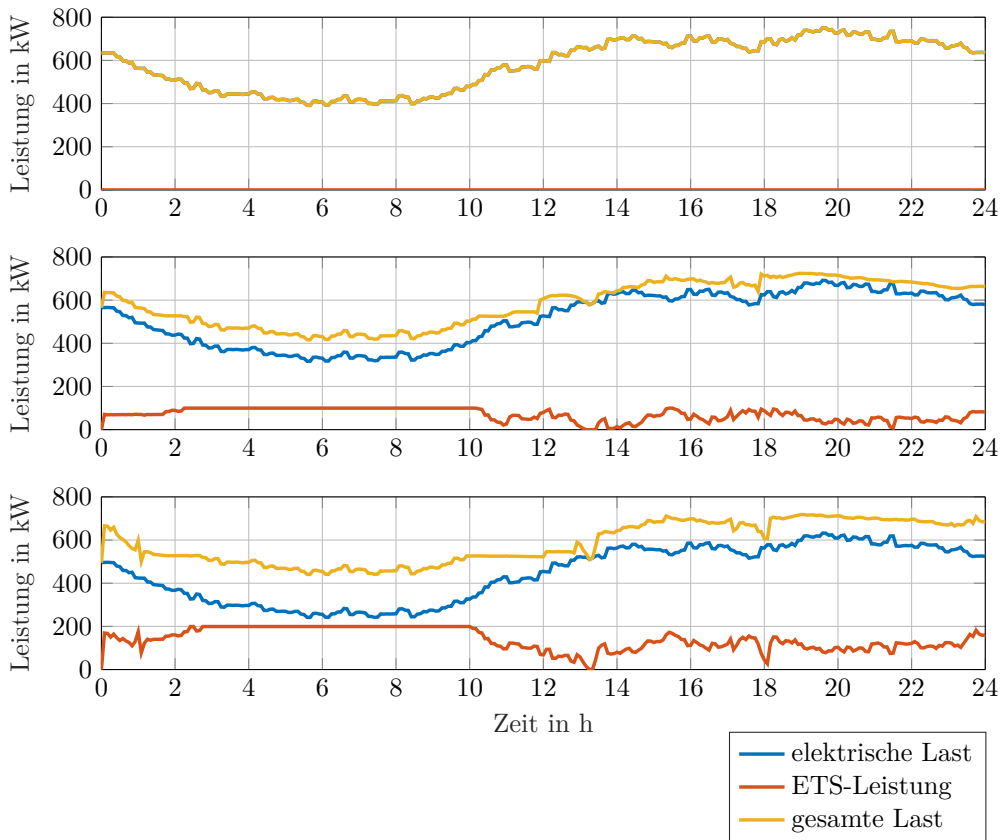


Abbildung 7.8: Elektrische Last im KLFN-System mit 250 kW PV-Anlage für Szenario I (oben), Szenario II (Mitte) und Szenario III (unten)

Nachmittag zwischen 14:00 Uhr und 18:00 Uhr kann auch dort der kleinste Generator konstant am optimalen Arbeitspunkt genutzt werden. Dadurch ist eine weitere Reduktion der Betriebskosten möglich. In der Mittagszeit zwischen 12:00 Uhr und 14:00 Uhr ist die Last groß und es gibt noch keine erneuerbare Einspeisung, dadurch werden die ETS-Systeme hier teilweise komplett ausgeschaltet. Dies ist auch in Abbildung 7.9 zu erkennen. Hier ist die Summe der Leistungen und der daraus resultierende gesamte Ladezustand aller ETS-Systeme für Szenario III mit geplanter PV-Anlage dargestellt.

In den Morgenstunden zwischen 2:00 Uhr und 10:00 Uhr, in denen die elektrische Last im System am geringsten ist, werden die Wärmespeicher der ETS-Systeme zunächst mit maximaler Last geladen. In den folgenden Stunden bis 14:00 Uhr steigt die Last im System und die erneuerbare Erzeugung ist noch gering, die ETS-Systeme werden in dieser Zeit entladen und die ETS-Leistung nimmt mit steigender Last immer weiter ab.

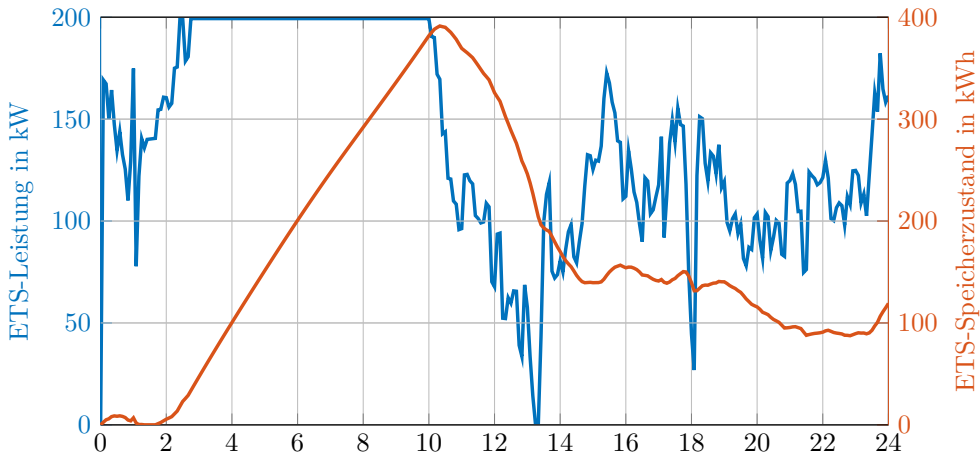


Abbildung 7.9: Elektrische Leistung und resultierender Speicherzustand der ETS-Systeme im KLFN-System mit 250 kW PV-Anlage für Szenario III

Am Nachmittag und Abend werden die Systeme dann sehr variabel betrieben, um die Volatilität der Last und der erneuerbaren Erzeugung im System auszugleichen und die Erzeugung der Generatoren möglichst konstant zu halten. Dieses Verhalten ist in allen anderen Szenarien mit ETS-Systemen ähnlich, diese sind im Anhang in Abbildung C.3 gezeigt.

Um die Auswirkungen des ETS-Anteils auf die Betriebskosten genauer zu analysieren, wird er von 0 % bis 100 % in 10 %-Schritten erhöht. Dabei wird das System mit der geplanten, großen PV-Anlage betrachtet. Abbildung 7.10 zeigt das Ergebnis der Variation des ETS-Anteils. Es ist eine kontinuierliche Abnahme der Betriebskosten mit zunehmendem ETS-Anteil zu erkennen. Die Abnahme der Kosten ist näherungsweise linear, lediglich bei 90 % gibt es eine leichte Abweichung. Diese liegt vor allem am betrachteten Simulationszeitraum und den hier auftretenden Lasten, bei weiterer Erhöhung auf 100 % senken sich die Kosten dann wieder deutlich.

Insgesamt ist der Einsatz von ETS-Systemen in beiden betrachteten Systemen sinnvoll. Zum einen kann eine deutliche Reduktion der Betriebskosten erzielt werden. Auf der anderen Seite können, wenn im jeweiligen System notwendig, auch die Leistungsspitzen verringert werden. Dadurch ist eine geringere maximal installierte Erzeugung notwendig oder Lastabwurf kann vermieden werden. Mit der Zunahme an erneuerbarer Erzeugung im Microgrid verstärken sich diese Effekte. Allgemein ist eine multimodale Betrachtung auch in Microgrids sinnvoll, um Speicherpotential in anderen Energie-Domänen zu nutzen und die Integration eines größeren EE-Anteils zu ermöglichen.

Somit wurde gezeigt, wie der Ansatz zur Modellierung und prädiktiven Regelung von multimodalen Systemen auch in Remote Microgrids genutzt werden kann. Mit der Ab-

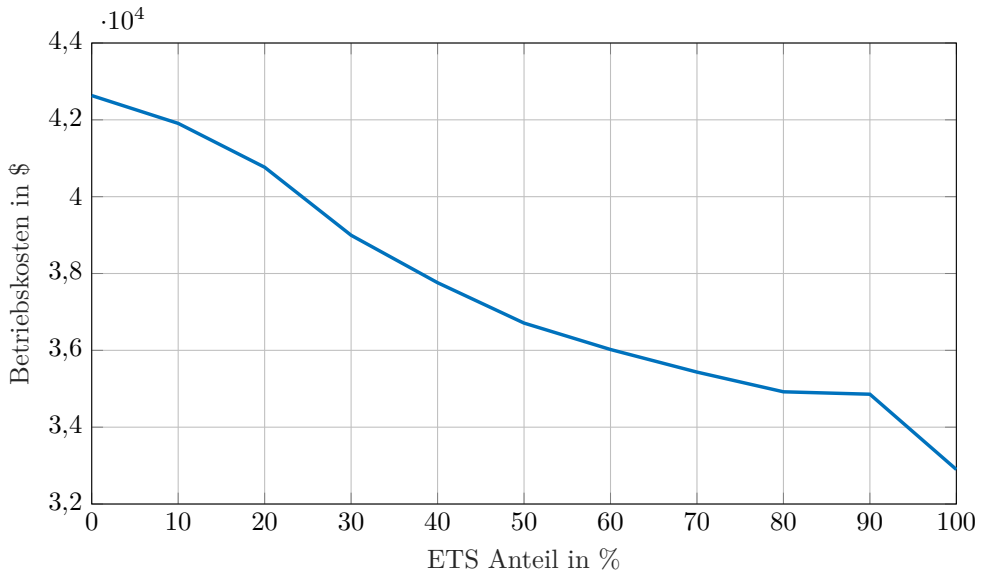


Abbildung 7.10: Betriebskosten des KLFN-System mit 250kW PV-Anlage bei Zunahme des ETS-Anteils im gesamten Simulationszeitraum

nahme der Anzahl an großen Kraftwerken mit Synchrongeneratoren im europäischen Verbundnetz eröffnet dieser Ansatz in der Zukunft auch in Systemen mit Verbindung zum Übertragungsnetz neue Perspektiven.

8 Regionalisierung der Energieversorgung in multimodalen Energieverteilnetzen

In diesem Kapitel wird die Anwendung des in den Kapiteln 3 bis 5 vorgestellten Ansatzes für die Regionalisierung der Energieversorgung einer Energiezelle im ländlichen Raum vorgestellt. Dabei wird die Kopplung der Energie-Domänen Strom, Gas und Wärme am Beispiel des Energiesystems der Stadt Kirchheimbolanden untersucht. Der Fokus der Untersuchungen liegt auf der Nutzung der Power-to-Gas-Technologie zur Speicherung der elektrischen Energie als synthetisches Erdgas und der anschließenden Rückverstromung durch BHKW.

Die Zielstellung der Studie ist die **Regionalisierung** der Energieversorgung. Im Fokus steht dabei die Minimierung der mit dem elektrischen Übertragungsnetz ausgetauschten Energie. Dies soll durch die Nutzung aller Flexibilitäten im System erfolgen. Dabei wird insbesondere das Potential der Speicherung der überschüssigen regionalen erneuerbaren Energie im Gasnetz über die PtG-Anlage genauer analysiert. Dieses Ziel definiert entsprechende Anforderungen an die erzeugte EE-Leistung, die mit dem übergeordneten Netz ausgetauschte elektrische Leistung sowie die damit zusammenhängende Gasverstromung, die im Folgenden erläutert werden:

- Die in Kirchheimbolanden erzeugte erneuerbare Energie soll vor Ort genutzt werden. Das bedeutet, dass die ausgetauschte elektrische Leistung mit dem Übertragungsnetz nicht negativ werden sollte.
- Die ausgetauschte elektrische Leistung mit dem Übertragungsnetz soll minimiert werden. Dadurch soll sichergestellt werden, dass die erneuerbare Energie nicht nur nicht an das Übertragungsnetz abgegeben wird, sondern auch sinnvoll im System gespeichert wird, um dann später bei mehr Bedarf die aus dem Übertragungsnetz bezogene Leistung reduzieren zu können.
- Die maximal ausgetauschte elektrische Leistung mit dem Übertragungsnetz soll minimiert werden. Die notwendige Kapazität im Übertragungsnetz und der daraus resultierende Netzausbau sind vor allem von Leistungsspitzen abhängig. Werden diese verringert, kann dadurch auch der durch die Energiewende erforderliche Netzausbau reduziert werden.
- Die maximale EE-Stromerzeugung soll genutzt werden. Daraus resultieren minimale Standzeiten der EE-Anlagen, das heißt, sie sollten nach Möglichkeit auch zu längeren Zeiten hoher Windgeschwindigkeiten und starker Sonneneinstrahlung ins Netz einspeisen.

- Die Regionalisierung der Energieversorgung im Stromnetz soll nicht zu einem größeren Gasverbrauch führen. Das bedeutet, dass die Gasmenge, die zur Rückverstromung genutzt wird nicht höher sein darf als die Summe des durch die PtG-Anlage produzierten Gases und die in Heizsystemen eingesparte Gasmenge.

Den Kern des Energiesystems bildet das elektrische 20 kV-Mittelspannungsnetz der Stadt Kirchheimbolanden. Im Versorgungsgebiet leben etwa 8000 Einwohner, es gibt eine große Zahl von privaten PV-Anlagen sowie drei Windkraft-Anlagen mit einer gesamten Maximalleistung von 5,6 MW. Das Ziel der Regelung besteht darin, einen möglichst großen Anteil der regional erzeugten Energie auch vor Ort zu nutzen und so die Effizienz des Gesamtsystems zu erhöhen. Diese Effizienzsteigerung bezieht sich sowohl auf einen optimalen Betrieb aller Anlagen im System als auch auf eine Reduktion der Verluste durch eine weite Übertragung von EE.

Im Folgenden wird die modellbasierte Betriebsoptimierung mittels MPC vorgestellt. Dabei wird zunächst das Entwurfsmodell sowie der prädiktive Regler für das Energiesystem beschrieben. Zur optimalen Betriebsführung wird der in dieser Arbeit entwickelte simultane Ansatz aus 5.2 eingesetzt, da sich in einer Vorstudie, die im Rahmen der Masterarbeit [Sch16] durchgeführt wurde, gezeigt hat, dass ein sequentieller Ansatz bei dieser Systemgröße keine zufriedenstellenden Ergebnisse liefert.

Im Anschluss werden das Modell für die Prädiktivregelung mithilfe eines multimodalen Co-Simulationsmodells validiert und die Ergebnisse einiger Szenarien vorgestellt. Dabei wird nur kurz auf das Co-Simulationsmodell eingegangen, das im Forschungsprojekt RegEnKibo²⁹ im Wesentlichen durch die Projektpartner entwickelt wurde. Am Ende des Kapitels werden einige Untersuchungen zur Robustheit der Prädiktivregelung vorgestellt.

8.1 Modell und Randbedingungen

8.1.1 Energieverteilnetze

Im Kern des multimodalen Energieverteilnetzes steht hier das Mittelspannungsnetz mit 20 kV Nennspannung. Dieses Netz ist ein Ringnetz, das jedoch in offenen Ringen betrieben wird, wodurch in Betrieb ein radiales Netz resultiert. Die Netzstruktur ist in Abbildung 8.1 dargestellt.

Das Netz besteht aus $|\mathcal{N}_\epsilon| = 75$ Knoten, die durch 84 Kanten miteinander verbunden sind. Im normalen Betrieb mit geöffneten Ringen, wie in der Abbildung 8.1 gezeigt, werden $|\mathcal{M}_\epsilon| = 74$ Leitungen genutzt, die restlichen Leitungen sind durch geöffnete Leistungsschalter nicht in Betrieb und daher nicht dargestellt. Die Nummerierung der

²⁹ Das Verbundvorhaben "Regionalisierung der Energieversorgung auf Verteilnetzebene am Modellstandort Kirchheimbolanden (RegEnKibo)" wurde durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert. Das Projekt wurde im Zeitraum vom 01.06.2015 bis zum 31.05.2018 von sieben Projektpartnern durchgeführt, davon fünf Forschungsinstitute (DVGW-EBI, KIT-EBI, KIT-IEH, KIT-IRS, TSB) und zwei Industrieunternehmen (e-rp GmbH, MicroEnergy GmbH).

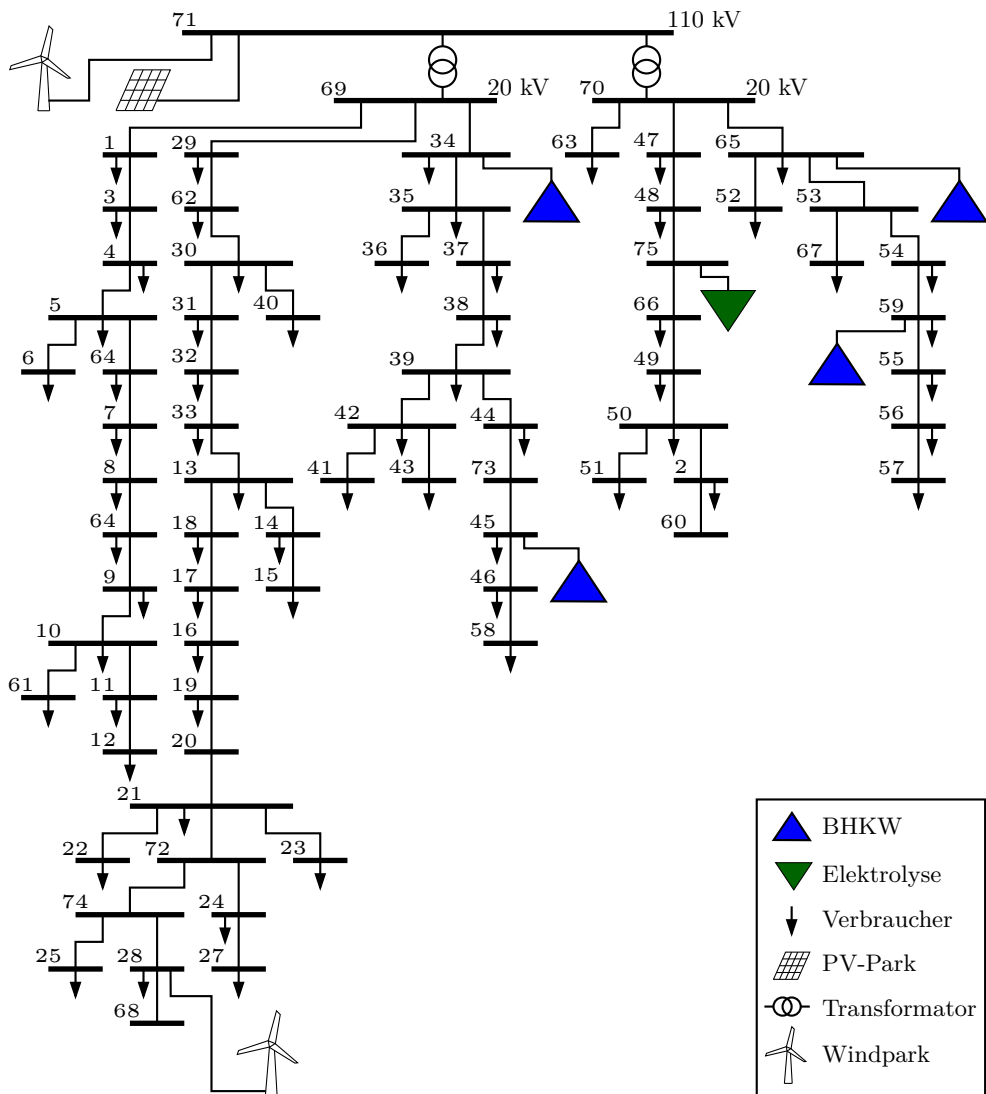


Abbildung 8.1: Struktur des elektrischen Mittelspannungsnetzes in Kirchheimbolanden

Knoten ist dabei vom Netzbetreiber übernommen, die Sprünge in der Nummerierung hängen mit dem Betrieb in offenen Ringen zusammen. Knoten 71 ist der Slack-Knoten und stellt die Verbindung zum Übertragungsnetz dar. An Knoten 75 ist die Elektrolyse angeschlossen, die im aktuellen System vorhandenen BHKW befinden sich an den Knoten 34, 45, 59 und 65.

Die darunter liegenden Niederspannungsnetze werden in der Leitwarte nicht überwacht und sind deutlich überdimensioniert, wodurch eine Modellierung hier nicht notwendig ist. Um eine Überschreitung der Begrenzungen der Spannungen im Netz, die nach DIN EN 50160 im gesamten Verteilnetz aus Mittelspannungs- und Niederspannungsnetz maximal 10% der Nennspannung betragen darf, zu verhindern, werden die maximalen Abweichungen im Betrieb des Mittelspannungsnetzes $U_{min} = 0,95$ p.u. und $U_{max} = 1,05$ p.u. zugelassen [KW09].

Das Gasnetz in Kirchheimbolanden wurde durch den Projektpartner DVGW-EBI in einer ausführlichen Simulationsstudie analysiert, die in [BDE⁺18, RZS⁺18] veröffentlicht wurde. Dabei wurde das gesamte Netz von den beiden Übergabestationen bis hin zu jedem der 2851 Hausanschlüsse komplett in Stanet [FU16], einer speziell für Gasinfrastruktur ausgelegten Simulationssoftware, modelliert und analysiert. Das resultierende Modell hat 1109 Berechnungsknoten, an denen Druck, Gasfluss und Gasqualität berechnet werden. Insgesamt wurden 64,9 km Leitungen modelliert, die sich zusammensetzen aus: 10,7 km Hochdruckleitungen mit Drücken über 1 bar, 15,2 km Mitteldruckleitungen mit Drücken zwischen 0,05 bar und 1 bar und 39,0 km Niederdruckleitungen mit Drücken zwischen 0,018 bar und 0,05 bar.

Als Ergebnis dieser Studie zeigte sich zum einen, dass eine Speicherung von Gas im Verteilnetz durch sogenannte Netzatmung³⁰ vernachlässigbar ist und somit das gesamte Speicherpotential der Gasinfrastruktur im vorhandenen Röhren-Gasspeicher liegt. Die Verteilung des Gases erfolgt durch eine Reduzierung des Drucks in unterschiedlichen Stufen von 30 bar an der Übergabestation bis hin zu 0,018 bar an den Hausanschlüssen. Dadurch sind im gesamten Gasnetz keine Kompressoren erforderlich, wodurch Verluste im Netz vernachlässigbar sind. Das Netz ist in den meisten Teilen überdimensioniert, was bedeutet, dass Druckrandbedingungen in diesen Teilen nie verletzt werden. Lediglich bei sehr niedrigen Außentemperaturen in besonders kalten Wintern kann es zur Verletzung von Druckrandbedingungen an einigen Hausanschlüssen kommen. Die Druckregelventile, deren Arbeitspunkte in diesen Fällen angepasst werden, können nur manuell mechanisch betätigt werden und besitzen keinerlei Fernwirktechnik oder Automatisierung. Durch die Steuerung der vorhandenen Flexibilitäten im Netz kann eine Überschreitung dieser Randbedingungen ebenfalls nicht verhindert werden. Das gesamte Gasnetz kann somit in der Prädiktivregelung durch einen Knoten dargestellt werden, an dem alle Speicher und Anlagen angeschlossen sind. Eine Modellierung aller nicht steuerbarer Verbraucher im Gasnetz ist dadurch ebenfalls nicht notwendig.

Im betrachteten Energiesystem sind alle Wärmeerzeuger jeweils direkt mit dem Wärmeverbraucher verbunden. Die notwendigen Leitungen sind innerhalb der Gebäude dadurch sehr kurz und können vernachlässigt werden. Die Netzmodelle bestehen daher jeweils aus einem Knoten, an dem direkt ein Verbraucher, ein Speicher und der jeweilige Erzeuger oder Konverter angeschlossen ist.

³⁰ Als Netzatmung bezeichnet man die zusätzliche Speicherung von Gas im Netz durch eine Druckerhöhung in den einzelnen Leitungen

8.1.2 Erzeuger und Verbraucher

Alle Verbraucher im Energiesystem sind **nicht steuerbar**. Da die lokale Nutzung der erneuerbaren Energien nicht durch Abschaltung der EE-Anlagen erzielt werden soll, sind auch diese aus Sicht der MPC nicht steuerbar. Die erneuerbaren Erzeuger sind drei Windkraftanlagen an Knoten 28 mit einer Maximalleistung von 5,6 MW sowie kleinere PV-Anlagen, verteilt auf das gesamte Gebiet mit einer gesamten maximalen Leistung von 3,6 MW. Diese PV-Anlagen sind verteilt auf viele Verbraucher und daher in Abbildung 8.1 nicht separat dargestellt. Da zunächst der Modellierungs- und Regelungsansatz im Hinblick auf die mögliche regionale Nutzung von EE im Fokus stehen, wird von einer exakten Prädiktion von Erzeugung und Verbrauch ausgegangen, das heißt $z^*(k) = z(k)$. Die genutzten Daten sind in der elektrischen Domäne reale Messdaten aus dem gesamten Jahr 2014 mit einer Auflösung von $T = 15$ min. Da die Leistung der erneuerbaren Erzeuger im Netz den gesamten Verbrauch im Jahr 2014 nur sehr selten überschreitet, insgesamt nur etwa 20 h, wurden ein weiterer Windpark, der auf der Gemarkung Kirchheimbolanden liegt sowie ein PV-Park mit in die Betrachtung aufgenommen. Beide Anlagen sind elektrisch direkt mit dem Übertragungsnetz verbunden und somit nicht im MS-Netz von Kirchheimbolanden angeschlossen. Daher wird für die Betrachtungen die Einspeisung dieser Anlagen direkt am Slack-Knoten 71 angenommen. Der Windpark besteht dabei aus 10 Anlagen mit einer gesamten Leistung von 32 MW. Der PV-Park hat eine maximale Leistung von 6 MW. Mit diesen Anlagen überschreitet die Erzeugung in Kirchheimbolanden für 2571 h also 41,5 % der Zeit den Verbrauch.

Da zum Wärmeverbrauch keine Messdaten aus dem Jahr 2014 vorliegen, werden alle Wärmeverbraucher mit Außentemperatur-abhängigen Standardlastprofilen der TU München aus [Hel03] modelliert. Die vier Wärmeverbraucher an den BHKW sind eine Stadthalle am Knoten 34, ein Hotel mit 38 Zimmern an Knoten 45, ein Hallenbad an Knoten 59 sowie ein Verwaltungsgebäude an Knoten 65. Die genutzten Lastprofile³¹ sowie deren Skalierung sind in Tabelle 8.1 zusammengefasst.

Tabelle 8.1: Lastprofile der Wärmeverbraucher an den BHKW

BHKW	Gebäudetyp	Lastprofil	Jahresenergieverbrauch in MWh
b1	Stadthalle	KO04	296,7
b2	Hotel	0,75 · W23 0,25 · BD04	27,49
b3	Hallenbad	MK04	352,2
b4	Verwaltungsgebäude	KO04	225,1

Die Temperaturmesswerte des Jahres 2014 sind von der nächstgelegenen Wetterstation Zellertal in 2 m Höhe aufgezeichnet [Wet]. Zur Anpassung der Profile an die jeweiligen Gebäudegrößen wird mithilfe des monatlichen Gasverbrauchs der BHKW aus dem

³¹ Die Zeitreihen wurden [Sta] entnommen.

Jahr 2014 und ihres durchschnittlichen Wirkungsgrads die monatliche Wärmeenergie berechnet, mit der die normierten Profile dann skaliert werden.

