

Hierarchische Optimierung zur Nutzung sektorenübergreifender Flexibilität in Strom- und Gasverteilnetzen

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

Martin Zimmerlin

geb. in Freiburg im Breisgau

Tag der mündlichen Prüfung: 11.12.2020
Erster Gutachter: Prof. Dr.-Ing Thomas Leibfried
Zweiter Gutachter Prof. Dr.-Ing. Krzysztof Rudion



Dieses Werk ist unter einer Creative Commons Lizenz vom Typ Namensnennung - Weitergabe unter gleichen Bedingungen 4.0 International zugänglich.

<http://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am *Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik (IEH)* des *Karlsruher Institut für Technologie (KIT)*.

Zu aller erst möchte ich mich bei *Prof. Dr.-Ing. Thomas Leibfried* bedanken. Der gegebene Gestaltungsfreiraum zur Ausrichtung des Forschungsthemas und die stetige Diskussionsbereitschaft haben entscheidend zum Gelingen der Arbeit beigetragen. Auch für das entgegengebrachte Vertrauen und die Möglichkeit die EMV-Prüftechnik des IEH zu verantworten, möchte ich mich herzlich bedanken.

Prof. Dr.-Ing. habil. Krzysztof Rudion danke ich für die Übernahme des Korreferats, das Interesse an meiner Arbeit und die wertvollen Hinweise.

Ganz besonders möchte ich mich bei allen ehemaligen Kollegen am IEH für eine herausragende Atmosphäre und die gute Zusammenarbeit in verschiedenster Weise bedanken. Für die vielen konstruktiven Diskussionen möchte ich mich bei *Lukas Held*, *Sebastian Hubschneider* und *Felicitas Müller* bedanken. Ihr habt großen Einfluss auf das Gelingen dieser Arbeit! Für die langjährige, freundschaftliche Zusammenarbeit und spannende Fußballabende möchte ich mich bei meinen Freunden und ehemaligen Kommilitonen *Max Görtz* und *Daniel Barth* bedanken. Vielen Dank auch an meinen langjährigen Bürokollegen *Yannick Rink*. Bei *Isabell Riedmüller* und *Anja Nelles* möchte ich mich für die Unterstützung in organisatorischen Fragen und die vielen unterhaltsamen Gespräche im Sekretariat bedanken. Den von mir betreuten Studierenden möchte ich für die geleistete Arbeit im Rahmen der erstellten Abschlussarbeiten danken. Besonderer Dank gebührt *Felicitas Müller*, *Sina Steinle*, *David Littig*, *Martin Wilferth* und *Dominic Schulz*.

Die Erstellung dieser Arbeit wäre jedoch nicht ohne die Unterstützung meiner Familie möglich gewesen. Meinen Eltern möchte ich für die jahrelange, vielfältige Unterstützung danken. Der größte Dank gebührt jedoch meiner Frau Sarah und unseren Kindern Jaron und Matea. Ohne eure Unterstützung wäre diese Arbeit niemals entstanden.

Karlsruhe, im Dezember 2020

Martin Zimmerlin

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	i
Inhaltsverzeichnis.....	iii
Abbildungsverzeichnis	vii
Tabellenverzeichnis.....	xi
1 Einleitung.....	1
1.1 Motivation und Hintergrund.....	1
1.2 Das Projekt RegEnKibo	3
1.3 Ziele und Struktur der Arbeit	4
2 Die Rolle der Sektorenkopplung im Energiesystem	5
2.1 Vereinfachte Energiesystemmodellierung	5
2.1.1 Energiebedarf in den einzelnen Verbrauchssektoren.....	6
2.1.2 Zeitreihen von Erzeugung und Nachfrage.....	8
2.2 Potentiale der Wasserstoffherstellung.....	11
2.3 Ergebnisse im Vergleich zu Referenzstudien.....	12
2.3.1 Betrachtete Referenzstudien und Szenarien	12
2.3.2 Ergebnisse im Vergleich	14
2.4 Zusammenfassung	18
3 Energiemanagementsysteme als zentrales Element des digitalisierten Energiesystems	20
3.1 Energiemanagementsysteme	20
3.1.1 Der Hub als abgeschlossenes System	21
3.1.2 Struktur von Optimierungsproblemen	23
3.2 Modellbildung	25
3.2.1 Last- und Einspeiseprofile.....	26
3.2.2 Speichertechnologien	31
3.2.3 Wärmeerzeuger.....	34
3.2.4 Elektromobilität	40
3.2.5 Power-to-Gas	44

3.3	Anwendungsbeispiel: Optimierung der Energiebezugskosten in einem Mehrfamilienhaus mit BHKW	51
3.3.1	Energiebezugskosten	53
3.3.2	Kostenoptimale Betriebsweise	55
3.3.3	Flexibilität des BHKW-Betriebs	57
3.4	Zusammenfassung	63
4	Optimierung des Strom- und Gasnetzbetriebs.....	65
4.1	Anforderungen an die Optimierungsstrategie	65
4.2	Flexibilitätsoptionen auf Verteilnetzebene im Kontext der Sektorenkopplung.....	66
4.3	Modellierung von Strom- und Gasverteilnetzen	67
4.3.1	Stromnetz	67
4.3.2	Gasnetz.....	75
4.4	Optimale Ausnutzung sektorenübergreifender Flexibilität.....	81
4.4.1	Hierarchisches Optimierungskonzept	82
4.4.2	Flexibilitätsbedarf bedingt durch Stromnetzrestriktionen ...	86
4.4.3	Flexibilitätsbedarf bedingt durch Gasnetzrestriktionen	88
4.4.4	Anpassung der Hubs an die geforderte Flexibilität	89
4.4.5	Angepasste Steuerung der Power-to-Gas Anlage.....	90
5	Anwendungsbeispiele	93
5.1	Fallstudie 1: Power-to-Gas auf Mittelspannungsebene	93
5.1.1	Verwendete Netzmodelle	93
5.1.2	Ergebnisse: Simulation eines einzelnen Tages.....	95
5.1.3	Ergebnisse: Simulation eines gesamten Jahres	108
5.1.4	Zusammenfassung	110
5.2	Fallstudie 2: Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen auf Niederspannungsebene	111
5.2.1	Verwendete Netzmodelle	111
5.2.2	Betrachtete Szenarien	112
5.2.3	Auswirkungen der Sektorenkopplung auf das untersuchte Niederspannungsnetz.....	113
5.2.4	Zusammenfassung	121
5.3	Zusammenfassung und zentrale Ergebnisse	122

6 Zusammenfassung und Ausblick	125
6.1 Zusammenfassung	125
6.2 Ausblick	128
A Anhang.....	131
A.1 Übersicht der Koeffizienten SLP Gas	131
A.2 Elektrolyse: Weiterführende Gleichungen	131
A.3 Rohrparameter Benchmarknetz Gas	133
A.4 PtG-Anlagen in Deutschland	134
A.5 Modellierte Hubtypen	135
A.6 Anschlussknoten der Hubs im untersuchten Niederspannungsnetz 137	
A.7 Detaillierte Programmstruktur	139
B Literaturverzeichnis	140
C Veröffentlichungen und betreute Abschlussarbeiten	153

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Anteile der CO ₂ -Emissionen nach Sektoren im Jahr 2019 (eigene Darstellung nach [2])	1
Abbildung 2.1: Skalierte Zeitreihe der Erzeugung	9
Abbildung 2.2: Zeitreihenverlauf der Last	10
Abbildung 2.3: Wirtschaftliches Potential der Elektrolyse	11
Abbildung 2.4: Installierte Erzeugungskapazität Erneuerbarer Energien.....	15
Abbildung 2.5: Wasserstoffnachfrage.....	16
Abbildung 2.6: Elektrolyse in Deutschland.....	17
Abbildung 3.1: Grundlegende Energy-Hub Struktur (vgl. [31]).....	21
Abbildung 3.2: Generelle Struktur eines Power Nodes (eigene Darstellung nach [35])	22
Abbildung 3.3: Mögliche Komponenten eines Hubs.....	25
Abbildung 3.4: Beispiel eines Hubs mit BHKW, Elektrofahrzeug und Heizstab [41]	26
Abbildung 3.5: Gemessene Außentemperatur.....	29
Abbildung 3.6: Thermisches Lastprofil MFH basierend auf Gas- Standardlastprofil.....	29
Abbildung 3.7: Thermische Lastprofile auf Basis der Gebäudesimulationen	30
Abbildung 3.8: Normiertes PV-Referenzprofil	31
Abbildung 3.9: Kreisprozess der Wärmepumpe [52]	36
Abbildung 3.10: BHKW-Absatz in Deutschland [53]	37
Abbildung 3.11: Approximation der Wärmeerzeugung.....	38
Abbildung 3.12: Approximation des Brennstoffbedarfs	39
Abbildung 3.13: Ladeorte von Elektroautos in Deutschland [61]	41
Abbildung 3.14: Abfahrt- und Ankunftszeiten basierend auf Daten aus [60]	42
Abbildung 3.15: Durchschnittliche Fahrstrecke [41].....	42

Abbildung 3.16: Speichersystem Power-to-Gas (nach [5])	46
Abbildung 3.17: Prinzip der PEM-Elektrolyse	47
Abbildung 3.18: Wirkungsgrad der PEM-Elektrolyse	50
Abbildung 3.19: Betrachtetes Energiesystem	52
Abbildung 3.20: Wärmeerzeugung an einem Wintertag (oben) und an einem Sommerntag (unten).....	55
Abbildung 3.21: Verteilung der BHKW-Leistung	56
Abbildung 3.22: Prüfung einer möglichen Schaltung	58
Abbildung 3.23: Prüfung einer möglichen Leistungserhöhung	59
Abbildung 3.24: Mögliche Leistungserhöhung des BHKWs.....	61
Abbildung 3.25: Mögliche Leistungsreduktion des BHKWs	62
Abbildung 3.26: Zeiträume ohne mögliche Leistungsanpassung.....	63
Abbildung 4.1: Relative Linearisierungsfehler der Spannungsbeträge	74
Abbildung 4.2: Relative Linearisierungsfehler der Spannungswinkel	74
Abbildung 4.3: Linearisierung des Gasnetzmodells	80
Abbildung 4.4: Hierarchische Kommunikationsstruktur	84
Abbildung 4.5: Hierarchische Optimierungsstruktur (vgl. [118]).....	85
Abbildung 5.1: Erweiterte Netztopologie des Mittelspannungsnetzes	94
Abbildung 5.2: Benchmark-Gasnetz nach [63].....	95
Abbildung 5.3: Großhandelspreis und lokale Erzeugung aus Windkraft	96
Abbildung 5.4: Wirtschaftlich optimierte Fahrweise der PtG-Anlage	98
Abbildung 5.5: Fahrweise der PtG-Anlage bei reduziertem H ₂ -Preis (80%) 99	
Abbildung 5.6: Fahrweise der PtG-Anlage bei reduziertem H ₂ -Preis (80%), ohne EEG-Umlage.....	100
Abbildung 5.7: PtG-Betriebskosten.....	101
Abbildung 5.8: Ursprünglicher Gasfluss an der Einspeisestelle	103
Abbildung 5.9: Verlauf der Wasserstoffeinspeisung (10%-Szenario)	103
Abbildung 5.10: Verlauf der Wasserstoffeinspeisung (30%-Szenario).....	104
Abbildung 5.11: Verlauf der Wasserstoffeinspeisung (100%-Szenario).....	105

Abbildung 5.12: Zeitlicher Verlauf von H ₂ -Beimischung und Gasdichte ...	106
Abbildung 5.13: Verlauf des Knotendrucks an Knoten 12	107
Abbildung 5.14: Abregelungen (10%-Szenario)	108
Abbildung 5.15: Abregelungen (30%-Szenario)	109
Abbildung 5.16: Abregelungen bei Variation der Anlagengröße (30%- Szenario)	110
Abbildung 5.17: Minimale Knotenspannungen (I-a).....	114
Abbildung 5.18: Transformatorauslastung (I-a).....	114
Abbildung 5.19: Minimale Knotenspannungen (I-b).....	115
Abbildung 5.20: Transformatorauslastung (I-b).....	115
Abbildung 5.21: Minimale Knotenspannungen (II-a).....	117
Abbildung 5.22: Minimale Knotenspannungen (II-b)	117
Abbildung 5.23: Kummuliertes Ladeverhalten der Elektrofahrzeuge (II-a)	118
Abbildung 5.24: Kummuliertes Ladeverhalteverhalten der Elektrofahrzeuge (II-b).....	118
Abbildung 5.25: Transformatorauslastung (II-a).....	119
Abbildung 5.26: Transformatorauslastung (II-b).....	119
Abbildung 5.27: Im Tagesverlauf zeitlich verschoben gelieferte Energie (II-a)	120
Abbildung 5.28: Im Tagesverlauf zeitlich verschoben gelieferte Energie (II-b)	120
Abbildung 5.29: Benötigte Rechenzeiten.....	122
Abbildung 6.1: PtG-Anlagen in Deutschland [127]	134
Abbildung 6.2: Hierarchische Optimierung [113].....	139

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Wärmebedarf 2015-2017 [11]	6
Tabelle 2.2: Angenommene Energieträgeranteile im Verkehrssektor	7
Tabelle 2.3: Verwendete Effizienzfaktoren.....	7
Tabelle 2.4: Energiebedarf bei Technologiewechsel gemäß Tabelle 2.2.....	8
Tabelle 2.5: Installierte Leistung erneuerbarer Energien	9
Tabelle 3.1: BHKW-Modellierungsparameter	39
Tabelle 3.2: Limitierung der Wasserstoffeinspeisung [70, 71]	45
Tabelle 3.3: Anlagendimensionierung im Untersuchungsbeispiel	52
Tabelle 3.4: Verwendete Kostenparameter	53
Tabelle 3.5: Optionen des Strombezugs.....	53
Tabelle 3.6: Bedingung für mögliche Schaltung des BHKW	58
Tabelle 3.7: Randbedingung für Leistungserhöhung.....	59
Tabelle 3.8: Randbedingungen für Leistungsreduktion	60
Tabelle 4.1: Knotenarten [98].....	70
Tabelle 4.2: Druckstufen in der Gasverteilung.....	75
Tabelle 4.3: Analogie zwischen Elektrotechnik und Strömungsmechanik	76
Tabelle 4.4: Abweichungen und Rechenzeiten (100 Zeitschritte).....	81
Tabelle 5.1: Untersuchte Szenarien	102
Tabelle 5.2: Szenarienübersicht	112

1 Einleitung

1.1 Motivation und Hintergrund

Mit dem European Green Deal hat die Europäische Kommission im Jahr 2019 ein Konzept vorgestellt, dass das Ziel einer klimaneutralen Europäischen Union im Jahr 2050 verfolgt. Grundlage dafür ist die konsequente Reduktion von Treibhausgasemissionen. Die in Deutschland seit vielen Jahren verfolgte *Energiewende* war allerdings zunächst eher eine *Stromwende*, die sich auf den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen wie Sonne und Wind und Energieeffizienzmaßnahmen fokussierte. Mithilfe dieser Maßnahmen konnten die Treibhausgasemissionen von 1251 Mio. t CO₂-Äquivalent im Jahr 1990 auf 805 Mio. Tonnen im Jahr 2019 reduziert werden [1]. In den vergangenen 30 Jahren wurden die Emissionen somit um ca. 450 Mio. t reduziert. Dies bedeutet aber gleichzeitig auch, dass in den kommenden 30 Jahren noch eine erheblich stärkere Reduktion notwendig sein wird, um das politische Ziel der Klimaneutralität zu erreichen.

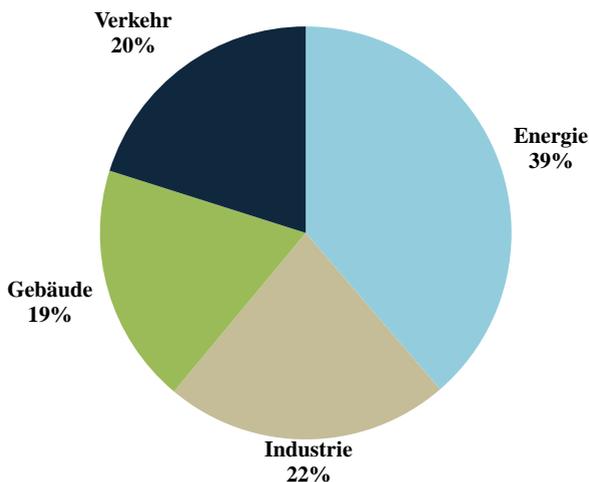


Abbildung 1.1: Anteile der CO₂-Emissionen nach Sektoren im Jahr 2019 (eigene Darstellung nach [2])

In Abbildung 1.1 sind die Anteile einzelner Sektoren an den CO₂-Emissionen in Deutschland dargestellt. Der bislang im Fokus stehende Energiesektor ist aktuell noch für 39 % der Treibhausgasemissionen verantwortlich. Aus dieser Darstellung geht deutlich hervor, dass es für eine *Energiewende* notwendig ist, neben dem Energiesektor auch die weiteren Verbrauchssektoren zu betrachten. Aus diesem Bewusstsein heraus, hat sich in den vergangenen Jahren der Begriff der *Sektorenkopplung* etabliert. Zentrales Ziel der Sektorenkopplung ist es die Dekarbonisierung in allen Sektoren zu erreichen. Dies ist allerdings nur durch die Integration erneuerbarer Energien in allen Sektoren möglich. Somit ist eine integrierte Betrachtung aller Sektoren notwendig, um das sektorenübergreifende Energiesystem beschreiben zu können.

Da erneuerbare Energien die Grundlage eines dekarbonisierten Energiesystems bilden, rückt der Stromsektor in den Mittelpunkt des Energiesystems. Ein Teilaspekt der Sektorenkopplung ist somit auch die Elektrifizierung von Wärme- und Mobilitätsanwendungen in Form von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen. Auf diese Weise können erneuerbare Energien direkt und effizient in diesen Verbrauchssektoren genutzt werden und somit zur Reduktion der Treibhausgasemissionen beitragen.

Nachdem zu Beginn der Diskussion der Begriff Sektorenkopplung, zumindest in Deutschland, häufig für die Beschreibung einer „all-electric-World“ verwendet wurde, beschreibt die Sektorenkopplung heute auch eine Kopplung der Energieträger. Besonders im Fokus steht dabei der Gassektor und der Energieträger Wasserstoff. Hier führte die Diskussion der vergangenen Jahre zu einer nationalen Wasserstoffstrategie [3], die im Jahr 2020 vorgestellt wurde. Auch in den Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans wurden daraufhin höhere Elektrolyseleistungen bis zu 10,5 GW aufgenommen [4].