Da in der Studie die Nutzung der entwickelten Regelung mit der tatsächlichen Fahrweise aller Anlagen im Jahr 2014 verglichen werden soll, wird zum einen die gemessene elektrische Leistung der BHKW an den jeweiligen Knoten von der am Knoten gemessenen Lastkurve abgezogen. Zum anderen wird der daraus resultierende Gasverbrauch der BHKW zu jedem Zeitpunkt zusätzlich in den Gasnetzknotten eingespeist. Dadurch wird sichergestellt, dass der Gasbezug aus dem Übertragungsnetz beim Vergleich in beiden Fällen übereinstimmt.

8.1.3 Speicher

Im Energiesystem gibt es insgesamt sechs Speicher: einen Wasserstoff-Pufferspeicher in der PtG-Anlage, einen großen Gas-Röhrenspeicher und je einen Wärmespeicher für die BHKW b1–b4. Die Parameter der Speicher sind in Tabelle 8.2 zusammengefasst.

Tabelle 8.2: Parameter der Speicher im Energiesystem in Kirchheimbolanden

Speicher	E_{min} in kWh	E_{max} in kWh	$P_{s,max}$ in kW	f_s in %/h	$\Gamma_s(\cdot)$
Wasserstoff	0	50	180	0	1
Gas	0	54e3	620	0	1
Wärme 1	0	250	96	2	1
Wärme 2	0	23	8,8	2	1
Wärme 3	0	359	138	2	1
Wärme 4	0	189	73	2	1

Der Wasserstoffspeicher ist dabei klein ausgelegt, da seine Kosten in der Regel mit höherem Volumen deutlich ansteigen. Er reicht etwa aus, um die Wasserstoffmenge aufzunehmen, die die Elektrolyse in 15 min maximal erzeugen kann. Die Wärmespeicher sind auf die Größe der Wärmeerzeuger ausgelegt. Sie können etwa die Wärmeenergie, die das jeweilige BHKW bei 2 h Volllast erzeugt, speichern. Wasserstoff- und Gasspeicher werden als verlustfrei angenommen, da aufgrund des Aufbaus der PtG-Anlage und der Gaseinspeisung aus dem Übertragungsnetz hier keine Kompressoren benötigt werden. Die Verluste durch Entweichen von Gas aus diesen Speichern sind vernachlässigbar. Die Wärmespeicher werden mit einem Verlustfaktor von 2 %/min angenommen. Die Verluste beim Laden und Entladen der Wärmespeicher sind dagegen vernachlässigbar gering. Die Begrenzung der Eingangsleistung $P_{s,max}$ entspricht der maximal möglichen Einspeisung aller angeschlossenen Komponenten.

Tabelle 8.3: Parameter der einzelnen Konverter im Energiesystem in Kirchheimbolanden

Konverter	Maximalleistung in kW	Wertebereich der Teil-Wirkungsgrade	Maximaler Lastwechsel	Steuergrößenbegrenzung
Elektrolyseur	100	$w_{\epsilon\rho} = [0,60 \ 0,77]$	unbegrenzt	[0 3]
Methanisierung	130	$w_{\rho\gamma} = [0,68 \ 0,78]$ $w_{\rho\eta} = [0,13 \ 0,15]$	$\Delta u_{min} = -0,4$ $\Delta u_{max} = 0,8$	[0 1]
BHKW (b1)	153	$w_{\gamma\epsilon} = [0,01 \ 0,32]$ $w_{\gamma\eta} = [0,45 \ 0,62]$	unbegrenzt	[0 1]
(b2)	14,0			
(b3)	220			
(b4)	116			
Heizung (h1)	750	$w_{\gamma\eta} = 0,88$	unbegrenzt	[0 1]
(h2)	1100			
(h3)	170			
(h4)	1050			

8.1.4 Energie-Konverter

Die Konverter im System sind eine PtG-Anlage, bestehend aus einer PEM-Elektrolyse (el) und einer Drei-Phasen-Methanisierung (me), vier BHKW (b1-b4) und an jedem BHKW ein zusätzlicher Gas-Heizkessel (h1-h4). Die Parameter aller Konverter sind in Tabelle 8.3 zusammengefasst.

Die Maximalleistung ist dabei die maximale Eingangsleistung $P_{in,max}$ aus (3.30), wobei hier alle Konverter nur aus jeweils einem Energienetz gespeist werden, wodurch der Vektor zu einem Skalar wird. Die aus allen vier BHKW resultierende maximale elektrische Einspeisung liegt bei 161,8 kW.

Die Elektrolyse kann dauerhaft bei 200 % Last betrieben werden. Der Überlastbetrieb von 300 % darf maximal 15 min genutzt werden. Im Anschluss muss eine Abkühlphase von mindestens 15 min stattfinden, in der die Anlage bei maximal 100 % betrieben werden darf. Dies wird durch das Einführen einer zusätzlichen dynamischen Randbedingung sichergestellt:

$$u_{el}(k) + u_{el}(k+1) \leq 4 \quad \forall k. \quad (8.1)$$

Die Dynamiken von Elektrolyse, BHKW und Heizungen erlauben maximale Lastwechsel in deutlich weniger als 15 min, wodurch eine Begrenzung von Δu nicht notwendig ist. Die Drei-Phasen-Methanisierung wurde im Projekt vom Engler-Bunte-Institut anhand einer Versuchsanlage mithilfe von Lastwechsel-Experimenten ausführlich analysiert.

Dadurch ergeben sich $\Delta u_{me,min} = -0.4$ und $\Delta u_{me,max} = 0.8$ als Begrenzung der Lastwechsel.

Die nichtlinearen Teil-Wirkungsgrade aus Gleichung (3.29) werden mithilfe von Gleichung (3.30) direkt normiert in Abhängigkeit von der Steuergröße u als $w_{\alpha\beta}(u)$ abgebildet. Sie werden mithilfe von Polynomen vom Grad d modelliert, der je nach Anlage zwischen null und drei liegt:

$$w_{\alpha\beta,con}(u_{con}) = \sum_{r=0}^d b_r \cdot (u_{con})^r. \quad (8.2)$$

Die Koeffizienten b der Polynome werden mithilfe von Messungen der Effizienz an unterschiedlichen Arbeitspunkten der Anlage und dem Least-Squares-Verfahren berechnet. Die Messpunkte dieser Wirkungsgrade wurden für die Blockheizkraftwerke dem Datenblatt [Vie15b] entnommen. Die restlichen Polynome wurden anhand von Messungen an realen Anlagen erstellt. Die resultierenden Koeffizienten sind in Tabelle D.3 im Anhang zusammengefasst.

In Abbildung 8.2 sind beispielhaft die zwei Teil-Wirkungsgrade für Wärme und Strom eines Vitobloc BHKW aus [Vie15b] dargestellt. Es zeigt sich, dass die Annahme eines

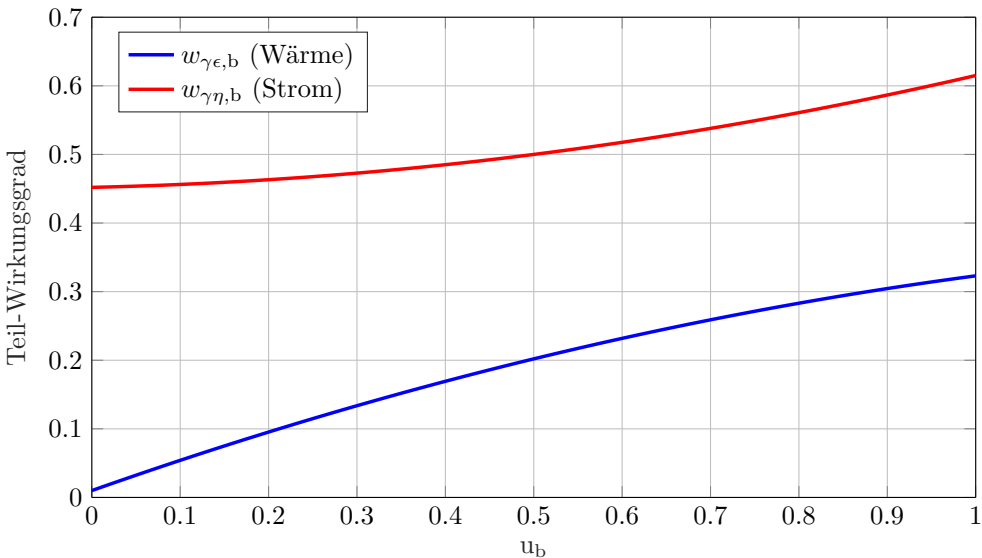


Abbildung 8.2: Teil-Wirkungsgrade der BHKW in Abhängigkeit der Steuergröße

konstanten Wirkungsgrads, wie sie in Veröffentlichungen im Stand der Wissenschaft häufig getroffen wird, zu deutlichen Modellfehlern führen würde. Die Nichtlinearität

im Modell ist daher notwendig. Der Gesamtwirkungsgrad, also die Summe der beiden Teil-Wirkungsgrade, ist bei $u_b = 1$ mit 94 % am größten und nimmt im Teillastbetrieb deutlich ab.

8.2 Entwurf des modellprädiktiven Reglers

Das Gütemaß der MPC orientiert sich an der Zielstellung der **Regionalisierung**. Durch die Wahl des Gütemaßes zu

$$J = \sum_{k=k_0}^{k_0+n_p} P_a^2(k) \quad (8.3)$$

wird sichergestellt, dass die in Kirchheimbolanden erzeugte erneuerbare Energie soweit wie möglich vor Ort genutzt wird, da negative Ausgleichsleistung P_a im Gütemaß genau wie positive Ausgleichsleistung gewichtet wird. Dadurch wird auch sichergestellt, dass die überschüssige EE sinnvoll im System gespeichert wird, da durch die Entladung dieser Speicher dann später die aus dem Übertragungsnetz bezogene Leistung reduziert werden kann.

Durch die quadratische Gewichtung der Ausgleichsleistung P_a werden Leistungsspitzen stärker im Gütemaß gewichtet und dadurch reduziert. Dadurch wiederum kann auch der durch die Energiewende erforderliche Netzausbau reduziert werden.

Zur Regelung des Energiesystems Kirchheimbolanden wird ein simultaner Ansatz gewählt. Der Prädiktionshorizont beträgt in den Simulationen 24 h, sofern nicht anders angegeben. Dieser Horizont ergibt sich aus zahlreichen Analysen, die im Rahmen der Masterarbeit [Sch16] durchgeführt wurden. Die wichtigsten Ergebnisse dieser Analysen sind im Anhang C.3.2 zusammengefasst. Insgesamt verbessert sich die Regelgüte mit einer Vergrößerung des Horizonts auf Kosten einer höheren Rechenzeit. Zusätzlich ist zu beachten, dass die Güte der Prädiktion von Last und Erzeugung über dem Prädiktionshorizont abnimmt (vgl. B.1). Dadurch kann es bei zu großen Horizonten auch zu einer Abnahme der Regelgüte kommen. Außerdem muss der Prädiktionshorizont ausreichend groß gewählt werden, um eine Konvergenz der Regelung zu gewährleisten [FA02].

Die Aufteilung des Prädiktionshorizonts erfolgt hier ebenfalls mit einer zunehmenden Schrittweite. Die ersten 24 Schritte entsprechen dabei der Abtastzeit von 15 min, darauf folgen zwölf Schritte mit 30 min, sechs Schritte mit 60 min und zwei Schritte mit 180 min. Wie in Abschnitt 5.4 vorgestellt, wird eine lineare Approximation der Netzgleichungen im weiter entfernten Horizont vorgenommen. Hierzu werden die Leistungsflussgleichungen (3.3) durch eine rein bilanzielle Betrachtung des Stromnetzes wie in Gleichung (7.12) ersetzt. Dadurch werden Verluste im weiter entfernten Horizont vernachlässigt, wodurch sich insgesamt jedoch eine deutliche Reduktion der Komplexität des Optimierungsproblems ergibt. Eine Analyse zur Länge n_{LF} des Horizonts, in dem das Netz mit den Leistungsfluss-Gleichungen modelliert wird, findet sich ebenfalls im Anhang in C.3.2. Im Folgenden wird dieser Horizont mit $n_{LF} = 24$ verwendet.

Die Implementierung der Simulation erfolgt in Matlab, die Optimierungsprobleme werden in GAMS gelöst. Das für die Optimierung genutzte Modell ist dabei in GAMS implementiert und Startwerte und Parameter werden in jedem Zeitschritt per Schnittstelle an GAMS übergeben. Zum Lösen der Optimierungsprobleme wird IPOPT, ein Open-Source-Solver, der auf einem Innere-Punkte-Verfahren basiert, genutzt, um das NLP zu lösen. Die Wahl des Innere-Punkte-Verfahrens basiert auf einer Studie, die im Anhang in C.3.1 zusammengefasst ist. Dieser Vergleich erfolgt in Matlab, da in GAMS kein Open-Source-SQP-Solver enthalten ist.

8.3 Validierung des MPC-Modells

In Veröffentlichungen von prädiktiven Regelungen für Energiesysteme aus dem Stand der Wissenschaft (siehe 2.1) wird in der Regel das für die MPC entworfene Modell auch zur Simulation des Systems eingesetzt. Häufig werden bei der Anwendung eines simultanen Ansatzes sogar die Ergebnisse des Optimierungsalgorithmus direkt als Simulationsergebnisse genutzt. Eine Validierung des Modells und der MPC ist so nur bedingt möglich. Um den in Kapitel 3 vorgestellten Modellierungsansatz als Modell für eine MPC validieren zu können, wird im Folgenden ein Simulationsmodell für MCE-Systeme vorgestellt, das im Rahmen des Projekts RegEnKibo in Zusammenarbeit mit den Projektpartnern entwickelt wurde und in [RZS⁺18] publiziert ist. Der Aufbau der Simulationsumgebung sowie der Teilmodelle wird im Folgenden kurz zusammengefasst, für weitere Details sei auf die Veröffentlichung [RZS⁺18] verwiesen. Im Anschluss werden die Ergebnisse der Validierung mithilfe dieses Modells zusammengefasst.

8.3.1 Co-Simulationsumgebung für multimodale Systeme

Das multimodale Simulationsmodell stellt eine Co-Simulation dar, in der iterativ Teilmodelle der Teilsysteme Gasnetz, Stromnetz, Gebäude mit BHKW und Heizung und PtG-Anlage zu jedem Abtastschritt simuliert und die Zustände dann an die weiteren Modelle übertragen werden. Dabei können in einer Co-Simulation die Teilmodelle in Softwareumgebungen modelliert und simuliert werden, die speziell für diese Systeme und Energie-Domänen entwickelt wurden und dadurch die Realität sehr genau abbilden. Eine Schwierigkeit dabei ist allerdings die Kommunikation der unterschiedlichen Softwareumgebungen. Als Softwareumgebung für die Koordination und Kommunikation zwischen den Modellen wird in diesem Fall Matlab sowie ein Postgres-Datenbank-Server genutzt, um mit den großen Datenmengen, insbesondere im Gasnetzmodell, umgehen zu können. Die grundlegende Struktur der Simulationsumgebung ist in Abbildung 8.3 dargestellt. Dabei sind alle Profildaten der Verbraucher und der EE für den gesamten Simulationszeitraum in der Datenbank abgelegt. Aufgrund der großen Datenmengen im Gasnetz greift das Gasnetzmodell in Stanet direkt auf die Datenbank zu. Die restliche Kommunikation zwischen den Modellen erfolgt über den Matlab Workspace.

Das Ziel der Simulationsumgebung ist die Validierung der MPC-Modelle sowie des MPC-Betriebs. Da dieses Modell lediglich in der Simulation zur Analyse und Validierung

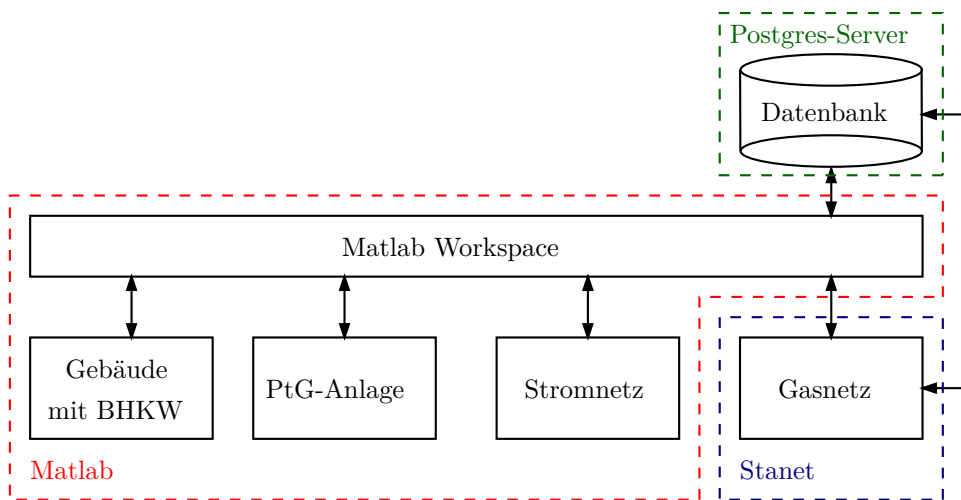


Abbildung 8.3: Grundlegender Aufbau der Co-Simulation

genutzt wird, steht eine Reduktion der Rechenzeit oder Echtzeitfähigkeit nicht im Fokus, sondern eine möglichst hohe Genauigkeit und Modellierungstiefe. Aufgrund der daraus resultierenden, im Vergleich zum MPC-Modell großen Rechenzeit des Simulationsmodells wird es in dieser Arbeit daher lediglich zur Validierung und nicht für alle Simulationen genutzt. Im Folgenden werden die Teilmodelle des elektrischen und des Gasverteilnetzes, der Gebäude mit unterschiedlichen Heiztechnologien sowie der PtG-Anlage, die von den Projektpartnern erstellt wurden, kurz vorgestellt:

Elektrisches Netz

Das elektrische Netzmodell wurde vom Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik (IEH) am KIT erstellt. Die 20 kV-Ebene des elektrischen Verteilnetzes wird mithilfe von Matpower [ZMS11] modelliert und simuliert. Dabei wird ein statisches symmetrisches AC-Leistungsflussmodell mit 75 Knoten und 84 Leitungen genutzt, in dem alle Einflüsse der Konverter auf das elektrische Netz als Eingangsgrößen genutzt werden. Alle Leistungsdaten von Verbrauch und Erzeugung werden für jeden Zeitschritt aus der Postgres-Datenbank geladen. Als Ausgangsgrößen werden alle Knotenspannungen und Leistungsflüsse über den einzelnen Leitungen ausgegeben und direkt im Modell auf Überschreitungen von technischen Randbedingungen wie Spannungsgrenzen analysiert.

Gasnetz

Das Gasnetz wurde von der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des KIT modelliert. Das physikalische Modell des gesamten Gasnetzes von Kirchheimbolanden mit allen Druckstufen inklusive des Gasspeichers wird mithilfe von Stanet [FU16] modelliert und simuliert. Das resultierende Stanet-Modell mit 2851 Abnehmern, davon 10 RLM-Kunden, hat 1109 Berechnungsknoten, an denen jeweils Druck, Gasfluss und Gasqualität berechnet werden. Die Eingangsgrößen des Modells sind die Gaseinspeisung der PtG-Anlage sowie der Gasverbrauch aller Gebäude mit steuerbaren Heizungen und BHKW. Alle weiteren Verbrauchsprofile werden ebenfalls aus der Postgres-Datenbank geladen. Das Modell berechnet die Drücke an allen Knoten, die Volumenströme aller Leitungen und den Brennwert des Gases an allen Ausspeisestellen für jeden Zeitschritt. Die RLM-Verbraucher im Netz wurden dabei mit einer stündlichen Auflösung gemessen, für kleinere Verbraucher wurden Standard-Lastprofile genutzt.

Gebäudeenergiesysteme

Die Modelle der Gebäudeenergiesysteme wurden von der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut modelliert und vom IEH in Matlab implementiert. Dabei gibt es fünf unterschiedliche Gebäudetypen, die sich durch ihre Eigenschaften wie Isolierung und thermische Masse der Wände und dem daraus resultierenden Wärmebedarf unterscheiden. Die einzelnen Gebäude werden dann einem Gebäudetyp zugeordnet und entsprechend der jeweiligen realen Gebäude parametrisiert. Die notwendigen Parameter sind die vorhandenen Heiztechnologien, die Größe des Wärmespeichers, die Größe des Hauses sowie die Außenfläche des Gebäudes. Die Eingangsgrößen der Gebäude sind die Umgebungstemperatur sowie die angeforderte BHKW- und Heizleistung. Die Modelle berechnen dann die Speicherzustände, die Leistungen der Anlagen sowie die Raumtemperaturen im Gebäude und analysieren, ob der Heizbedarf des Gebäudes gedeckt wird. Zusätzlich können die Modelle mit einer internen Regelung wärmegeführt betrieben werden. Dadurch können die Simulationsmodelle auch zur Berechnung des Wärmebedarfs genutzt werden. Zusammen mit einer Wettervorhersage der Außentemperatur können die Modelle so auch zur Prädiktion des Wärmebedarfs über dem gesamten Prädiktionshorizont eingesetzt werden.

Power-to-Gas-Anlage

Das Modell der PtG-Anlage wurde vom Engler-Bunte-Institut am KIT entwickelt und in Matlab implementiert. Es besteht aus zwei wesentlichen Komponenten, dem Elektrolyseur und der Drei-Phasen-Methanisierung, die in [RZS⁺18] genauer beschrieben sind. Zusätzlich wird der dazwischenliegende Wasserstoffspeicher sowie die Anlagenregelung detailliert modelliert. Das Modell basiert auf einer am Engler-Bunte-Institut vorhandenen Versuchsanlage und wird auf die im Projekt für Kirchheimbolanden geplante, aber in der Realität nicht vorhandene PtG-Anlage skaliert. Als CO₂-Quelle wird dabei eine vor Ort befindliche Biogasanlage angenommen. Die Eingangsgrößen des Modells sind

die Soll-Leistungen des Elektrolyseurs und der Methanisierung. Als Ausgang berechnet das Modell die realen Leistungen der beiden Anlagen, den Füllstand des Wasserstoffspeichers und analysiert, ob die angeforderten Profile den in der internen Regelung definierten Randbedingungen entsprechen.

Für weitere Details sei hier auf die Veröffentlichung [RZS⁺18] verwiesen.

8.3.2 Validierung des MPC-Modells mithilfe der Co-Simulation

Da der 32 MW-Windpark sowie der 6 MW-PV-Park nicht am realen Mittelspannungsnetz des multimodalen Energiesystems in Kirchheimbolanden angeschlossen sind, sind diese auch nicht in den Messdaten des Jahres 2014 enthalten, die zur Validierung der Co-Simulation genutzt wurden. Demzufolge wird auch die Validierung des MPC-Modells mithilfe einer Simulation des gesamten Jahres 2014 ohne diese Anlagen durchgeführt. Dazu wird die MPC in der Co-Simulationsumgebung implementiert und die Ausgleichsleistung des MPC-Modells mit der Ausgleichsleistung des Co-Simulationsmodells verglichen. Die Ausgleichsleistung wird dabei gezielt als Kenngröße zur Validierung gewählt, da sie im Gütemaß der MPC enthalten ist und damit die entscheidende Ausgangsgröße des MPC-Modells sowie die zentrale Größe in der gesamten Studie darstellt. Die Analyse des Jahres wird in 12 Simulationen mit jeweils einem Monat zerlegt, um so die sehr große Rechenzeit durch Parallelisierung der einzelnen Simulationen reduzieren zu können.

In Abbildung 8.4 ist die Ausgleichsleistung der beiden Modelle beispielhaft für die erste Woche des Jahres 2014 abgebildet.

Dabei ist $P_{a,Co}$ die Ausgleichsleistung des Co-Simulationsmodells und $P_{a,MPC}$ die Ausgleichsleistung des MPC-Modells. Die Unterschiede der beiden Modelle sind sehr gering und im gesamten Leistungsaustausch quasi nicht erkennbar. Zusätzlich zeigt sich in der Abbildung die starke Volatilität des Leistungsaustauschs mit dem Übertragungsnetz in Kirchheimbolanden mit zeitweiser Rückspeisung in der Nacht bis hin zu einer Maximalleistung von etwa 15 MW, die sich beispielsweise am fünften Tag innerhalb von kurzer Zeit um etwa 13 MW ändert. Um die geringen Unterschiede der beiden Modelle genauer für das gesamte Jahr zu analysieren, wird der Leistungsfehler definiert durch

$$\Delta P_a(k) = |P_{a,Co}(k) - P_{a,MPC}(k)| \quad (8.4)$$

genauer betrachtet. Der durchschnittliche Fehler, also das arithmetische Mittel des Leistungsfehlers über das gesamte Jahr 2014 beträgt $\Delta P_{a,\varnothing} = 4,2 \text{ kW}$. Der maximale absolute Fehler im Jahr 2014 ist mit $\Delta P_{a,max} = 11,2 \text{ kW}$ ebenfalls sehr gering. Bezogen auf die maximale Ausgleichsleistung $P_{a,Co,max}$ entspricht dies lediglich 0,7%. Dabei gibt es im gesamten Jahr 2014 zwei Zeitpunkte, in denen das Optimierungsproblem nicht lösbar war und die Lösung des MPC-Modells damit nicht vorlag. Diese beiden Zeitpunkte sind daher nicht in den Fehlermaßen enthalten, um die Auswertung nicht zu verfälschen. Die Unlösbarkeit tritt an Randbereichen von Speichern auf und ist entweder auf Prädiktionsfehler in den Wärmeverbräuchen oder auf Modellfehler zurückzuführen. Die

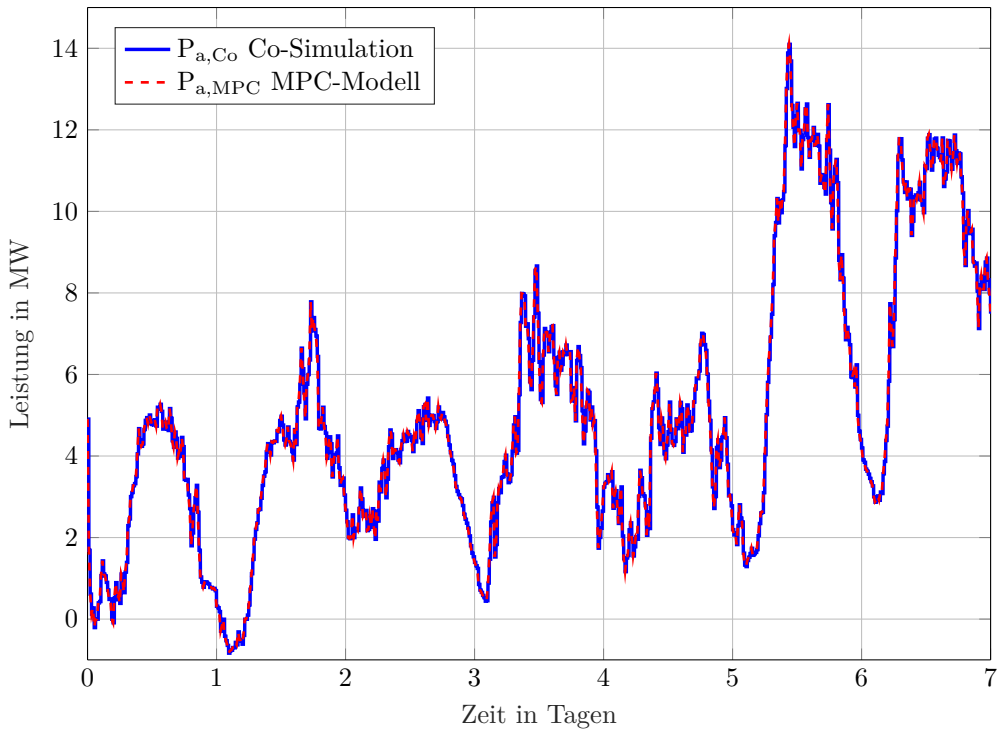


Abbildung 8.4: Leistungsaustausch zwischen dem Verteilnetz und dem Übertragungsnetz im Co-Simulationsmodell und im MPC-Modell in der ersten Woche des Jahres 2014

Regelung führte das System jedoch im folgenden Schritt jeweils wieder in einen zulässigen Zustand, wodurch das Problem im nächsten Schritt wieder gelöst werden konnte. Auf Modell- und Prädiktionsfehler sowie die mögliche Nichtlösbarkeit der Optimierungsprobleme wird später noch genauer eingegangen.