Die Kopplung des Stromsektors mit dem Gassektor bietet mehrere Vorteile. Aufgrund der volatilen Einspeisung aus erneuerbaren Energien werden neben flexiblen Lasten auch Speicher benötigt. Während die Speicherkapazitäten in Pumpspeichern durch geologische Aspekte stark begrenzt sind, eignet sich das Gasnetz als Energiespeicher mit einer Kapazität von 217 TWh [5]. Diese Kapazität kann durch den Einsatz von Power-to-Gas und Kraftwärmekopplungsanlagen genutzt werden. Neben der Nutzung als Speicher kann das Gasnetz auch zum Energietransport genutzt werden und somit das Stromnetz der Übertragungsnetzbetreiber potentiell entlasten.

Die Sektorenkopplung hat mit allen ihren Folgen, der Elektrifizierung und der Energieträgerkopplung, auch erhebliche Einflüsse auf die Netzinfrastrukturen. Nachdem die Stromverteilnetzbetreiber seit Jahren durch den Ausbau erneuerbarer Energien vor

großen Herausforderungen stehen, ist in den kommenden Jahren im Zuge der Elektrifizierung auch eine zunehmende Last, bspw. durch Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge, in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen zu erwarten. Durch die zunehmende Digitalisierung sind Wärmepumpen und Ladepunkte für Elektrofahrzeuge künftig häufig in ein intelligentes Steuerungssystem eingebettet, für das es definierte Schnittstellen gibt. Mithilfe dieser Schnittstelle kann eine Kommunikation zwischen Netzbetreiber und Steuerungssystem erfolgen.

Neben den Entwicklungen im Stromsektor verändern sich auch die Anforderungen an die Gasverteilnetze. Während auf Fernleitungsebene geplant ist, einzelne Leitungen für den reinen Wasserstofftransport zu nutzen, ist auf Verteilnetzebene die Beimischung von Wasserstoff in das Gasnetz Gegenstand aktueller Untersuchungen und Projekte [6, 7]. Durch die Bemischung von sogenanntem *grünen Wasserstoff*, der per Elektrolyse aus erneuerbarer Energie hergestellt wird, können die Treibhausgasemissionen der Gasnutzer reduziert werden, da weniger Erdgas benötigt wird. Allerdings erfordert auch dies eine geeignete Steuerung der Elektrolyse- oder Beimischungseinheit.

1.2 Das Projekt RegEnKibo

Diese Arbeit entstand im Rahmen des Verbundprojektes „Regionalisierung der Energieversorgung auf Verteilnetzebene am Modellstandort Kirchheimbolanden (RegEnKibo)“. Dieses wurde von 2015 bis 2018 durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert. Ziel dieses Projektes war die Reduzierung des überregionalen Stromnetzausbaus durch ein optimales Zusammenspiel lokaler Erzeugungsanlagen und einer Power-to-Gas-Anlage. Es konnte gezeigt werden, dass es mithilfe einer zentralen Betriebsoptimierung möglich ist, Blockheizkraftwerke und eine Power-to-Gas-Anlage so zu steuern, dass der Energieaustausch mit dem überlagerten Hochspannungsnetz minimiert wird [8]. Anhand eines im Projektverlauf installierten Blockheizkraftwerks wurde die Betriebsoptimierung im Realbetrieb validiert. Eine ausführliche Darstellung der erstellten Modelle und erzielten Projektergebnisse ist in [7] zu finden.

Wesentliche Daten, die in der vorliegenden Arbeit verwendet werden, entstammen dem Projekt RegEnKibo. Hierzu zählt ein gemessener Jahresverlauf der Außentemperatur. Dieser bildet die Grundlage der Berechnung des Wärmebedarfs und der Gasnachfrage. Auch das betrachtete, reale Mittelspannungsnetz und die zugehörigen Zeitreihenverläufe von Erzeugern und Lasten basieren auf RegEnKibo.

1.3 Ziele und Struktur der Arbeit

Ziel der vorliegenden Arbeit ist der Entwurf eines Optimierungskonzepts, das ein sektorenübergreifend optimales Zusammenwirken von dezentralen Erzeugern und Verbrauchern sowie Strom- und Gasverteilnetzen ermöglichen soll. Zentrale Optimierungsansätze, wie in RegEnKibo verwendet, benötigen zur Lösung des Optimierungsproblems eine sehr detaillierte Kenntnis des zu steuernden Gesamtsystems. Dies führt zu einem hohen Aufwand an Datenaustausch. Dies kann zu einem aufgrund datenschutzrechtlicher Bedenken zu großen Akzeptanzproblemen führen. Zum anderen sind Anwendungsfälle denkbar, in denen bspw. Strom- und Gasverteilnetzbetreiber konkurrierende Unternehmen sind. Grundlage für eine mögliche Implementierung in praktischen Anwendungen ist darüber hinaus auch eine hohe Kompatibilität mit verschiedensten Steuerungssystemen. Dies schränkt die Auswahl an möglichen Kommunikationsgrößen stark ein. Alle diese Aspekte sollen im entwickelten, hierarchischen Optimierungskonzept berücksichtigt werden.

In **Kapitel 2** werden zunächst im Rahmen eines Studienvergleiches Zielbilder für das Energiesystem Deutschlands im Jahr 2050 dargestellt. Ergänzt werden die dargestellten Studienergebnisse durch eine eigenene Analyse des zukünftigen Energiesystems. Diese dient dazu, die Ergebnisse der Vergleichsstudien besser bewerten zu können. Insbesondere die zukünftige Rolle des Energieträgers *Wasserstoff* steht hierbei im Fokus.

Kapitel 3 bis **Kapitel 5** bilden den Kern der vorliegenden Arbeit. In diesen Kapiteln wird ein hierarchisches, optimierungsbasiertes Betriebskonzept für Strom- und Gasverteilnetze entwickelt. Grundlage dafür sind die in **Kapitel 3** beschriebenen Energiemanagementsysteme, sogenannte Hubs. Zur optimalen Steuerung dieser Hubs werden im Rahmen dieser Arbeit Optimierungsmodelle zahlreicher Komponenten beschrieben. Basierend auf einer Kostenoptimierung wird anschließend an einem Beispielsystem die Flexibilität eines Hubs bestimmt. In **Kapitel 4** wird der Aufbau des hierarchischen Betriebskonzepts beschrieben. Ziel dieses Betriebskonzeptes ist es, einen sicheren Strom- und Gasnetzbetrieb zu gewährleisten und dabei den Datenaustausch zwischen den einzelnen Teilnehmern auf ein Minimum zu reduzieren. Um dabei eine kurze Berechnungsdauer zu ermöglichen ohne die Berechnungsgenauigkeit zu sehr zu beeinträchtigen, wird eine lineare Beschreibung der Leistungsflussgleichungen aus der Literatur in einem erweiterten Optimal-Power-Flow eingesetzt. In **Kapitel 5** wird das entwickelte, koordinative Betriebskonzept abschließend anhand zweier Anwendungsbeispiele analysiert.

2 Die Rolle der Sektorenkopplung im Energiesystem

Ein zentrales Ziel der Energiewende ist es, die Nutzung von Energie in allen Verbrauchssektoren zu dekarbonisieren. Nachdem hierbei zu Beginn mit dem Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen die Energieerzeugung im Vordergrund stand, rücken in den letzten Jahren zunehmend die Verbrauchssektoren (v.a. Wärme und Mobilität) in den Fokus. So werden in Neubauten zunehmend Wärmepumpen installiert und auch die Zulassungszahlen von Elektrofahrzeugen steigen zunehmend [9].

Neben der zunächst im Fokus stehenden „all-electric world“ gibt es auch zahlreiche Studien und Untersuchungen, die zu dem Schluss kommen, dass auch weiterhin gut speicherbare Medien, wie bspw. Wasserstoff, benötigt werden und eine reine Elektrifizierung alleine nicht ausreicht.

Ziel dieses Kapitels ist es, zunächst die Notwendigkeit der Sektorenkopplung auf dem Weg zum dekarbonisierten Energiesystem aufzuzeigen. Die verwendeten Daten stammen aus den im Rahmen der betreuten Abschlussarbeit [10] zusammengetragenen Datenquellen. Die Ergebnisse eines Beispielszenarios werden im Anschluss mit den Ergebnissen aktueller, teilweise deutlich umfassenderer, Studien dargestellt.

Um die Ergebnisse der untersuchten Studien einordnen zu können, erfolgt in dieser Arbeit eine stark vereinfachte Beschreibung des möglichen Energiesystems 2050. Durch eine Modellierung von Zeitreihen der Erzeugung und der Stromnachfrage kann der Verlauf der Residuallast bestimmt werden. Darauf aufbauend erfolgt die Bestimmung der potentiellen Wasserstoffherzeugung in Deutschland. Ziel der vereinfachten Darstellung ist es, die Ergebnisse der deutlich umfangreicheren Studien interpretieren und einordnen zu können.

2.1 Vereinfachte Energiesystemmodellierung

In den nachfolgenden Abschnitten wird das erstellte Energiesystemmodell Deutschlands im Jahr 2050 vorgestellt. Darin enthalten sind neben dem Stromsektor auch die Verbrauchssektoren Wärme und Verkehr. Als Datengrundlagen dienen die aktuelle Stromnachfrage, Erzeugungs- und Lastzeitreihen sowie Klimadaten aus den Jahren 2015 bis 2017. Durch den „Kupferplatte“-Ansatz werden infrastrukturelle

Randbedingungen vernachlässigt. Somit sind auch die in diesem Bereich entstehenden Einschränkungen nicht berücksichtigt. Um die berechneten Ergebnisse bewerten zu können, werden diese im Vergleich mit den Ergebnissen weiterer Studien dargestellt. Diese weiteren Ergebnisse basieren auf größtenteils deutlich umfangreicheren Modellen mit einem höheren Detaillierungsgrad.

2.1.1 Energiebedarf in den einzelnen Verbrauchssektoren

Eine wichtige Eingangsgröße stellt der prognostizierte Energiebedarf dar. In den nachfolgenden Abschnitten ist die angenommene Energienachfrage in Wärme- und Verkehrssektor dargestellt.

2.1.1.1 Wärmesektor

Die Wärmenachfrage in Deutschland kann in die Kategorien „Raumwärme“, „Warmwasser“ und „Prozesswärme“ unterteilt werden. Diese Daten wurden durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie veröffentlicht [11]:

Tabelle 2.1: Wärmebedarf 2015-2017 [11]

	2015	2016	2017
<i>Raumwärme [TWh]</i>	677,41	685,00	702,85
<i>Warmwasser [TWh]</i>	115,04	116,36	126,77
<i>Prozesswärme [TWh]</i>	531,69	548,56	571,98

Analog zu den untersuchten Studien wird angenommen, dass der Energiebedarf zur Bereitstellung von Raumwärme zukünftig sinken wird. Während in [12] eine Reduktion um 37% - 45% bis 2050 angekommen wird, liegt den Berechnungen in [13] eine Reduktion um 50 % zugrunde. Im Rahmen dieser Arbeit wird ebenfalls eine Reduktion des Raumwärmebedarfs um 50% angenommen. Der Energiebedarf für Warmwasser und Prozesswärme wird als gleichbleibend angenommen.

2.1.1.2 Verkehrssektor

Der Verkehrssektor umfasst neben dem PKW-Bereich sowohl Busse, LKWs, Schienenfahrzeuge als auch die Luft- und Schifffahrt. In diesen Bereichen sind verschiedene

Antriebsmöglichkeiten denkbar. Neben batterieelektrischen Antrieben oder der Nutzung von Oberleitungen sind auch Brennstoffzellenantriebe oder Verbrennungsmotoren mit synthetischen Kraftstoffen Gegenstand aktueller Untersuchungen. Im Rahmen dieser Studie wird ein exemplarisches Szenario untersucht, in dem Wasserstoff beim Antrieb von PKWs einen Anteil von 20%, bei LKWs und Bussen einen Anteil von 40% erreicht. Synthetische Kraftstoffe werden nicht betrachtet. Ebenfalls wird eine Veränderung im Mobilitätsverhalten nicht berücksichtigt.

Tabelle 2.2: Angenommene Energieträgeranteile im Verkehrssektor

	<i>(Batterie-) elektrisch</i>	<i>Wasserstoff</i>	<i>Verbrennungsmotor</i>
<i>PKW</i>	80%	20%	0%
<i>LKW/Bus</i>	60%	40%	0%
<i>Züge</i>	100%	0%	0%
<i>Schiffe</i>	0%	100%	0%

Zur Berechnung des Energiebedarfs im Vergleich zu Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren dienen die in [14] und [15] bestimmten Effizienzfaktoren. Die verwendeten Effizienzfaktoren sind in Tabelle 2.3 dargestellt.

Tabelle 2.3: Verwendete Effizienzfaktoren

<i>Quelle</i>	Wasserstoffbasiert			Batterieelektrisch		
	<i>Fraunhofer / LBS [14]</i>	<i>Umweltbundesamt [15]</i>	<i>Faktor</i>	<i>Fraunhofer / LBS [14]</i>	<i>Umweltbundesamt [15]</i>	<i>Faktor</i>
<i>Pkw</i>	0,4661	0,6062	0,5361	0,3507	0,3850	0,3678
<i>Lkw Sattelzug und Bahnen</i>	-	0,9633	0,9633	-	0,7431	0,7431
<i>Busse</i>	0,8868	0,9796	0,9332	0,5541	0,5238	0,5390
<i>Binnenschiffe</i>	-	0,8996	0,8996	-	-	-

So bedeutet ein Effizienzfaktor von 0,37 beispielsweise, dass ein Fahrzeug mit batterieelektrischem Antrieb nur 37% der Energie benötigt, die ein Fahrzeug mit konventionellem Verbrennungsantrieb für die gleiche Fahrleistung benötigt.

In [16] veröffentlicht das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur regelmäßig Statistiken des Verkehrssektors, unter anderem auch den Energiebedarf. Im Rahmen der Abschlussarbeit [10] steht eine Übersicht über die Jahre 2015 bis 2017 zur Verfügung. Daraus ergibt sich auf Basis der Verbrauchswerte von 2017 folgender Energiebedarf im Verkehrssektor.

Tabelle 2.4: Energiebedarf bei Technologiewechsel gemäß Tabelle 2.2

	<i>Kraftstoff heute</i> [TWh]	<i>El. Energie</i> [TWh]	<i>Wasserstoff</i> [TWh]
<i>PKW</i>	421,2	123,9	45,2
<i>LKW</i>	193,0	86,1	74,4
<i>Bus</i>	13,3	4,3	4,9
<i>Züge</i>	3,9	2,9	0,0
<i>Schiffe</i>	3,1	-	2,8
<i>gesamt</i>	752,6	217,2	127,3

In Tabelle 2.4 sind die mithilfe der Effizienzfaktoren berechneten Energiebedarfe des Verkehrssektors dargestellt. So beträgt bspw. heute der Kraftstoffeinsatz im PKW-Bereich 421,2 TWh. Durch eine Umstellung auf 80% batterieelektrische Antriebe und 20% Wasserstoffantriebe reduziert sich der Energiebedarf auf 169,1 TWh.

Basierend auf diesen Werten und den getroffenen Annahmen zur zukünftigen Verteilung der Antriebstechnologien in den einzelnen Verkehrsträgern kann der resultierende Energiebedarf bestimmt werden. Somit beläuft sich der angenommene Wasserstoffbedarf im Verkehrssektor auf 127,5 TWh.

2.1.2 Zeitreihen von Erzeugung und Nachfrage

Zeitreihen der realisierten Stromnachfrage und –erzeugung werden durch die Bundesnetzagentur unter [17] zur Verfügung gestellt. Für die nachfolgenden Betrachtungen werden die Werte des Jahres 2018 exemplarisch herangezogen. Die Einspeisepprofile werden entsprechend des angenommenen Ausbaus im Zieljahr 2050 skaliert. Dazu wird

das jeweilige Zeitreihenprofil aus dem Jahr 2018 $P_{2018}(t)$ mit dem Quotienten der installierten Erzeugungsleistungen $P_{inst,t}$ im Jahr $t = 2050$ und $t = 2018$ multipliziert.

$$P_{2050}(t) = \frac{P_{inst,2050}}{P_{inst,2018}} \cdot P_{2018}(t) \quad (2.1)$$

Die installierten Leistungen sind in Tabelle 2.5 zusammengefasst. Die Werte für das Jahr 2050 entstammen dabei [12].

Tabelle 2.5: Installierte Leistung erneuerbarer Energien

	$P_{inst,2018}$	$P_{inst,2050}$
<i>PV</i>	45,277 GW	160 GW
<i>Wind onshore</i>	52,565 GW	179 GW
<i>Wind offshore</i>	6,417 GW	35 GW

Daraus ergeben sich die in Abbildung 2.1 kummuliert dargestellten Leistungsverläufe.

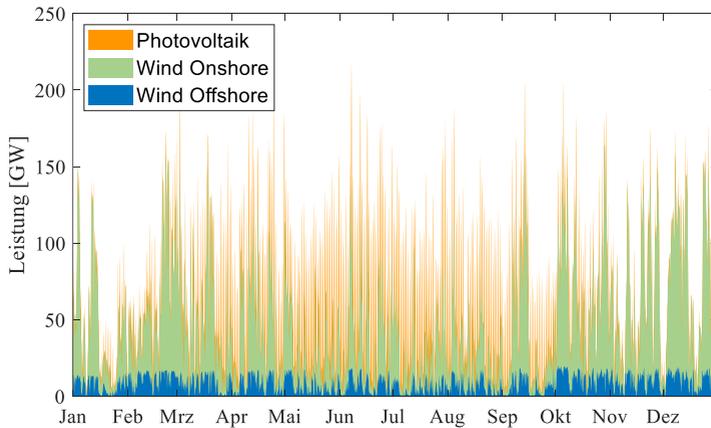


Abbildung 2.1: Skalierte Zeitreihe der Erzeugung

Die höchste zeitgleich zur Verfügung stehende Erzeugungsleistung beträgt ca. 220 GW. Die im Jahresverlauf erzeugte elektrische Energie beläuft sich auf 665 TWh. Diese Werte sind vergleichbar zu den Ergebnissen der Referenzstudien. In Abbildung 2.2 ist der Zeitreihenverlauf der Last aus Stromnachfrage, Wärme- und Mobilitätssektor im Sinne einer Gesamtleistung dargestellt. Es wird angenommen, dass die allgemeine

Stromnachfrage im Zieljahr 2050 der allgemeinen Stromnachfrage im Jahr 2018 entspricht. Die Erstellung eines Zeitreihenprofils der Wärmenachfrage ist in 3.2.1.3 eingehend beschrieben. Als Grundlage dienen die Mittelwerte der Tagesmitteltemperaturen, die der Deutschen Wetterdienst zur Verfügung stellt. Diese können unter [18] abgerufen werden. Das gesamte elektrische Zeitreihenprofil $P(t)$ setzt sich aus zwei Elementen zusammen:

$$P(t) = \frac{Q_{R,WW}(t)}{COP} + \frac{Q_{Pr}}{1} \quad (2.2)$$

Die Summe aus Raumwärme und Warmwasserbereitung ist in $Q_{R,WW}(t)$ analog zu den Ausführungen in Kapitel 3.2.1.3 berücksichtigt. Dabei entspricht das Integral des Profils der durchschnittlichen, benötigten Wärmeenergie nach Tabelle 2.1. Da angenommen wird, dass dieser Bedarf durch Wärmepumpen versorgt wird, ist ein durchschnittlicher COP (Coefficient of Performance) zur Berechnung der elektrischen Leistung zu berücksichtigen. In dieser Analyse wurde ein $COP = 3$ gewählt. Zur Bereitstellung von Prozesswärme wird vereinfachend ein zeitlich konstanter Wert angenommen. Da hier ein idealer Elektrodenkessel als Wärmeerzeuger angenommen wird, entspricht die notwendige elektrische Energie der thermischen Energie.