Die Wärmeversorgung aller Verbraucher ist zu jedem Zeitpunkt sichergestellt. Die Randbedingungen im Gasnetz werden ebenfalls dauerhaft eingehalten.

Insgesamt erzielt das MPC-Modell damit sehr valide Ergebnisse. Die Rechenzeit des Co-Simulationsmodells auf dem im Projekt genutzten, leistungsstarken Rechner ist jedoch um ein Vielfaches größer als die des MPC-Modells auf einem Desktop-Rechner. Da zusätzlich in allen im Projekt definierten Zukunftsszenarien bis ins Jahr 2050 keine Begrenzungen im Gasnetz verletzt werden, wird in den folgenden Untersuchungen das MPC-Entwurfsmodell auch als Simulationsmodell genutzt.

8.4 Simulationsergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Regionalisierung zunächst anhand des Jahres 2014 unter Einbezug der Wind- und PV-Parks vorgestellt. Dabei wird ein gesamtes Jahr simuliert, um die Funktionalität des beschriebenen Ansatzes bei einer Vielzahl von unterschiedlichen Umgebungsbedingungen zu untersuchen.

Zum Vergleich werden die Werte des Gütemaßes über das gesamte Jahr

$$J_a = \sum_{k=1}^{K_{sim}} (P_a(k))^2 \quad (8.5)$$

sowie des Energieaustauschs über das gesamte Jahr

$$E_a = T \sum_{k=1}^{K_{sim}} |P_a(k)| \quad (8.6)$$

mit $K_{sim} = 34944$ des Betriebs in 2014 ohne ein EMS mit den Werten des Betriebs mit EMS verglichen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 8.4 zusammengefasst. Zusätzlich sind die beiden Peaks der Ausgleichsleistung für die Einspeisung $P_{a,max}$ sowie Rückspeisung $P_{a,min}$ in das überlagerte Netz angegeben.

Tabelle 8.4: Vergleich der Ergebnisse ohne und mit EMS (mit aktuellen Konvertern und angenommener PtG-Anlage sowie der mit Faktor 10 skalierten Konvertern) in Kirchheimbolanden

	J_a in MW ²	E_a in GWh	$P_{a,max}$ in MW	$P_{a,min}$ in MW
ohne EMS (Referenz)	3,317e6	68,54	14,72	-36,49
mit EMS (aktuelle Konverter)	3,260e6	67,88	14,67	-36,18
mit EMS (skalierte Konverter)	2,879e6	62,19	13,97	-36,13

In der Simulation mit EMS ist zunächst eine Verbesserung aller betrachteten Werte im Vergleich zu den Messdaten ohne EMS zu erkennen. Die Gütemaßwerte³² verbessern sich jedoch mit einer Reduktion von 1,72 % nur gering. Der Energieaustausch mit dem Übertragungsnetz kann um 660 MWh reduziert werden. Dies liegt vor allem an den Maximalleistungen aller Konverter in Kirchheimbolanden, die im Vergleich zu den Peak-Leistungen sehr gering sind. Die maximal mögliche Einspeisung aller BHKW, um die

³² Bei der Potenzierung von Einheiten wie hier im Gütemaß gilt nach dem internationalen Einheitensystem SI der Exponent für das Vorsatzzeichen jeweils mit $MW^2 = (MW)^2$

die Rückspeisung maximal reduziert werden kann, beträgt 161,8 kW. Die Reduktion von $P_{a,max}$ des mit EMS betriebenen Netzes ist allerdings geringer als dieser Wert, da die vier BHKW im unregelmäßigen Fall wärmegeführt betrieben wurden und zum Zeitpunkt dieses Peaks teilweise ebenfalls Leistung in das Netz gespeist haben.

Die Differenz von $P_{a,min}$ der beiden Simulationen beträgt 310 kW. Diese resultiert zum einen aus dem Einsatz der Elektrolyse, die zwar bei maximaler Überlast 300 kW beträgt, aber nur kurze Zeit genutzt werden kann. Zum anderen ist die Differenz durch das Abschalten aller BHKW begründet, die jedoch teilweise zu diesem Zeitpunkt im Jahr 2014 nicht aktiv waren.

Die durchschnittliche Rechenzeit der MPC pro Schritt beträgt 16,53 s, die maximale Rechenzeit für einen Schritt liegt bei 56,37 s. Ein Echtzeitbetrieb der MPC ist bei einer Abtastzeit von 15 min also problemlos möglich.

Die Dimensionierung der real im System im Jahr 2014 vorliegenden Konverter und der darauf dimensionierten PtG-Anlage ist in Relation zu Erzeugung und Verbrauch im Netz sehr gering. Die gesamte elektrische Erzeugung aller BHKW beträgt nur 1,1 % der maximalen Leistungseinspeisung $P_{a,max}$ im Jahr 2014.

Um die Funktion und die Auswirkungen des EMS genauer zu analysieren, werden daher in einem Zukunftsszenario alle Konverter mit einem Faktor von 10 skaliert. Zusätzlich werden die thermischen Verbraucher an den BHKW sowie deren Wärmespeicher ebenfalls um den Faktor 10 erhöht. Auch der Wasserstoffspeicher zwischen der Elektrolyse und der Methanisierung wird um den Faktor 10 vergrößert angenommen.

Die Ergebnisse der Simulation des gesamten Jahres 2014 mit skalierten Convertern sind ebenfalls in Tabelle 8.4 angegeben.

Im Vergleich zum unregelmäßigen Netz ergibt sich auch hier eine Verbesserung aller betrachteten Werte. Das Gütemaß J_a wird um 13,20 % reduziert. Dadurch ergibt sich eine Reduktion des Energieaustauschs um 6,35 GWh. Im Vergleich zum ersten Szenario ergibt sich auch eine Reduktion der Peaks der Ausgleichsleistung. Diese liegt jedoch nicht im Bereich der maximalen elektrischen Leistungen der Konverter, die in diesem Szenario 1,618 MW bei den BHKW und 3,0 MW bei der Elektrolyse betragen. Dies liegt vor allem an den Speicherrandbedingungen und der nur kurzzeitig möglichen Überlast der Elektrolyse. Insbesondere in längeren Phasen mit großer Windeinspeisung erweist sich die Kapazität im Gasspeicher als nicht ausreichend. Beispielhaft sind in Abbildung 8.5 der Leistungsaustausch P_a und in Abbildung 8.6 die Speicherzustände aller Speicher für zwei Tage im März dargestellt.

In Abbildung 8.5 ist eine deutliche Reduktion der Ausgleichsleistung zu erkennen. In einigen Abschnitten wie beispielsweise zwischen den Stunden 33 und 38 kann die Leistung näherungsweise auf 0 reduziert werden. Das verdeutlicht die grundlegende Funktion der MPC, da eine dauerhafte Ausgleichsleistung von $P_a = 0$ das globale Optimum des nicht beschränkten Optimierungsproblems darstellt. Im Vergleich dazu kann beim Einsatz einer ökonomischen Kostenfunktion (wie beispielsweise in Kapitel 7) das globale Optimum mit Betriebskosten von 0 nie erreicht werden. Dadurch können erzielte Lösungen verschiedener Ansätze oder Optimierungsalgorithmen hier besser bewertet werden.

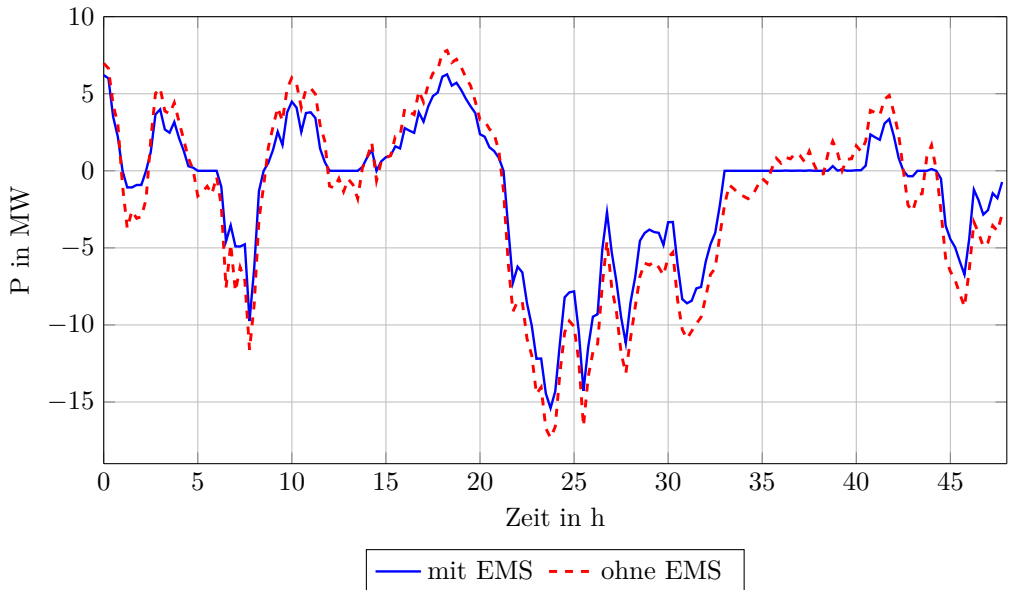


Abbildung 8.5: Leistungsaustausch des mit EMS geregelten Netzes mit der überlagerten Netzebene (Simulationszeitraum: 08. bis 09. März 2014)

Die Speicherzustände in Abbildung 8.6 zeigen die hohe Dynamik im Wasserstoffspeicher in der PtG-Anlage. Da dieser relativ klein ist, wird er vergleichsweise schnell gefüllt und geleert. Im Zeitraum zwischen 22 h und 33 h wird der Wasserstoffspeicher im Vergleich zur restlichen Fahrweise relativ langsam gefüllt. Hier wirkt sich die große Volatilität der Ausgleichsleistung in diesem Zeitraum und die daraus resultierende Fahrweise der Elektrolyse direkt auf den Speicherzustand aus. Aufgrund der beschränkten Dynamik der Methanisierung wird der Speicher hier in den einzelnen Zeitschritten im Wechsel entladen und geladen. Dabei wird der Wasserstoffspeicher vor allem als Pufferspeicher zwischen der Elektrolyse und der Methanisierung genutzt, um die beschränktere Dynamik der Methanisierung auszugleichen. Der Gasspeicher wird dagegen als Langzeitspeicher genutzt. Im Zeitraum zwischen 22 h und 33 h ergibt sich durch eine große Windeinspeisung eine entsprechend hohe Rückspeisung ins Übertragungsnetz. Die PtG-Anlage wird in diesem Zeitraum betrieben, um die Rückspeisung zu reduzieren, wodurch sich der Gasspeicher füllt.

Die Wärmespeicher werden jeweils in den Zeiträumen, in denen Energie aus dem Übertragungsnetz benötigt wird, durch den Betrieb der BHKW gefüllt. Die Speicherkapazität liegt hier im Bereich von einigen Stunden Vollast, wodurch die gesamte Speicherkapazität genutzt wird und sich die Speicher im betrachteten Zeitraum mehrfach komplett füllen und wieder leeren.

Die Rechenzeiten erhöhen sich im Vergleich zum ersten Szenario mit einer durchschnittlichen Rechenzeit pro Schritt von 19,03s und einer maximalen Rechenzeit pro Schritt

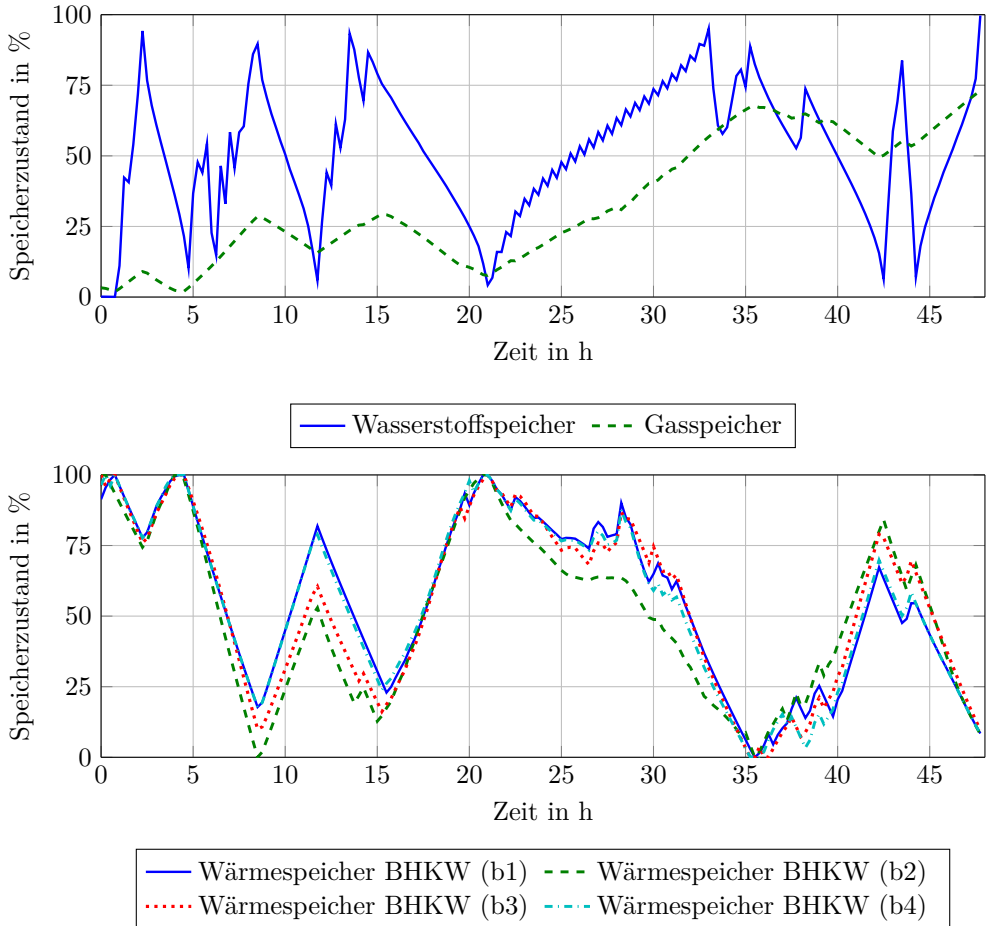


Abbildung 8.6: Speicherzustände des Wasserstoff- und Gasspeichers (oben) sowie aller Wärmespeicher (unten) im System (Simulationszeitraum: 08. bis 09. März 2014)

von 67,94 s nur gering.

In einem weiteren Szenario werden die BHKW und die PtG-Anlage gerade so skaliert, dass die maximalen elektrischen Leistungen den Maximalwerten der Ausgleichsleistung des Jahres 2014 entsprechen. Die Elektrolyse wird dazu auf $P_{max} = 12,16$ MW und damit bei Überlast für $u_{el} = 3$ auf 36,48 MW hochskaliert. Die gesamte elektrische Leistung aller BHKW wird auf 14,72 MW vergrößert angenommen. Dies entspricht einer Skalierung der PtG-Anlage mit einem Faktor von 121,63 und aller BHKW mit einem Faktor 91. Die internen Speicher dieser Anlagen werden ebenfalls entsprechend dieser Faktoren skaliert. Außerdem wird der Gasspeicher um einen Faktor 10 skaliert. Obwohl ein Ausbau von lokalen Gasspeichern in der Zukunft nicht vorgesehen ist, gibt es in Deutschland ein großes Potential durch zentrale Gasspeicher wie bereits in Kapitel 1 beschrieben.

Durch eine zeitliche Verschiebung des Gasbezugs aus dem Gas-Übertragungsnetz und damit einer Gasspeicherung in vorhandenen, zentralen Speichern kann dieses Potential auch in den Verteilnetzen genutzt werden. Unter diesem Gesichtspunkt ist auch eine Skalierung der Gas-Speicherkapazität durchaus realistisch. Zudem soll in diesem Szenario das Potential einer solchen Regionalisierung untersucht werden, welches – ohne eine Vergrößerung des Gasspeichers – schon anhand der Ergebnisse aus den vorherigen Szenarien als sehr gering abgeschätzt werden kann.

Die Ergebnisse dieses dritten Szenarios sind in Tabelle 8.5 zusammengefasst.

Tabelle 8.5: Ergebnisse der Betriebsoptimierung im Szenario mit stark skalierten Konvertern in Kirchheimbolanden

	J_a in MW ²	E_a in GWh	$P_{a,max}$ in MW	$P_{a,min}$ in MW
Messdaten 2014 (Referenz)	3,317e6	68,54	14,72	-36,49
mit EMS (Konverter stark skaliert)	1,153e6	27,56	13,41	-31,90

Es zeigt sich eine deutliche Reduktion des Gütemaßes für das gesamte Jahr um 65,2%. Die Ausgleichsenergie wird dabei um 40,98 GWh reduziert, was 59,8% der gesamten gemessenen Ausgleichsenergie im Jahr 2014 entspricht. Die Peaks werden im Lastfall um 1,31 MW und bei Rückspeisung um 4,59 MW reduziert. Eine deutlichere Verringerung der Ausgleichsleistung und vor allem der Leistungsspitzen ist nicht möglich, da zum einen selbst der 10-fach skalierte Gasspeicher nicht ausreicht, um die erforderliche Gasmenge aufzunehmen. Dies ist auch in Abbildung 8.7, in der der Speicherzustand des Gasspeichers über das gesamte Jahr dargestellt ist, deutlich zu erkennen. Der Gasspeicher ist aufgrund der großen Windeinspeisung in den Wintermonaten Januar und Februar (bis Tag 60) und im Dezember (ab Tag 340) häufig komplett gefüllt. In den restlichen Monaten des Jahres ist der Speicher dagegen häufig leer. Für eine stärkere Reduktion des Gütemaßes und der Ausgleichsenergie wäre also eine saisonale Speicherung und dafür ein deutlich größerer Gasspeicher notwendig. Ein solcher Speicher ist im Gasverteilnetz nicht realistisch. Für die saisonale Speicherung müssten große, zentrale Speicher im deutschen Übertragungsnetz genutzt werden. In den komplett gefüllten Zeiträumen treten auch jeweils die größten Leistungsspitzen auf. Wenn beispielsweise der Gasspeicher voll ist, kann die PtG-Anlage nicht mehr genutzt werden, um die große Rückspeisung ins Übertragungsnetz zu verringern. Im Zeitraum zwischen Tag 150 und 330, in dem der Gasspeicher nicht komplett gefüllt ist, ist dieser Effekt deutlich zu erkennen. In diesem Zeitraum kann die maximale Rückspeisung $P_{a,min}$ von $-34,74$ MW auf $-8,08$ MW reduziert werden. Die restliche Rückspeisung begründet sich in den Randbedingungen der Elektrolyse: Da die Anlage nur für 15 min mit der maximalen Überlast von 300% betrieben werden darf, können länger andauernde Rückspeisungen von über -24 MW nicht komplett verhindert werden.

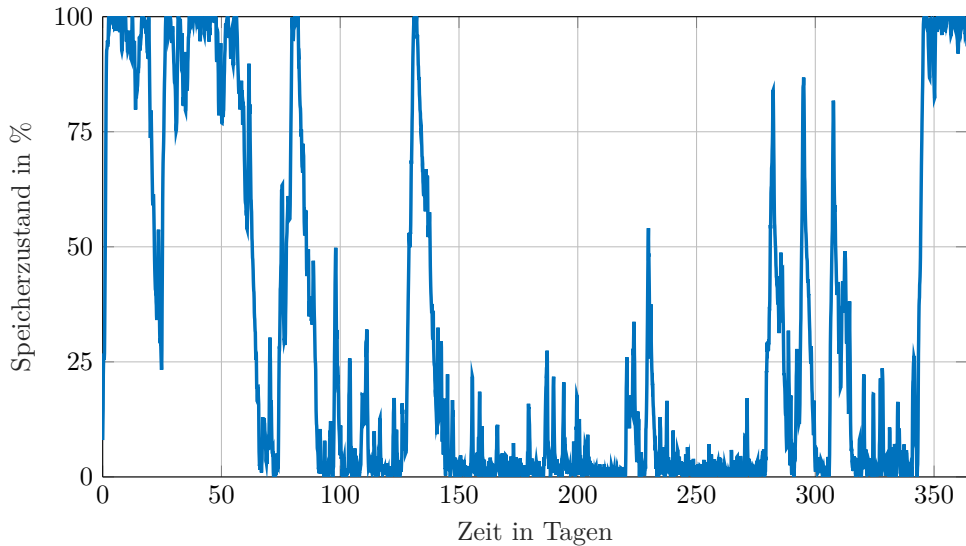


Abbildung 8.7: Speicherzustände des Gasspeichers in Kirchheimbolanden im Szenario mit stark skalierten Konvertern

Insgesamt zeigt sich hier, dass ein komplett autarker Betrieb ruraler Verteilnetze auch in der Zukunft keine sinnvolle Alternative zum aktuellen Verbundnetz darstellt. Zum einen ist der Ausbau von Konvertern in dieser Größenordnung in der Zukunft nicht absehbar und wäre sehr teuer, zum anderen sind die notwendigen Speichergößen im Gasverteilnetz nicht vorhanden. Ein autarker Betrieb des Stromnetzes würde also zu einer deutlich stärkeren Nutzung der Gasübertragungsnetze führen. Da in Deutschland die Übertragungsnetze sowohl im Strom- als auch im Gassektor sehr gut ausgebaut sind, sollten diese auch genutzt werden.

Dennoch ist eine deutliche Reduktion der Ausgleichsleistung und deren Spitzen, die einen starken Übertragungsnetz-Ausbau zur Folge hätten, durch den optimalen multimodalen Betrieb möglich. Die dafür notwendigen Speicher sind im Gas- und Wärmesektor teilweise bereits vorhanden. Dadurch könnten die meisten Leistungsspitzen deutlich reduziert werden. Die wenigen Spitzen in der Rückspeisung, die vor allem durch hohe Windkrafteinspeisung im Winter auftreten, könnten wenn notwendig durch Abregelung dieser Anlagen reduziert werden. Da dies nur sehr selten notwendig wäre, erscheint der daraus resultierende Energieverlust tolerabel.

8.5 Robustheit und Grenzen des Verfahrens

Im Folgenden wird analysiert, unter welchen Bedingungen das entwickelte EMS einen sicheren und effizienten Betrieb des multimodalen Energiesystems gewährleisten kann und wo die Grenzen dieses Verfahrens liegen.

Für die Robustheit des Systems muss die Stabilität der MPC genauer betrachtet werden. Hierzu wird zunächst kurz der Stand der Technik im Bereich der Stabilität und Robustheit von modellprädiktiven Regelungen zusammengefasst.

Im Bereich der linearen Systeme gibt es eine Vielzahl an MPC-Entwurfsverfahren, die ein stabiles Verhalten des geschlossenen Regelkreises sicherstellen. Mögliche Ansätze können beispielsweise in [MZ92, RGK96] gefunden werden.

Für nichtlineare Systeme gibt es ebenfalls MPC-Entwurfsverfahren, die asymptotische Stabilität des Gesamtsystems garantieren. Diese Ansätze sind meist Erweiterungen der linearen Verfahren. Eine ausführliche Übersicht über diese Verfahren findet sich beispielsweise in [FA02]. Diese Verfahren beschränken sich jedoch auf nichtlineare dynamische Systeme, die durch eine nichtlineare Differentialgleichung der Form

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (8.7)$$

beschrieben werden können. Diese Verfahren fügen dem Optimierungsproblem zusätzliche Nebenbedingungen und weitere Terme im Gütemaß hinzu [FA02]. Dabei wird in der Regel der Lösungsraum der Zustandsgrößen am Ende des Prädiktionshorizonts eingeschränkt und ein zusätzlicher Kostenterm für diese Endzustände hinzugefügt [CA98, CBO00]. Die in diesen Verfahren notwendigen Annahmen sind häufig konservativ, wodurch die Anwendung an realen Systemen meist an diesen Annahmen scheitert. Eine Voraussetzung in jedem dieser Verfahren ist dabei die Lösbarkeit des Optimierungsproblems durch den genutzten Solver in jedem Zeitschritt.

Für die hier betrachteten Modelle eignen sich die Ansätze nicht, da sie nicht direkt als nichtlineare Differentialgleichung (vgl. (8.7)) beschrieben werden können. Dies begründet sich darin, dass es sich bei einigen Teilsystemen (siehe Kapitel 3) um statische Modelle handelt. Demzufolge sind nicht alle Zustände \mathbf{x} Zustände im Sinne der klassischen Systemtheorie. Außerdem ist eine Einschränkung oder Bestrafung der dynamischen Zustände, in diesem Fall der Speicherfüllstände im System, am Ende des Prädiktionshorizontes nicht sinnvoll, da das Regelziel nicht das Erreichen eines bestimmten Systemzustandes bzw. das Folgen einer Speicher-Trajektorie ist. Für diese Klasse von Systemen gibt es im Stand der Wissenschaft bisher keine Arbeiten zur Stabilität des resultierenden, geregelten Systems und eine direkte Übertragung der Verfahren ist nicht möglich.

Allerdings ist Folgendes festzustellen: In allen hier durchgeführten Simulationen ohne Modell- oder Prädiktionsfehler gibt es keine Stabilitätsprobleme im Sinne der Systemtheorie. Das heißt, keiner der dynamischen Zustände der Systeme, in diesem Fall der Speichergrößen, divergiert oder verlässt dauerhaft den zulässigen Bereich. Dies liegt daran, dass alle Speicher im System direkt durch die Eingangs- und Ausgangsleistung gesteuert werden können und dadurch bei einer postulierten Lösbarkeit des Optimierungsproblems die resultierenden Speicherzustände auch im folgenden Schritt immer innerhalb der Randbedingungen liegen. Hier sei angemerkt, dass die Gewährleistung der BIBO-Stabilität der Zustände des Energiesystems (wie Frequenz und Spannung) – im Zusammenhang mit elektrischen Netzen auch häufig transiente Stabilität [PERV00]

genannt – dabei nicht Aufgabe des EMS ist. Da die Zeitkonstanten der Dynamik dieser Zustände im Sekundenbereich und darunter liegen, wird davon ausgegangen, dass diese Stabilität bereits von unterlagerten, deutlich schnelleren Regelungen sichergestellt wird.

Aus diesen Gründen wird im Folgenden keine analytische, sondern eine simulative Analyse der Robustheit des Systems durchgeführt. Robustheit bezieht sich dabei nicht direkt auf die BIBO-Stabilität des Systems, sondern auf die Lösbarkeit der resultierenden Optimierungsprobleme sowie das Einhalten der durch das System gegebenen Randbedingungen, die für eine stabile Prädiktivregelung notwendig sind. Zusätzlich wird der Einfluss von Modellfehlern und Fehlern in der Prädiktion der Leistungen auf die Güte der Regelung analysiert.

Neben der prinzipiellen Lösbarkeit muss im realen Betrieb allerdings auch die Lösbarkeit innerhalb der gegebenen Zeit sichergestellt werden. Daher wird für das EMS in Kirchheimbolanden auch eine simulative Analyse der Rechenzeit durchgeführt. Hierbei wird auch auf eine Vergrößerung des Energiesystems eingegangen, um die Grenzen des Verfahrens im Hinblick auf die Größe der Energiezelle zu analysieren.

8.5.1 Robustheit gegenüber Modellfehlern

Die folgenden Analysen zur Auswirkung von Modellfehlern in prädiktiven EMS für multimodale Systeme werden in [SHM⁺19] veröffentlicht. Um die Auswirkung von Modellfehlern auf die prädiktive Regelung genauer zu untersuchen, wird im Folgenden bewusst ein Modellfehler Δw erzeugt. Dieser Fehler erzeugt einen Unterschied im Wärme-Teil-Wirkungsgrad der BHKW im Entwurfsmodell der MPC im Vergleich zum Wirkungsgrad im Simulationsmodell $w_{\gamma\eta, sim}$ von:

$$w_{\gamma\eta, mpc} = (1 + \Delta w)w_{\gamma\eta, sim}. \quad (8.8)$$

Dies erzeugt insbesondere in den Wärmespeichern, die jeweils direkt an den BHKW angeschlossen sind, Probleme, die zur Verletzung der Speicherbegrenzungen führen können. Die Speicherbegrenzungen, die in der MPC als Randbedingungen vorliegen, sind dabei jeweils 5 % von den realen Grenzen entfernt, wodurch diese nicht direkt verletzt werden. Das simulierte Szenario erstreckt sich über einen Zeitraum von zwei Wochen im Winter (3. bis 16. Dezember 2014) mit sehr hohem Wärmebedarf. Die Wärmespeicher werden an der unteren Speichergrenze initialisiert und die realen BHKW erzeugen durch den Fehler im Wirkungsgrad des MPC-Modells weniger Wärme als angenommen. Dadurch ist im schlimmsten Fall die Wärmeversorgung der Verbraucher nicht mehr sichergestellt. Alle Konverter sind wie im dritten Szenario in Abschnitt 8.4 auf die Spitzen der Ausgleichsleistung skaliert. Der Modellfehler wird in der Simulationsreihe von 0 bis 20 % gesteigert. Zusätzlich wird eine Simulation mit einem konstanten Teil-Wirkungsgrad $w_{\gamma\eta, mpc} = 0,58$ durchgeführt, was dem durchschnittlichen Wirkungsgrad entspricht. Die resultierenden Gütemaßwerte, die Verbesserung des Gütemaßes im Vergleich zu

den Werten ohne EMS sowie die Simulationsschritte, in denen das Optimierungsproblem nicht gelöst werden kann, sind für die unterschiedlichen Modellfehler in Tabelle 8.6 zusammengefasst. Der Wert des Gütemaßes ohne EMS liegt in diesem Szenario bei $209,9e3 \text{ MW}^2$.

Tabelle 8.6: Ergebnisse der Betriebsoptimierung mit Modellfehlern

Modellfehler	Gütemaß in MW^2	Verbesserung in %	nicht lösbare Probleme
$\Delta w = 0$	6,246e3	97,03	0
$\Delta w = 0,025$	6,866e3	96,73	0
$\Delta w = 0,05$	7,691e3	96,34	0
$\Delta w = 0,075$	10,15e3	95,16	0
$\Delta w = 0,1$	13,96e3	93,35	1
$\Delta w = 0,15$	59,69e3	71,56	12
$\Delta w = 0,2$	52,94e3	74,78	38
$w_{\gamma\eta,mpc} = 0,58$	7,499e3	96,43	3

Bei zunehmendem Modellfehler ergibt sich zunächst eine Verschlechterung der Güte der Regelung. Auch bei einem Modellfehler der BHKW-Wirkungsgrade von 20 % ist das mit dem EMS geregelte System dem System ohne MPC überlegen. Die Güte der Regelung mit konstantem thermischem Wirkungsgrad liegt etwa im Bereich des 5 %-Modellfehlers. Nicht lösbare Optimierungsprobleme treten ab einem Modellfehler von 10 % sowie bei der Annahme eines konstanten Wirkungsgrads auf. Dies ist dadurch bedingt, dass der Startzustand des Speichers in diesen Optimierungsproblemen außerhalb der Randbedingungen liegt. Mit zunehmendem Modellfehler erhöht sich auch die Anzahl der nicht lösbaren Schritte. Die Regelung führt die Zustände des Systems in allen Simulationen wieder zurück in den durch die Randbedingungen zugelassenen Bereich und damit in den sicheren Betriebsbereich.

Dies liegt daran, dass der Solver IPOPT im Fall der Nichtlösbarkeit des Problems in einen Modus wechselt, in dem zunächst die Verletzung der Randbedingungen anstelle des Gütemaßes minimiert wird [WB06]. Ist die Verletzung der Randbedingungen dabei nicht auf Null zu reduzieren, wird vom Algorithmus zum einen die (lokale) Nichtlösbarkeit des Problems ausgegeben. Zum anderen werden die Ergebnisse ausgegeben, mit denen die Randbedingungen am geringsten verletzt werden. Im Fall der Verletzung von Speicherrandbedingungen bedeutet diese Minimierung der Randbedingungsverletzung eine möglichst schnelle Rückführung des Speicherzustands in einen zulässigen Zustand. Dadurch können die Ergebnisse des Solvers trotz der Nichtlösbarkeit des Problems als Steuersignale im folgenden Zeitschritt genutzt werden, um das System wieder in einen Zustand innerhalb der definierten Randbedingungen zu bringen.

Die Wärmeversorgung ist trotz der nicht lösbaren Schritte in allen Simulationen dauerhaft sichergestellt. Weitere Szenarien und Simulationen befinden sich in der Veröffentlichung [SHM⁺19] und der Abschlussarbeit [Her18].

Insgesamt wird deutlich, wie wichtig eine exakte Modellierung sowohl für die Güte der

Regelung als auch für Stabilität des Gesamtsystems ist. Starke Vereinfachungen der Modelle wie die Annahme konstanter Wirkungsgrade von Konvertern, wie sie in einigen wissenschaftlichen Arbeiten angenommen werden [GA07b, MAAFFH14, LFZC16], können dabei im Einsatz am realen System zu Problemen führen. Beispielsweise ist es möglich, dass das Einhalten von Randbedingungen insbesondere von Speichern nicht mehr gegeben ist. Dadurch können die Optimierungsprobleme unlösbar werden, wodurch im schlimmsten Fall die Konvergenz des Optimierungsalgorithmus und damit die Stabilität des MPC-Ansatzes nicht mehr gegeben ist. Zusätzlich verschlechtert sich die Regelgüte, da der optimale Arbeitspunkt der Anlagen nicht angefahren wird und das Gesamtsystem dadurch weniger effizient wird. Der Betrieb kann durch die Modellfehler und die resultierende Verletzung von Speicherrandbedingungen häufig nicht wie im Prädiktionshorizont geplant durchgeführt werden und ist somit in der Regel schlechter als geplant.

8.5.2 Auswirkungen von Prädiktionsfehlern

Im Folgenden wird analysiert, welche Auswirkungen Fehler in der Prädiktion von Last und Erzeugung auf die Güte der prädiktiven Regelung haben. Dazu wird der zweite Strang des Netzes 8.1 genauer betrachtet. In diesem Netzabschnitt befinden sich Verbraucher, Erzeuger und die drei Windkraftanlagen. Dadurch ist die Leistungsprädiktion in diesem Abschnitt, insbesondere durch die hohe Volatilität der Windeinspeisung, sehr aufwändig und fehleranfällig. Zudem ist durch die große erneuerbare Einspeisung eine deutlich höhere Versorgung der Lasten durch regional erzeugte Energie möglich. Dafür ist auch eine größere Gesamtleistung aller Konverter notwendig. Da in der Zukunft mit einer Zunahme dieser Leistung zu rechnen ist, werden die Konverter in dieser Simulation so skaliert, dass die maximale Reduktion der Ausgleichsleistung nicht durch sie beschränkt wird. Der vorhandene Gasspeicher wird dagegen nicht skaliert.

Da für die Prognose mithilfe des in Kapitel 4 entwickelten MLP-Prognosemodells Trainingsdaten benötigt werden, werden die Daten der erste Jahreshälfte 2014 zum Training dieser Modelle verwendet. Demzufolge wird nur die zweite Hälfte des Jahres 2014 als eigentlicher Simulationszeitraum genutzt. Zum Vergleich erfolgt die Simulation in diesem Zeitraum mit idealer Prognose, dem MLP-Prognosemodell sowie einer wöchentlichen Persistenzprognose, die bereits in Kapitel 4 die Referenz darstellte. Mit allen Prognosemodellen wird dabei die Gesamtleistung aus Erzeugung und Verbrauch des gesamten zweiten Strangs (siehe Abbildung 8.1: Knoten 29 und alle darunter liegenden Knoten) prädiziert.

Der Fokus dieser Untersuchung liegt auf der Auswirkung von Prädiktionsfehlern auf die Güte der Regelung. Der erste Prädiktionswert wird als ideal angenommen, da die Optimierungsprobleme sonst bei der Nutzung von fehlerhaften Prognosen häufig nicht lösbar werden. Dies zeigt, dass eine möglichst exakte Prognose auch für Robustheit wichtig ist. Die Nichtlösbarkeit in diesen Fällen liegt an der echtzeitfähigen Umsetzung der MPC, bei der die Steuergrößen des ersten Abtastschritts im Horizont nicht variabel sind. Dadurch können Systemzustände bei fehlerhaften Prognosen bereits nach

diesem Zeitschritt außerhalb der Betriebsgrenzen liegen, wodurch das resultierende Optimierungsproblem keine Lösung besitzt. Dieses Problem tritt hier jedoch lediglich in Simulationen mit der Persistenzprognose auf.

Die Ergebnisse dieser Simulationen sind in Tabelle 8.7 aufgelistet. Zusätzlich sind in dieser Tabelle auch die gemessenen Werte aus Strang 2 angegeben, die ohne eine Prädiktivregelung entstanden sind.

Tabelle 8.7: Ergebnisse der Prädiktivregelung mit unterschiedlichen Prädiktionen für das zweite Halbjahr 2014

	Gütemaß in MW ²	Ausgleichsenergie in MWh	Leistungsspitze in MW
Ohne Prädiktivregelung	58246	6224	5,2
Ideale Prädiktion	80,702	48,80	2,0
Persistenzprognose	72103	5912	7,4
MLP-Prognosemodell	1156,8	591,8	4,4

Im Vergleich zu den Messdaten der Ausgleichsleistung aus 2014 ist durch den optimalen Betrieb eine erhebliche Reduktion möglich. Dies zeigt insbesondere das Ergebnis mit einer idealen Prognose, in dem eine Reduktion des Gütemaßes um 99,9% erzielt wird. Dies entspricht einer Reduktion des Energieaustauschs mit der überlagerten Netzebene von 99,2%. Der maximale Leistungsfluss in das überlagerte Netz reduziert sich um 61,5%. Diese Reduktion fällt etwas geringer aus, da durch Randbedingungen des Wärmeverbrauchs an den BHKW und der Begrenzung der Wärmespeicher zu wenigen Zeitpunkten nicht die gesamte Leistung gespeichert werden kann. Mit einfachen Stand-der-Technik-Prognoseverfahren wie der hier gezeigten wöchentlichen Persistenz ist eine solche Verbesserung nicht möglich. Das Gütemaß erhöht sich im Vergleich zu den Messdaten sogar um 23,8% und die Ausgleichsenergie reduziert sich nur geringfügig um 5,0%. Dies liegt insbesondere am hohen Windkraftanteil, der mit diesen Methoden nur sehr ungenau prädiziert werden kann. Wird beispielsweise eine große Einspeisung der Windkraft prognostiziert, wird diese durch den Betrieb der Elektrolyse reduziert. Tritt in der Realität dann aber keine Windeinspeisung auf, wird die resultierende Last sogar vergrößert. Dadurch steigt das Maximum der Ausgleichsleistung um 38,5% an. Mit dem in dieser Arbeit neu entwickelten MLP-Modell ist die Regelgüte deutlich höher. Dabei kann durch die Regelung eine Verbesserung des Gütemaßes um 98,0% und eine Reduktion der Ausgleichsenergie um 90,5% erreicht werden. Die Reduktion der Leistungsspitze liegt bei 15,4%. Diese fällt deutlich geringer aus als mit der idealen Prognose, da sich auch hier nur sehr selten auftretende, größere Prognosefehler direkt auswirken. Dennoch ist auch eine Reduktion der Leistungsspitzen möglich, wodurch eine Verringerung des durch die Energiewende notwendigen Netzausbaus durch eine optimale Nutzung der Flexibilitäten in allen Energie-Domänen realistisch erscheint.

Für weitere Details und Analysen zur Auswirkung von Prädiktionsfehlern im ersten Schritt im Horizont sei auf die Bachelorarbeit [Pau17] verwiesen. In dieser Arbeit wer-

den auch Auswirkungen von einfachen synthetischen Prognosefehlern analysiert und Methoden zur Abschätzungen der Güte der Regelung in Abhängigkeit von Fehlermaßen der Prognose vorgestellt.

Insgesamt zeigt sich anhand dieser Ergebnisse, wie wichtig eine exakte Leistungsprognose für ein prädiktives EMS ist. Dies gilt sowohl für das Erreichen einer hohen Regelgüte als auch für die Konvergenz aufgrund der Lösbarkeit der Optimierungsprobleme und daraus resultierend auch für die Robustheit der Regelung. Dabei erweisen sich einfache Prognoseverfahren, die gut automatisierbar sind und ohne größeren Aufwand bei der Parametrierung eingesetzt werden können, als problematisch. Insbesondere in der Verbindung mit größerer Windkrafteinspeisung kann sich die Güte der Regelung deutlich verschlechtern. Mit dem in dieser Arbeit entwickelten MLP-Prognosemodell, das speziell für die Nutzung in Verbindung mit einer MPC entwickelt wurde, können dagegen sehr gute Ergebnisse erzielt werden. Durch die geringen Prognosefehler im zeitlich nahen Horizont und dem geringen Energiefehler über dem gesamten Horizont reduziert sich sowohl die gesamte Ausgleichsleistung als auch die maximale Ausgleichsleistung auch bei großer Windeinspeisung.

8.5.3 Grenzen der echtzeitfähigen Umsetzung

Wie die Ergebnisse in Abschnitt 8.4 zeigen, ist ein echtzeitfähiger Betrieb des EMS für die multimodale Energiezelle Kirchheimbolanden mit der heutigen Anzahl an steuerbaren Anlagen möglich. Im Folgenden wird simulativ untersucht, inwieweit der Ansatz sowohl für zukünftige multimodale Energiezellen mit einer größeren Zahl an steuerbaren Anlagen als auch für größere Energiezellen genutzt werden kann. Für die Echtzeitfähigkeit ist dabei die maximale Rechenzeit zum Lösen des Optimierungsproblems ausschlaggebend. Diese muss geringer als die Abtastzeit des Systems sein, die hier in allen Untersuchungen 15 min beträgt.

Zur Analyse der maximalen Rechenzeit wird gezielt ein Szenario genutzt, in dem in den bisherigen Simulationen die größten Rechenzeiten aufgetreten sind. Der gewählte Zeitraum dieses Szenarios zeichnet sich durch die größte Rückspeisung an das Übertragungsnetz innerhalb von 48 Stunden aus. Dadurch ist das Gütemaß im unregulierten Fall sehr groß und es liegt ein großes Potential für die Regelung vor, sofern die Speicherkapazitäten dafür vorhanden sind. Es wird wiederum die Skalierung der Konverter und Speicher auf die Spitzen der Ausgleichsleistung wie in dem dritten Szenario in Abschnitt 8.4 gewählt. In bisherigen Simulationen konnte beobachtet werden, dass die Rechenzeit insbesondere dann zunimmt, wenn sich Speichergößen in den Randbereichen der zulässigen Bereiche befinden. Daher werden in dieser Simulation alle Startzustände der Speicher an der oberen Grenze initialisiert. In diesem Zustand kann die große Einspeisung nicht direkt mithilfe der PtG-Anlage im System gespeichert werden, da die Speicher bereits gefüllt sind, wodurch der zulässige Lösungsraum des Optimierungsproblems deutlich eingeschränkt ist.

Da insbesondere der erste Zeitschritt, an dem die Speicher komplett gefüllt sind, zu großen Rechenzeiten führt, wird nicht eine Simulation über 48 Stunden, sondern zu

jedem 15-Minuten-Zeitschritt des ersten Tages des Simulationszeitraums eine Simulation über 8 Stunden durchgeführt. Insgesamt ergibt sich die maximale Rechenzeit dann aus $24 \cdot 4 = 96$ Simulationen, die jeweils mit vollen Speichern beginnen.

Alle Simulationen werden mit GAMS zum Lösen des Optimierungsproblems auf einem Kern eines INTEL XEON E5 250 v2 mit 2,60 GHz durchgeführt.

Für die Rechenzeit der Optimierungsprobleme ist sowohl die Anzahl der Gleichungen in den Nebenbedingungen als auch die Anzahl der Variablen ausschlaggebend. Diese erhöhen sich zum einen durch eine größere Anzahl an steuerbaren Anlagen im Netz, wie sie vermutlich in zukünftigen Verteilnetzen auftreten werden. Zum anderen nimmt die Anzahl der Gleichungen und Variablen in größeren Energiezellen mit entsprechend größeren Netzen zu. Daher wird im Folgenden zunächst die Auswirkung einer Zunahme an steuerbaren Anlagen im System auf die maximale Rechenzeit analysiert. Im Anschluss werden dann die Auswirkungen einer Vergrößerung der Energiezelle untersucht.

Auswirkungen durch die Zunahme an steuerbaren Anlagen

Um die Auswirkungen der Zunahme an steuerbaren Anlagen zu untersuchen, wird die Anzahl an Konvertern im System erhöht. Da insbesondere im Bereich der Heizungssysteme großes Potential liegt und in den möglichen Zukunftsszenarien, die im Projekt RegEnKibo durch die Projektpartner entwickelt wurden, die Anzahl an BHKW in der Zukunft deutlich zunimmt, wird in dieser Untersuchung deren Anzahl ebenfalls erhöht. Dabei wird pro zusätzlichem BHKW mit Speicher und Zusatz-Gasheizkessel die Menge \mathcal{C} um zwei und die Menge \mathcal{S} um ein Element erweitert. Dadurch wird dem Optimierungsproblem pro Konverter ein nichtlineares Gleichungssystem (3.33) und für den Speicher eine nichtlineare dynamische Gleichung (3.28) für jeden Zeitschritt k zu den Gleichungen in den Nebenbedingungen hinzugefügt. Zusätzlich erhöht sich die Anzahl an beschränkten Variablen im Optimierungsproblem pro BHKW um 132.

Die BHKW werden im gesamten Netz verteilt. Ihre exakten Positionen im Netz in den einzelnen Simulationen sind im Anhang in Tabelle D.4 zusammengefasst. Um die Auswirkungen der MPC auf das Gesamtsystem in allen Simulationen vergleichbar zu machen, wird die Gesamtleistung aller BHKW sowie die Summe aller Speicher in allen Simulationen konstant gehalten. Die gesamte elektrische Leistung aller BHKW ist also in allen Simulationen auf 14,72 MW skaliert. Die zusätzlichen Wärmeverbraucher werden wie die BHKW ebenfalls auf die gleiche Leistung skaliert. Damit dabei nicht alle Wärmeverbraucher die gleichen Profile aufweisen, werden die Verbrauchs-Profile noch untereinander zeitlich leicht variiert. Diese Variation ist eine zufällig gewählte, zeitliche Verschiebung von bis zu 60 min in beide Richtungen. Dadurch entsteht ein realistischer Verlauf des Wärmeverbrauchs und die Komplexität des Problems wird erhöht, da nicht alle BHKW gleich betrieben werden können. Die Kapazitäten des Gasspeichers und des Wasserstoffspeichers werden nicht verändert.

In Tabelle 8.8 sind die maximalen Rechenzeiten für eine steigende Anzahl an BHKW im System und die daraus resultierenden Variablen des Optimierungsproblems angegeben.

Tabelle 8.8: Maximale Rechenzeiten in Abhängigkeit von der Anzahl der BHKW im System und der Variablen-Anzahl

Anzahl BHKW	4	8	12	16	20	28	36	44	60
Anzahl Variablen	7480	8008	8536	9064	9592	10648	11704	12760	14872
$T_{r,max}$ in min	1,77	3,73	5,61	7,15	7,13	10,37	11,93	15,04	17,85

Es zeigt sich eine näherungsweise lineare Zunahme der maximalen Rechenzeit in Abhängigkeit der BHKW. Dabei überschreitet die maximale Rechenzeit die Abtastzeit ab 44 BHKW bei einem resultierenden Optimierungsproblem mit 12760 Variablen, wodurch die Regelung nicht mehr echtzeitfähig wäre. In den in RegEnKibo erarbeiteten Leitplankenszenarien wird dieser Wert im Szenario für einen maximalen Ausbau von gasbasierten Technologien wie BHKW etwa im Jahr 2030 erreicht. Im Szenario für einen starken Ausbau von strombasierten Technologien wird diese Zahl selbst bis 2050 nicht erreicht.

Auswirkungen der Zellgröße

Im Folgenden wird untersucht, wie sich eine Vergrößerung der Energiezelle auf die maximale Rechenzeit auswirkt. Dazu wird das elektrische Netz im Kern des Energiesystems vergrößert. Das bestehende elektrische Netz aus Abbildung 8.1 wird dazu jeweils am Slack-Knoten um das gesamte restliche Netz (alle 74 Knoten außer Slack-Knoten Nummer 71) erweitert. Beispielhaft ist diese Erweiterung mit 149 Knoten in Abbildung 8.8 dargestellt.

Pro Netzknoten werden dem Optimierungsproblem zwei Variablen für jeden Zeitschritt im Horizont n_{LF} , in dem die gesamten Netzgleichungen mit betrachtet werden, hinzugefügt, in diesem Fall also 48 Variablen. Zusätzlich werden für jeden Knoten zwei nichtlineare Gleichungen (3.9) und (3.10) für jeden Zeitschritt im Horizont n_{LF} hinzugefügt. Ergänzend zur Verdoppelung des Netzes werden noch Simulationen für die 3-, 4-, 6- und 8-fache Netzgröße durchgeführt. Die Anzahl der Konverter im System wird nicht verändert.

Die maximalen Rechenzeiten aller Simulationen sind in Tabelle 8.9 zusammengefasst. Wie bei der Erhöhung der BHKW-Anzahl zeigt sich auch hier ein näherungsweise linearer Zusammenhang zwischen Netzgröße und maximaler Rechenzeit. Insgesamt liegt die maximale Rechenzeit auch bei der 8-fachen Netzgröße noch unterhalb der Abtastzeit, obwohl die Anzahl der Variablen hier mit 32344 deutlich höher ist als im oben untersuchten Fall der 44 BHKW. Die Rechenzeit ist demnach nicht nur von der Variablen-Anzahl abhängig. Dies liegt insbesondere daran, dass durch die Hinzunahme weiterer BHKW

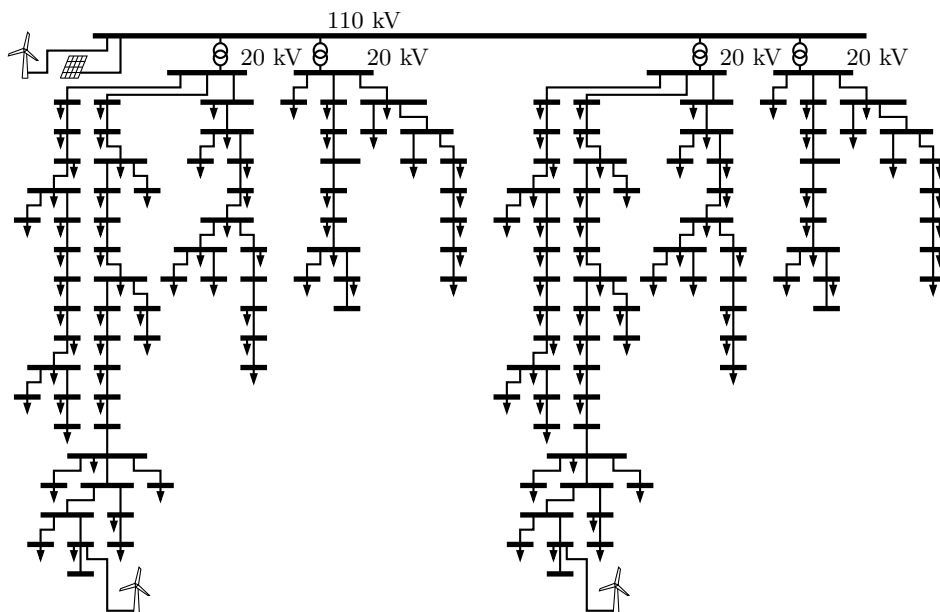


Abbildung 8.8: Struktur des verdoppelten elektrischen Mittelspannungsnetzes in Kirchheimbolanden

Tabelle 8.9: Maximale Rechenzeiten in Abhängigkeit von der Größe des elektrischen Verteilnetzes

Anzahl Netzknoten	75	149	223	297	445	593
Anzahl Variablen	7480	11032	14584	18136	25240	32344
$T_{r,max}$ in min	1,77	3,16	5,67	6,84	10,3	14,2

auch zusätzliche Freiheitsgrade in Form von steuerbaren Anlagen hinzugefügt werden. Durch die Vergrößerung des Netzes dagegen erhöht sich zwar die Anzahl an Variablen des Problems, diese sind aber alle direkt abhängig von den restlichen Systemzuständen und es gibt keine zusätzlichen Steuergrößen.

Für weitere Simulationen zur Echtzeitfähigkeit des MPC-basierten EMS für die Energiezelle Kirchheimbolanden mit größeren Zeiträumen, unterschiedlichen Startwerten und gleichzeitiger Erweiterung der Anzahl steuerbarer Anlagen sowie der Netzgröße sei hier auf die Bachelorarbeit [Her18] verwiesen.

Insgesamt erscheint das entwickelte EMS nicht nur für die aktuelle Energiezelle Kirchheimbolanden echtzeitfähig, sondern auch für Zukunftsszenarien mit einer größeren Anzahl an Anlagen oder auch anderen Energiezellen mit größeren Netzen. Die Grenze von etwa 50 steuerbaren Anlagen in der gezeigten Analyse bezieht sich auf einen Prozessor mit einer Taktfrequenz von 2,60 GHz und dem Open-Source-Algorithmus IPOPT. Wenn

notwendig, wäre hier durch einen schnelleren Prozessor sicher noch Potential für Systeme mit einer größeren Zahl an Anlagen vorhanden. Eventuell könnte auch durch die Nutzung eines nicht frei erhältlichen Optimierungsalgorithmus wie MINOS, CONOPT oder SNOPT eine Verbesserung erzielt werden. Da bereits mit IPOPT eine echtzeitfähige Umsetzung problemlos möglich war, wurden hier keine weiteren, kostenpflichtigen Algorithmen getestet.

9 Zusammenfassung und Bewertung

Im Zuge dieser Arbeit wurde ein durchgängiger Ansatz eines MPC-basierten EMS für multimodale Energiezellen vorgestellt. Im Folgenden werden zunächst die dafür neu entwickelten Methoden zusammengefasst. Im Anschluss werden die Ergebnisse der mithilfe dieses EMS durchgeführten Studien zusammengefasst und dann bewertet.