Zur Erstellung der Ladeprofile der Elektrofahrzeuge wurde auf die in [19] erstellten Modelle zurückgegriffen. Somit ergibt sich eine maximale zeitgleiche Last durch allgemeine Stromnachfrage, Wärme- und Mobilitätssektor in Höhe von ca. 160 GW.

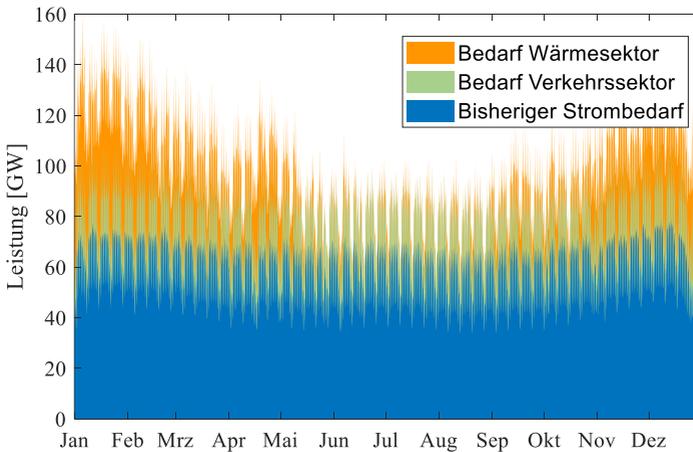


Abbildung 2.2: Zeitreihenverlauf der Last

2.2 Potentiale der Wasserstoffherstellung

Die Bestimmung der Potentiale der Wasserstoffherstellung in Deutschland erfolgt anhand einer Abschätzung des wirtschaftlichen Potentials auf Grundlage der Jahresdauerlinie der Residuallast. Hierzu muss die negative Residuallast nach Abzug der Exportkapazität betrachtet werden. Daraus kann einer notwendigen Volllaststundenzahl eine wirtschaftlich installierbare Leistung zugeordnet werden. Nach [20] wird im Jahr 2050 für einen wirtschaftlichen Betrieb einer Elektrolyse eine Volllaststundenzahl von 3000 Stunden unterstellt.

In Abbildung 2.3 ist zunächst die verfügbare, negative Residuallast nach Abzug der Exportkapazität von 39 GW [13] als Jahresdauerlinie dargestellt. Dieser Teil der Residuallast beschreibt den nicht exportierbaren „Leistungsüberschuss“. Anhand dieser Kurve kann nun die installierbare Elektrolyseleistung anhand der notwendigen Volllaststundenzahl ermittelt werden. In diesem Fall können bei einer notwendigen Volllaststundenzahl von 3000 Stunden Elektrolyseinheiten mit einer Gesamtleistung von 13 GW wirtschaftlich betrieben werden. Ohne Berücksichtigung der Exportkapazitäten ergibt sich eine Elektrolyseleistung von 26 GW.

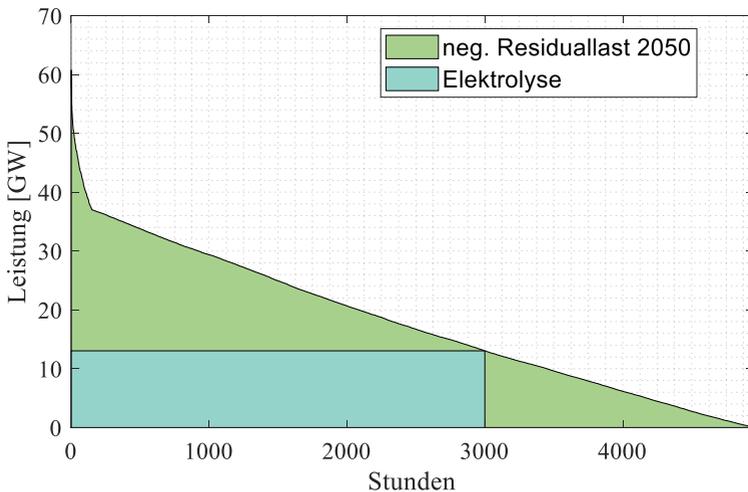


Abbildung 2.3: Wirtschaftliches Potential der Elektrolyse

Bei einem angenommenen Wirkungsgrad von 85 % [20] ergibt sich eine Wasserstoff-erzeugung von ca. 33 TWh bzw. 67 TWh. Bei einer angenommenen Wasserstoffnachfrage von 127 TWh allein im Verkehrssektor sind damit zukünftig Wasserstoffimporte in erheblicher Höhe notwendig.

In dieser Betrachtung wird allerdings nur das angenommene Potential zur wirtschaftlichen Produktion von grünem Wasserstoff genutzt. In Zeiten in denen die negative Residuallast die Leistung der zusätzlichen Elektrolyseure übersteigt, ist der zusätzliche Einsatz von Speichern oder die Abregelung der Erzeugung unausweichlich. Um die gesamte negative Residuallast in Elektrolyseuren zu nutzen, wäre eine Kapazität von ca. 60 GW Elektrolyseleistung notwendig. Aufgrund der geringen Auslastung wären in diesem Szenario jedoch die meisten Anlagen ohne gesonderte Vergütungen nicht wirtschaftlich zu betreiben.

Basierend auf den untersuchten Daten lässt sich feststellen, dass das Potential zur wirtschaftlichen Produktion von grünem Wasserstoff bei ca. 13 GW bis 26 GW Elektrolyseleistung liegt. Theoretisch ist eine maximale Elektrolyseleistung von ca. 60 GW zur Nutzung der „Überschussleistung“ denkbar. Dies ist aus Sicht der Anlagenbetreiber allerdings ohne zusätzliche Subventionen nicht wirtschaftlich.

2.3 Ergebnisse im Vergleich zu Referenzstudien

2.3.1 Betrachtete Referenzstudien und Szenarien

In den folgenden Abschnitten werden die vier ausgewählten Energiesystemstudien beschrieben. Sämtliche Studien haben das gemeinsame Ziel ein volkswirtschaftlich kostenoptimales Energiesystem zu bestimmen, das die Erreichung der Klimaziele ermöglicht. Grundlage aller Studien sind Optimierungsmodelle. In allen Vergleichsstudien werden dabei sämtliche Energieverbrauchssektoren betrachtet. Eine weitere Gemeinsamkeit aller Studien ist das Zieljahr 2050.

In diesen Vergleich fügt sich die Sektorkopplungsstudie [21] nicht ein. Da diese nicht auf einem detaillierten Optimierungsmodell beruht, finden die Ergebnisse im nachfolgenden Vergleich keine Berücksichtigung.

2.3.1.1 dena-Leitstudie Integrierte Energiewende

Im Jahr 2018 veröffentlichte die Deutsche Energie-Agentur (dena) die Leitstudie Integrierte Energiewende [12], an deren Erstellung zahlreiche Akteure aus Energiewirtschaft, Wissenschaft und Politik beteiligt waren.

Kern der Studie ist die detaillierte Untersuchung von je zwei Elektrifizierungs- und Technologiemiixszenarien zur Erreichung einer Emissionsreduktion von 80 % bzw. 95 %. Zentrale Ergebnisse der Studie sind, dass:

- Energieeffizienzmaßnahmen in allen Sektoren
- Ausbau erneuerbarer Energien
- Import synthetischer, regenerativer Energieträger

für das Erreichen der Klimaziele notwendig sind. Volkswirtschaftlich günstiger sind die Technologiemiixszenarien. Eine reine Elektrifizierung in den Verbrauchssektoren allein reicht zur Erreichung der Klimaziele nicht aus.

2.3.1.2 Stromnetz 2050

Der deutsche Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW hat im Jahr 2020 die Systemstudie „Stromnetz 2050“ veröffentlicht [13]. Schwerpunkt dieser Studie sind die Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energie und der zunehmenden Elektrifizierung in allen Sektoren auf die Übertragungsnetze. Insbesondere der zusätzlich zu den im Netzentwicklungsplan identifizierten Maßnahmen notwendige Netzausbau wird adressiert. Zentrale Ergebnisse sind somit notwendige Netzausbaumaßnahmen (bspw. zwei weitere HGÜ-Verbindungen von Nord nach Süd), die durch die Entwicklung des Energiesystems notwendig werden. Die Optimierung des Energiesystems erfolgt dabei mithilfe von PyPSA [22]. Ergebnis dieser Optimierung ist das volkswirtschaftlich günstigste Energiesystem unter Berücksichtigung gegebener Randbedingungen. Die Regionalisierung erfolgt mithilfe des Modells FREM der Forschungsstelle für Energiewirtschaft [23]. Mithilfe dieser Regionalisierung werden mithilfe von nachgelagerten Netzberechnungen die notwendigen Netzausbaumaßnahmen bestimmt.

2.3.1.3 Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050

Im Jahr 2019 veröffentlichte das Forschungszentrum Jülich die umfangreiche Energiesystemstudie „Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050“ [2]. Analog zur dena Leitstudie adressiert die Studie Treibhausgasminderungsszenarien von 80% und 95%. Ziel dieser Studie ist ebenfalls die Charakterisierung des volkswirtschaftlich günstigsten Energiesystems, sodass die Klimaziele erreicht werden. Dabei zeigt sich, dass Maßnahmen im 80%-Szenario für ein 95%-Szenario auch kontraproduktiv sein können.

2.3.1.4 Energiesystem Deutschland 2050

Das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme veröffentlichte 2013 die Energiesystemstudie „Energiesystem Deutschland 2050“ [24]. Diese ist deutlich weniger umfangreich als bspw. die dena Leitstudie oder die Studie des Forschungszentrum Jülich. Analog zu den anderen Energiesystemstudien ist es Ziel dieser Studie, ein kostenoptimales Energiesystem zu beschreiben, das die Mindestziele der Treibhausgasreduktion (80% und 95%) erfüllt. Dabei werden ebenfalls alle Energieverbrauchssektoren (Strom, Wärme, Mobilität und Industrieprozesse) in die Simulation einbezogen. Zeitreihen der Erzeugung und Nachfrage werden mit einer stündlichen Auflösung dargestellt. Darauf aufbauend wird ein Optimierungsproblem gelöst, das die Minimierung der jährlichen Vollkosten zum Ziel hat. Ergebnisse dieser Optimierung sind unter anderem installierte Leistungen und Speicherdimensionierungen.

2.3.2 Ergebnisse im Vergleich

Grundlage der Erreichung der Klimaziele ist der Ausbau der Erzeugungskapazität aus Erneuerbaren Energien. Die in den Studien angenommenen, installierten Erzeugungskapazitäten sind in Abbildung 2.4 dargestellt. Im Rahmen der dena Leitstudie [12] werden dabei Elektrifizierungsszenarien (DENA EI) und Technologiemixszenarien (DENA TM) betrachtet.

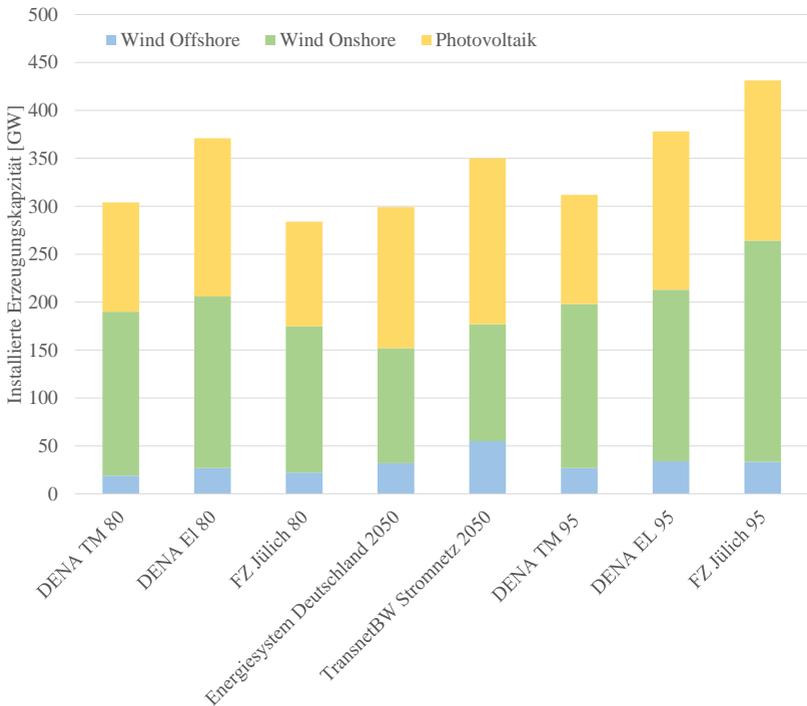


Abbildung 2.4: Installierte Erzeugungskapazität Erneuerbarer Energien

Es wird deutlich, dass für eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80% eine Erzeugungsleistung von mindestens 300 GW notwendig ist. Stand Juli 2020 beträgt die installierten Leistung ca. 125 GW [25]. Der Ausbaubedarf zur Erreichung einer Reduktion um 95% liegt noch höher. Hier sind bis zu 441 GW notwendig [2]. Dieser Ausbau wird nahezu vollständig durch den Ausbau von Photovoltaik und Windkraft erfolgen, da die Potentiale der Wasserkraft und die Nutzung von Biomasse stark beschränkt sind. Nach aktueller Studienlage werden in Deutschland im Jahr 2050 eine Photovoltaikleistung von ca. 160 GW (aktuell ca. 50 GW), Windkraft an Land mit einer installierten Leistung von ca. 180 GW (aktuell ca. 50 GW) und Offshore-Windkraftanlagen mit einer Leistung von 35 GW (aktuell ca. 7 GW) prognostiziert.

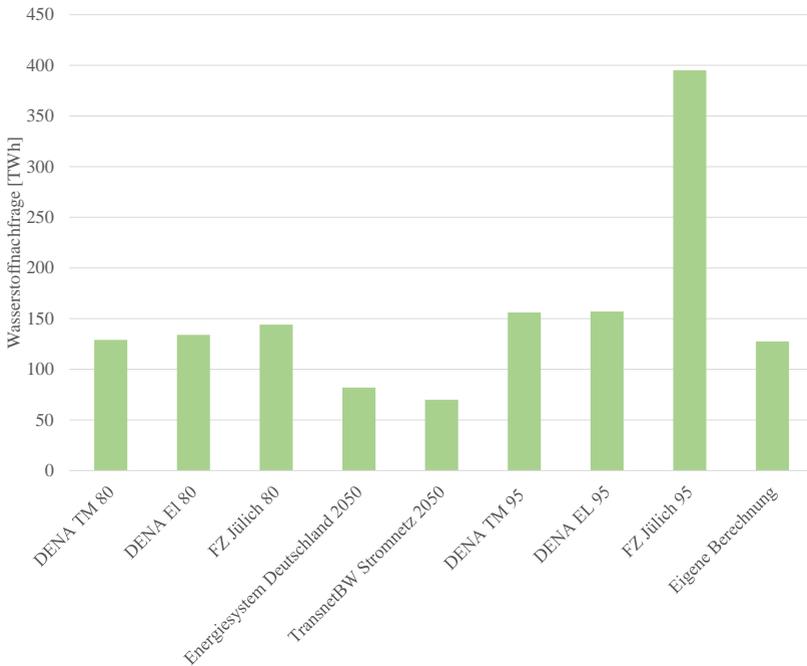


Abbildung 2.5: Wasserstoffnachfrage

Weitere zum Vergleich ausgewählte Ergebnisse mit Fokus Sektorenkopplung sind die prognostizierte Wasserstoffnachfrage und die mögliche Elektrolyseleistung in Deutschland. Die in den betrachteten Studien ermittelten Werte der Wasserstoffnachfrage sind in Abbildung 2.5 dargestellt. Hier sind deutliche Unterschiede in den Ergebnissen zu erkennen. Grund dafür ist, dass bspw. in den eigenen Berechnungen und der Studie Stromnetz 2050 nur die Wasserstoffnachfrage im Verkehrssektor berücksichtigt wird. Doch auch die Annahmen dieser beiden Untersuchungen bzgl. der Wasserstoffnachfrage im Verkehr unterscheiden sich deutlich. In der Studie des FZ Jülich ist in der Wasserstoffnachfrage ebenfalls der industrielle Bedarf (133 TWh) enthalten. Die angenommene Wasserstoffnachfrage im Verkehrssektor liegt mit 145 TWh in einer vergleichbaren Größenordnung mit den eigenen Berechnungen (127,5 TWh) und den Szenarien der dena Leiststudie. Die Studien des ISE und der TransnetBW gehen von einer deutlich geringeren Wasserstoffnachfrage aus. Im Hinblick auf die in der Nationalen Wasserstoffstrategie prognostizierte Wasserstoffnachfrage von 90 bis 110 TWh bereits in 2030 scheinen diese angenommenen Werte zu gering zu sein. Ein Grund dafür ist,

dass die Wasserstoffnachfrage im Wärmesektor an dieser Stelle nicht berücksichtigt wird.

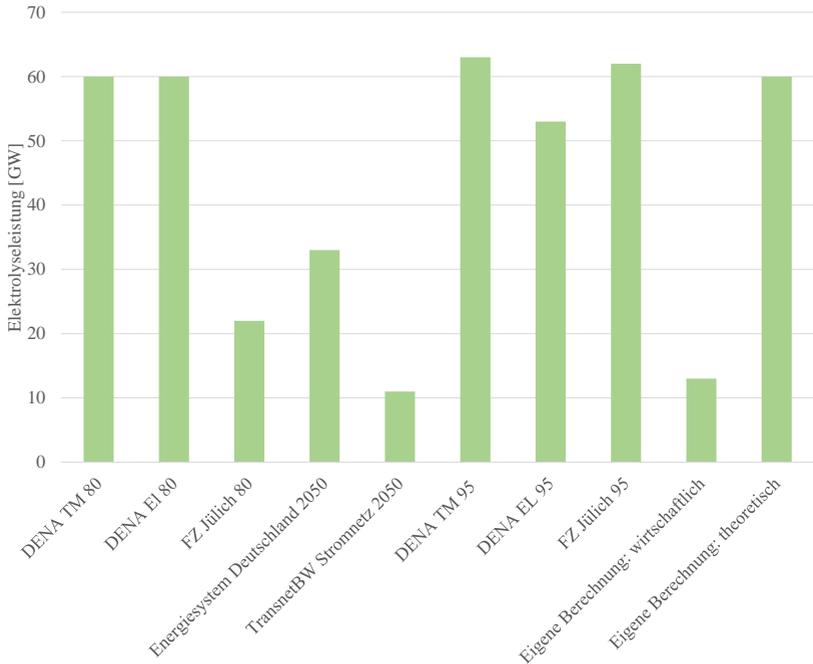


Abbildung 2.6: Elektrolyse in Deutschland

In der Nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung ist ein Ausbau von Elektrolyseanlagen von 10 GW bis zum Jahr 2040 prognostiziert. Der durch die Bundesnetzagentur genehmigte Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2021 umfasst Elektrolyseanlagen von bis zu 10,5 GW in 2040 [4]. Dies geht allerdings auch mit der in [4] prognostizierten, installierten regenerativen Erzeugungsleistung von bis zu 270 GW in 2040 einher. Vergleichbar zu [3] und [4] ist die Annahme der Studie „Stromnetz 2050“. Hier werden für Deutschland 11 GW Elektrolyseleistung in 2050 prognostiziert. Wie die eigene Abschätzung in Kapitel 2.2 zeigt, liegt die wirtschaftliche Produktion von grünem Wasserstoff in dieser Größenordnung. Deutlich höhere Werte von ca. 60 GW werden in den Szenarien der dena Leitstudie und der Studie des FZ Jülich ermittelt. Allerdings liegt diesen Betrachtungen eine volkswirtschaftliche Perspektive zugrunde..

2.4 Zusammenfassung

Das vorangegangene Kapitel liefert einen Überblick über aktuelle Energiesystemstudien im Themenbereich „Sektorenkopplung“, die das Energiesystem Deutschlands im Jahr 2050 beschreiben. Die untersuchten Studien basieren dabei größtenteils auf komplexen Modellen und zahlreichen Annahmen. Dabei wird im Rahmen von Optimierungen eine volkswirtschaftliche Perspektive eingenommen.

Folgende Aussagen werden in sämtlichen betrachteten Studien deutlich:

- zur Erreichung der Klimaziele ist ein deutlicher Ausbau erneuerbarer Energien notwendig,
- durch Elektrifizierung in den Sektoren Wärme und Mobilität steigt die Stromnachfrage deutlich,
- für eine gesamtheitliche Energiewende sind chemische Energieträger wie bspw. Wasserstoff notwendig,
- eine „all-electric world“ ist nicht das Zielbild der Energiewende. Gegen eine „all-electric world“ spricht vor allem die geringe Speicherbarkeit elektrischer Energie.

Durch den Vergleich der Studienergebnisse wird allerdings auch deutlich, dass insbesondere die zukünftige Rolle des Energieträgers Wasserstoff noch mit einer hohen Unsicherheit behaftet ist. Die in den Studien prognostizierte Elektrolyseleistung schwankt beispielsweise zwischen 11 GW und 60 GW. Durch die eigene Betrachtung können diese Werte nun besser interpretiert werden. Während eine Elektrolysekapazität von 60 GW basierend auf den Studienergebnissen aus einer volkswirtschaftlichen Perspektive günstig erscheint, sind aus betriebswirtschaftlicher Sicht potentieller Anlagenbetreiber nur ca. 11 – 13 GW wirtschaftlich. Dieses Spannungsfeld muss in der politischen Diskussion zukünftig gelöst werden. Auch die Wasserstoffnachfrage im Verkehrssektor ist stark von den getroffenen Annahmen und den betrachteten Verkehrsträgern abhängig. Hier divergieren die Ergebnisse ebenfalls stark. Während der Großteil der Studien von einer jährlichen Wasserstoffnachfrage von ca. 150 TWh ausgeht, kommen die Studien [13] und [24] zu deutlich geringen Nachfragewerten. Die eigene Abschätzung zeigt, dass eine Nachfrage in Höhe von 150 TWh ein durchaus realistisch sein kann. Zusätzlich ist noch die Wasserstoffnachfrage der Industrie und ggf. des Wärmesektors zu berücksichtigen. Durch die eigene Potentialbestimmung zeigt sich, dass nur 33 TWh bis 67 TWh Wasserstoff in Deutschland wirtschaftlich produziert werden können.

3 Energiemanagementsysteme als zentrales Element des digitalisierten Energiesystems

Mit dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) [26] regelt der Gesetzgeber unter anderem die Einbaupflicht von digitalen Stromzählern. In privaten Haushalten mit einem Jahresverbrauch ab 6000 kWh wird dieser Einbau ab dem Jahr 2020 verpflichtend. Zusammen mit einem Smart Meter Gateway (SMGW) bildet dieser digitale Zähler ein sogenanntes intelligentes Messsystem (iMSys). Dieses SMGW bietet drei unterschiedliche Schnittstellen: über das lokale Metrologische Netz (LMN) erfolgt die Anbindung des digitalen Zählers, über das Weitverkehrsnetz (WAN) kann eine Kommunikation mit externen Marktteilnehmern, bspw. dem Verteilnetzbetreiber, erfolgen und die Schnittstelle zum Heimnetz (HAN) kann z.B. zur Kommunikation mit steuerbaren Geräten wie Wärmepumpen, Photovoltaikanlagen oder Ladepunkten für Elektrofahrzeugen verwendet werden [27]. Somit ist die Kommunikationsstruktur vorgegeben. Für alle folgenden Betrachtungen wird eine Kompatibilität zu dieser Kommunikationsstruktur angestrebt, um eine Übertragbarkeit auf reale Systeme zu ermöglichen.

3.1 Energiemanagementsysteme

Im Rahmen dieser Arbeit bezeichnen Energiemanagementsysteme technische Systeme zur automatisierten, prognosebasierten Optimierung und Steuerung von Komponenten wie bspw. Speichern oder Wärmeerzeugern. Dies ist nicht zu verwechseln mit Energiemanagementsystemen nach ISO 50001, einem organisatorischen Prozess zur Energieeffizienzsteigerung in Unternehmen [28].

In der Literatur lassen sich zahlreiche Untersuchungen zur Optimierung des Energieeinsatzes in Gebäuden finden. Einen guten Überblick über Arbeiten in Themenfeld „Gebäudeenergiemanagement“ liefern die Ausführungen in [29]. Der Aspekt der „Smart Buildings“ ist auch Bestandteil im Entwicklungsprozess der Standardisierungsstrategie des BSI zur sektorenübergreifenden Digitalisierung [27, 30].

3.1.1 Der Hub als abgeschlossenes System

Ein grundlegendes Element der entwickelten, koordinativen Optimierung sind die sogenannten *Hubs*. Als ein Hub wird dabei im Folgenden ein abgeschlossenes Energiesystem bezeichnet, das durch eine zentrale Einheit gesteuert werden kann. Dies umfasst sämtliche Verbraucher, Erzeuger und Speicher des Energiesystems, die zur Deckung der Nutzernachfrage notwendig sind. Dazu zählen neben der Stromnachfrage auch der Wärme- und Mobilitätsbedarf.

Ein Hub verfügt über Schnittstellen zu den Netzen der öffentlichen Versorgung, also Strom- und Gasnetz. Auch die Anbindung an ein Wärmenetz ist möglich. Beispiele für einen Hub können ein Einfamilienhaus mit Wärmepumpe und Elektrofahrzeug, eine Power-to-Gas-Anlage, ein Industriebetrieb oder auch ein gesamtes städtisches Quartier mit eigener Energieverteilung sein.

3.1.1.1 Das Energy-Hub Konzept

Die Beschreibung sektorenübergreifender Optimierungen ist auch die Zielstellung des „*Energy-Hub*“-Konzeptes, das in [31] und [32] dargestellt wird. Ein Energy-Hub ist dabei die Zusammenfassung eines abgeschlossenen Energiesystems, das die eingangseitigen Schnittstellen zu den Energienetzen (Strom, Gas, Wärme) mit den ausgangseitigen Verbrauchs- oder auch Einspeiseprofilen durch ein lineares Gleichungssystem verknüpft.

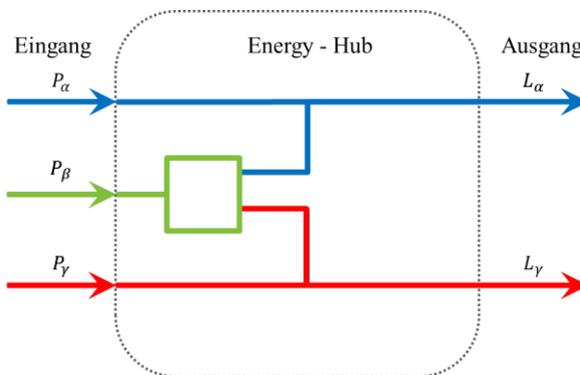


Abbildung 3.1: Grundlegende Energy-Hub Struktur (vgl. [31])

Eine Vielzahl weiterer Arbeiten basiert auf der Grundlage des Energy-Hub-Konzeptes. In [33] wird beispielsweise die Berücksichtigung von Speichern adressiert. Die Einbindung von Energy Hubs in eine Bi-Level-Optimierung ist Gegenstand der Simulationen in [34]. Hierbei wird die Anbindung der Energy Hubs an Strom- und Gasnetz untersucht. Im Gegensatz zur vorliegenden Arbeit werden hierbei jedoch keine dynamischen Optimierungsprobleme betrachtet.

3.1.1.2 Das Power-Nodes-Modelling-Framework

Ein weiterer Ansatz aus der Literatur ist das in [35] beschriebene, generische Power-Nodes-Modelling-Framework. Die generelle Struktur eines Power Node ist in Abbildung 3.2 dargestellt. Analog zu einem Energy Hub bildet der Power Node auch hier die Schnittstelle zwischen Bedarfs- oder Erzeugungsprofilen und öffentlichen Netz. Allerdings wird in [35] nur der Energieträger „Strom“ betrachtet. Da der Fokus explizit auf der Energiespeicherung liegt, sind hier Speicherverluste gesondert aufgeführt.

Der ursprüngliche Power-Node-Ansatz ist zunächst nicht für die Betrachtung sektorenübergreifender Energiesysteme geeignet. Aus diesem Grund wurde das Power-Nodes-Modell in [36] erweitert. Hierbei werden Schnittstellen zu Strom-, Gas- und Wärmesammelschienen hinzugefügt, um eine sektorenübergreifende Optimierung zu ermöglichen. Somit können die im Rahmen dieser Arbeit formulierten Hubs auch als erweiterte Power-Nodes begriffen werden.

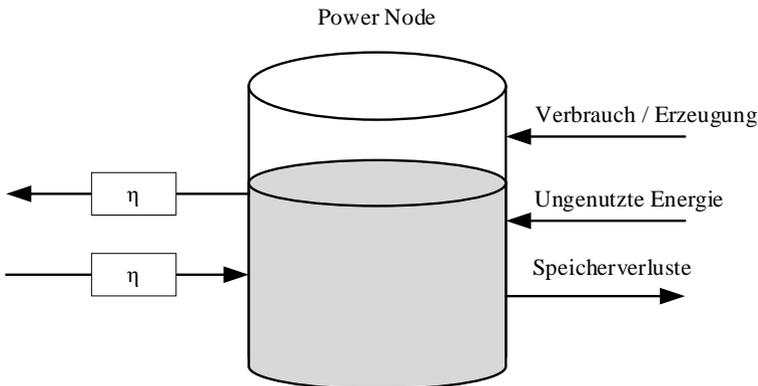


Abbildung 3.2: Generelle Struktur eines Power Nodes (eigene Darstellung nach [35])

3.1.2 Struktur von Optimierungsproblemen

Ziel der Lösung eines Optimierungsproblems ist zunächst die Minimierung einer gegebenen Zielfunktion $f(x)$. Diese wird auch als Kostenfunktion bezeichnet, da in Optimierungsproblem häufig eine Kostenminimierung betrachtet wird. Die Variablen des Zustandsvektors x werden als Zustandsvariablen bezeichnet.

$$\min_x f(x) \quad (3.1)$$

Die Zielstellung der Optimierung muss jedoch nicht zwangsläufig eine Kostenminimierung sein. Im Rahmen dieser Arbeit wird bspw. auch die Einhaltung eines gegebenen Lastprofils als Zielfunktion verwendet.

Einen wichtigen Teil des Optimierungsproblems bilden die einzuhaltenden Randbedingungen. Diese sind in den folgenden Gleichungen allgemein beschrieben.

$$A_{eq}x = b_{eq} \quad (3.2)$$

$$Ax \leq b \quad (3.3)$$

$$g(x) = 0 \quad (3.4)$$

$$h(x) \leq 0 \quad (3.5)$$

$$lb \leq x \leq ub \quad (3.6)$$

Neben den linearen (Un-)Gleichheitsbedingungen (3.2) und (3.3) können auch die nichtlineare Zusammenhänge (3.4) und (3.5) sowie Schranken (3.6) verwendet werden. Diese Gleichungssysteme enthalten im Folgenden die mathematischen Modelle der einzelnen Komponenten oder auch zu erfüllende Nutzervorgaben.

3.1.2.1 Dynamische Optimierung unter Randbedingungen

Bei den im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Optimierungsproblemen handelt es sich um zeitdiskrete dynamische Optimierungsprobleme. Als dynamisches Optimierungsproblem wird dabei nach [37] ein Optimierungsproblem bezeichnet, bei dem der Zustand x zum Zeitpunkt $t+1$ von der Eingangsgröße $u(t)$ und dem Zustand $x(t)$ abhängig ist. Ein anschauliches Beispiel für einen dynamischen Prozess ist der Betrieb eines Batteriespeichers. Hier hängt der Ladezustand zum Zeitpunkt $t+1$ von der Ladeleistung und dem Ladezustand zum Zeitpunkt t ab.

Um beispielsweise die optimalen Einsatzfahrpläne für einen gegebenen Zeitraum zu bestimmen, muss das resultierende Optimierungsproblem über alle Zeitschritte aufgebaut und gelöst werden. Somit können direkt dynamische Zusammenhänge wie Speichertzustände oder An- und Ausschalt Dauern berücksichtigt werden.

Der Zustandsvektor des Optimierungsproblems besteht damit aus den Systemzuständen über den gesamten Zeitraum. Dies lässt sich folgendermaßen beschreiben:

$$x = [x_1 \ x_2 \ \dots \ x_i \ \dots \ x_T] \quad (3.7)$$

Die Zielfunktion lässt sich als Summenfunktion über alle Zeitschritte T beschreiben. Hierbei können sich jedoch auch verwendete Konstanten C_t in den einzelnen Zeitschritten unterscheiden. Auf diese Weise können bspw. dynamische Strompreise berücksichtigt werden.

$$\min_x \sum_{t=1}^T f(x_t, C_t) \quad (3.8)$$

3.1.2.2 Lösung gemischt-ganzzahliger Optimierungsprobleme

Bedingt durch reale Zusammenhänge sind nicht alle Zustandsvariablen kontinuierlich. So kann es z.B. notwendig sein zur Berücksichtigung von Schaltzuständen binäre, also ganzzahlige Variablen zu definieren. Die in [38] veröffentlichten Ergebnisse zeigen die Möglichkeit der Lösung nichtlinearer, gemischt-ganzzahliger Optimierungsprobleme mithilfe des Solvers Bonmin [39]. Hierbei sind jedoch lange Rechenzeiten auch bei begrenzter Problemgröße zu beobachten. Im Rahmen dieser Arbeit werden deshalb lineare Nebenbedingungen in gemischt-ganzzahligen Problemen verwendet.

Ein Verfahren zur Lösung gemischt-ganzzahliger Optimierungsprobleme ist bspw. das „*Branch-and-Bound*“-Verfahren. Dabei wird ein Entscheidungsbaum aufgebaut, um die beste Kombination ganzzahliger Variablen zu bestimmen. Dazu ist allerdings die Lösung zahlreicher Optimierungsprobleme notwendig. Eine eingehendere Darstellung der relevanten Lösungsverfahren kann [40] entnommen werden.

3.2 Modellbildung

Die Randbedingungen der Hub-Betrieboptimierungen enthalten die mathematischen Zusammenhänge, die das Verhalten der betrachteten Komponenten beschreiben. Mögliche Komponenten eines Hubs sind in Abbildung 3.3 skizziert. Diese lassen sich unterteilen in Erzeuger oder Umwandlungstechnologien, Speicher und Verbraucher. Beispiele für Umwandlungstechnologien sind Blockheizkraftwerke, die Gas in Strom und Wärme umwandeln oder Wärmepumpen und Heizstäbe, die Strom in Wärme umwandeln.

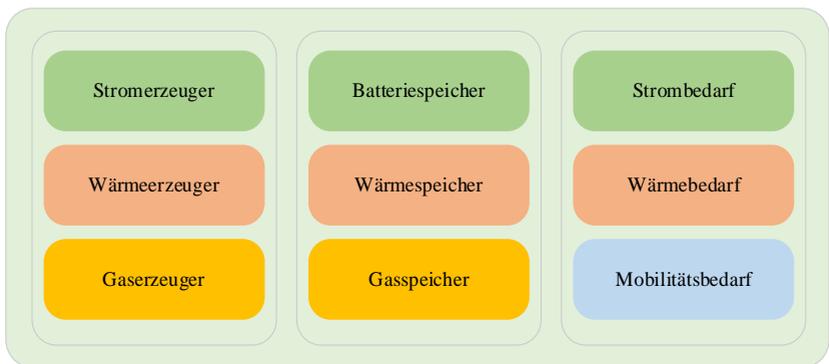


Abbildung 3.3: Mögliche Komponenten eines Hubs

Ein Beispiel eines betrachteten Hubs ist in Abbildung 3.4 dargestellt. Dieser hat Schnittstellen zu Gas- und Stromnetz und enthält eine Photovoltaikanlage, eine Ladestation für Elektrofahrzeuge, ein Blockheizkraftwerk, einen Heizstab zur Deckung der thermischen Spitzenlast und einen Wärmepufferspeicher. Der Wärme- und Haushaltsstrombedarf wird jeweils als Zeitreihenprofil berücksichtigt.

Diese Komponenten können in einem mathematischen Modell beschrieben werden. In den nachfolgenden Abschnitten sind die mathematischen Beschreibungen einzelner Komponenten dargestellt. Dies umfasst die verwendeten Last- und Einspeisepprofile, Speicher- und Heizungstechnologien sowie Elektromobilität und Power-to-Gas.