9.1 Zusammenfassung der entwickelten Methoden

Im Vergleich zum Stand der Wissenschaft aus Kapitel 2 wurden in dieser Arbeit bei der Entwicklung des EMS vier methodische Neuerungen entwickelt:

Echtzeitfähige MPC für multimodale Energiezellen

Beim Entwurf der Regelung wurden zwei Ansätze zur Implementierung der MPC für multimodale Energiezellen entwickelt. Es zeigte sich dabei, dass der simultane Ansatz mit einem Horizont von etwa einem Tag mit zunehmenden Schrittlängen die besten Ergebnisse liefert und eine echtzeitfähige Umsetzung der Regelung ermöglicht. Dabei wurden Möglichkeiten zur Parametrierung des Ansatzes aufgezeigt, um die Echtzeitfähigkeit zu gewährleisten. Die durchgeführte Analyse für die Grenzen des sequentiellen Verfahrens im Hinblick auf die Energiezellgröße und die Anzahl von steuerbaren Anlagen zeigt, dass der Ansatz sowohl für heutige als auch zukünftige Verteilnetze mit einer größeren Anzahl steuerbarer Anlagen ausgelegt ist.

Der für multimodale Energiezellen neu entwickelte, sequentielle Ansatz konnte nur in kleineren Zellen für eine echtzeitfähige Regelung genutzt werden. Der Einsatz dieses Ansatzes kann jedoch durchaus sinnvoll sein, da im Vergleich zum simultanen Ansatz direkt ein Simulationsmodell vorhanden ist, an dem beispielsweise die Auswirkungen von Prädiktionsfehlern auf das System analysiert werden können.

Im Vergleich zu den in Kapitel 2.1 vorgestellten MPC-basierten EMS-Veröffentlichungen wurden die Startwerte der Steuergrößen in den einzelnen Optimierungsproblemen so gewählt, dass eine reale Umsetzung der MPC möglich ist. Die Echtzeitfähigkeit der MPC wurde an real existierenden Systemen demonstriert.

Ein weiterer neuer Aspekt der MPC ist die Nutzung einer nicht auf den Betriebskosten basierenden Zielsetzung. Die in den Kapiteln 6 und 8 gewählte Zielstellung der Reduktion der quadratischen Ausgleichsleistung hat neben den Auswirkungen in der Anwendung auch methodische Vorteile. Die Nutzung einer physikalisch direkt interpretierbaren Größe im Gütemaß hat den Vorteil, dass bei der Analyse und Auswertung der

Ergebnisse der Algorithmen durch Betrachtung des Verlaufs dieser Größe direkte Rückschlüsse möglich sind. So können beispielsweise Probleme in der lokalen Konvergenz erkannt oder Abschätzungen zur Güte der Lösung der Optimierungsprobleme getroffen werden. Gleichzeitig ändert sich die grundlegende Struktur des EMS dadurch nicht, wodurch Erkenntnisse bei der Entwicklung direkt auf EMS mit betriebskostenbasierten Zielsetzungen übertragen werden können.

Modellierungsansatz für multimodale Energiezellen

Zur Erstellung der MPC-Entwurfsmodelle wurde ein variabler, modularer Ansatz für eine Vielzahl von multimodalen Energiezellen entwickelt, der unabhängig von genutzten Konverter- und Speichertechnologien implementiert werden kann.

Der in dieser Arbeit entwickelte Modellierungsansatz kann für unterschiedliche Energiezellen im Verteilnetzbereich genutzt werden. Dies konnte an drei Zelltypen gezeigt werden: Energiezellen mit Niederspannungsnetz, Mittelspannungsnetz und Microgrid im Kern des multimodalen Systems. Dabei zeigt sich insbesondere, dass die Wahl der Modellierungstiefe sehr wichtig ist. Bei der Modellierung der Anlagen in und zwischen den Netzen können die Modellteile direkt anhand des modularen und baukastenartigen Ansatzes gewählt werden. Bei den Modellen der Netze kann dagegen keine allgemeine Aussage zur Modellierungstiefe getroffen werden. Hier wurden unterschiedliche Modelle für die jeweiligen Netze vorgestellt. Dabei sollten Experten der Netzbetreiber hinzugezogen oder detaillierte Simulationsmodelle genutzt werden, um zu evaluieren, welches Netzmodell für das jeweilige System geeignet ist.

Der Modellierungsansatz wurde in der Arbeit anhand der real existierenden Energiezelle Kirchheimbolanden validiert. Dabei wurden sowohl reale Messdaten des Systems als auch ein im Vergleich zum Entwurfsmodell deutlich detaillierteres, multimodales Co-Simulationsmodell verwendet.

Der einzige vergleichbare Modellierungsansatz in der Literatur ist der Energy-Hub-Ansatz. In der Anwendung ist die hier entwickelte Methodik im Vergleich zum Energy Hub zwar auf Energieverteilsysteme mit einem Verteilnetz im Kern der Energiezelle begrenzt. Durch die Anpassungen, die den neuen Ansatz auf diese Systeme begrenzen, können jedoch alle in Kapitel 2.4 aufgezeigten Probleme, die bei der Nutzung des Hub-Ansatzes als MPC-Entwurfsmodell für multimodale Verteilsysteme auftreten, vermieden werden.

Kombinierte Prädiktion von elektrischer Erzeugung und Verbrauch im Verteilnetz

Im Bereich der Prädiktion von Last und Erzeugung in elektrischen Netzen wurde ein speziell für eine MPC ausgelegtes Prädiktionsmodell entwickelt, das Erzeugung und

Verbrauch gemeinsam vorhersagt. Das Modell basiert auf selbstlernenden KNN. Dadurch kann das Modell im Vergleich zu anderen Prognoseverfahren wie etwa physikalischen Modellen [BMP13, HNM13, YHHP14] oder Zeitreihenansätzen [Gra14, JB14] ohne Expertenwissen zu den Prädiktionsalgorithmen oder dem elektrischen Netz genutzt werden. Das Prognoseverfahren wird wie die MPC mit einem gleitenden Horizont mit der gleichen Abtastzeit betrieben. Dadurch können aktuelle Messwerte gemeinsam mit vergangenen Messwerten, Wetterprädiktionen und kalendarischen Daten kombiniert werden. Insbesondere die Prädiktionsfehler am Anfang des Prädiktionszeitraums lassen sich dadurch deutlich reduzieren.

Die gemeinsame, knotenweise Prädiktion von Erzeugung und Verbrauch mithilfe von KNN ist dabei ohne eine deutliche Verschlechterung der Güte möglich. Gleichzeitig verringert sich der Aufwand bei der Nutzung einer solchen gemeinsamen Prädiktion deutlich, sowohl beim Entwurf der Prädiktionsmodelle, als auch im Bezug auf Sensorik und Kommunikationstechnik, da die gemeinsame Messung aller Lasten und Verbraucher an der ONS ausreicht und nicht jede Anlage eine einzelne Leistungsmessung benötigt.

Hybrider Algorithmus für Leistungsflussrechnung

Für den sequentiellen Ansatz wurde ein hybrider Algorithmus aus HELM und NR, bzw. GS entwickelt. Obwohl der sequentielle Ansatz nur für kleinere Netze geeignet ist, kann der hybride Algorithmus zur Leistungsflussrechnung auch unabhängig von MPC-Anwendungen für größere elektrische Netze genutzt werden. Er verbindet die Vorteile von iterativen Stand-der-Technik-Algorithmen im Hinblick auf die Rechenzeiten mit den guten Konvergenzeigenschaften des HELM-Algorithmus. Der neue, hybride Ansatz konvergiert dabei in allen 21 getesteten Benchmark-Systemen, während NR ohne bekannte Startwerte mit einer flachen Initialisierung in einigen Systemen nicht konvergiert. Trotz der deutlich verbesserten Konvergenzeigenschaften liegen die Rechenzeiten dabei in der Größenordnung des NR- und GS-Algorithmus, in einigen Fällen sogar darunter. Der Algorithmus kann ohne Expertenwissen zu geeigneten Startwerten eingesetzt werden, beispielsweise in der Überwachung von zukünftigen elektrischen Netzen. Insbesondere in stark belasteten Netzen mit Netzzuständen am Rand des zulässigen Bereichs, in denen die iterativen Algorithmen häufig Konvergenzprobleme aufweisen [KO00] und deren Überwachung besonders wichtig ist, kann der neu entwickelte Algorithmus eingesetzt werden. Die Anwendung ist dabei sowohl im Verteilnetz als auch im Übertragungsnetz möglich.

9.2 Zusammenfassung der Ergebnisse

Zur Demonstration und Analyse des entwickelten EMS wurden in dieser Arbeit drei Studien anhand von real existierenden multimodalen Energiezellen durchgeführt. Dabei wurden reale Messdaten dieser Energiesysteme über längere Zeiträume genutzt, am Beispiel Kirchheimbolanden bis zu einem Jahr.

Beim Einsatz des EMS in einer Energiezelle mit einem **Niederspannungsnetz** im Kern war das Ziel die Reduktion des Leistungsaustauschs mit der überlagerten Mittelspannungsebene. Dabei wurde eine Zelle mit hoher PV-Einspeisung betrachtet. Durch den optimalen Betrieb einer kleinen PtG-Anlage sowie eines BHKW konnte in beiden betrachteten Szenarien eine Reduktion dieses Leistungsaustauschs erzielt werden. Zusätzlich verringerten sich die Spannungsabweichungen von der Nennspannung im gesamten Netz, insbesondere die ohne EMS auftretenden, großen Abweichungen durch die PV-Einspeisung wurden so deutlich reduziert. Dadurch könnte der PV-Anteil in diesem Netz auch ohne Ausbau der Leitungen weiter erhöht werden.

Bei der Anwendung in **Microgrids** war das Ziel die Reduktion der Betriebskosten des Systems, die in Remote Microgrids insbesondere durch die hohen Treibstoff-Kosten der Generatoren größer sind als in Verbundnetzen. Da diese Systeme nicht mit einer höheren Netzebene verbunden sind, konnten die Betriebskosten hier ohne ein Marktmodell direkt anhand der Treibstoff-Kosten der Generatoren beschrieben werden.

Durch den Einsatz von ETS-Systemen und einem optimalen multimodalen Betrieb der Energiezelle ist in diesen Systemen eine deutliche Kostenreduktion möglich. Im Microgrid von KLFN ist durch den Einsatz von ETS-Systemen und der kostenoptimal betriebenen Kopplung zwischen elektrischer und thermischer Domäne eine Reduktion der Betriebskosten von bis zu 22,8 % möglich. Im modifizierten CIGRE-Benchmark-System kann die maximale Last verringert und Lastabwurf dadurch komplett vermieden werden. Bei der Erhöhung des ETS-Anteils sinkt der Bedarf an elektrischen Speichern im System, die deutlich teurer sind als ETS-Systeme.

Am Beispiel der multimodalen Energiezelle der Stadt Kirchheimbolanden wurde der entwickelte Ansatz in einer Zelle mit **Mittelspannungsnetz** im Kern eingesetzt. Dabei war das Ziel die Regionalisierung, die durch den optimalen Betrieb einer PtG-Anlage sowie BHKW im Netz umgesetzt wurde. Im Betrieb über ein gesamtes Jahr war dabei in Zukunftsszenarien eine Reduktion des Energieaustauschs mit dem Übertragungsnetz von bis zu 42 %, bei gleichzeitiger Reduktion der Leistungsspitzen, möglich.

Beim Einsatz von unterschiedlichen Prognosemodellen für Erzeugung und Verbrauch im EMS zeigte sich, dass eine exakte Prognose insbesondere bei hoher Erzeugung durch Wind wichtig ist, die durch das neu entwickelte Prognosemodell bereitgestellt werden kann. Eine echtzeitfähige Umsetzung der MPC ist dabei auch in zukünftigen Systemen mit einer größeren Anzahl steuerbaren Anlagen möglich.

Im Folgenden werden die Ergebnisse im Bezug auf die in Kapitel 1 definierten, zentralen Fragestellungen zusammengefasst:

- Eine stärkere **Regionalisierung** der Energieversorgung bei steigendem Anteil an EE ist sowohl in Niederspannungsnetzen als auch in Mittelspannungsnetzen möglich. In Niederspannungsnetzen ist diese stärkere Regionalisierung insbesondere in Netzteilen sinnvoll, in denen der Anteil der PV-Einspeisung sehr hoch ist und somit für die Spannungshaltung bei weiterem Zubau von PV-Anlagen ein Ausbau der Niederspannungsleitungen notwendig wäre. Eine stärkere Regionalisierung ganzer Mittelspannungsnetze ist ebenfalls möglich, wodurch ein größerer Anteil der EE lokal genutzt wird und die Belastung der Übertragungsnetze reduziert werden

kann. Insgesamt hat sich in den Untersuchungen jedoch auch gezeigt, dass eine Regionalisierung nur in gewissem Maß sinnvoll ist, da für einen vollkommen autonomen Betrieb sowohl sehr groß dimensionierte Konverteranlagen benötigt werden, um die Leistungsspitzen der EE zu kompensieren, als auch sehr große Speicher, um einen saisonalen Ausgleich von PV- und Wind-Erzeugung zu erreichen. Da die gut ausgebauten Übertragungsnetze in Deutschland vorhanden sind, sollten diese auch weiterhin genutzt werden und lediglich der Netzausbau durch eine stärkere Regionalisierung reduziert werden.

- In der Analyse der möglichen **Zellgröße** in einem zellularen Ansatz wurden reale Niederspannungs- und Mittelspannungsnetze untersucht. Als Fazit dieser Untersuchungen zeigt sich, dass mit einer zunehmenden Zellgröße das Potential eines zentralen EMS zunimmt, da die Korrelation der einzelnen Profile abnimmt. Gleichzeitig ist die Abgrenzung in der Modellierung sehr wichtig, um Zustände und Anlagen im Netz, die potentiell Randbedingungen verletzen können, im MPC-Entwurf mitzubetrachten. Für eine echtzeitfähige zentrale MPC ist die Zellgröße dadurch nach oben begrenzt. Hier konnte aufgezeigt werden, dass die echtzeitfähige Regelung der Zelle dabei insbesondere durch die Anzahl an steuerbaren Anlagen und die Netzgröße beschränkt ist. Bei einer Abtastzeit von 15 min ist eine echtzeitfähige Umsetzung eines zentralen EMS für ganze Verteilnetze, zumindest im ländlichen Raum, auch bei einer zunehmenden Anzahl an steuerbaren Anlagen möglich. Diese Abtastzeit wird heutzutage auch in elektrischen Energiemanagementsystemen sowie im Energiehandel genutzt. In der multimodalen Energiezelle Kirchheimbolanden liegt die Begrenzung mit dem entwickelten Ansatz beispielsweise bei etwa 40 steuerbaren Anlagen. Zusätzlich ist die Zellgröße auch durch die Struktur und den Betrieb heutiger Netze begrenzt. So werden Mittelspannungsnetze in der Regel durch einen Verteilnetzbetreiber überwacht und geregelt. Dabei laufen alle Messgrößen der Netze in einer zentralen Leitwarte zusammen. Eine weitere Vergrößerung einer zentral geregelten Zelle wäre dadurch in der heutigen Netzstruktur nicht sinnvoll.
- Die Vorteile eines **multimodalen Betriebs** zeigen sich zum einen in der deutlichen Verbesserung im Bezug auf die unterschiedlichen Optimierungskriterien, die in dieser Arbeit genutzt werden. Sowohl eine Regionalisierung als auch eine Kostenreduktion können durch den multimodalen Betrieb erreicht werden. Auf der anderen Seite kann auch die Betriebssicherheit verbessert werden. So kann durch die Einbindung von Randbedingungen von einzelnen Betriebszuständen wie Knotenspannungen das System innerhalb der zulässigen Grenzen betrieben werden. Insgesamt zeigt sich in dieser Arbeit das große Potential, das die Wärme- und Gasdomäne für die Speicherung von erneuerbaren Energien bieten. Die Speicherung in der Wärme-Domäne ist sehr kostengünstig. Aufgrund der Verluste von Wärmespeichern sollten lokale Wärmespeicher aber vor allem zum Leistungsausgleich über einige Stunden genutzt werden. Obwohl eine Rückgewinnung als elektrische Energie hier nicht möglich ist, kann durch die Verschiebung der Last eine deutliche Reduktion der Ausgleichsleistung oder der Kosten erzielt werden. Gasspeicher dagegen eignen sich auch zur Langzeitspeicherung. Hier gibt es in Deutschland insbesondere durch die großen vorhandenen Speicherkapazitäten ein enormes Po-

tential zur Speicherung. Allerdings muss hier die erforderliche, aktuell noch mit niedrigen Wirkungsgraden und hohen Kosten verbundene PtG-Technologie weiterentwickelt werden. Weitere Erkenntnisse zum Einsatz von möglichen Speichertechnologien, insbesondere für die Nutzung in Microgrids, wurden dabei in [FSC⁺17] veröffentlicht.

9.3 Bewertung der Ergebnisse

Insgesamt zeigen die Ergebnisse aller in dieser Arbeit durchgeführten Studien das große Potential eines optimalen sektorengekoppelten Betriebs von Energiesystemen. Insbesondere durch eine Regelung schon auf Verteilnetzebene kann das System deutlich effizienter betrieben werden. Das liegt vor allem daran, dass sowohl die starke Zunahme der EE-Erzeugung als auch der Einsatz neuer Technologien, wie beispielsweise BHKW und Wärmepumpen, vor allem auf den unteren Netzebenen stattfindet.

Durch die multimodale Betrachtung der Energiezellen in einem zentralen MPC-Ansatz können diese Zellen im Hinblick auf den gesamten Energieverbrauch optimal betrieben werden. So kann der Gesamtwirkungsgrad einzelner Anlagen, beispielsweise durch die Nutzung von Abwärme, deutlich gesteigert werden. Wird in der Regelung dabei die Wärme-Domäne jedoch nicht berücksichtigt, kann die Abwärme oft nicht sinnvoll genutzt werden und die resultierenden Wirkungsgrade sind deutlich geringer.

Allgemein bietet auch der weitere Zubau von neuen, sektorenkoppelnden Technologien im Verteilnetz, zusammen mit einer optimalen multimodalen Betriebsführung, großes Potential zur Kostenreduktion. Dies konnte insbesondere am Beispiel der Microgrids gezeigt werden. Für eine Übertragbarkeit der Ergebnisse auf Verteilnetze wäre hier jedoch eine Modellierung der Energiemärkte notwendig. Insbesondere der Preis der Leistung aus den angeschlossenen Strom- und Gas-Übertragungsnetzen müsste als wesentliche Information durch ein Modell über den Prädiktionshorizont prognostiziert werden.

Der Einsatz der PtG-Technologie scheint insbesondere in Deutschland sinnvoll zu sein, da die Gasinfrastruktur bereits großes Speicherpotential bietet. Ob der Einsatz von PtG-Anlagen auch in den unteren Netzebenen kosteneffizient realisiert werden kann, ist dabei aktuell noch stark von der weiteren Entwicklung dieser Technologie abhängig, da insbesondere kleine PtG-Anlagen aktuell noch sehr teuer sind. Obwohl der optimale Betrieb kleinerer Anlagen mit der hier entwickelten Regelung technisch möglich ist, scheint ein wirtschaftlicher Betrieb eher für große Anlagen auf höheren Netzebenen realistisch.

Auf Basis der erzielten Ergebnisse ist eine Reduktion des Netzausbaus durch den optimalen multimodalen Betrieb in zweierlei Hinsicht möglich. Zum einen kann durch die Minimierung der quadratischen Ausgleichsleistung eine Reduktion der Leistungsspitzen erreicht und die notwendige maximale Leistungsaufnahme der überlagerten Netzebene dadurch reduziert werden. Hier wäre es auch möglich, die Begrenzung der Ausgleichsleistung in den Randbedingungen hinzuzufügen, wodurch eine Kostenreduktion bei gleichzeitiger Reduktion des notwendigen Netzausbaus realisiert werden könnte. Dabei ist bei einem hohen Anteil an EE im Netz aber die Möglichkeit der Abschaltung von einzelnen

EE-Anlagen zwingend notwendig, um in Zeitpunkten, zu denen die Speicher bereits gefüllt sind, eine Lösbarkeit der Optimierungsprobleme und damit den sicheren Betrieb des Netzes zu gewährleisten. Zum anderen lässt sich durch ein EMS auch der Netzausbau auf den untersten Netzebenen reduzieren. Ohne eine Regelung auch auf den unteren Netzebenen wird durch die weitere Zunahme an PV sowie Elektromobilität ein deutlicher Ausbau der Niederspannungsnetze notwendig. Durch die Integration von elektrischen Netzmodellen in das EMS kann dieses zur Spannungshaltung im Verteilnetz beitragen und so den notwendigen Ausbau reduzieren.

Eine weitere Anwendungsmöglichkeit des entwickelten Ansatzes wäre die Erhöhung der Bilanzkreistreue einzelner Verteilnetze. Anstatt die Ausgleichsleistung selbst zu minimieren, würde dabei ein Sollwert-Profil dieser Leistung vorgegeben und die quadratische Abweichung zu diesem Profil im Gütemaß minimiert werden. Dadurch wäre die Volatilität des gesamten Energiesystems durch die Zunahme an EE deutlich geringer und es wäre weniger Regelleistung notwendig.

Als ein wichtiger Faktor des EMS, insbesondere bei der Reduktion der Leistungsspitzen, zeigt sich die Prognose von Erzeugung und Verbrauch. Während durch eine Persistenzprognose die Leistungsspitzen teilweise sogar erhöht werden, ist durch die in dieser Arbeit entwickelten Prognosemodelle eine signifikante Reduktion möglich. Dennoch besteht bei der Prognose von erneuerbaren Energien weiteres Verbesserungspotential. So zeigte sich, dass insbesondere die Güte der lokalen Wetterprognosen von Sonneneinstrahlung sowie Windrichtung und -geschwindigkeit noch verbesserungswürdig sind. Diese Wetterprognosen sind aktuell Thema von zahlreichen Forschungsarbeiten. Da sich diese Prognosefehler direkt auf die Prognosefehler der EE-Erzeugung auswirken, ist hier in der Zukunft auch mit einer Verbesserung der Leistungsprognose zu rechnen. Im dem Fall, dass größere Fehler in der Prognose nur sehr selten auftreten, bietet auch hier die Abschaltung der Anlagen eine sinnvolle Alternative. Wenn Anlagen nur sehr selten abgeschaltet werden, ist der Energieverlust dadurch ebenfalls nur gering, die Leistungsspitzen lassen sich aber deutlich verringern. Im Idealfall sollten die lokalen Wetterprognosen mit der gleichen zeitlichen Auflösung wie der Prädiktionshorizont des EMS vorliegen und mit der Abtastzeit der MPC jeweils neue Wetterprognosen erstellt werden.

Als Fazit bietet ein multimodales Energienetz mit der in dieser Arbeit neu entwickelten intelligenten Regelungsstruktur bis in die untersten Netzebenen ein tragfähiges Konzept für ein sicheres und effizientes Energiesystem der Zukunft. Sowohl die Effizienz im Betrieb als auch im Ausbau des Systems kann dabei durch ein sektorengkoppeltes System und ein multimodales EMS erhöht werden. Im Hinblick auf die Regionalisierung und Zellularisierung des Systems ist eine im Vergleich zum heutigen System dezentralere Regelungsstruktur, in der einzelne Zellen wiederum zentral geregelt werden, sinnvoll, da auch die Struktur des Systems insbesondere im Hinblick auf die EE immer dezentraler wird. Ein dauerhaft autarker Betrieb von Zellen in Deutschland ist auf Basis der Ergebnisse dieser Arbeit jedoch keineswegs sinnvoll.

A Mathematische Definitionen

A.1 Konvexe Optimierung

Zur Definition eines konvexen Optimierungsproblems muss zunächst die konvexe Menge definiert werden:

Definition A.1 (Konvexe Menge [Ste18a, S. 39])

Eine Menge $M \subseteq \mathbb{R}^n$ heißt konvex, falls

$$\forall x, y, \in M, \lambda \in (0, 1) : (1 - \lambda)x + \lambda y \in M$$

gilt.

Das heißt, jede Verbindungsstrecke zwischen zwei beliebigen Punkten in der Menge M gehört komplett zu M .

Auf einer konvexen Menge wird im Folgenden die konvexe Funktion definiert:

Definition A.2 (Konvexe Funktion [Ste18a, S. 39])

Für eine konvexe Menge $M \subseteq \mathbb{R}^n$ heißt eine Funktion $f : M \rightarrow \mathbb{R}$ konvex (auf M), falls

$$\forall x, y, \in M, \lambda \in (0, 1) : f((1 - \lambda)x + \lambda y) \leq (1 - \lambda)f(x) + \lambda f(y)$$

gilt.

Das heißt, der Funktionsgraph von f verläuft unter jeder seiner Sekanten.

Damit kann das konvexe Optimierungsproblem definiert werden:

Definition A.3 (Konvexes Optimierungsproblem [Ste18a, S. 40])

Das Optimierungsproblem

$$P : \min f(x)$$

mit

$$x \in M$$

heißt konvex, falls die Menge M und die Funktion $f : M \rightarrow \mathbb{R}$ konvex sind.

Satz A.1 (Globales Optimum [Ste18a, S. 41])

Jedes lokale Optimum eines konvexen Optimierungsproblems P ist auch ein globales Optimum von P .

Der Beweis von Satz A.1 befindet sich in [Ste18a, S. 41].

Da Konvexität eine globale Voraussetzung an das Optimierungsproblem P ist, genügt es bei konvexen Optimierungsproblemen, nach einem lokalen Minimum zu suchen, um das globale Minimum zu finden.

Die zu lösenden Optimierungsprobleme in dieser Arbeit haben in der Regel die Form

$$\min_x f(x) \tag{A.1}$$

mit

$$g_i(x) \leq 0 \quad \forall i \in I \tag{A.2}$$

$$h_j(x) = 0 \quad \forall j \in J. \tag{A.3}$$

Die Menge M wird dabei beschrieben durch Ungleichheitsnebenbedingungen $g_i(x)$ und Gleichheitsnebenbedingungen $h_j(x)$. Für Konvexität muss die Menge M eine konvex beschriebene Menge sein, die wie folgt definiert ist:

Definition A.4 (Konvex beschriebene Menge [Ste18b, S. 177])

Eine mit beliebigen Indexmengen I und J durch Ungleichungen und Gleichungen beschriebene Menge

$$M = \{x \in \mathbb{R}^n \mid g_i(x) \leq 0, i \in I, h_j(x) = 0, j \in J\}$$

heißt konvex beschriebene Menge, wenn die Funktionen $g_i : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}, i \in I$, konvex und die Funktionen $h_j : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}, j \in J$, affin sind.

A.2 Optimierungsprobleme

In diesem Abschnitt werden die in dieser Arbeit genutzten Klassen von Optimierungsproblemen definiert.

Definition A.5 (Nichtlineares Optimierungsproblem (NLP))

Ein Optimierungsproblem der Form

$$\min_{\mathbf{x}_r} J_{nl}(\mathbf{x}_r)$$

mit

$$\Phi_{g,nl}(\mathbf{x}_r) = 0$$

$$\Phi_{u,nl}(\mathbf{x}_r) \leq 0$$

$$\mathbf{x}_r \in \mathbb{R}$$

heißt nichtlineares Optimierungsproblem, wenn J_{nl} , $\Phi_{g,nl}$ und $\Phi_{u,nl}$ stetige nichtlineare Funktionen sind. Der durch alle zulässigen \mathbf{x}_r aufgespannte Lösungsraum ist dabei ein wegzusammenhängender Raum.

Ein Raum heißt wegzusammenhängend, wenn es zu je zwei Punkten im Raum eine stetige Verbindung gibt, die wiederum Teil des Raumes ist. Ist der Lösungsraum nicht wegzusammenhängend, beispielsweise durch die Randbedingung $|x| > 1$, die den Lösungsraum in zwei zusammenhängende Unterräume teilt, führt dies im Optimierungsproblem zu einer Fallunterscheidung $x > 1$ oder $x < 1$. Solche Fallunterscheidungen treten in gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblemen auf. Solver für NLP können in der Regel Probleme mit Fallunterscheidungen dieser Art nicht lösen.

Definition A.6 (Gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem (MILP))

Ein Optimierungsproblem der Form

$$\min_{\mathbf{x}_r, \mathbf{x}_z} J_l(\mathbf{x}_r, \mathbf{x}_z)$$

mit

$$\Phi_{g,l}(\mathbf{x}_r, \mathbf{x}_z) = 0$$

$$\Phi_{u,l}(\mathbf{x}_r, \mathbf{x}_z) \leq 0$$

$$\mathbf{x}_r \in \mathbb{R}$$

$$\mathbf{x}_z \in \mathbb{Z}$$

heißt gemischt-ganzzahliges (engl. Mixed-Integer) lineares Optimierungsproblem, wenn J_l , $\Phi_{g,l}$ und $\Phi_{u,l}$ affine Funktionen sind.

Definition A.7 (Gemischt-ganzzahliges quadratisches Optimierungsproblem (MIQP))

Ein Optimierungsproblem der Form

$$\min_{\mathbf{x}_r, \mathbf{x}_z} J_q(\mathbf{x}_r, \mathbf{x}_z)$$

mit

$$\Phi_{g,l}(\mathbf{x}_r, \mathbf{x}_z) = 0$$

$$\Phi_{u,l}(\mathbf{x}_r, \mathbf{x}_z) \leq 0$$

$$\mathbf{x}_r \in \mathbb{R}$$

$$\mathbf{x}_z \in \mathbb{Z}$$

heißt gemischt-ganzzahliges quadratisches Optimierungsproblem, wenn J_q eine quadratische Funktion und $\Phi_{g,l}$ und $\Phi_{u,l}$ affine Funktionen sind.

Definition A.8 (Gemischt-ganzzahliges nichtlineares Optimierungsproblem (MINLP))

Ein Optimierungsproblem der Form

$$\min_{\mathbf{x}_r, \mathbf{x}_z} J_{nl}(\mathbf{x}_r, \mathbf{x}_z)$$

mit

$$\Phi_{g,nl}(\mathbf{x}_r, \mathbf{x}_z) = 0$$

$$\Phi_{u,nl}(\mathbf{x}_r, \mathbf{x}_z) \leq 0$$

$$\mathbf{x}_r \in \mathbb{R}$$

$$\mathbf{x}_z \in \mathbb{Z}$$

heißt gemischt-ganzzahliges nichtlineares Optimierungsproblem, wenn J_{nl} , $\Phi_{g,nl}$ und $\Phi_{u,nl}$ stetige nichtlineare Funktionen sind.

A.3 Normierung im Per-Unit-System

In der elektrischen Energietechnik wird häufig eine Normierung auf die Nenngröße vorgenommen, häufig auch Bemessungsgröße genannt. Insbesondere im Zusammenhang mit Transformatoren und dadurch resultierenden unterschiedlichen Nennspannungen an verschiedenen Knoten sind die Größen so direkt vergleichbar. Die Nenngrößen sind in der Regel Nennspannung U_{nenn} , Nennfrequenz und Nennleistung S_{nenn} . Die restlichen Nenngrößen leiten sich direkt daraus ab. Die normierten Werte werden dann in p.u. angegeben.

In dieser Arbeit relevant sind

$$U_{pu} = \frac{U}{U_{nenn}} \quad \text{mit} \quad [U_{pu}] = p.u. \quad (\text{A.4})$$

und

$$S_{pu} = \frac{S}{S_{nenn}} \quad \text{mit} \quad [S_{pu}] = p.u. \quad (\text{A.5})$$

wobei der Index pu aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht angegeben wird.

Für weitere Details sei hier auf [Cra15, Abschnitt 2.2] verwiesen.

B Prognoseverfahren

B.1 Vergleich von wissensbasierten Methoden und physikalischen Modellen

Der Vergleich von wissensbasierten Methoden und physikalischen Modellen zur lokalen Leistungsprognose erfolgt anhand einer PV-Anlage mit einer Maximalleistung von 44,14 kW auf dem Dach der Pädagogischen Hochschule Karlsruhe. Die Leistungsmessdaten für den Zeitraum 01.01. - 31.07.2015 stammen vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE). Das physikalische Modell orientiert sich an den Modellen aus [BH06, LSH⁺11]. Es setzt sich zusammen aus einer Sonnenstandsrechnung, einer Berechnung der Globalstrahlung mithilfe der Bewölkung, einer Umrechnung der Einstrahlung auf Modulebene, einem Modell der PV-Module und einem Modell des Wechselrichters.

Das wissensbasierte Modell ist ein MLP mit einer verborgenen Schicht mit 10 Neuronen. Als Eingangsgrößen werden Bewölkung, Temperatur und Position der Sonne genutzt.

Zur Analyse der beiden Modelle werden die Tage innerhalb der Messdaten der PV-Anlage in drei Kategorien eingeteilt: Wechselhafte Tage, sonnige Tage und bewölkte Tage. Für jede dieser Kategorien wird eine Prognose über vier Tage durchgeführt.

Die Ergebnisse dieser Prognosen sind in Tabelle B.1 zusammengefasst.

Tabelle B.1: RMSE in kW der Leistungsprognosen der drei Kategorien

Kategorie	Tag 1		Tag 2		Tag 3		Tag 4	
	MLP	phys.	MLP	phys.	MLP	phys.	MLP	phys.
wechselhaft	3,33	0,95	0,95	1,27	5,04	5,56	4,34	3,69
sonnig	0,95	0,91	0,89	1,11	1,08	1,46	1,58	4,04
bewölkt	4,66	4,59	6,48	5,95	5,74	8,1	6,09	8,34

Am RMSE der einzelnen Tage in den drei Kategorien zeigt sich kein deutlicher Vorteil für eines der beiden Modelle. Das MLP liefert an sieben Tagen bessere Ergebnisse, das physikalische Modell dagegen an den restlichen fünf. Insgesamt rechtfertigt das physikalische Modell daher den deutlich höheren Entwurfsaufwand nicht.

Für weitere Details sei hier auf [Rug15] verwiesen.

B.2 Vergleich unterschiedlicher wissensbasierter Methoden

Um verschiedene wissensbasierte Methoden auf ihre Eignung zur Prognose von kombinierten Lastprofilen aus Erzeugung und Verbrauch zu untersuchen, wird das Gesamtlastprofil der Gemeinde Kirchheimbolanden aus dem Jahr 2014 genutzt. In diesem Profil sind sowohl kommerzielle als auch private Verbraucher und erneuerbare Erzeugung durch Windkraft und PV enthalten. Zur Prädiktion werden MLP, autoregressive KNN und Support Vector Regression miteinander verglichen.

Die Aufteilung des Prognosehorizonts sowie die Eingangsgrößen sind dabei wie in Kapitel 4 gewählt, wobei der maximale Horizont auf einen Tag beschränkt ist. Zur Analyse der einzelnen Modelle werden vier Testwochen im zweiten Halbjahr des Jahres 2014 gewählt. Die ersten beiden Wochen (26.6. - 2.7. und 4.8. - 10.8.) beinhalten einen Tag mit einer Rückspeisung, in denen die erneuerbare Einspeisung sehr hoch ist. In der dritten Woche (29.9. - 5.10.) befindet sich ein Feiertag. Die vierte Woche (1.12. - 7.12.) im Winter ist gekennzeichnet durch einen größeren Stromverbrauch. Zum Training aller Modelle werden 24 Wochen vor dem jeweiligen Testzeitraum genutzt.

Die Ergebnisse für alle drei Modelle sind in Tabelle B.2 zusammengefasst. Dabei ist der RMSE der einzelnen Prognosemodelle für die Abschnitte im Prognosehorizont sowie der Fehler über dem gesamten Prognosehorizont dargestellt.

Tabelle B.2: Vergleich der wissensbasierten Prädiktionsmodelle

RMSE in MW	Abschnitt 1 (bis 15 min)	Abschnitt 2 (bis 6 h)	Abschnitt 3 (bis 24 h)	Gesamt
MLP	0,3721	0,8873	1,1061	0,9792
Autoregressive Netze	0,3721	0,8839	1,1127	0,9807
Support Vector Regressions	0,3730	1,3075	1,6627	1,4575

Insgesamt ist die Güte der Prädiktion bei beiden Neuronalen Netzen sehr ähnlich. Die Prognose der Support Vector Regressions ist dagegen deutlich schlechter. Aufgrund des geringfügig besseren Ergebnisses der MLP bei geringerem Entwurfsaufwand werden die MLP für die Prognose genutzt.

Für weitere Untersuchungen und Details sei hier auf [Kar16] verwiesen.

B.3 Typischer Fehlerverlauf einer Prognose über dem Prädiktionshorizont

Zur Analyse des Fehlerverlaufs wird der Absolute Percentage Error (APE) genutzt:

$$APE = \frac{P(k) - \hat{P}(k)}{P(k)}. \quad (\text{B.1})$$

In Abbildung B.1 ist der gemittelte Verlauf des Absolute Percentage Errors (APE) dargestellt. Zur Erstellung dieser Grafik wurde mithilfe des in [SKP⁺17] vorgestellten Prädiktionsmodells eine Prognose für jeden 15-Minuten-Zeitschritt des gesamten zweiten Halbjahres 2014 erstellt. Von allen Prognosen des entsprechenden Zeitpunkts im Horizont wird dann das arithmetische Mittel des APE gebildet.

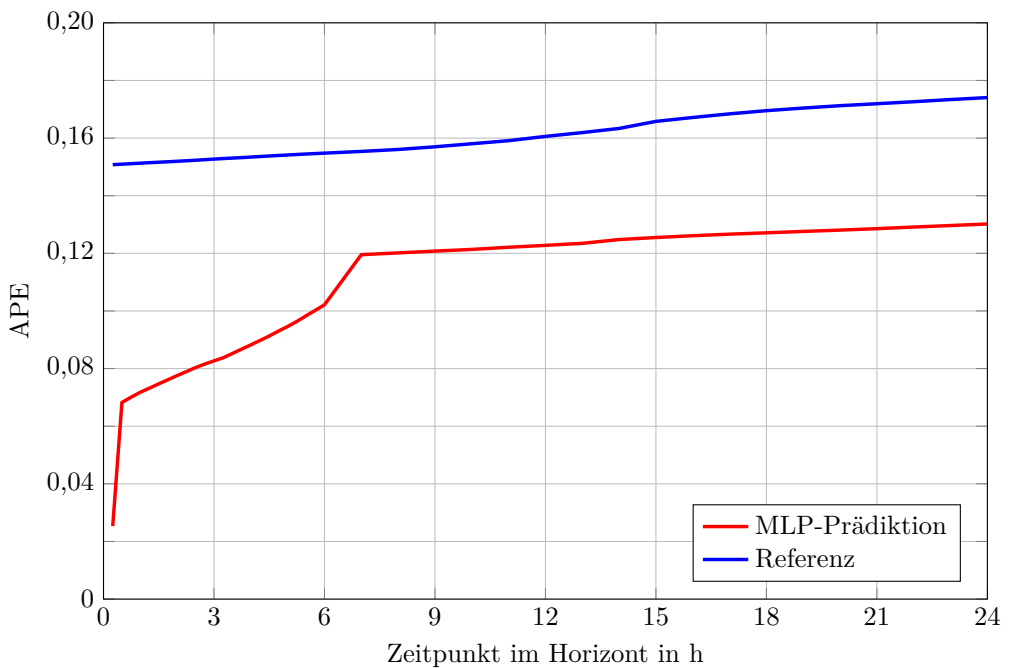


Abbildung B.1: Fehlerentwicklung über dem Prognosehorizont an ONS A

Zum Vergleich ist auch der Fehlerverlauf der wöchentlichen Persistenz dargestellt. Im Vergleich zum näherungsweise konstanten Fehler der Referenz erkennt man im Verlauf

der MLP-basierten Prädiktion die Vorteile der Nutzung von aktuellen Leistungsmessdaten. Insbesondere zu Beginn des Horizonts mit der Prädiktion durch MLP 1 und 2 ist der Fehler deutlich geringer.

C Ergänzende Ergebnisse

Im Folgenden werden weitere Ergebnisse vorgestellt. Diese begründen entweder die Wahl der Optimierungsalgorithmen und der MPC-Parameter oder untermauern die Ergebnisse aus dem Hauptteil in den Kapiteln 6 bis 8.

C.1 Niederspannungsnetz

In diesem Abschnitt folgen zusätzliche Ergebnisse zum Kapitel 6.

C.1.1 Wahl des Optimierungsalgorithmus

Zur Wahl des Optimierungsalgorithmus in Matlab werden die in der Optimization Toolbox implementierten Algorithmen zur Lösung von NLP verglichen. Dies sind zwei Varianten des SQP-Algorithmus, die sich in der Toolbox SQP und Active-Set nennen, sowie ein Innere-Punkte-Verfahren (IP). Es wird mit allen Algorithmen das Sommer-Szenario aus Kapitel 6 simuliert, da die Lösung der resultierenden Optimierungsprobleme in diesem Szenario im Schnitt die größte Rechenzeit benötigt.

Die Ergebnisse der Algorithmen sind in Tabelle C.1 aufgeführt.

Tabelle C.1: Vergleich der Optimierungsalgorithmen im sequentiellen Ansatz

Algorithmus	SQP	Active-Set	IP
Gütemaß J in kW ²	1,089e3	1,167e3	2,380e4
Ausgleichsenergie in kW	54,14	60,02	339,9
maximale Ausgleichsleistung in kW	9,898	9,898	26,87
maximale Rechenzeit in min	12,23	12,20	18,06

Im Vergleich erzielt der SQP-Algorithmus die besten Ergebnisse im Bezug auf das Gütemaß, die Ausgleichsenergie sowie die maximale Ausgleichsleistung. Da auch die Rechenzeit vergleichbar oder sogar geringer ist als bei den anderen beiden Algorithmen, wird dieser in der Studie in Kapitel 6 genutzt. Für weitere Ergebnisse dieses Vergleichs sei auf die Masterarbeit [Mau15] verwiesen.

C.2 Microgrids

In diesem Abschnitt werden zusätzliche Ergebnisse der Studie in Kapitel 7 vorgestellt.

C.2.1 CIGRE

Die Aufteilung der Erzeugung der einzelnen Generatoren im CIGRE-System am ersten Tag ist in Abbildung C.1 dargestellt.

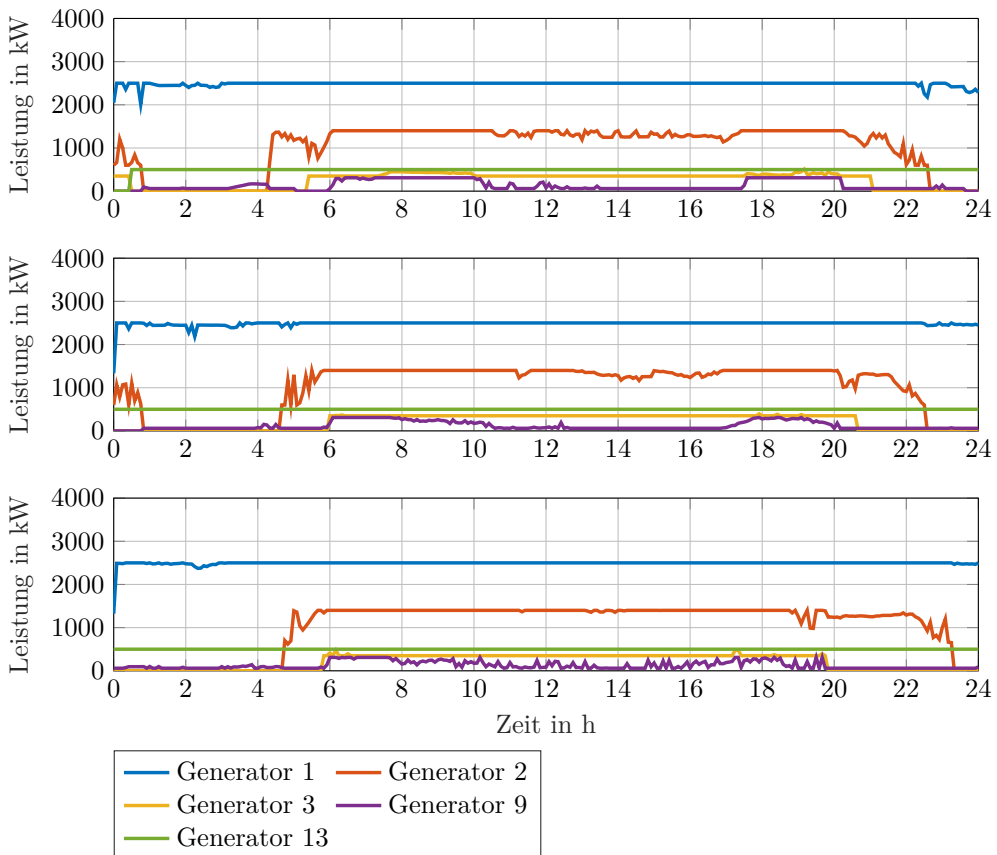


Abbildung C.1: Leistungen der Generatoren im CIGRE-System für Szenario I (oben), Szenario II (Mitte) und Szenario III (unten)

Hier ist zum einen zu erkennen, dass sich die Einsatzzeiten der kosteneffizienteren Generatoren erhöhen. So kann Generator 13 beispielsweise in Szenario II und III dauerhaft betrieben werden. Der Anteil der Erzeugung des teuersten Generators 3 reduziert sich dagegen. Die großen Generatoren 1 und 2 werden mit der Zunahme von ETS-Systemen deutlich konstanter an ihrem idealen Arbeitspunkt betrieben, wodurch sich die Betriebskosten der Generatoren insgesamt reduzieren.

In Abbildung C.2 ist die Verteilung der Last im CIGRE-System in den drei Szenarien zu sehen. Während im Szenario I keine ETS-Systeme vorhanden sind und damit die gesamte

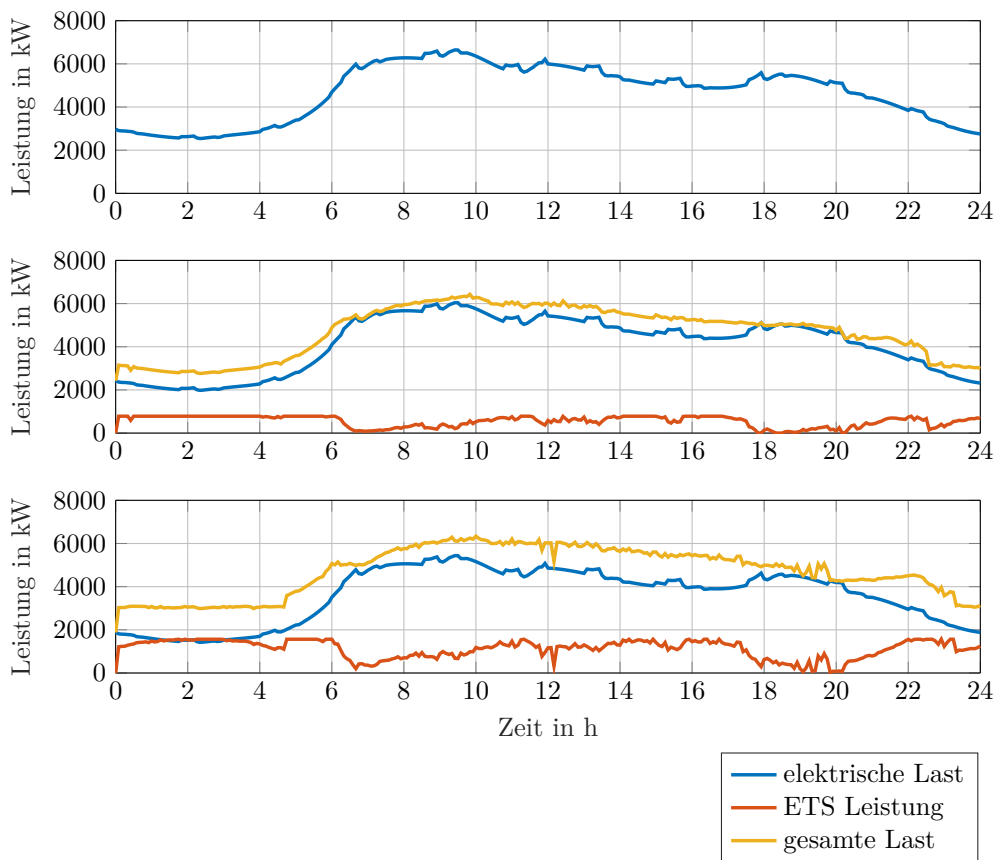


Abbildung C.2: Last im CIGRE-System für Szenario I (oben), Szenario II (Mitte) und Szenario III (unten)

Last der gesamten nicht steuerbaren elektrischen Last entspricht, ist für Szenario II und III jeweils die gesamte Last die Summe aus ETS-Leistung und elektrischer Last. Die ETS-Systeme werden nachts, wenn die restliche Last im System gering ist, mit

maximaler Leistung geladen. Tagsüber wird die ETS Leistung dann in den Zeiten der maximalen Last deutlich reduziert und in der Mittagszeit variabel eingesetzt, damit die Generatoren ideal betrieben werden können.

C.2.2 Kasabonika Lake First Nation

In Abbildung C.3 sind die ETS-Leistungen und der gesamte Speicherzustand aller ETS-Systeme am ersten Tag für die restlichen Szenarien dargestellt.

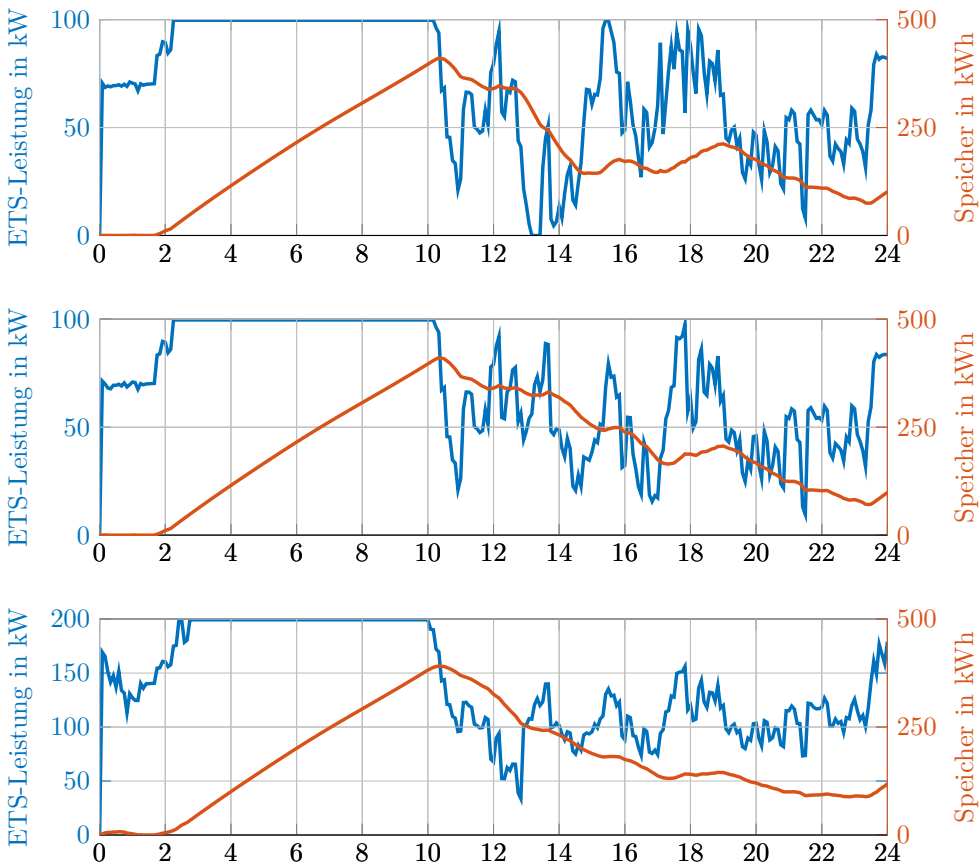


Abbildung C.3: Elektrische Leistungen und resultierende Speicherzustände der ETS-Systeme im KLFN-System für Szenario II mit PV (oben) Szenario II ohne PV-Anlage (Mitte) und Szenario III ohne PV-Anlage (unten)

Der Verlauf ist dabei in allen Szenarien ähnlich. In den Morgenstunden werden die Wärmespeicher der ETS-Systeme zunächst mit maximaler Last geladen, um in den fol-

genden Stunden bis 14:00 Uhr die Last zu reduzieren und die ETS-Systeme zu entladen. Am Nachmittag und Abend werden die Systeme dann sehr variabel betrieben, um die Volatilität der Last und der erneuerbaren Erzeugung im System auszugleichen. Dabei schwankt die Last im Szenario II deutlich stärker als in Szenario III, da die gesamte Leistung der ETS-Systeme geringer ist. Hier zeigt sich auch, dass die ETS-Leistung in diesem Zeitraum in Szenario III schon größer als notwendig ist, um die Volatilität auszugleichen. Die Verbesserung in Szenario III ergibt sich vor allem durch die größere Speicherkapazität.

C.3 Mittelspannungsnetz

In diesem Abschnitt sind ergänzende Ergebnisse zu Kapitel 8 enthalten.

C.3.1 Analyse der Ergebnisse verschiedener Solver

Zur Analyse verschiedener Algorithmen zum Lösen des Optimierungsproblems in jedem MPC-Schritt wird das Optimierungsproblem sowohl in Matlab als auch in GAMS implementiert. In Matlab werden dann die in der Optimization Toolbox implementierten Solver SQP, Active-Set und IP genutzt, in GAMS der Open-Source-Solver IPOPT, der wie der IP-Solver in Matlab ein Innere-Punkte-Verfahren nutzt. Da die Rechenzeiten in Matlab sehr groß sind, wird in diesem Vergleich ein Prädiktionshorizont von $n_p = 24$ und $n_{LF} = 6$ genutzt. In Tabelle C.2 sind die Ergebnisse einer 12 h-Simulation zusammengefasst.

Tabelle C.2: Vergleich von Optimierungsalgorithmen für das EMS in Kirchheimbolanden mit simultanem Ansatz

Algorithmus	Gütemaß in MW ²	maximale Rechenzeit	durchschnittliche Rechenzeit
Matlab SQP	139,03	147,4 min	21,92 min
Matlab Active-Set	140,80	160,8 min	21,85 min
Matlab IP	138,11	91,40 min	39,81 min
GAMS IPOPT	138,64	2,044 s	1,602 s

Der Wert des Gütemaßes bei der gemessenen Ausgleichsleistung beträgt 283,94 MW². Im Vergleich dazu zeigt sich eine Verbesserung des Gütemaßes in allen Simulationen. Die beiden Solver, die das Innere-Punkte-Verfahren nutzen, liefern dabei die besseren Ergebnisse sowohl in Bezug auf das Gütemaß als auch auf die maximale Rechenzeit. Da die Implementierung in Matlab deutlich langsamer ist als in GAMS, wird in Kapitel 8 die Implementierung in GAMS mit dem IPOPT-Solver genutzt. Da die Ergebnisse dieses Open-Source-Algorithmus sowohl im Bezug auf die Rechenzeit als auch im Hinblick auf die Güte der Optimierung zufriedenstellend sind, wurde vom Kauf weiterer Solver wie

beispielsweise SNOPT abgesehen. Für weitere Details zur Solver-Auswahl sei hier auf die Masterarbeit [Sch16] verwiesen.