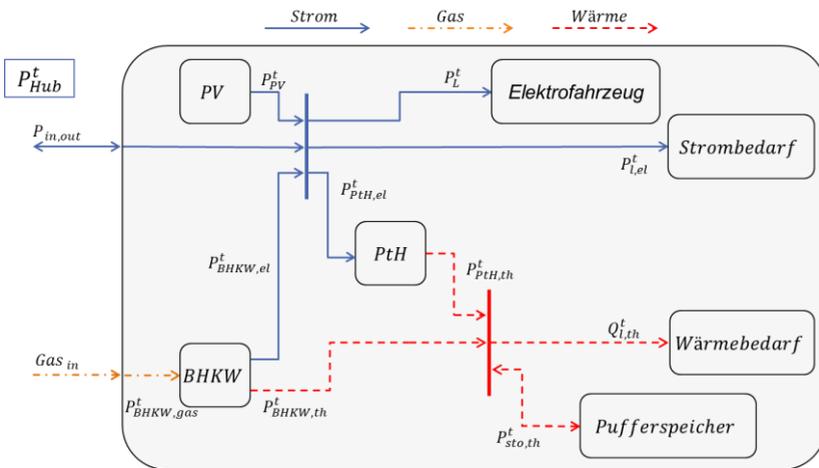


Abbildung 3.4: Beispiel eines Hubs mit BHKW, Elektrofahrzeug und Heizstab [41]

3.2.1 Last- und Einspeisepprofile

In den folgenden Abschnitten werden die in dieser Arbeit verwendeten Last- und Einspeisepprofile zur Beschreibung des Verhaltens einzelner Haushalte näher beschrieben. Dabei sind neben dem elektrischen Wirkleistungslastprofil und der Einspeisung aus Photovoltaik das thermische Lastprofil relevant.

3.2.1.1 Elektrisches Lastprofil

Die Charakterisierung von Haushaltslasten erfolgt von Seiten eines Verteilnetzbetreibers in der Regel mithilfe eines Standardlastprofils, dem sogenannten H0-Profil. Dieses Standardlastprofil beschreibt jedoch nur das Lastverhalten einer größeren Anzahl von Haushalten und kann deshalb nicht zur Beschreibung einzelner Haushalte herangezogen werden. Nach [42] eignen sich Standardlastprofile erst ab 150 Haushalten zur Nachbildung des Gesamtlastverhaltens.

Aus diesem Grund haben sich in den letzten Jahren zahlreiche Arbeiten mit der Erstellung individueller Lastprofile beschäftigt [42, 43]. Prinzipiell lassen sich die in diesen Arbeiten erstellen Lastprofilgeneratoren in zwei Gruppen einteilen. Die Erstellung der synthetischen Lastprofile, bspw. in [42], beruht auf einer statistischen Analyse zahlreicher gemessener Gesamtlastgänge einzelner Haushalte. Die mithilfe von [43] erstellten

Lastprofile basieren dagegen auf zahlreichen, gemessenen Einzelverbrauchern, wie beispielsweise Waschmaschinen, Kühlschränken, Fernsehern etc., die anhand von Modellen zur Beschreibung menschlicher Verhaltensweisen zu Gesamtlastgängen des jeweiligen Haushalts zusammengefügt werden.

Wie aus der genannten Literatur hervorgeht, eignen sich prinzipiell beide grundlegenden Ansätze zur Beschreibung individueller Lastgänge. Doch während für den Bottom-up-Ansatz zahlreiche Informationen über die Bewohner des Haushalts sowie über verfügbare Elektrogeräte notwendig sind, stellen statistische Ansätze lediglich einen generischen Haushalt dar und benötigen daher keine detaillierten Informationen.

3.2.1.2 Standardlastprofile im Gassektor

Im Gegensatz zum Stromsektor ist im Gassektor die Verwendung von Standardlastprofilen (SLP) zur Beschreibung der Gasentnahme einzelner Gebäude üblich. Die Anwendung dieser Standardlastprofile ist in §24 der Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (GasNZV) [44] beschrieben. Hier erfolgt eine Unterscheidung der Standardlastprofiltypen für Gewerbetreibende, Kochgas- und Heizgaskunden. Im Rahmen dieser Arbeit wurde die Ausgestaltung dieses SLP-Verfahrens in Form der SigLinDe-Profilen verwendet [45].

Die benötigte, tägliche Gasmenge Q ist dabei abhängig von der Allokationstemperatur ϑ_{allok} , einem spezifischen Kundenwert KW und dem dimensionslosen Wochentagsfaktor F_{WT} . Der Kundenwert wird aus historischen Verbrauchsdaten ermittelt. Üblicherweise wird dazu der Jahresverbrauch der Entnahmestelle Q_N herangezogen und mithilfe der Standardlastprofilfunktion $h(\vartheta_{\text{allok}})$ ein Kundenwert ermittelt. Dieser kann daraufhin für das Folgejahr als Skalierungsfaktor verwendet werden.

$$Q(\vartheta_{\text{allok}}) = KW \cdot h(\vartheta_{\text{allok}}) \cdot F_{\text{WT}} \quad (3.9)$$

$$KW = \frac{Q_N}{\sum_{i=1}^N h(\vartheta_{\text{allok},i}) \cdot F_{\text{WT},i}} \quad (3.10)$$

Während der Kundenwert historische Gasverbrauchsdaten und historische Temperaturwerte an der entsprechenden Entnahmestelle berücksichtigt, fließen durch die Verwendung einer Allokationstemperatur ϑ_{allok} die Tagesmitteltemperaturen der drei vorangegangenen Tage (ϑ_{D-3} bis ϑ_D) mit in die Berechnung ein. Dadurch wird die thermische Speicherfähigkeit des Gebäudes berücksichtigt [45].

$$\vartheta_{\text{allok},D} = \frac{\vartheta_D + 0,5 \cdot \vartheta_{D-1} + 0,25 \cdot \vartheta_{D-2} + 0,125 \cdot \vartheta_{D-3}}{1 + 0,5 + 0,25 + 0,125} \quad (3.11)$$

Die Lastprofilfunktion $h(\vartheta_{\text{allok}})$ beschreibt den Zusammenhang von Allokationstemperatur und resultierendem Gasbedarf. Sie besteht in den verwendeten SigLinDe-Profilen aus einem Sigmoid- und einem Linearanteil, die additiv überlagert werden. Eine Übersicht über die verwendeten Koeffizienten ist in Kapitel **A.1** dargestellt. ϑ_0 entspricht 40°C .

$$h(\vartheta_{\text{allok}}) = \left[\left(\frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta_{\text{allok}} - \vartheta_0} \right)^C} \right) + D \right] + \left[\max \left\{ \begin{array}{l} m_H \cdot \vartheta_{\text{allok}} + b_H \\ m_W \cdot \vartheta_{\text{allok}} + b_W \end{array} \right\} \right] \quad (3.12)$$

Die auf diese Weise errechnete Tagesgasmenge kann nun entsprechend der in [46] aufgeführten prozentualen Aufteilungen, den sogenannten Stundenfaktoren, für die jeweiligen Gebäudetypen auf die einzelnen Stunden des Tages aufgeteilt werden. Mit der Annahme, dass die Gasabnahme innerhalb dieser Stunde konstant ist, kann ein Lastprofil mit höherer zeitlicher Auflösung (bspw. 15 Minuten) abgeleitet werden.

3.2.1.3 Thermisches Lastprofil

Die benötigte Raumwärme stellt die mit Abstand größte Endenergienutzung in privaten Haushalten dar. Aus diesem Grund ist die Wärmeerzeugung eine essentielle Einflussgröße zur Dekarbonisierung des Energieversorgungssystems.

Im Wesentlichen wird die benötigte thermische Energie zur Erzeugung von Raumwärme durch die Außentemperatur, die gewünschte Raumtemperatur und die Eigenschaften der jeweiligen Gebäudehülle beeinflusst. Den in dieser Arbeit durchgeführten Simulationen liegt ein im Rahmen des Projektes RegEnKibo gemessenes Temperaturprofil einer süddeutschen Kleinstadt zugrunde. Dieses ist in Abbildung 3.5 dargestellt.

Basierend auf diesem gemessenen Temperaturprofil sind mehrere Ansätze zur Bestimmung eines thermischen Lastprofils möglich. Während in [42] der Bedarf an thermischer Energie basierend auf DIN V 18599, vgl. [47, 48], bestimmt wird, sollen im Rahmen dieser Arbeit zwei weitere Ansätze berücksichtigt werden.

Ein erster Ansatz besteht darin, aus entsprechenden Standardlastprofilen des Gassektors Rückschlüsse auf den Bedarf an thermischer Energie zu ziehen. Dazu werden die in [49] untersuchten Wirkungsgrade bestehender Heizungsanlagen betrachtet. Durch einfache Multiplikation des Gasbedarfs mit dem Wirkungsgrad kann somit die erzeugte thermische Energie berechnet werden.

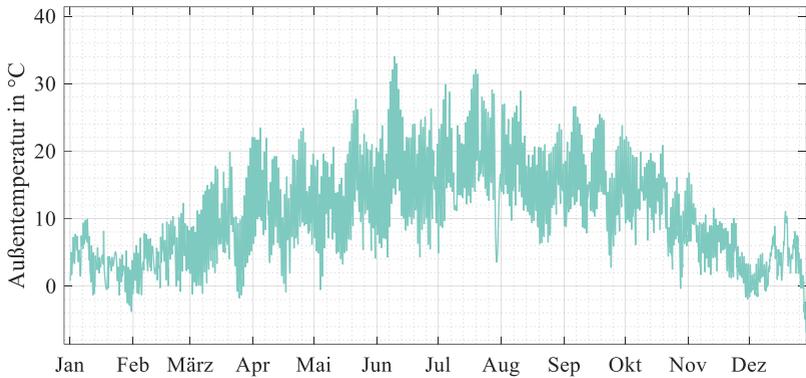


Abbildung 3.5: Gemessene Außentemperatur

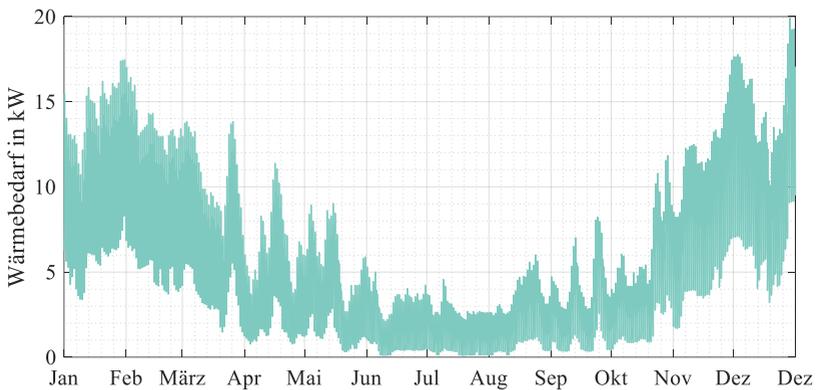


Abbildung 3.6: Thermisches Lastprofil MFH basierend auf Gas-Standardlastprofil

Eine weitere Möglichkeit zur Berechnung des thermischen Bedarfs stellt die Modellierung der Gebäudehülle dar. Dazu wird die frei verfügbare MATLAB-Toolbox „bldg“ [50] und das zuvor dargestellte, gemessene Temperaturprofil in einer süddeutschen Kleinstadt verwendet. Die Parametrisierung einzelner Gebäudetypen erfolgt dabei auf Basis der im Forschungsprojekt RegEnKibo verwendeten, validierten Modelle. In [7] sind die verwendeten Parameter veröffentlicht. Einzige Eingangsgröße in dieser

Simulation ist die gemessene Außentemperatur. Für detailliertere Betrachtungen des Wärmebedarfs sollte das Lüftungsverhalten sowie vor allem auch die solare Einstrahlung mitberücksichtigt werden. Dies wird hier vereinfachend vernachlässigt.

In Abbildung 3.7 ist der Jahresverlauf des Wärmebedarfs exemplarisch für drei verschiedene Gebäudetypen dargestellt. Den geringsten Wärmebedarf weist hier das Einfamilienhaus (EFH) auf. Der Wärmebedarf des Mehrfamilienhauses (MFH) liegt leicht über dem abgeschätzten Wärmebedarf des MFH in Abbildung 3.6. Der mit Abstand größte Wärmebedarf ist für ein großes Mehrfamilienhaus (GMFH) zu verzeichnen. In allen durchgeführten Simulationen wird dabei eine Raumsolltemperatur von 22°C angenommen. Daraus resultieren auch negative Werte des Wärmebedarfs. Dies kann als Raumkühlungsbedarf interpretiert werden. Dieser Aspekt wird hier jedoch nicht weiter betrachtet.

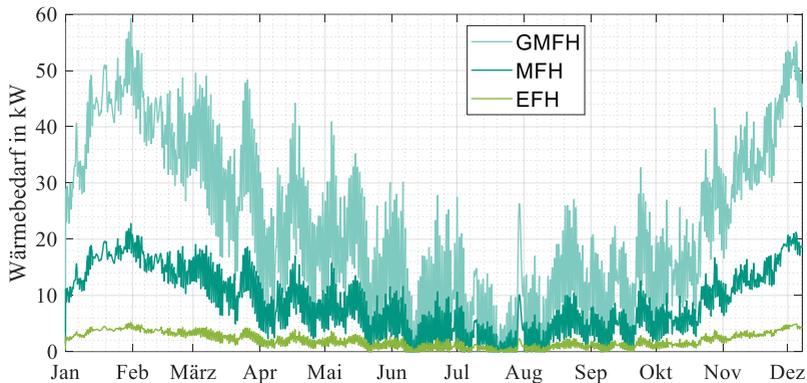


Abbildung 3.7: Thermische Lastprofile auf Basis der Gebäudesimulationen

Im weiteren Verlauf werden die thermischen Lastprofile auf Basis der Gas-Standardlastprofile verwendet. Diese bilden zusätzliche Effekte wie Lüftungsverhalten oder solare Einstrahlung ab. Der somit leicht niedrigere Wärmebedarf scheint deshalb realistischer.

3.2.1.4 Einspeisung aus Photovoltaik

Die elektrische Einspeiseleistung von Photovoltaikanlagen wird anhand einer real gemessenen Referenzanlage abgebildet (siehe Abbildung 3.8). Dieses Profil aus dem Jahr

2014 liegt mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten vor und wird zunächst auf die maximale Einspeiseleistung normiert. Im Folgenden kann dieses Profil dann zur Abbildung von Anlagen verschiedener Größe verwendet werden. Dazu wird der dimensionslose Wert des normierten Referenzprofils mit der maximal möglichen Einspeiseleistung der modellierten Anlage multipliziert.

Der Standort der Referenzanlage entspricht derselben Kleinstadt, deren gemessenes Temperaturprofil der vorangegangenen Wärmebedarfsberechnung zu Grunde liegt. Somit liegen PV-Einspeisung und thermischer Bedarf, die beide aufgrund der Abhängigkeit von Temperatur und Sonneneinstrahlung korrelieren, für denselben Ort und das selbe Jahr vor.

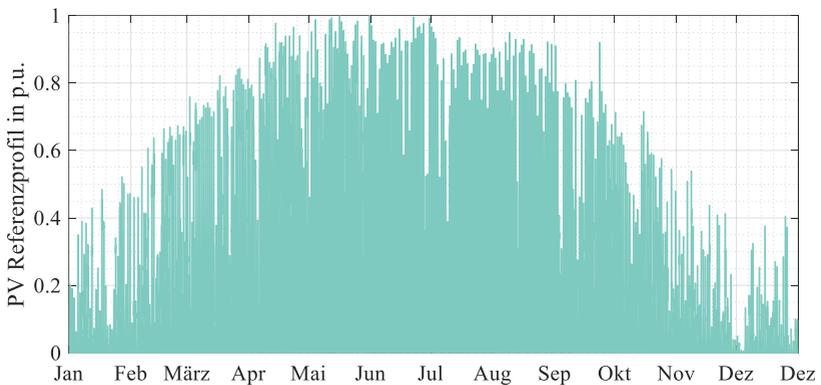


Abbildung 3.8: Normiertes PV-Referenzprofil

3.2.2 Speichertechnologien

Es werden verschiedene Energiespeichertechnologien berücksichtigt, die eine entscheidende Rolle zur Betriebsoptimierung von Energiesystemen einnehmen. Die durch die Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch entstehenden Freiheitsgrade tragen entscheidend zur Flexibilisierung des jeweiligen Energieversorgungssystems bei. Im Folgenden werden sowohl elektrochemische Energiespeicher in Form von Lithium-Ionen-Batterien als auch thermische Energiespeicher berücksichtigt.

Sämtliche Energiespeichertechnologien werden dabei durch die folgenden generischen Zusammenhänge beschrieben. Diese umfassen eine Energiebilanzgleichung (3.13) sowie Beschränkungen von Speicherleistung und speicherbarer Energie.

$$E_S^t - E_S^{t-1} - \Delta t \cdot b_L \cdot P_{S,L}^t \cdot \eta_{S,L} + \Delta t \cdot b_E \cdot P_{S,E}^t \cdot \frac{1}{\eta_{S,E}} - \alpha_{SE} \cdot E_S^{t-1} = 0 \quad (3.13)$$

Dabei ist die zum Zeitpunkt t gespeicherte Energie E_S^t abhängig von der im vorangegangenen Zeitschritt $t-1$ gespeicherten Energie E_S^{t-1} . $P_{S,L}^t$ beschreibt die Ladeleistung, $P_{S,E}^t$ die Entladeleistung zwischen diesen Zeitpunkten. $\eta_{S,L}$ und $\eta_{S,E}$ beschreiben die Wirkungsgrade des Lade- bzw. Entladevorgangs. α_{SE} stellt den Selbstentladungskoeffizienten des Speichersystems dar.

Um ein gleichzeitiges Laden und Entladen des Speichers zu vermeiden werden die binären Variablen b_L und b_E verwendet. Durch den Zusammenhang (3.14) kann immer nur eine der Variablen den Wert 1 annehmen. Somit befindet sich der Speicher grundsätzlich immer im Lade- bzw. Entlademodus. Soll der Speicher nicht verwendet werden, muss die (Ent-)Ladeleistung den Wert 0 annehmen.

$$b_E + b_L = 1 \quad (3.14)$$

$$0 \leq P_{S,E}^t \leq P_{S,max} \quad (3.15)$$

$$0 \leq P_{S,L}^t \leq P_{S,max} \quad (3.16)$$

$$E_{S,min} \leq E_S^t \leq E_{S,max} \quad (3.17)$$

3.2.2.1 Batteriespeicher

Der Einsatz von Lithium-Ionen-Batteriespeichern zur Optimierung des Strombezugs privater Haushalte wurde in zahlreichen vorangegangenen Arbeiten detailliert analysiert [29, 42, 51]. Die Arbeiten in [42] beruhen bspw. auf Impedanz-Messdaten von Pouch-Zellen und berücksichtigen darüber hinaus auch das Alterungsverhalten des Batteriespeichers in Abhängigkeit von der Betriebsweise. Eine derart detaillierte Betrachtung soll an dieser Stelle jedoch nicht der Fokus dieser Arbeit sein, um auf diese Weise das Optimierungsmodell zu vereinfachen.