C.3.2 Wahl des Prognosehorizonts

Zur Wahl der Länge der Horizonte n_p und n_{LF} wird eine Simulation von einer Woche durchgeführt. Die Aufteilung des Prognosehorizonts ist hier äquidistant mit Abtastschritten in der Länge der Abtastzeit von 15 min. Es werden vier Simulationen durchgeführt, jeweils zwei mit einem Prognosehorizont von einem Tag und einem Prognosehorizont von zwei Tagen. Die Leistungsflussgleichungen werden dabei jeweils für den gesamten Horizont sowie für ein Viertel des Horizonts mit in das Optimierungsproblem aufgenommen. Die Ergebnisse dieser Simulationen sind in Tabelle C.3 zusammengefasst.

Tabelle C.3: Vergleich von Horizonten für das EMS in Kirchheimbolanden

Horizonte	Gütemaß in MW ²	maximale Rechenzeit in min	durchschnittliche Rechenzeit in min
$n_p = 96$ mit $n_{LF} = 24$	19969	0,450	0,157
$n_p = 96$ mit $n_{LF} = 96$	19981	1,400	0,434
$n_p = 192$ mit $n_{LF} = 48$	19913	7,166	0,404
$n_p = 192$ mit $n_{LF} = 192$	20014	3,784	1,093

Die Vergrößerung des Horizonts über einen Tag hinaus ergibt nur eine geringe Verbesserung des Gütemaßes. Gleichzeitig zeigt sich aber eine deutliche Zunahme der Rechenzeit, insbesondere der maximalen Rechenzeit. Zusätzlich wird hier von einer idealen Prognose ausgegangen, die in der Realität insbesondere im fernerem Horizont nicht mehr zutreffend ist. Daher wird ein Horizont von einem Tag gewählt.

Durch die Verringerung von n_{LF} und die resultierende bilanzielle Betrachtung des Netzes im weiter entfernten Horizont kann die gesamte Lösung sogar besser werden. Dies liegt vermutlich an der Verringerung der Komplexität des Optimierungsproblems und der daraus resultierenden höheren Genauigkeit der Lösung des Problems. Daher wird in Kapitel 8 ein Horizont von $n_{LF} = 24$ gewählt. Weitere Analysen zur Länge des Prädiktionshorizonts sowie zur Aufteilung der Schrittweiten finden sich in der Masterarbeit [Sch16].

D Wesentliche zusätzliche Modellparameter

Im Folgenden werden einige zusätzliche Modellparameter angegeben, die in den Simulationen in den Kapitel 6 bis 8 genutzt werden.

D.1 Niederspannungsnetz

Der Wirkungsgrad der Elektrolyse in Abhängigkeit von der Steuergröße u ist in Abbildung D.1 dargestellt. Dieser ergibt sich aus (6.4) durch Normierung auf die Steuergröße.

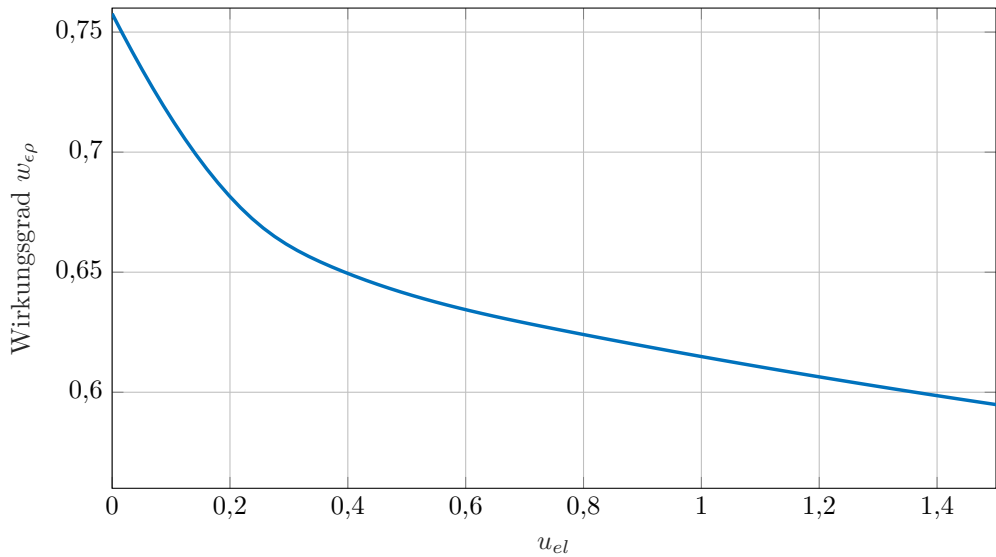


Abbildung D.1: Wirkungsgrad der Elektrolyse in Abhängigkeit von der Steuergröße

D.2 Microgrids

Die Parameter der Generator-Betriebskosten der fünf Generatoren des CIGRE-Systems sowie der drei Generatoren des KLFN-Systems sind in Tabelle D.1 aufgelistet.

Tabelle D.1: Parameter der Generator-Betriebskosten im CIGRE- [OCK14] und KLFN-System [SSC⁺17a]

System	Generator	a_1	a_2	a_3	a_{up}	a_{dn}
CIGRE	Diesel 1	1,00e-5	0,2240	45,50	95,0	15,3
	Diesel 2	0,00	0,2571	25,50	45,0	8,30
	Diesel 3	0,00	0,2881	7,500	15,0	5,30
	Diesel-KWK	0,00	0,2876	0,000	7,35	1,44
	Mikrogasturbine	1,06e-2	0,6000	2,000	0,09	0,00
KLFN	Diesel 1	1,23e-4	1,0027	107,3	83,6	13,4
	Diesel 2	0,00	0,5000	88,06	39,6	7,30
	Diesel 3	1,87e-5	0,5000	88,06	39,6	7,30

Die Parameter des typischen KLFN-Hauses sind in Tabelle D.2 aufgelistet. Alle nicht gegebenen Parameter entsprechen dabei den Standard-Parametern eines kanadischen Haushalts, die im SRLS aus [GPC⁺18] der Voreinstellung entsprechen.

Tabelle D.2: Parameter eines Standard-KLFN-Hauses im KLFN-System

Parameter	Wert
Grundfläche	100 m ²
Raumhöhe	2 m
Fensterfläche	6 m ²
Anzahl Räume	4

D.3 Mittelspannungsnetz

Die Koeffizienten der Konverter-Wirkungsgrad-Polynome sind in Tabelle D.3 zusammengefasst, je nach Grad der Polynome sind die restlichen Felder in der Tabelle leer.

In Tabelle D.4 sind die Knoten gegeben, auf die die BHKW in Abschnitt 8.5.3 verteilt werden.

Tabelle D.3: Koeffizienten der Konverter-Polynome

	b_3	b_2	b_1	b_0
$w_{\epsilon\rho,el}$	0,025	-0,125	0,100	0,750
$w_{\rho\gamma,me}$			0,100	0,680
$w_{\rho\eta,me}$			0,020	0,130
$w_{\gamma\epsilon,b}$		-0,142	0,455	0,010
$w_{\gamma\eta,b}$		0,134	0,029	0,452
$w_{\gamma\eta,h}$				0,880

Tabelle D.4: Positionen der BHKW bei der Erweiterung des Energiesystems in Kirchheimbolanden

BHKW	Netzknoten
8	4,9,30,34,45,50,59,65
12	18-20,30-34,45,50,59,65
16	12,14,15,18-20,30-34,45,50,59,65,72
20	4,7-9,12,14,15,18-20,30-34,45,50,59,65,72
28	1,2,4,7-9,12,14,15,18-25,30-35,45,50,59,65,72
36	1-25,30,31-35,45,50,59,65,72
44	1-39,45,50,59,65,72
60	1-57,59,65,72

Literaturverzeichnis

Öffentlich zugängliche Quellen

- [AA08] ARNOLD, M. ; ANDERSSON, G.: Decomposed Electricity and Natural Gas Optimal Power Flow. In: *16th Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 2008
- [Ada08] ADAMEK, F.: Optimal Multi Energy Supply for Regions with Increasing Use of Renewable Resources. In: *IEEE Energy 2030 Conference*, 2008
- [AE07] ALBADI, M. H. ; EL-SAADANY, E. F.: Demand Response in Electricity Markets: An Overview. In: *Power Engineering Society General Meeting*, 2007, S. 1–5
- [AJSL14] ALI, M. ; JOKISALO, J. ; SIREN, K. ; LEHTONEN, M.: Combining the Demand Response of direct electric space heating and partial thermal storage using LP optimization. In: *Electric Power Systems Research* 106 (2014), S. 160 – 167
- [ALG03] AN, S. ; LI, Q. ; GEDRA, T. W.: Natural Gas and Electricity Optimal Power Flow. In: *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2003 IEEE PES*, 2003
- [ANAS09a] ARNOLD, M. ; NEGENBORN, R. R. ; ANDERSSON, G. ; SCHUTTER, B. D.: Model-based predictive control applied to multi-carrier energy systems. In: *IEEE PES General Meeting*, 2009
- [ANAS09b] ARNOLD, M. ; NEGENBORN, R. R. ; ANDERSSON, G. ; SCHUTTER, B. D.: Multi-Area Predictive Control for Combined Electricity and Natural Gas Systems. In: *Proceedings of the European Control Conference*. Budapest, Hungary, August 2009
- [And17] ANDREI, N.: *Continuous Nonlinear Optimization for Engineering Applications in GAMS Technology*. 1. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2017
- [AnK14] ARRIAGA, M. ; NIZARES, C. A. C. ; KAZERANI, M.: Northern Lights: Access to Electricity in Canada’s Northern and Remote Communities. In: *IEEE Power and Energy Magazine* 12 (2014), July, Nr. 4, S. 50–59
- [Arr15] ARRIAGA, M.: *Long-term renewable energy electricity planning for remote communities*. Waterloo, Ontario, Canada, University of Waterloo, Diss., 2015

- [AS74] ALSAC, O. ; STOTT, B.: Optimal Load Flow with Steady State Security. In: *IEEE Trans. Power App. Syst.* 93 (1974), Nr. 3, S. 745–751
- [BDE⁺15] BENZ, T. ; DICKERT, J. ; ERBERT, M. ; ERDMANN, N. ; JOHAE, C. ; KATZENBACH, B. ; GLAUNSINGER, W. ; MÜLLER, H. ; SCHEGNER, P. ; SCHWARZ, J. ; SPEH, R. ; STAGGE, H. ; ZDRALLEK, M.: *Der Zellulare Ansatz - Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende*. VDE Verlag GmbH, 2015
- [BH06] BOFINGER, S. ; HEILSCHER, G.: Solar electricity forecast - approaches and first results. In: *Proceedings of the 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2006*
- [Bil70] BILLS, G. W.: Online Stability Analysis Study / RP90-1 Report for the Edison Electric Institute. 1970. – Forschungsbericht
- [BL12] BURER, S. ; LETCHFORD, A. N.: Non-convex mixed-integer nonlinear programming: A survey. In: *Surveys in Operations Research and Management Science* 17 (2012), Nr. 2, S. 97 – 106. – ISSN 1876–7354
- [BMP13] BOUZERDOUM, M. ; MELLIT, A. ; PAVAN, A. M.: A hybrid model (SARIMA-SVM) for short-term power forecasting of a small-scale grid-connected photovoltaic plant. In: *Solar Energy* 98 (2013), S. 226 – 235
- [Bou15] BOUALLEGUE, Z. B.: Assessment and added value estimation of an ensemble approach with a focus on global radiation forecasts. In: *MAU-SAM* 66 (2015), Nr. 3, S. 541–550
- [BPP⁺08] BARKLUND, E. ; POGAKU, N. ; PRODANOVIC, M. ; HERNANDEZ-ARAMBURO, C. ; GREEN, T. C.: Energy Management in Autonomous Microgrid Using Stability-Constrained Droop Control of Inverters. In: *IEEE Transactions on Power Electronics* 23 (2008), Sept, Nr. 5, S. 2346–2352
- [Bro03] BROWN, G.O.: The History of the Darcy-Weisbach Equation for Pipe Flow Resistance. In: *Environmental and Water Resources History - American Society of Civil Engineers* (2003), S. 34–43
- [BRSS11] BREYER, C. ; RIEKE, S. ; STERNER, M. ; SCHMID, J.: Hybrid PV-Wind-Renewable Power Methane Plants - An Economic Outlook. In: *Proceedings of 6th International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2011)*, 2011
- [Bun16] BUNDESNETZAGENTUR: *EEG in Zahlen*. 2016
- [CA98] CHEN, H. ; ALLGÖWER, F.: A Quasi-Infinite Horizon Nonlinear Model Predictive Control Scheme with Guaranteed Stability. In: *Automatica* 34 (1998), Nr. 10, S. 1205 – 1217

- [CBO00] CHEN, W. ; BALLANCE, D. J. ; O'REILLY, J.: Model predictive control of nonlinear systems: computational burden and stability. In: *IEEE Proceedings - Control Theory and Applications* 147 (2000), July, Nr. 4, S. 387–394
- [CCI04] CHEN, B.-J. ; CHANG, M.-W. ; IIN, C.J.: Load forecasting using support vector machines: a study on EUNITE competition 2001. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 19 (2004), November, Nr. 4, S. 1821–1830
- [Cer92] CERBE, G. (Hrsg.): *Grundlagen der Gastechnik : Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung*. 4. bearb. u. erw. Aufl. München : Hanser, 1992
- [Cho16] CHOW, J.: *Department of Electrical, Computer & Systems Engineering, Rensselaer Polytechnic Institute*. www.pserc.cornell.edu/matpower/docs/ref/matpower5.0/case9.html, Januar 2016
- [CL04] CASTRONUOVO, E. D. ; LOPES, J. A. P.: On the optimization of the daily operation of a wind-hydro power plant. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 19 (2004), Aug, Nr. 3, S. 1599–1606
- [CLHC16] CHANG, G. W. ; LU, H. J. ; HSU, L. Y. ; CHEN, Y. Y.: A hybrid model for forecasting wind speed and wind power generation. In: *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2016. – ISSN 1944–9933, S. 1–5
- [Cra15] CRASTAN, V.: *Elektrische Energieversorgung 1*. 4. Edition. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2015
- [DBF⁺16] DING, N. ; BENOIT, C. ; FOGGIA, G. ; BÉSANGER, Y. ; WURTZ, F.: Neural Network-Based Model Design for Short-Term Load Forecast in Distribution Systems. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 31 (2016), Januar, Nr. 1, S. 72–81
- [Dit04] DITTMAR, R. ; PFEIFFER, B.-M. (Hrsg.): *Modellbasierte prädiktive Regelung : eine Einführung für Ingenieure*. München : Oldenbourg Verlag, 2004
- [DLM15] DOLARA, A. ; LEVA, S. ; MANZOLINI, G.: Comparison of different physical models for PV power output prediction. In: *Solar Energy* 119 (2015), S. 83 – 99
- [DT68] DOMMEL, H. W. ; TINNEY, W. F.: Optimal Power Flow Solutions. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-87 (1968), Oct, Nr. 10, S. 1866–1876
- [EEG14] *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG)*. 2014

- [Ene] ENERGIE, Bundesministerium für Wirtschaft u.: *Erdgasversorgung in Deutschland*. <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Konventionelle-Energietraeger/gas.html>, . – Abrufdatum: 27.09.2016
- [ESB12] EILENBERGER, S. ; SCHÖLLHORN, D. ; BRAUN, M.: Aktives, intelligentes Niederspannungsnetz Sonderbuch - Messdaten, Simulation und Optimierungsmöglichkeiten. In: *VDE-Kongress 2012*, 2012
- [ETS] *STEFFES ETS - Technical Data Sheet Heating Unit , Electric Thermal Storage Heating System Models: 2102, 2103, 2104, 2105, 2106*
- [FA02] FINDEISEN, R. ; ALLGÖWER, F.: An introduction to nonlinear model predictive control. In: *Proceedings of the 21st Benelux Meeting System and Control*, 2002, S. 119–141
- [Far10] FARHANGI, H.: The path of the smart grid. In: *IEEE Power and Energy Magazine* 8 (2010), January, Nr. 1, S. 18–28
- [FJmF⁺12] FERNANDEZ-JIMENEZ, L. A. ; MUÑOZ-JIMENEZ, A. ; FALCES, A. ; MENDOZA-VILLENAL, M. ; GARCIA-GARRIDO, E. ; LARA-SANTILLAN, P. M. ; ZORZANO-ALBA, E.: Short-term power forecasting system for photovoltaic plants. In: *Renewable Energy* 44 (2012), August, S. 311–317
- [FPCW13] FLISCOUNAKIS, S. ; PANCIATICI, P. ; CAPITANESCU, F. ; WEHENKEL, L.: Contingency ranking with respect to overloads in very large power systems taking into account uncertainty, preventive and corrective actions. In: *IEEE Trans. Power Syst.* (2013), S. 4909–4917
- [FSR12a] FRANK, S. ; STEPONAVICE, I. ; REBENNACK, S.: Optimal power flow: a bibliographic survey I Formulations and deterministic methods. In: *Energy Systems* 3 (2012), September, Nr. 3, S. 221–258
- [FSR12b] FRANK, S. ; STEPONAVICE, I. ; REBENNACK, S.: Optimal power flow: a bibliographic survey II Non-deterministic and hybrid methods. In: *Energy Systems* 3 (2012), September, Nr. 3, S. 259–289
- [FU16] FISCHER-UHRIG, Ingenieurbüro: *STANET Handbuch Version 9.1.42*, 2016
- [GA05a] GEIDL, M. ; ANDERSSON, G.: A Modeling and Optimization Approach for Multiple Energy Carrier Power Flow. In: *IEEE Power Tech, Russia*, 2005
- [GA05b] GEIDL, M. ; ANDERSSON, G.: Operational and topological optimization of multi-carrier energy systems. In: *International Conference on Future Power Systems*, 2005
- [GA07a] GEIDL, M. ; ANDERSSON, G.: Optimal Coupling of Energy Infrastructures. In: *IEEE Power Tech Lausanne*, 2007

- [GA07b] GEIDL, M. ; ANDERSSON, G.: Optimal Power Flow of Multiple Energy Carriers. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 22 (2007), February, Nr. 1, S. 145–155
- [Gah13] GAHLEITNER, G.: Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications v. In: *International Journal of Hydrogen Energy* (2013). – ISSN 0360–3199
- [GAM15] *GAMS - The solver manuals.* <http://www.gams.com/dd/docs/solvers/allsolvers.pdf>. Version: Mai 2015
- [GGH⁺14] GRAF, F. ; GÖTZ, M. ; HENEL, M. ; SCHAAF, T. ; TICHLER, R.: Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten / Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW). 2014. – Forschungsbericht
- [GKFP⁺07] GEIDL, M. ; KOEPEL, G. ; FAVRE-PERROD, P. ; KLÖCKL, B. ; ANDERSSON, G. ; FRÖHLICH, K.: Energy hubs for the future. In: *IEEE Power and Energy Magazine* 5 (2007), Jan, Nr. 1, S. 24–30
- [GKNEM15] GOOD, N. ; KARANGELOS, E. ; NAVARRO-ESPINOSA, A. ; MANCARELLA, P.: Optimization Under Uncertainty of Thermal Storage-Based Flexible Demand Response With Quantification of Residential User’s Discomfort. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 6 (2015), S. 2333–2342
- [GPC⁺18] GONZALEZ, J. M. ; POURESMAEI, E. ; CAÑIZARES, C. A. ; BHATTACHARYA, K. ; MOSADDEGH, A. ; SOLANKI, B.: Smart Residential Load Simulator for Energy Management in Smart Grids. In: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* (2018)
- [GPM89] GARCIA, C. E. ; PRETT, D. M. ; MORARI, M.: Model Predictive Control: Theory and Practice - a Survey. In: *Automatica* 25 (1989), May, Nr. 3, S. 335–348. – ISSN 0005–1098
- [Gra14] GRAEBER, D. R.: *Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien: Kombination von Prognosen, Kapitel 3.* Gabler Verlag, 2014
- [GS94] GRAINGER, J. J. ; STEVENSON, W. D.: *Power System Analysis.* McGraw-Hill, Inc., 1994
- [HAIM07] HATZIARGYRIOU, N. ; ASANO, H. ; IRAVANI, R. ; MARNAY, C.: Microgrids. In: *IEEE Power and Energy Magazine* 5 (2007), July, Nr. 4, S. 78–94. – ISSN 1540–7977
- [HCF⁺07] HAJIMIRAGHA, A. ; CAÑIZARES, C. ; FOWLER, M. ; GEIDL, M. ; ANDERSSON, G.: Optimal Energy Flow of Integrated Energy Systems with Hydrogen Economy Considerations. In: *iREP Symposium- Bulk Power System Dynamics and Control VII - Revitalizing Operational Reliability*, 2007

- [Hel03] HELLOWIG, M.: *Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile*. München, Technische Universität München, Dissertation, 2003
- [HG91] HUNEAULT, M. ; GALIANA, F. D.: A survey of the optimal power flow literature. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 6 (1991), May, Nr. 2, S. 762–770
- [HGS15] HACKER, B. ; GESIKIEWICZ, P. ; SMOLINKA, T.: Arbeitspaket 1b: Systemoptimierung und Betriebsführung der PEM-Elektrolyse. In: *energie/wasser-praxis* (2015)
- [HLL⁺10] HUANG, Y. ; LU, J. ; LIU, C. ; XU, X. ; WANG, W. ; ZHOU, X.: Comparative study of power forecasting methods for PV stations. In: *2010 International Conference on Power System Technology*, 2010, S. 1–6
- [HNM13] HAQUE, A. U. ; NEHRIR, M. H. ; MANDAL, P.: Solar PV power generation forecast using a hybrid intelligent approach. In: *2013 IEEE Power Energy Society General Meeting*, 2013. – ISSN 1932–5517, S. 1–5
- [Hou11] STATISTICS CANADA - ENVIRONMENT ACCOUNTS AND STATISTICS DIVISION: Households and the environment: Energy use. Version: 2011. <http://www.statcan.gc.ca/pub/11-526-s/11-526-s2013002-eng.pdf>. 2011. – Forschungsbericht
- [Hou16] *Breakdown of a household's electricity use.* www.hydroquebec.com/residential/energy-wise/why/electricity-consumption-by-use.html. Version: August 2016
- [HP16] HAYES, B. P. ; PRODANOVIC, M.: State Forecasting and Operational Planning for Distribution Network Energy Management Systems. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 7 (2016), Nr. 2, S. 1002–1011
- [HZ13] HAJIMIRAGHA, A. H. ; ZADEH, M. R. D.: Research and development of a microgrid control and monitoring system for the remote community of Bella Coola: Challenges, solutions, achievements and lessons learned. In: *2013 IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE)*, 2013, S. 1–6
- [Id11] INFRAEST-DIMAP: *ARD DeutschlandTREND - Umfrage zum Atomausstieg.* https://web.archive.org/web/20120130172954/http://www.infratest-dimap.de/uploads/media/dt1104_bericht.pdf. Version: April 2011
- [IEE] *Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).* <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>. 10.06.2015.
- [IEE79] IEEE RELIABILITY TEST SYSTEM TASK FORCE OF THE APPLICATIONS OF PROBABILITY METHODS SUBCOMMITTEE: IEEE reliability test system. In: *IEEE Trans. Power App. Syst.* 98 (1979), Nr. 6, S. 2047–2054

- [IEE14] IEEE-PES TASK FORCE ON MICROGRID CONTROL: Trends in Microgrid Control. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 5 (2014), Juli, Nr. 4, S. 1905–1919
- [IL14] IDEMA, R. ; LAHAYE, D.: *Computational Methods in Power System Analysis*. Atlantis Press, 2014
- [ISAS16] IDOWU, S. ; SAGUNA, S. ; AHLUND, C. ; SCHELÉN, O.: Applied machine learning: Forecasting heat load in district heating system. In: *Energy and Buildings* 133 (2016), S. 478 – 488
- [JB14] JUNG, J. ; BROADWATER, R. P.: Current status and future advances for wind speed and power forecasting. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 31 (2014), S. 762 – 777
- [JXG13] JIANG, Q. ; XUE, M. ; GENG, G.: Energy Management of Microgrid in Grid-connected and Stand-alone Modes. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 28 (2013), August, Nr. 3, S. 3380–3389
- [KAS10] KOHLER, S. (Hrsg.) ; AGRICOLA, A.-C. (Hrsg.) ; SEIDL, H. (Hrsg.): *dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025*. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2010
- [KKLA11] KRAUSE, T. ; KIENZLE, F. ; LIU, Y. ; ANDERSSON, G.: Modeling interconnected national energy systems using an energy hub approach. In: *2011 IEEE Trondheim PowerTech*, 2011, S. 1–7
- [KO00] KLUMP, Raymond P. ; OVERBYE, Thomas J.: Techniques for Improving Power Flow Convergence. In: *Power Engineering Society Summer Meeting* (2000)
- [Kor99] KORAB, R.: *Power flow data for Polish system*. 1999
- [KSL⁺16] KÖHLER, C. ; STEINER, A. ; LEE, D. ; THIELER, J. ; SAINT-DRENAN, Y.-M. ; ERNST, D. ; BECKER, C. ; ZIRKELBACH, M. ; RITTER, B.: Assessing the impact of a solar eclipse on weather and photovoltaic production. In: *Meteorologische Zeitschrift* 25 (2016), Nr. 1, S. 55–69
- [KW09] KERBER, G. ; WITZMANN, R.: Empfehlung zur Richtlinie zum Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz / TU München. 2009. – Forschungsbericht
- [KZ15] KIRCHER, K. J. ; ZHANG, K. M.: Model predictive control of thermal storage for demand response. In: *2015 American Control Conference (ACC)*, 2015. – ISSN 0743–1619, S. 956–961
- [KZ16] KIRCHER, K. J. ; ZHANG, K. M.: Testing building controls with the BLDG toolbox. In: *2016 American Control Conference (ACC)*, 2016. – ISSN 2378–5861, S. 1472–1477

- [LAG03] LI, Q. ; AN, S. ; GEDRA, T. W.: Solving Natural Gas Loadflow Problems Using Electric Loadflow Techniques. In: *In Proc. of the North American Power Symposium*, 2003
- [LB10] LI, F. ; BO, R.: Small Test Systems for Power System Economic Studies. In: *IEEE PES General Meeting*, 2010
- [LF06] LANGE, M. ; FOCKEN, U.: *Physical Approach to Short-Term Wind Power Prediction*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006
- [LFZC16] LI, J. ; FANG, J. ; ZENG, Q. ; CHEN, Z.: Optimal operation of the integrated electrical and heating systems to accommodate the intermittent renewable sources. In: *Applied Energy* 167 (2016), S. 244 – 254
- [LS09] LOGENTHIRAN, T. ; SRINIVASAN, D.: Short term generation scheduling of a Microgrid. In: *TENCON 2009 - 2009 IEEE Region 10 Conference*, 2009, S. 1–6
- [LSH⁺11] LORENZ, E. ; SCHEIDSTEGER, T. ; HURKA, J. ; HEINEMANN, D. ; KURZ, C.: Regional PV power prediction for improved grid integration. In: *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 19 (2011), Nr. 7
- [LWGO01] LI, S. ; WUNSCH, D. C. ; GIESSELMANN, M. G. ; O’HAIR, E.: Comparative Analysis of Regression and Artificial Neural Network Models for Wind Turbine Power Curve Estimation. In: *ASME Journal of Solar Energy Engineering* (2001)
- [LZ16] LIU, Z. ; ZHANG, Z.: Solar forecasting by K-Nearest Neighbors method with weather classification and physical model. In: *2016 North American Power Symposium (NAPS)*, 2016, S. 1–6
- [MAAFFH14] MOEINI-AGHTAIE, M. ; ABBASPOUR, A. ; FOTUHI-FIRUZABAD, M. ; HAJIPOUR, E.: A Decomposed Solution to Multiple-Energy Carriers Optimal Power Flow. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 29 (2014), March, Nr. 2, S. 707–716
- [Man12] MANCARELLA, P.: Smart Multi-Energy Grids: Concepts, Benefits and Challenges. In: *Power and Energy Society General Meeting*, 2012
- [Man14] MANCARELLA, P.: MES (multi-energy systems): An overview of concepts and evaluation models. In: *Energy* 65 (2014), S. 1 – 17
- [Mar15] MARIESA, L. C.: *Computational Methods for Electric Power Systems*. CRC Press, 2015
- [Mat15] MATHWORKS: *fmincon SQP Algorithm*, October 2015
- [MBM⁺09] MONTEIRO, C. ; BESSA, R. ; MIRANDA, V. ; BOTTERUD, . ; WANG, J. ; GONZELMANN, G.: Wind Power Forecasting: State-of-the-Art / Argonne National Laboratory. 2009. – Forschungsbericht
- [Men05] MENON, E. S. ; INC, Taylor F. (Hrsg.): *Gas Pipeline Hydraulics*. CRC Press, 2005

- [MFAS99] MEIER, H. ; FÜNFGELD, C. ; ADAM, T. ; SCHIEFERDECKER, B.: Repräsentative VDEW-Lastprofile / BTU Cottbus Lehrstuhl Energiewirtschaft. 1999. – Forschungsbericht
- [MFRR15] MACEDO, L. H. ; FRANCO, J. F. ; RIDER, M. J. ; ROMERO, R.: Optimal Operation of Distribution Networks Considering Energy Storage Devices. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 6 (2015), S. 2825–2836
- [Mil10] MILANO, F.: *Power System Modelling and Scripting*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010
- [MK15] MANSHADI, S. D. ; KHODAYAR, M. E.: Resilient Operation of Multiple Energy Carrier Microgrids. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 6 (2015), September, Nr. 5, S. 2283–2292
- [MM14] MAYERGOYZ, I. D. ; MCAVOY, P.: *Fundamentals of Electric Power Engineering*. WSPC, 2014
- [MMFE12] MARTÍNEZ-MARES, A. ; FUERTE-ESQUIVEL, C. R.: A Unified Gas and Power Flow Analysis in Natural Gas and Electricity Coupled Networks. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 27 (2012), November, Nr. 4, S. 2156–2166
- [MMR10] MEDINA, J. ; MULLER, N. ; ROYTELMAN, I.: Demand Response and Distribution Grid Operations: Opportunities and Challenges. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 1 (2010), Sept, Nr. 2, S. 193–198
- [MP10] MELLIT, A. ; PAVAN, A. M.: Performance prediction of 20 kWp grid-connected photovoltaic plant at Trieste (Italy) using artificial neural network. In: *Energy Conversion and Management* 51 (2010), Dezember, Nr. 12, S. 2431–2441
- [MPGM12] MARTINS, F. R. ; PEREIRA, E. B. ; GUARNIERI, R. A. ; MARTINS, F.: Solar Radiation Forecast Using Artificial Neural Networks. In: *International Journal of Energy Science* 2 (2012), Nr. 6, S. 217–227
- [MRA09] *Kapitel* Diehl, M.; Ferreau, H.J.; Haverbeke N.: Efficient Numerical Methods for Nonlinear MPC and Moving Horizon Estimation. In: MAGNI, L. ; RAIMONDO, D.M. ; ALLGÖWER, F.: *Nonlinear Model Predictive Control Lecture Notes in Control and Information Sciences, vol 384*. Springer, Berlin, Heidelberg, 2009, S. 391–417
- [MZ92] MOSCA, E. ; ZHANG, J.: Stable redesign of predictive control. In: *Automatica* 28 (1992), Nr. 6, S. 1229 – 1233
- [NT14] NGUYEN, H. D. ; TURITSYN, K. S.: Appearance of multiple stable load flow solutions under power flow reversal conditions. In: *2014 IEEE PES General Meeting / Conference Exposition, 2014*. – ISSN 1932–5517, S. 1–5

- [OCK11] OLIVARES, D. E. ; CAÑIZARES, C. A. ; KAZERANI, M.: A Centralized Optimal Energy Management System for Microgrids. In: *Power and Energy Society General Meeting*, 2011, S. 1–6
- [OCK14] OLIVARES, D. E. ; CAÑIZARES, C. A. ; KAZERANI, M.: A Centralized Energy Management System for Isolated Microgrids. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 5 (2014), Juli, Nr. 4, S. 1864–1875
- [ODDS15] OUAMMI, A. ; DAGDOUGUI, H. ; DESSAINT, L. ; SACILE, R.: Coordinated Model Predictive-Based Power Flows Control in a Cooperative Network of Smart Microgrids. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 6 (2015), Nr. 5, S. 2233–2244
- [OLCK15] OLIVARES, D. E. ; LARA, J. D. ; CAÑIZARES, C. A. ; KAZERANI, M.: Stochastic-Predictive Energy Management System for Isolated Microgrids. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 6 (2015), November, Nr. 6, S. 2681 – 2693
- [OMH⁺02] ONDA, K. ; MURAKAMI, T. ; HIKOSAKA, T. ; KOBAYASHI, M. ; NOTU, R. ; ITO, K.: Performance Analysis of Polymer-Electrolyte Water Electrolysis Cell at a Small-Unit Test Cell and Performance Prediction of Large Stacked Cell. In: *Journal of The Electrochemical Society* 149 (2002), Nr. 8
- [OSHH05] O'BRIEN, J. ; STTOTS, C. ; HERRING, J. S. ; HARTVIGSEN, J.: Hydrogen Production Performance of a 10-Cell Planar Solid-Oxide Electrolysis Stack. In: *J. Fuel Cell Sci. Technol* (2005)
- [Pap12] PAPAGEORGIOU, Markos ; LEIBOLD, M. (Hrsg.) ; BUSS, M. (Hrsg.): *Optimierung : Statische, dynamische, stochastische Verfahren für die Anwendung*. Springer, 2012
- [PBBL⁺13] PALMA-BEHNKE, R. ; BENAVIDES, C. ; LANAS, F. ; SEVERINO, B. ; REYES, L. ; LLANOS, J. ; SÁEZ, D.: A Microgrid Energy Management System Based on the Rolling Horizon Strategy. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 4 (2013), June, Nr. 2, S. 996–1006
- [PCB15] PAUDYAL, S. ; CAÑIZARES, C. A. ; BHATTACHARYA, K.: Optimal Operation of Industrial Energy Hubs in Smart Grids. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 6 (2015), Nr. 2, S. 684–694
- [PD11] PALENSKY, P. ; DIETRICH, D.: Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads. In: *IEEE Transactions on Industrial Informatics* 7 (2011), Aug, Nr. 3, S. 381–388
- [PERV00] PAVELLA, M. ; ERNST, D. ; RUIZ-VEGA, D.: *Transient Stability of Power Systems - A Unified Approach to Assessment and Control*. Springer US, 2000

- [PRG14] PARISIO, A. ; RIKOS, E. ; GLIELMO, L.: A Model Predictive Control Approach to Microgrid Operation Optimization. In: *IEEE Transactions on Control Systems Technology* (2014)
- [QDB09] QIU, Z. ; DECONINCK, G. ; BELMANS, R.: A literature survey of Optimal Power Flow problems in the electricity market context. In: *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, 2009, S. 1–6
- [RGK96] ROSSITER, J. A. ; GOSSNER, J. R. ; KOUVARITAKIS, B.: Infinite horizon stable predictive control. In: *IEEE Transactions on Automatic Control* 41 (1996), Oct, Nr. 10, S. 1522–1527
- [ROEAV08] RUBIO, R. ; OJEDA-ESTEYBAR, D. ; ANO, O. ; VARGAS, A.: Integrated natural gas and electricity market: A survey of the state of the art in operation planning and market issues. In: *2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, 2008, S. 1–8
- [Ros15] ROSENTHAL, R. E.: *GAMS - A User's Guide*, Mai 2015. <http://www.gams.com/dd/docs/bigdocs/GAMSUsersGuide.pdf>
- [ROSS06] RUDION, K. ; ORTHS, A. ; STYCZYNSKI, Z. ; STRUNZ, K.: Design of benchmark of medium voltage distribution network for investigation of dg integration. In: *Proc. IEEE PES Gen. Meet.*, 2006
- [SA73] STOTT, B. ; ALSAC, O.: Fast Decoupled Load Flow. In: *IEEE PES Summer Meeting & EHV/UHV Conference*, 1973
- [SD10] S. DIERER, R. Cattin T. Koller P. S. J. Remund R. J. Remund: Ein-spiseprognosen für neue erneuerbare Energien / Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK, Bundesamt für Energie BFE. 2010. – Forschungsbericht
- [SDGG15] SHAHMOHAMMADI, A. ; DALVAND, M. M. ; GHASEMI, H. ; GHAZIZADEH, M. S.: Optimal Design of Multicarrier Energy Systems Considering Reliability Constraints. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 30 (2015), April, Nr. 2, S. 878–886
- [SDGS11] SHAHMOHAMMADI, A. ; DALVAND, M. M. ; GHAZIZADEH, M. S. ; SALEMNIA, A.: Energy hubs' structural and operational linear optimization with energy storage elements. In: *2011 2nd International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS)*, 2011, S. 1–6
- [SFOT⁺12] SILVA FONSECA, J. G. ; OOZEKI, T. ; TAKASHIMA, T. ; KOCHIMIZU, G. ; UCHIDA, Y. ; OGIMOTO, K.: Use of support vector regression and numerically predicted cloudiness to forecast power output of a photovoltaic power plant in Kitakyushu, Japan. In: *Progress in Photovoltaics* 20 (2012), November, Nr. 7, S. 874–882

- [SGG11] SMOLINKA, T. ; GÜNTHER, M. ; GARCHE, J.: Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien / Fraunhofer ISE, FCBAT. 2011. – NOW-Studie
- [SHS16] SHABANPOUR-HAGHIGHI, A. ; SEIFI, A. R.: An Integrated Steady-State Operation Assessment of Electrical, Natural Gas, and District Heating Networks. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 31 (2016), Nr. 5, S. 3636–3647
- [SLG⁺18] SURYANARAYANA, G. ; LAGO, J. ; GEYSEN, D. ; ALEKSIEJUK, P. ; JOHANSSON, C.: Thermal load forecasting in district heating networks using deep learning and advanced feature selection methods. In: *Energy* 157 (2018), S. 141 – 149
- [SMP⁺06] SANTOS, P. J. ; MARTINS, A. G. ; PIRES, A. J. ; MARTINS, J. F. ; MENDES, R. V.: Short-term load forecast using trend information and process reconstruction. In: *Int. J. Energy Res.* 30 (2006), August, Nr. 10, S. 811–822
- [SRBC16] SOLANKI, B. V. ; RAGHURAJAN, A. ; BHATTACHARYA, K. ; CAÑIZARES, C. A.: Including Smart Loads for Optimal Demand Response in Integrated Energy Management Systems for Isolated Microgrids. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* (2016)
- [Sta] STADTWERKE KARLSRUHE NETZSERVICE GMBH: *Standardlastprofile Gas*. https://www.netzservice-swka.de/netze/inhalte/erdgas/standardlastprofile_gas.php, . – Abrufdatum: 25.05.2016
- [Ste14] STERNER, M. ; STADLER, Ingo (Hrsg.): *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Springer Vieweg, 2014
- [Ste18a] STEIN, O.: *Grundzüge der Globalen Optimierung*. Berlin, Heidelberg : Springer Spektrum, 2018 (SpringerLink : Bücher)
- [Ste18b] STEIN, O.: *Grundzüge der Nichtlinearen Optimierung*. Berlin, Heidelberg : Springer Spektrum, 2018 (SpringerLink : Bücher)
- [Sub14] SUBRAMANIAN, M. K.: *Application of Holomorphic Embedding to the Power-Flow Problem*, Arizona State University, Masterthesis, August 2014
- [SYUF06] SENJYU, T. ; YONA, A. ; URASAKI, N. ; FUNABASHI, T.: Application of Recurrent Neural Network to Long-Term-Ahead Generating Power Forecasting for Wind Power Generator. In: *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, 2006, S. 1260–1265
- [TM16] TRIAS, A. ; MARÍN, J. L.: The Holomorphic Embedding Loadflow Method for DC Power Systems and Nonlinear DC Circuits. In: *IEEE Trans. Circ. Syst.* 63 (2016), Nr. 2, S. 322–333

- [TM18] TRIAS, A. ; MARÍN, J.L.: A Padé-Weierstrass technique for the rigorous enforcement of control limits in power flow studies. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 99 (2018), S. 404 – 418. – ISSN 0142–0615
- [TMM06] TAYLOR, J. W. ; MENEZES, L. M. ; MCSHARRY, P. E.: A comparison of univariate methods for forecasting electricity demand up to a day ahead. In: *International Journal of Forecasting* 22 (2006), Januar, Nr. 1, S. 1–16
- [Tra17] TRANSNETBW GMBH, 50HERTZ TRANSMISSION GMBH, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH: *Netzentwicklungsplan Strom 2030 - Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. 2017
- [Tri12] TRIAS, A.: The Holomorphic Embedding Load Flow method. In: *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012. – ISSN 1932–5517, S. 1–8
- [TSND14] TRIFKOVIC, M. ; SHEIKHZADEH, M. ; NIGIM, K. ; DAOUTIDIS, P.: Modeling and Control of a Renewable Hybrid Energy System With Hydrogen Storage. In: *IEEE Transactions on Control Systems Technology* 22 (2014), Jan, Nr. 1, S. 169–179
- [ULS07] UNSIHUAY, C. ; LIMA, J. W. M. ; SOUZA, A. C. Z.: Modeling the Integrated Natural Gas and Electricity Optimal Power Flow. In: *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2007
- [UML14] UHRIG, M. ; MUELLER, R. ; LEIBFRIED, T.: Statistical consumer modelling based on smart meter measurement data. In: *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, 2014
- [US 13] US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION: *Gas furnace efficiency has large implications for residential natural gas use*. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=14051>. Version: Dezember 2013
- [Vie15a] VIESSMANN: *Mikro-KWK Vitotwin 350-F/300-W*, 2015
- [Vie15b] VIESSMANN: *Technische Beschreibung VITOBLOC 200 Typ EM-20/39*, 2015
- [VS17] VENKATA, S.S. M. ; SHAHIDEHPOUR, M.: Microgrid Controllers: The Brain, Heart, & Soul of Microgrid Automation [Guest Editorial]. In: *IEEE Power and Energy Magazine* (2017)
- [WB06] WÄCHTER, A. ; BIEGLER, L. T.: On the implementation of an interior-point filter line-search algorithm for large-scale nonlinear programming. In: *Mathematical Programming* 106 (2006), Nr. 1, S. 25–57

- [Wea] *Weather historical data.* http://climate.weather.gc.ca/historical_data/search_historic_data_e.html. – Abrufdatum: 12.07.2016
- [Wet] WETTERSTATION ZELLERTAL: *Temperaturdaten - Tageswerte 2014.* www.am.rlp.de/Internet/AM/NotesAM.nsf/amweb/13a97497f7a7c161c1257171002e8a76?OpenDocument&TableRow=2.9#2.. – Abrufdatum: 25.05.2016
- [WGH11] WANG, X. ; GUO, P. ; HUANG, X.: A Review of Wind Power Forecasting Models. In: *The Proceedings of International Conference on Smart Grid and Clean Energy* Bd. 12, 2011, S. 770–778
- [WP16] WONG, S. ; PINARD, J.: Opportunities for Smart Electric Thermal Storage on Electric Grids with Renewable Energy. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 8 (2016), S. 1014–1022
- [WW96] WOOD, A. J. ; WOLLENBERG, B. F.: *Power Generation, Operation, and Control, 2nd Edition.* J. Wiley & Sons, 1996
- [WWO] *World Weather Online.* <https://www.worldweatheronline.com>
- [XYEE12] XIE, L. ; Y.GU ; ESKANDARI, A. ; EHSANI, M.: Fast MPC-Based Coordination of Wind Power and Battery Energy Storage Systems. In: *Journal of Energy Engineering* 138 (2012), June, Nr. 2, S. 43–53
- [YHHP14] YANG, H. ; HUANG, C. ; HUANG, Y. ; PAI, Y.: A Weather-Based Hybrid Method for 1-Day Ahead Hourly Forecasting of PV Power Output. In: *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 5 (2014), July, Nr. 3, S. 917–926
- [YKCYSHY10] YUAN-KANG, W. ; CHING-YING, L. ; SHAO-HONG, T. ; YU, S.-N.: Actual experience on the short-term wind power forecasting at Penghu - From an island perspective. In: *2010 International Conference on Power System Technology*, 2010, S. 1–8
- [YLDB14] YU, D. ; LIAN, B. ; DUNN, R. ; BLOND, S. L.: Using Control Methods to Model Energy Hub Systems. In: *Power Engineering Conference (UPEC)*, 2014
- [YS05] YAO, R. ; STEEMERS, K.: A method of formulating energy load profile for domestic buildings in the UK. In: *Energy and Buildings* (2005)
- [ZBT⁺15] ZHANG, Y. ; BEAUDIN, M. ; TAHERI, R. ; ZAREIPOUR, H. ; WOOD, D.: Day-Ahead Power Output Forecasting for Small-Scale Solar Photovoltaic Electricity Generators. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 6 (2015), September, Nr. 5, S. 2253–2262
- [Zha06] ZHANG, S. S.: The effect of the charging protocol on the cycle life of a Li-ion battery. In: *Journal of Power Sources* 161 (2006), Nr. 2, S. 1385 – 1391. – ISSN 0378–7753

- [ZMS11] ZIMMERMAN, R.D. ; MURILLO-SANCHEZ, C. E.: MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education. In: *Power Systems, IEEE Transactions on* (2011)
- [ZSAA15] ZHANG, X. ; SHAHIDEHPOUR, M. ; ALABDULWAHAB, A. ; ABUSORRAH, A.: Optimal Expansion Planning of Energy Hub With Multiple Energy Infrastructures. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 6 (2015), S. 2302–2311

Eigene Veröffentlichungen und Tagungsbeiträge

- [BDE⁺18] BAJOHR, S. ; DÖRR, H. ; EICHINGER, T. ; FUGE, S. ; HANKE, B. ; HEROLD, L. ; HIRSCHHEL, S. ; HOHEISEL, M.-I. ; HOHMANN, S. ; KEIL, A. ; KLUWE, M. ; KÖPPEL, W. ; KOLB, T. ; LEVEBvre, J. ; LEIBFRIED, T. ; MISSAL, P. ; PRABHAKARAN, P. ; ROHR, A. ; RUF, J. ; SAUTER, P. ; SCHMACK, D. ; WALTER, J. ; ZIMMERLIN, M.: Abschlussbericht - Regionalisierung der Energieversorgung auf Verteilnetzebene am Modellstandort Kirchheimbolanden (RegEnKibo) / BMWi-Verbundvorhaben. 2018. – Forschungsbericht
- [FSC⁺17] FARROKHABADI, M. ; SOLANKI, B. V. ; CAÑIZARES, C. A. ; BHATTACHARYA, K. ; KÖNIG, S. ; SAUTER, P. S. ; LEIBFRIED, T. ; HOHMANN, S.: Energy Storage in Microgrids: Compensating for Generation and Demand Fluctuations While Providing Ancillary Services. In: *IEEE Power and Energy Magazine* (2017)
- [MSKH16] MAURER, J. ; SAUTER, P. S. ; KLUWE, M. ; HOHMANN, S.: Optimal Energy Management of Low Level Multi-Carrier Distribution Grids. In: *IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, 2016
- [PZS⁺18] PFEIFER, M. ; ZIMMERLIN, M. ; SCHWARZENDORFER, M. ; SAUTER, P. S. ; KREBS, S. ; LEIBFRIED, T. ; HOHMANN, S.: Weighted Least Squares State Estimation for Coupled Power and Gas Distribution Networks. In: *53rd International Universities Power Engineering Conference*, 2018
- [RZS⁺18] RUF, J. ; ZIMMERLIN, M. ; SAUTER, P. S. ; KÖPPEL, W. ; SURIYAH, M. ; KLUWE, M. ; HOHMANN, S. ; LEIBFRIED, T. ; KOLB, T.: Simulation Framework for Multi-Carrier Energy Systems with Power-to-Gas and Combined Heat and Power. In: *53rd International Universities Power Engineering Conference*, 2018
- [SBKH17] SAUTER, P. S. ; BRAUN, C. A. ; KLUWE, M. ; HOHMANN, S.: Comparison of the Holomorphic Embedding Load Flow Method with Established Power Flow Algorithms and a New Hybrid Approach. In: *Ninth Annual IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)*, 2017, S. 203–210

- [SFH14] SAUTER, P. S. ; FLAD, M. ; HOHMANN, S.: Subliminal Optimal Longitudinal Vehicle Control for Energy Efficient Driving. In: *IEEE International Conference on Systems, Man, and Cybernetics (SMC)*, 2014, S. 3001–3007
- [SH14] SAUTER, P. S. ; HOHMANN, S.: Modeling and Optimal Control of Energy Distribution Grids. In: *SINO-EU Doctoral School for Sustainability Engineering Shanghai*, 2014
- [SHM⁺19] SAUTER, P. S. ; HERKNER, T. ; MAURER, J. ; KREBS, S. ; HOHMANN, S.: On Robustness Regarding Modeling Errors in Predictive Energy Management Systems for Multi-Carrier Energy Grids. In: *International ETG Congress*, 2019
- [SKKH18] SAUTER, P. S. ; KARG, P. ; KLUWE, M. ; HOHMANN, S.: Load Forecasting in Distribution Grids with High Renewable Energy Penetration for Predictive Energy Management Systems. In: *IEEE PES ISGT Europe*, 2018
- [SKP⁺17] SAUTER, P. S. ; KARG, P. ; PFEIFER, M. ; KLUWE, M. ; ZIMMERLIN, M. ; LEIBFRIED, T. ; HOHMANN, S.: Neural Network-based Load Forecasting in Distribution Grids for Predictive Energy Management Systems. In: *International ETG Congress*, 2017
- [SSC⁺17a] SAUTER, P. S. ; SOLANKI, B. V. ; CAÑIZARES, C. A. ; BHATTACHARYA, K. ; HOHMANN, S.: Electric Thermal Storage System Impact on Northern Communities' Microgrids. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* (2017)
- [SSC⁺17b] SOLANKI, B. V. ; SAUTER, P. S. ; CAÑIZARES, C. A. ; BHATTACHARYA, K. ; HOHMANN, S.: Electric Thermal Storage System Impact on Northern Communities' Microgrids. In: *IEEE PES General Meeting*, 2017
- [SSC⁺18] SAUTER, P. S. ; SOLANKI, B. V. ; CAÑIZARES, C. A. ; BHATTACHARYA, K. ; HOHMANN, S.: Optimization-Based Energy Management for Northern Communities' Microgrids with Electric Thermal Storage Systems. In: *661. Wilhelm und Else Heraeus-Seminar: Nonlinear Dynamics, Optimization and Control of Distributed Energy Systems*, 2018
- [ZSL⁺17] ZIMMERLIN, M. ; SURIYAH, M. ; LEIBFRIED, T. ; SAUTER, P. S. ; MAURER, J. ; PFEIFER, M. ; KLUWE, M. ; HOHMANN, S. ; KÖPPEL, W. ; DEGÜNTHER, C. ; MÜLLER, C. ; RUF, J. ; PRABHAKARAN, P. ; MISSAL, P. ; WALTER, J. ; HEROLD, L. ; EICHINGER, T.: Das Verbundprojekt RegEnKibo: Regionalisierung der Energieversorgung auf Verteilnetzebene unter Anwendung eines multimodalen, zellularen Ansatzes. In: *ETG Congress*, 2017

Betreute studentische Arbeiten

- [Bra15] BRAUN, Christian A.: *Leistungsflussrechnung in Verteilnetzen - Vergleich etablierter Algorithmen mit der Holomorphic Embedding Load Flow Method*,

- Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Karlsruher Insitut für Technologie (KIT), Bachelorarbeit, 2015
- [Bra16] BRAASCH, Oliver: *Prädiktion von volatiler regenerativer Energieerzeugung mit PV-Anlagen unter Berücksichtigung aktueller Messwerte*, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Karlsruher Insitut für Technologie (KIT), Bachelorarbeit, 2016
- [Her18] HERKNER, Tobias: *Robustheitsanalyse eines prädiktiven Reglers für Energieverteilnetze*, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Karlsruher Insitut für Technologie (KIT), Bachelorarbeit, 2018
- [Kar16] KARG, Philipp: *Prädiktion von Lastgängen im Verteilnetz unter Berücksichtigung aktueller Messwerte*, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Karlsruher Insitut für Technologie (KIT), Bachelorarbeit, 2016
- [Köl16] KÖLSCH, Lukas: *Convex Optimal Power Flow for Multi-Carrier Energy Distribution Grids*, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Karlsruher Insitut für Technologie (KIT), Masterarbeit, 2016
- [Laz18] LAZE, Renato: *Abschätzung von Spannungsamplituden in elektrischen Verteilnetzen*, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Karlsruher Insitut für Technologie (KIT), Bachelorarbeit, 2018
- [Lös16] LÖSER, Inga: *Unterlagerte Regelung von Blockheizkraftwerken in Energieverteilnetzen*, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Karlsruher Insitut für Technologie (KIT), Bachelorarbeit, 2016
- [Mau15] MAURER, Jona: *Modellbasierte prädiktive Regelung von domänenübergreifenden Energieverteilnetzen mit regenerativer Erzeugung*, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Karlsruher Insitut für Technologie (KIT), Masterarbeit, 2015
- [Mie14] MIETH, Carina: *Modellierung von radialen Verteilnetzen und Verifikation anhand von Benchmark-Systemen*, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Karlsruher Insitut für Technologie (KIT), Bachelorarbeit, 2014
- [Nur18] NURSALIM, Limanan: *Completely Positive Optimization for Multi-Carrier Energy Distribution Grids*, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Karlsruher Insitut für Technologie (KIT), Bachelorarbeit, 2018
- [Pau17] PAULUS, Nico: *Regelung eines Energieverteilnetzes mit prädierten Lastgangprofilen*, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Karlsruher Insitut für Technologie (KIT), Bachelorarbeit, 2017
- [Rug15] RUGGABER, Julian: *Vergleich von lokalen Leistungsprognose-Verfahren für erneuerbare Energien mit Implementierung am Beispiel einer Photovoltaikanlage*, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Karlsruher Insitut für Technologie (KIT), Bachelorarbeit, 2015

- [Sch16] SCHWABE, Markus: *Prädiktive Regelung von gekoppelten volatilen Energienetzen*, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Karlsruher Insitut für Technologie (KIT), Masterarbeit, 2016