Da die in den folgenden Kapiteln dargestellte prognosebasierte Optimierung durch die Berücksichtigung von Wärmepumpen und Blockheizkraftwerken auch ganzzahlige oder binäre Entscheidungsvariablen enthält, sollen die Randbedingungen zur

Beschreibung des Batterieverhaltens linear formuliert werden. Dies ermöglicht eine schnellere Berechnungsdauer, da somit nichtlineare, gemischt-ganzzahlige Optimierungsprobleme (MINLP) vermieden werden können. Deshalb muss das verwendete Batteriespeichermodell entsprechend vereinfacht werden.

Gleichung (3.13) beschreibt die Energiebilanz des Speichers. Die zum Zeitschritt t im Speicher gespeicherte Energie E_B^t ist dabei abhängig von der im Zeitschritt $t-1$ gespeicherten Energie E_B^{t-1} sowie der Lade- bzw. Entladeleistung P_B^t und der Selbstentladung $\alpha_{SE} \cdot E_S^{t-1}$. Zur Vereinfachung wird hier nicht zwischen einer Lade- und Entladeeffizienz unterschieden. Als mittlerer Lade-/Entladewirkungsgrad η_S werden 95 % angenommen [5]. Darüber hinaus wird die Selbstentladung α_{SE} der Batterie berücksichtigt. Diese ist mit bis zu 0,041 %/Tag allerdings sehr gering [5].

Neben der Energiebilanz des Speichersystems werden durch die Gleichungen (3.15) - (3.17) Beschränkungen der Lade- bzw. Entladeleistung P_B^t und der im Speicher gespeicherten Energie berücksichtigt. Durch die Wahl konstanter minimaler und maximaler Leistungen kann das in der Realität eingesetzte IU-Ladeverhalten (Konstantstrom-Konstantspannung) allerdings nicht berücksichtigt werden.

3.2.2.2 Thermische Speicher

Thermische Speicher lassen sich in sensible, latente und thermochemische Speicher unterteilen. Im Folgenden wird der Einsatz von sensiblen Speichern, wie z.B. Pufferspeichern, betrachtet. Die sensible Wärmespeicherung erfolgt durch eine Temperaturänderung des Speichermediums. Hierzu wird meistens Wasser eingesetzt. Die thermische Lade-/ Entladeleistung kann mithilfe der Masse m , der spezifischen Wärmekapazität des Speichermediums c_p und der resultierenden Temperaturänderung ΔT berechnet werden:

$$P_S \cdot \Delta t = \Delta Q = m \cdot c_p \cdot \Delta T \quad (3.18)$$

Für das am häufigsten eingesetzte Speichermedium Wasser beträgt die spezifische Wärmekapazität 4,19 kJ/(kg K) [5]. Zur vereinfachten Beschreibung des sensiblen Wärmespeichers gelten ebenfalls die generischen Speichergleichungen (3.13) bis (3.17). Nach [5] beträgt der Wirkungsgrad des Speichersystems 75 %.

Die latente Wärmespeicherung nutzt die Phasenwechselenthalpie des Speichermediums zur Speicherung von Energie. Das Speichermedium ändert somit seinen Aggregatzustand während des Lade- oder Entladevorgangs. Die entscheidende Eigenschaft des Speichermediums ist seine spezifische Phasenwechselenergie s . Diese beschreibt die

massebezogene Energieaufnahme oder – abgabe. Kommerziell erhältliche, latente Speicher sind Eisspeicher. Hier wird Wasser ($s = 333,5 \text{ kJ/kg}$) als Speichermedium eingesetzt. Die im Zeitraum Δt gespeicherte Energie lässt sich mithilfe der Masse und der spezifischen Phasenwechselenergie berechnen.

$$P_S \cdot \Delta t = \Delta Q = m \cdot s \quad (3.19)$$

Im Gegensatz zur Beschreibung der sensiblen Wärmespeicherung wird der Latentwärmespeicher mithilfe einer angepassten Energiebilanzgleichung beschrieben, die auf dem Wasservolumen im Speicher beruht. Daraus lässt sich der Speicherzustand ableiten. Das Wasservolumen V_W^t im Zeitschritt t ist dabei abhängig vom Wasservolumen V_W^{t-1} im vorherigen Zeitschritt und dem im Zeitraum Δt umgewandelten Wasservolumen.

$$V_W^t = V_W^{t-1} + \frac{\Delta t}{\rho_{ice} \cdot s} \cdot (\eta_L \cdot Q_{zu}^t - Q_{ab}^t) \quad (3.20)$$

Dieses ist abhängig von der Dichte des Eises ρ_{ice} , der Phasenwechselenergie s , der zugeführten Wärme Q_{zu}^t und der entnommenen Wärme Q_{ab}^t .

$$0 \leq V_W^t \leq V_{W,max} \quad (3.21)$$

Darüber hinaus ist das Wasservolumen auf ein maximales Volumen beschränkt. Der Wirkungsgrad η_L von 90% wird vereinfachend bei der Wärmezufuhr berücksichtigt [5].

3.2.3 Wärmeerzeuger

Eine zentrale Rolle im Energiesystem auf Haushaltsebene kommt der Wärmeerzeugung zu. Da die Raum- und Brauchwasserwärme den Hauptanteil des Energieeinsatzes im Gebäudebereich ausmachen, liegen hier die größten Potentiale zur klimaneutralen Umgestaltung des Energiesystems.

In den folgenden Abschnitten werden die in den Optimierungsmodellen verwendeten mathematischen Zusammenhänge zur Beschreibung der Wärmeerzeugungskomponenten erläutert. Betrachtet werden hierbei zunächst elektrisch angetriebene Wärmepumpen und Blockheizkraftwerke mit Gasmotor. Da ein monovalenter Betrieb, also ein Betrieb als alleinige Wärmequelle, aufgrund der notwendigen Überdimensionierung der Anlage i.d.R. nicht wirtschaftlich ist, werden zusätzliche Wärmequellen zur

Spitzenlastdeckung eingesetzt. Hier werden vereinfachte Modelle eines Elektrodenheizstabs und eines gasbefeuerten Spitzenlastkessels betrachtet.

3.2.3.1 Wärmepumpen

Elektrisch angetriebene Wärmepumpen bieten eine effiziente Methode, um elektrische Energie und Umgebungswärme in thermische Energie umzuwandeln. Die prinzipielle Funktionsweise der Wärmepumpe ist in Abbildung 3.9 dargestellt. Einer externen Wärmequelle (bspw. Luft, Wasser oder dem Erdreich) wird Wärme entzogen und im Verdampfer auf das eingesetzte Kältemittel (z.B. R410A) übertragen, welches dadurch gasförmig wird. Der überhitzte Kältemitteldampf wird anschließend mithilfe des durch einen Asynchronmotor angetriebenen Verdichters auf einen höheren Druck gebracht. Durch die anschließende Kondensation wird Wärme mithilfe des Wärmetauschers an den versorgten Heizkreislauf abgegeben. Ein Expansionsventil reduziert den Druck des Kältemittels wieder auf den Ausgangszustand.

Eine Kenngröße zur Charakterisierung der Wärmepumpe ist der Coefficient of Performance (COP). Er beschreibt das Verhältnis von thermischer Leistung $P_{HP,th}^t$ und der notwendigen elektrischen Leistung $P_{HP,el}^t$ im Zeitschritt t . Aufgrund der Nutzung der Umweltwärme ist dieser Wert stets größer 1.

$$\dot{Q}_{HP,th} = P_{HP,th}^t = COP(T_{sek} - T_{Amb}) \cdot P_{HP,el}^t \quad (3.22)$$

Der COP ist allerdings nicht konstant, sondern hängt von der Differenz zwischen Außentemperatur T_{Amb} und der Temperatur des sekundären Kreislaufs T_{sek} (z.B. einer Pufferspeichertemperatur) ab. Gleichung (3.21) kann entweder direkt in einem nichtlinearen Optimierungsmodell integriert werden oder zu einem linearen Zusammenhang vereinfacht werden. Wird der COP in Abhängigkeit der Zustandsvariable T_{sek} beschrieben, ist das Modell durch die Multiplikation mit der Zustandsvariable $P_{HP,el}^t$ nichtlinear. Unter Annahme einer konstanten Sekundärtemperatur stellt der COP lediglich eine außentemperaturabhängige Konstante dar, die apriori berechnet werden kann und Gleichung (3.21) wird somit linear. Dies stellt insbesondere zur Beschreibung von An-/Ausgesteuerten Wärmepumpen eine sinnvolle Herangehensweise dar, da je nach gewählter Zielfunktion somit lediglich ein MILP oder MIQP zu lösen ist. Alternative, flexiblere Steuerungsarten mit einem kontinuierlichen Leistungsbereich sind die Verwendung von teillastoptimierten, invertergeregelten Verdichtern oder einem sogenannten „digitalen Scroll“.

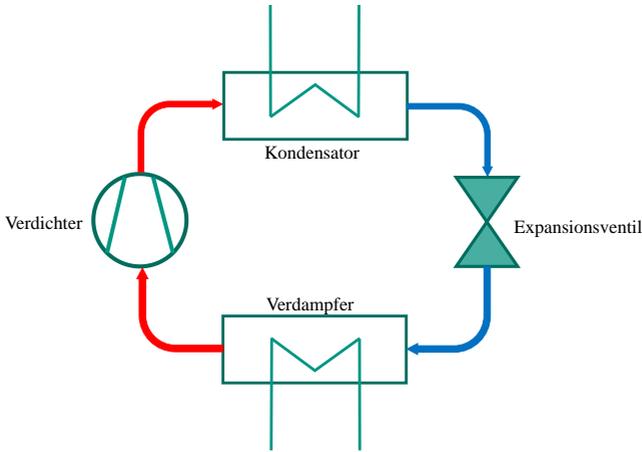


Abbildung 3.9: Kreisprozess der Wärmepumpe [52]

Diese unterschiedlichen Steuerungsmöglichkeiten werden ebenfalls in den folgenden Optimierungsproblemen berücksichtigt. Für den kontinuierlichen Leistungsbereich ergibt sich eine Beschränkung des Leistungsbereichs nach Gleichung (3.23).

$$0 \leq P_{HP,el}^t \leq P_{HP,el,max} \quad (3.23)$$

Die Implementierung der An-/Aus-Steuerung erfolgt mithilfe einer zeitabhängigen, binären Variable $b_{HP}^t \in \{0,1\}$. Diese ist als Teil des Zustandsvektors zu implementieren.

$$P_{HP,el}^t = b^t \cdot P_{HP,el,max} \quad (3.24)$$

Somit kann die Leistungsaufnahme der Wärmepumpe nur 0 sein („Aus“) oder der maximalen Leistung entsprechen („An“). Durch die gewählte Simulationsschrittweite von 15 min müssen keine dynamischen Randbedingungen berücksichtigt werden. Es wird somit instantane Zustandsänderungen der Wärmepumpe angenommen.

3.2.3.2 Blockheizkraftwerke

Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK, engl.: CHP) bezeichnet die gekoppelte Erzeugung elektrischer und thermischer Energie. Dies wird bereits seit Jahren in Form von Wärmeauskopplung in großen Kraftwerken (bspw. als Fernwärme) durchgeführt. Hierdurch

kann der Gesamtnutzungsgrad des eingesetzten Primärenergieträgers deutlich gesteigert werden.

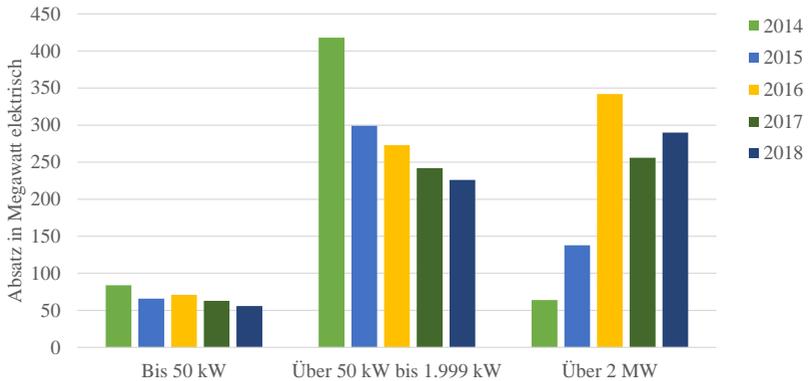


Abbildung 3.10: BHKW-Absatz in Deutschland [53]

Blockheizkraftwerke mit Verbrennungsmotoren, die in einem Leistungsbereich von wenigen kW_{el} bis hin zu ca. 2 MW_{el} verfügbar sind, werden i.d.R. in Nahwärmenetzen, Schwimmbädern, Krankenhäusern oder auch Kläranlagen eingesetzt. In größeren Anlagen (bis ca. 600 MW_{el}) kommen KWK-Anlagen mit Gasturbinen zum Einsatz [54]. Wie aus Abbildung 3.10 hervorgeht, werden in Deutschland zunehmend Anlagen über 2 MW_{el} installiert. Die aggregierte, neu installierte Leistung von Anlagen im Bereich bis zu 2 MW_{el} ist hingegen rückläufig.

Im Rahmen dieser Arbeit werden erdgasbetriebene BHKWs mit Verbrennungsmotoren betrachtet. Hier kommen häufig Ottomotoren zum Einsatz. Dieser treibt über eine Welle einen Generator an. Über Wärmetauscher wird die in Motorkühlwasser, Abgas, Ladeluftkühler und Ölkühler anfallende Wärme an das Heizwasser abgegeben. Da ein häufiges Takten im Betrieb des BHKW vermieden werden soll, werden BHKWs i.d.R. in Kombination mit einem Spitzenlastkessel eingesetzt. Eine wichtige Einschränkung im Betrieb von Blockheizkraftwerken ist deren verfügbarer Leistungsbereich. Während manche Blockheizkraftwerke nur über eine An-/Aus-Steuerung verfügen, sind viele Blockheizkraftwerke im Leistungsbereich von 50-100% ihrer elektrischen Leistung modulierbar. Diese Steuerungsart soll auch im Folgenden in den Optimierungsmodellen betrachtet werden.

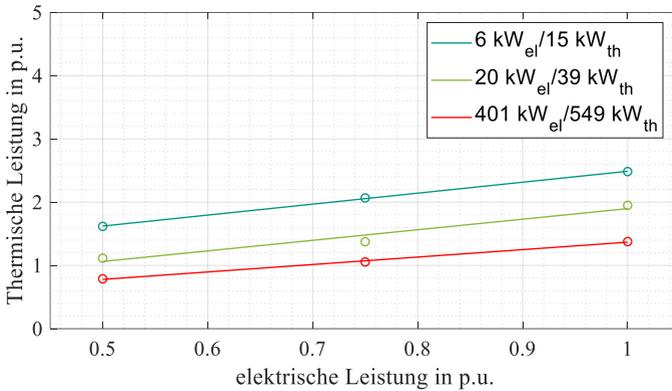


Abbildung 3.11: Approximation der Wärmeerzeugung

Um das Verhältnis der durch BHKWs erzeugten thermischen und elektrischen Energie in einem Simulationsmodell zu berücksichtigen, wird das in der Literatur weit verbreitete lineare Modell entsprechend Gleichung (3.25) implementiert.

$$P_{CHP,th}^t = \mu_{th} \cdot P_{CHP,el}^t + \delta_{th} \quad (3.25)$$

Dabei ist $P_{CHP,th}^t$ die thermische und $P_{CHP,el}^t$ die elektrische Leistung der BHKWs. Die Bestimmung der Parameter μ_{th} und δ_{th} erfolgt mithilfe einer Approximation der in den jeweiligen Datenblättern angegebenen Werte durch eine Gerade. Dies ist für exemplarische BHKWs in Abbildung 3.11 dargestellt. Der Bezeichnung der einzelnen Anlagentypen kann deren Nennleistung entnommen werden. So betragen die Nennleistungen des EM-6/15 6 kW_{el} und 15 kW_{th}. Die durch Kreise dargestellten Daten entsprechen den aus dem jeweiligen Datenblatt entnommenen Werten. Es wird deutlich, dass das Verhältnis von thermischer Energie zu elektrischer Energie mit abnehmender Anlagengröße steigt. Bezugsgröße zur Berechnung der dimensionslosen p.u.-Werte ist dabei jeweils die maximale elektrische Erzeugungsleistung $P_{el,max}$. Die resultierenden Parameter für verschiedene, exemplarisch ausgewählte Vitobloc-BHKWs des Herstellers Viessmann sind in Tabelle 3.1 aufgeführt.

Analog zur Approximation der Erzeugung thermischer Energie wird die notwendige Brennstoffleistung $P_{CHP,g}^t$ durch lineare Zusammenhänge entsprechend Gleichung (3.26) approximiert. Dies ist in Abbildung 3.12 ebenfalls grafisch dargestellt.

$$P_{CHP,g}^t = \mu_g \cdot P_{CHP,el}^t + \delta_g \quad (3.26)$$

Die resultierenden Parameter der linearen Approximation des Gasverbrauchs für verschiedene BHKWs sind in ebenfalls Tabelle 3.1 aufgeführt.

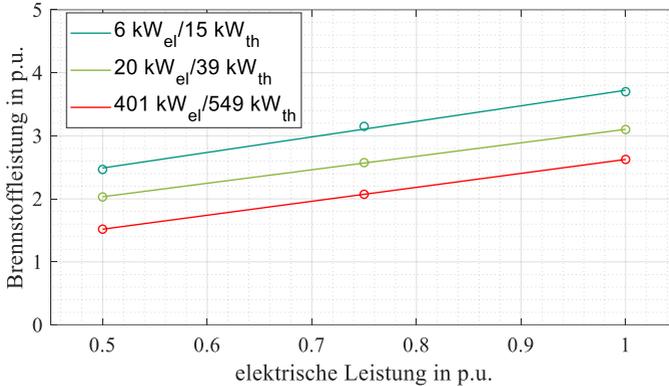


Abbildung 3.12: Approximation des Brennstoffbedarfs

Zusätzlich zu den linearen Approximationen (3.25) und (3.26) muss der Betriebsbereich der Blockheizkraftwerke auf den zulässigen Bereich von 50-100% der Nennleistung eingeschränkt werden. Um auch das vollständige Abschalten der Anlage nicht zu unterdrücken, wird auch hier eine zeitabhängige, binäre Variable $b_{CHP}^t \in \{0,1\}$ in die Modellierung integriert. Diese beschreibt den binären Einschaltzustand des Blockheizkraftwerks zum Zeitpunkt t (0:“Aus“, 1:“An“) und ist Teil des Zustandsvektors x . Um dieses Betriebsverhalten in die Optimierungsrandbedingungen zu integrieren, wird folgende Beschränkung berücksichtigt:

$$0,5 \cdot b_{CHP}^t \cdot P_{el,max} \leq P_{CHP,el}^t \leq b_{CHP}^t \cdot P_{el,max} \quad (3.27)$$

Wie aus den im Rahmen des Projektes RegEnKibo durchgeführten Testkampagnen deutlich wird, müssen bei der gewählten Simulationsschrittweite von 15 Minuten keine eventuellen Beschränkungen, die sich aus Anlagendynamiken ergeben, betrachtet werden. Das Reaktionsverhalten der untersuchten BHKWs ist in diesem Zusammenhang als hinreichend schnell anzusehen.

Tabelle 3.1: BHKW-Modellierungsparameter

BHKW	$P_{el,max}$ [kW]	μ_{th}	δ_{th}	μ_g	δ_g
EM-6/15	6	1,733	0,7556	2,467	1,256
EM-9/20	8,5	1,835	0,5255	2,776	0,749
EM-20/39	20	1,67	0,2275	2,14	0,9633
EM-50/81	50	1,48	0,1767	2,36	0,5567
EM-70/115	70	1,457	0,1833	2,343	0,5524
EM-100/167	99	1,253	0,431	2,162	0,6684
EM-401/549	401	1,177	0,1904	2,214	0,4115
EM-530/660	530	0,7434	0,5198	2,03	0,5126

3.2.3.3 Deckung der Spitzenlast

Da eine Dimensionierung bis zur Deckung der höchsten thermischen Last, eine sogenannte monovalente Auslegung, insbesondere bei Blockheizkraftwerken i.d.R. nicht wirtschaftlich ist, müssen zusätzlich Komponenten zur Deckung der Spitzenlast integriert werden. Im Rahmen dieser Arbeit werden dazu einerseits Elektrodenheizstäbe (Power-to-Heat) oder Gasheizungen betrachtet. Diese werden jeweils durch folgende lineare Zusammenhänge beschrieben:

$$P_{PtH,th}^t = \eta_{PtH} \cdot P_{PtH,el}^t \quad (3.28)$$

$$P_{g,th}^t = \eta_g \cdot P_g^t \quad (3.29)$$

Dabei sind $P_{PtH,th}^t$ und $P_{g,th}^t$ die thermischen Leistungen von Elektroden- bzw. Gaskessel. $P_{PtH,el}^t$ ist die elektrische Wirkleistung des Elektrodenkessels, P_g^t die Brennstoffleistung des Gasspitzenlastkessels.

Die Wirkungsgrade werden jeweils als konstant angenommen. Während der Heizstab als ideal angenommen wird ($\eta_{PtH} = 1$), liegt der angenommene Wirkungsgrad der Gasheizung bei 93 % ($\eta_g=0,93$) [55].

3.2.4 Elektromobilität

Die Integration der Elektromobilität in das gesamtheitliche Energiesystem stellt einen wichtigen Baustein zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors dar. Nach einer McKinsey-Studie sind zur Erreichung der vereinbarten Reduktion der CO₂-Emissionen

im Jahr 2030 7 Millionen Elektrofahrzeuge in Deutschland notwendig [56]. Auch mit dem „Green Deal“ will die EU die Elektromobilität weiter fördern und bis 2025 mindestens eine Million Ladestationen errichten, um die Treibhausgasemissionen des Verkehrssektors bis 2050 um 90% zu senken [57].

Eine Umfrage im Auftrag des BDEW aus dem Jahr 2019 zeigt jedoch, dass nicht öffentliche Ladepunkte, sondern das Laden zuhause von den (potentiellen) Nutzern von Elektrofahrzeugen bevorzugt wird. Dies ist in Abbildung 3.13 dargestellt.

Es ist also basierend auf dem Nutzerverhalten davon auszugehen, dass ein erheblicher Anteil der Ladevorgänge im privaten Umfeld und an der Arbeitsstelle erfolgen wird. Diese Ladevorgänge sind aufgrund der i.d.R. längeren Verweildauer der Nutzer besser für ein intelligentes Lademanagement geeignet als Ladevorgänge an öffentlichen Ladepunkten. In den nachfolgenden Simulationen soll ein intelligentes Lademanagement in das sektorenübergreifende Energiemanagementsystem eingebettet werden. Dazu ist eine Abschätzung der gewünschten Lademenge (Energie) sowie eine Schätzung des für den Ladevorgang zur Verfügung stehenden Zeitraums notwendig. Anhand des in den Studien [58], [59] und [60] analysierten Verhaltens von Fahrzeughaltern kann auf die Benutzung der Fahrzeuge geschlossen werden. Somit ist es möglich zufällige Kombinationen von Ladeverfügbarkeit und Fahrleistung zu bestimmen. Diese dienen daraufhin als Eingangsdaten für das Optimierungsproblem.

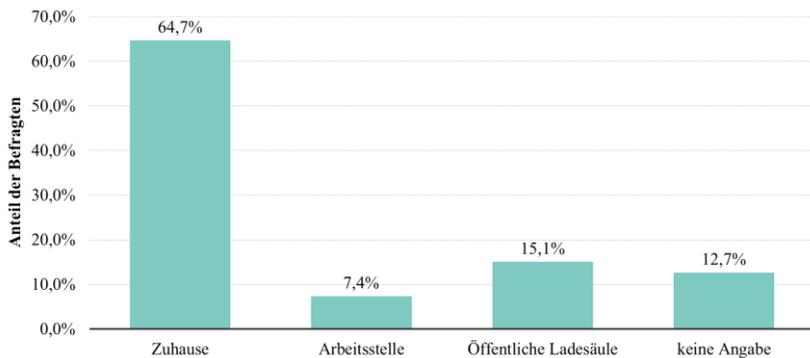


Abbildung 3.13: Ladeorte von Elektroautos in Deutschland [61]

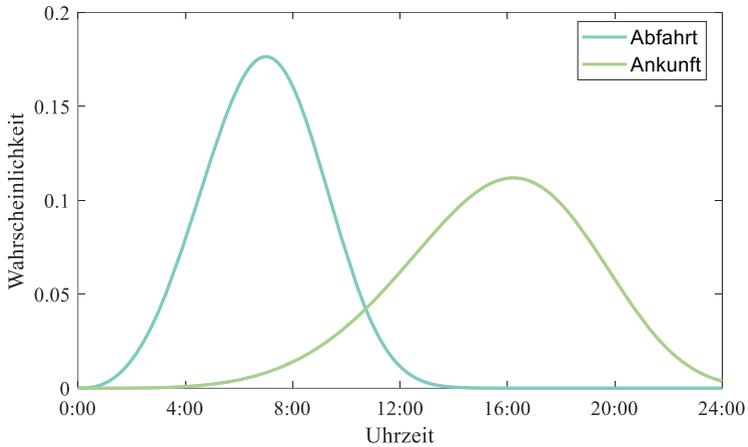


Abbildung 3.14: Abfahrt- und Ankunftszeiten basierend auf Daten aus [60]

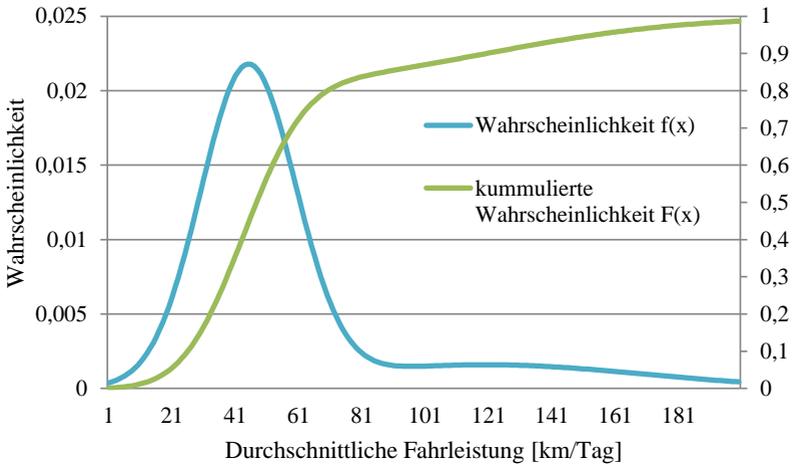


Abbildung 3.15: Durchschnittliche Fahrstrecke [41]

Die Ladeverfügbarkeit wird durch die binäre Zeitreihe $\beta(t)$ repräsentiert. In Abbildung 3.14 sind zunächst die Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Abfahrts- und Ankunftszeiten dargestellt. Datengrundlage ist dabei [60]. Von dieser Verteilung ausgehend wird

zunächst eine Zufallsvariable i für den Abfahrtszeitpunkt ausgewählt. Eine zweite Zufallsvariable j bestimmt den Zeitpunkt der Ankunft am Ladeort. Im Anschluss erfolgt eine Prüfung, ob der Abfahrtszeitpunkt vor der Ankunft liegt. Andernfalls werden erneut Zufallsgrößen i und j bestimmt und die Prüfung wiederholt. Durch die Wahl einer Schrittweite von 15 min ergeben sich täglich 96 Zeitschritte. Die Einträge dieses Zeitreihenprofils sind entweder 1 („Fahrzeug verfügbar“) oder 0 („Fahrzeug nicht verfügbar“):

$$\beta(t) = \begin{cases} 1 & \forall 1 \leq t \leq i \\ 0 & \forall i < t \leq j \\ 1 & \forall j < t \leq 96 \end{cases} \quad (3.30)$$

Die im Batteriespeicher zum Ankunftszeitpunkt gespeicherte Energie kann direkt aus der zum Abfahrtszeitpunkt gespeicherten Energie und der für die Fahrstrecke notwendigen Energie berechnet werden. Die für die Fahrt notwendige Energie wird in der Entladezeitreihe E_E^t vorgegeben. Mithilfe der in Abbildung 3.15 dargestellten Wahrscheinlichkeitsverteilung der täglichen Fahrstrecke S kann ein zufälliger Energiebedarf bestimmt werden. Dazu wird die Fahrstrecke S mit dem Wirkungsgrad η_C des Fahrzeugs multipliziert. Vereinfachend wird die gesamte Energie E_E^t zum Zeitpunkt $j-1$, also direkt vor Ankunft am Ladeort in der Speicher Gleichung (3.32) berücksichtigt.

$$E_E^t = \begin{cases} S \cdot \eta_C & t = j - 1 \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (3.31)$$

Gleichung (3.32) beschreibt die Energiebilanz der Fahrzeugbatterie. Die gespeicherte Energie E_B^t zum Zeitpunkt t hängt dabei von der gespeicherten Energie im vorherigen Zeitschritt E_B^{t-1} , der Ladeleistung P_L^t , dem Ladewirkungsgrad η_L und dem Energiebedarf für die Fahrt E_E^t .

$$E_B^t - E_B^{t-1} - \Delta t \cdot P_L^t \cdot \eta_L + E_E^t = 0 \quad (3.32)$$

$$0 \leq P_L^t \leq \beta^t \cdot P_{L,max} \quad (3.33)$$

$$E_{B,min} \leq E_B^t \leq E_{B,max} \quad (3.34)$$

$$E_{B,soll} \leq E_B^t \quad (3.35)$$

Weitere Randbedingungen sind die Limitierung der Ladeleistung P_L^t zum Zeitpunkt t . Durch Gleichung (3.33) wird diese auf Werte im Intervall zwischen 0 und einer zeitabhängigen Maximalleistung beschränkt. Für Zeitpunkte in denen keine Ladung möglich

ist, gilt $\beta^t = 0$. Somit muss die Ladeleistung gleich Null sein. In den Fällen in denen eine Ladevorgang möglich ist, steht die maximale Ladeleistung $P_{L,max}$ zur Verfügung. Durch (3.34) kann eine minimale Energie im Speicher $E_{B,min}$ und eine maximale speicherbare Energie $E_{B,max}$ vorgegeben werden.

Um die Batterie des Fahrzeugs bis zum Zeitpunkt τ rechtzeitig zu laden, kann Gleichung (3.35) als Randbedingung eingefügt werden. Somit kann ein Mindestladezustand direkt vorgegeben werden. Dies birgt allerdings das Risiko, dass der gewünschte Ladevorgang physikalisch nicht möglich ist und somit ein unlösbares Optimierungsproblem aufgestellt wird. Alternativ kann die Maximierung des Ladezustands zum Zeitpunkt τ als Teil der Zielfunktion berücksichtigt werden.

Vereinfachend wird der Ladevorgang mit einer konstanten, ladezustandsunabhängigen Ladeleistung beschrieben. Das in der Praxis übliche IU-Ladeverfahren, das Konstantstrom- und Konstantspannungs-Ladeverfahren verknüpft, wird somit nicht betrachtet. Durch diese Vereinfachung kann das Lademanagement mithilfe linearer Gleichungen beschrieben und Nichtlinearitäten in den Optimierungsrandbedingungen vermieden werden. Auch das in der Realität auftretende, unsymmetrische Laden wird im Rahmen dieser Arbeit vernachlässigt. Wie bspw. die Erfahrungen aus [62] zeigen, unterscheidet sich das Ladeverhalten einzelner Fahrzeugtypen hier deutlich.

3.2.5 Power-to-Gas

Als Koppellement zwischen Strom- und Gasnetz sowie zur Erzeugung von Wasserstoff (H_2) oder Methan (CH_4) aus elektrischer Energie werden Power-to-Gas-Anlagen eingesetzt. Zur Erzeugung von Wasserstoff wird in einer Elektrolyseanlage Wasser (H_2O) in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Die anschließende optionale Methanisierungsstufe, bei der Wasserstoff mit Kohlenstoffdioxid (CO_2) reagiert, dient der Produktion von Methan, dem Hauptbestandteil von Erdgas. So besteht beispielsweise das im Rahmen dieser Arbeit betrachtete H-Gas zu ca. 92,5 % aus Methan [63]. Weitere Vorteile der Nutzung von Methan sind die höhere volumetrische Energiedichte gegenüber Wasserstoff, die chemische Reaktionsträgheit und die guten Eigenschaften als Brenngas [5].

Das für die Methanisierungsstufe benötigte CO_2 kann aus verschiedenen Quellen gewonnen werden. Während die CO_2 -Extraktion aufgrund der geringen Konzentration in der Luft sehr energieintensiv ist, bietet eine Anbindung von Power-to-Gas-Anlagen an CO_2 -Quellen wie bspw. Biogas- oder Kläranlagen erhebliche Effizienzvorteile [5].

Das erzeugte Methan kann anschließend unter Berücksichtigung der relevanten technischen Richtlinien (z.B. DVGW G 260 [64]) in das Gasnetz eingespeist und dort somit gespeichert und bei Bedarf mithilfe von Gaskraftwerken oder Blockheizkraftwerken rückverstromt werden (siehe Abbildung 3.16). Diese langfristige Speicherung ist zur Erreichung der Klimaschutzziele im Stromsektor notwendig, wenn der Anteil der erneuerbaren Energien auf einen Anteil von 85 % der Bruttostromerzeugung ausgebaut wird. Nennenswertes Potential von Power-to-Gas-Anlagen wird allerdings erst ab einem Anteil erneuerbarer Energien von 60-80% prognostiziert [5]. Ausgereifte Technologien für die einzelnen Prozessschritte stehen bereits seit 2015 zur Verfügung [65].

Bislang ermöglichen die Technischen Regeln bis zu 10 Vol.-% Wasserstoff im Gasnetz. Perspektivisch sollen bis zu 20 Vol.-% ermöglicht werden [66]. Aus rechtlicher Sicht zählt der durch Elektrolyse erzeugte Wasserstoff zu den Biogasen [67]. Eine weitere Übersicht über die Randbedingungen der Wasserstoffeinspeisung kann der Sachstandsanzeige in [68] entnommen werden. Das Konzept, die großen Speicherkapazitäten des Gasnetzes und der angeschlossenen Gasspeicher auf diese Weise zur Speicherung regenerativ erzeugter Energie zu nutzen ist seit Jahren bekannt und mündete 2009 in einer Patentanmeldung [69]. Seit dieser Zeit entstanden in Deutschland im Rahmen von Forschungsvorhaben sowohl zahlreiche Studien als auch Pilotprojekte, die bspw. in [5] aufgelistet sind. Eine Übersicht über Power-to-Gas Projekte in Deutschland ist ebenfalls in Anhang A.4 aufgeführt. In den folgenden Abschnitten werden die Komponenten „Elektrolyse“ und „Methanisierung“ beschrieben und die in den folgenden Optimierungen verwendeten Modelle erläutert.

Tabelle 3.2: Limitierung der Wasserstoffeinspeisung [70, 71]

Komponente	Maximales H₂-Limit
Pipeline	50 Vol.-%
Kompressor	14 Vol.-%
Kavernenspeicher	55 Vol.-%
Untertageporenspeicher	5 Vol.-%
Gas Turbinen	1-3 Vol.-%
CNG-Fahrzeuge (DIN 51624)	2 Vol.-%

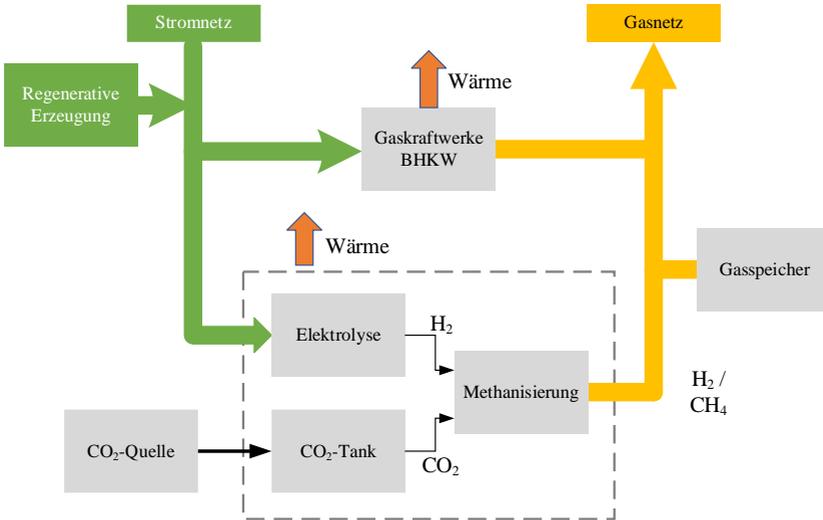


Abbildung 3.16: Speichersystem Power-to-Gas (nach [5])

3.2.5.1 Elektrolyse

Für die Elektrolyse von Wasser existieren heute drei unterschiedliche Verfahren: die Alkalische Elektrolyse (AEL), die Membran-Elektrolyse (PEMEL) und die Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL, SOEL). Diese Technologien haben wesentliche Unterschiede. Während die AEL deutlich günstiger als die PEMEL ist und größere Mengen Wasserstoff produziert, ermöglicht die PEMEL durch ihre Teil- und Überlastfähigkeit einen flexibleren Betrieb. Darüber hinaus erreicht die PEMEL aufgrund geringerer thermischer Kapazitäten schneller ihre notwendige Betriebstemperatur [65]. Insbesondere aufgrund dieser Eigenschaften ist die PEMEL für den Ausgleich der schwankenden Erzeugung von Solar- und Windenergieanlagen gut geeignet. Aus diesem Grund bezieht sich die folgende Modellbildung ausschließlich auf die PEMEL. Nachteile der PEMEL liegen in der kürzeren Lebensdauer, die mit bis zu 10 Jahren angegeben wird [72], sowie in der geringeren Wasserstoffproduktion, was sich wiederum auf die Kosten der Anlage auswirkt. Die Wirkungsgrade liegen für sämtliche Elektrolysetechnologien im Bereich von 62 % bis 82 % [5]. Beeinflusst wird der Gesamtwirkungsgrad dabei insbesondere durch die Nutzung der entstehenden Abwärme. Im Rahmen des Forschungsprojektes RegEnKibo wurde bspw. der Wirkungsgrad im Lastbereich von 0-100 % der Nennleistung zu 75 % angenommen. In der sogenannten Dauerüberlast (bis

200 % der Nennleistung), in der PEM-Elektrolysen betrieben werden können, zu 65 % [7].

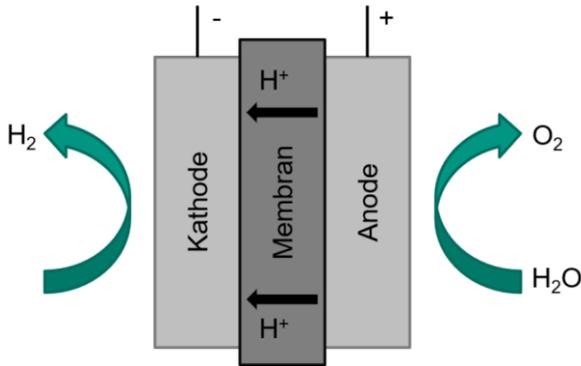
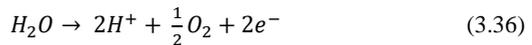


Abbildung 3.17: Prinzip der PEM-Elektrolyse

Der prinzipielle Aufbau einer PEMEL-Zelle ist in Abbildung 3.17 dargestellt. Sie besteht aus einer protonendurchlässigen Membran, Kathode und Anode, die selbst wiederum mit Katalysatoren beschichtet sind. An diesen Elektroden, an die eine Gleichspannung angelegt wird, laufen die chemischen Reaktionen ab. An der Anode wird Wasser zugeführt, das in atomaren Sauerstoff und zwei Protonen aufgespalten wird.



Die Protonen diffundieren darauf hin zu Kathode, wo sie in der Kathodenreaktion mit Elektronen zu Wasserstoffatomen reagieren.



Die Modellierung der Elektrolyseeinheit kann grundsätzlich auf zwei Arten erfolgen. Die erste Möglichkeit führt zu einem einfachen linearen Modell, das im Rahmen einer Optimierung leicht in die Randbedingungen integriert werden kann. Dabei erfolgt die Beschreibung über einen angenommenen Wirkungsgrad, der basierend auf [5] mit 80 % angenommen werden kann. Dies stellt eher einen zukünftig möglichen Wirkungsgrad

dar. In [73] sind bspw. Wirkungsgrade, bezogen auf den unteren Heizwert, nach aktuellem Stand der Technik zwischen 56 % und 74 % angegeben. Damit berechnet sich die im erzeugten Wasserstoff gespeicherte Energie E_{H_2} zu

$$E_{H_2} = \eta_{PEM} \cdot E_{el} \quad (3.38)$$

Dabei ist η_{PEM} der angenommene Wirkungsgrad der Elektrolyseanlage, E_{H_2} die in Form von Wasserstoff gespeicherte Energie und E_{el} die dafür notwendige elektrische Energie. Aus der berechneten Energiemenge lässt sich anschließend mithilfe des unteren Heizwerts (HV) für Wasserstoff ($2,418 \text{ kWh/Nm}^3$) die entsprechende erzeugte Wasserstoffmenge V_{H_2} berechnen:

$$V_{H_2} = \frac{1}{HV_{H_2}} \cdot E_{H_2} \quad (3.39)$$

In der vorangegangenen Betrachtung wird der Wirkungsgrad vereinfachend als arbeitspunktunabhängig und somit konstant angenommen, was in der Realität nicht der Fall ist. Ein zweiter Ansatz führt zu einem nichtlinearen Optimierungsmodell, das eine detailliertere Beschreibung der physikalischen Zusammenhänge des Elektrolyseprozesses darstellt. Dieses Modell wurde im Rahmen der betreuten studentischen Abschlussarbeit [74] implementiert.

Der Wirkungsgrad einer Elektrolysezelle η_{PEM} kann nach [75] durch Gleichung (3.40) beschrieben werden. Diese setzt die im Wasserstoff gespeicherte Energie ins Verhältnis zur benötigten elektrischen und thermischen Energie.

$$\eta_{PEM} = \frac{V_{H_2} \cdot HV_{H_2}}{E_{el} + Q_{PEM} \left(1 - \frac{T_0}{T_x}\right) + Q_{H_2O} \left(1 - \frac{T_0}{T_s}\right)} \quad (3.40)$$

Dabei ist Q_{PEM} der Wärmeaustausch der Elektrolysezelle mit der Umgebung und Q_{H_2O} die notwendige Vorerwärmung des Wassers. Die Umgebungstemperatur wird durch T_0 beschrieben. T_s ist die Temperatur der externen Wärmequelle. Gibt der Elektrolyseur Wärme ab ($Q_{PEM} \leq 0$), ist T_x die Temperatur des Elektrolyseurs. Nimmt der Elektrolyseur Wärme auf ($Q_{PEM} > 0$), ist T_x die Temperatur der externen Wärmequelle. Sämtlich Temperaturen sind in Kelvin einzusetzen.

Im Folgenden soll der Wärmeaustausch mit der Umgebung der PEM-Elektrolyse Q_{PEM} vernachlässigt werden. Somit kann Gleichung (3.40) vereinfacht werden.

$$\eta_{PEM} = \frac{V_{H_2} \cdot HV_{H_2}}{E_{el} + Q_{H_2O} \left(1 - \frac{T_0}{T_S}\right)} \quad (3.41)$$

Dabei ist T_0 die Umgebungstemperatur und T_S die Temperatur der externen Wärmequelle. Wird darüber hinaus die notwendige Vorerwärmung des Wassers Q_{H_2O} vernachlässigt, kann auch Gleichung (3.41) weiter vereinfacht werden. Dieser Zusammenhang kann auch zur Beschreibung des thermisch ausgeglichenen Betriebs verwendet werden. Hierbei wird die Abwärme der Elektrolyse zur Vorerwärmung des Wassers genutzt.

$$\eta_{PEM} = \frac{E_{H_2}}{E_{el}} = \frac{V_{H_2} \cdot HV_{H_2}}{E_{el}} = \frac{\dot{V}_{H_2} \cdot HV_{H_2}}{P_{el}} \quad (3.42)$$

Somit ist der Wirkungsgrad η_{PEM} analog zu (3.38) der Quotient aus der im Wasserstoff gespeicherten Energie E_{H_2} und der benötigten elektrischen Energie E_{el} . Dieser Zusammenhang lässt sich auch mithilfe des Wasserstoffvolumenstroms \dot{V}_{H_2} , des Heizwertes HV_{H_2} und der elektrischen Leistung P_{el} beschreiben.

Die elektrische Energie E_{el} ist dabei das Produkt aus Zellspannung U_Z , dem Strom I durch die Elektrolysezelle und dem Zeitintervall Δt . Allerdings ist die Zellspannung ebenfalls abhängig von der Stromdichte j und damit auch von I .

$$E_{el} = P_{el} \cdot \Delta t = U_Z(j) \cdot I \cdot \Delta t \quad (3.43)$$

Die Zellspannung U_Z ist abhängig von der reversiblen Zellspannung der Elektrolyse U_0 , die mithilfe der Nernst-Gleichung berechnet werden kann, ohmschen Verlusten U_{ohm} und den elektrodenabhängigen Spannungsabfällen U_A und U_K . Die Berechnung dieser Gleichungselemente ist in A.2 beschrieben.

$$U_Z(j) = U_0 + U_{ohm}(j) + U_A(j) + U_K(j) \quad (3.44)$$

Die Menge des produzierten Wasserstoffs V_{H_2} lässt sich mithilfe des elektrischen Stromes I durch die Zelle, der Faraday-Konstante F und der Anzahl der Zellen N_Z bestimmen:

$$V_{H_2} = \dot{V}_{H_2} \cdot \Delta t = \frac{I}{2F} \cdot N_Z = \frac{j \cdot A_p}{2F} \cdot N_Z \quad (3.45)$$

Der elektrische Strom ist dabei das Produkt aus Stromdichte j und Elektrodenfläche A_p .

Mithilfe dieser Zusammenhänge lässt sich der arbeitspunktabhängige Wirkungsgrad und somit auch die arbeitspunktabhängige Menge an erzeugtem Wasserstoff der Elektrolysezelle bestimmen. Der Verlauf des Wirkungsgrades ist in Abbildung 3.18 dargestellt. Die hierbei verwendeten Parameter sind ebenfalls in A.2 tabellarisch aufgeführt.

Im Weiteren Verlauf der Arbeit soll das Thermomanagement der Anlage vernachlässigt werden, sodass Gleichung (3.42) Anwendung findet.

$$x = \begin{bmatrix} \eta_{PEM} \\ j \\ P_{el} \\ \dot{V}_{H_2} \\ U_Z \\ U_{ohm} \\ U_A \\ U_K \end{bmatrix} \quad (3.46)$$

Der Vektor der Zustandsgrößen x umfasst folgende Elemente: Den Wirkungsgrad η_{PEM} , die Stromdichte j , die elektrische Leistung P_{el} , den Wasserstoffvolumenstrom \dot{V}_{H_2} , die Zellspannung U_Z , ohmsche Verluste U_{ohm} und die elektrodenabhängigen Spannungsabfälle U_A und U_K . Alle weiteren Größen werden als Konstanten betrachtet.

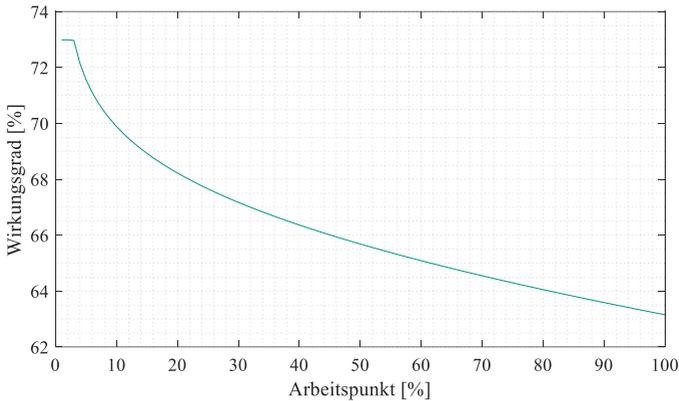


Abbildung 3.18: Wirkungsgrad der PEM-Elektrolyse

3.2.5.2 Methanisierung

Zur Umwandlung des durch die Elektrolyse produzierten Wasserstoffs in Methan sind grundsätzlich zwei verschiedene Ansätze zu unterscheiden. Während einige Anlagen, wie bspw. die Anlage der MicroEnergy GmbH in Allendorf [76], auf biologischen Prozessen mithilfe von Mikroorganismen basieren, verwenden die meisten Methanisierungsanlagen katalytische Verfahren. Hierzu zählen der häufig betrachtete Fixed-bed-Reaktor oder die 3-Phasen-Methanisierung. Eine ausführliche Übersicht über die verschiedenen Verfahren ist in [77] zu finden.

Analog zur Modellierung der Elektrolyse kann die Methanisierung in einem stark vereinfachten Modell mithilfe eines konstanten Wirkungsgrades η_M beschrieben werden. Dieser wird mit 80 % angenommen [5].

$$E_{CH_4} = \eta_M \cdot E_{H_2} \quad (3.47)$$

Somit kann die im Methan gespeicherte Energie E_{CH_4} direkt aus der eingesetzten Wasserstoffenergie E_{H_2} berechnet werden.

3.3 Anwendungsbeispiel: Optimierung der Energiebezugskosten in einem Mehrfamilienhaus mit BHKW

Basierend auf den in den vorangegangenen Kapiteln beschriebenen Modellen wird im Folgenden ein Beispielsystem näher betrachtet. Dabei wird der Strom- und Wärmebedarf eines Mehrfamilienhauses durch ein Blockheizkraftwerk und eine Gasbrennwerttherme, eine Photovoltaikanlage und die Netze der öffentlichen Versorgung gedeckt. Daneben verfügt das System über einen thermischen Pufferspeicher.

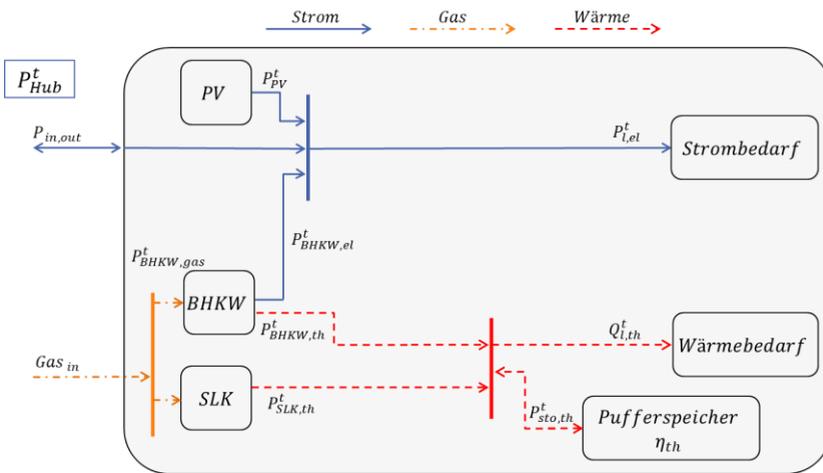


Abbildung 3.19: Betrachtetes Energiesystem

Zunächst erfolgt die Bestimmung des kostenoptimalen Fahrplans der einzelnen Komponenten, sodass die Strom- und Wärmebedarfsprofile gedeckt werden. Im Anschluss daran erfolgt die Bestimmung der Flexibilität des Energiesystems. Flexibilität ist dabei die mögliche Änderung der Fahrpläne, sodass weiterhin alle Anlagenrandbedingungen und sämtliche Bedarfsprofile der Nutzer eingehalten werden. Diese resultierende Flexibilität kann im weiteren Verlauf im in Kapitel 4 beschriebenen Ansatz zur koordinativen, hierarchischen Optimierung sektorenübergreifender Energiesysteme als Randbedingung dienen.

Tabelle 3.3: Anlagendimensionierung im Untersuchungsbeispiel

Betriebsmittel / Nachfrage	Dimensionierung
Blockheizkraftwerk	9 kW _{el}
Spitzenlastkessel	40 kW _{th}
Thermischer Pufferspeicher	1000 l
Photovoltaikanlage	9 kW _p
Wärmebedarf	70.000 kWh/a
Strombedarf	12.000 kWh/a

3.3.1 Energiebezugskosten

Zentrales Ziel des Einsatzes von Energiemanagementsystemen ist in der Regel die Minimierung der Energiebezugskosten unter Berücksichtigung von Nutzeranforderungen. In Tabelle 3.4 sind die verwendeten Kostenparameter dargestellt. Im Folgenden sollen Regelungen wie bspw. das Mieterstrommodell nicht näher betrachtet werden.

Tabelle 3.4: Verwendete Kostenparameter

Energiebezugskosten / Subvention	Höhe	Quelle
Strombezug aus dem Netz	30,85 ct/kWh	[78]
Einspeisevergütung PV (<10 kWp)	9,03 ct/kWh	[79]
KWK Zuschlag für Netzeinspeisung	8 ct/kWh	[80]
KWK Zuschlag für Eigenverbrauch	4 ct/kWh	[80]
Erdgaspreis	6,34 ct/kWh	[78]
EEG-Umlage	6,41 ct/kWh	[78]

Daraus resultieren folgende Kosten zur Deckung des elektrischen Bedarfs:

Tabelle 3.5: Optionen des Strombezugs

Option	Kosten
Strombezug aus dem Netz	30,85 ct/kWh
Direktnutzung PV	$9,03 \text{ ct/kWh} + 6,41 \text{ ct/kWh} = 15,44 \text{ ct/kWh}$
Direktnutzung KWK	$(1/\eta) \cdot 6,34 \text{ ct/kWh} + 0,4 \cdot 6,41 \text{ ct/kWh} + 4 \text{ ct/kWh}$

Bei der Eigennutzung der PV-Anlage müssen die entgangene Einspeisevergütung und die zu entrichtende EEG-Umlage berücksichtigt werden. Für den Eigenverbrauch des durch die KWK-Anlage erzeugten Stroms sind der Gaspreis (6,34 ct/kWh) und 40 % der EEG-Umlage zu entrichten. Zusätzlich wird in diesem Fall der Eigenverbrauch mit

4 ct/kWh gefördert. Gleichzeitig entgeht der KWK-Zuschlag für Netzeinspeisung in Höhe von 8 ct/kWh. Es wird deutlich, dass unabhängig davon, ob KWK- oder PV-Strom direkt genutzt wird, der Netzbezug in jedem Fall die teurere Option darstellt. Aus diesem Grund kann die Minimierung der Energiebezugskosten mit einer Minimierung des Bezugs elektrischer Energie gleichgesetzt werden.

$$\min_x \sum_{t=1}^T x_{P_{el,t}}^2 \quad (3.48)$$

Um dieses Ziel zu erreichen, kann die quadratische Gleichung (3.48) in der nachfolgenden Optimierung als Zielfunktion verwendet. $x_{P_{el,t}}$ ist dabei die Zustandsvariable der elektrischen Wirkleistung zum Zeitpunkt t .

Um zu vermeiden, dass der Wärmebedarf allerdings nur mithilfe des Gasspitzenlastkessels gedeckt wird, wird die Nutzungsdauer der KWK-Anlage zusätzlich maximiert. Dazu wird die Zielfunktion um einen entsprechenden Term erweitert. Die binäre Zustandsvariable $x_{b_{CHP,t}}$ beschreibt den Betriebszustand des BHKWs zum Zeitpunkt t . Durch die Berücksichtigung mit negativem Vorzeichen wird die Nutzungsdauer des BHKWs maximiert und dessen Nutzung somit gegenüber dem Spitzenlastkessel bevorzugt.

$$\min_x \sum_{t=1}^T (x_{P_{el,t}}^2 - x_{b_{CHP,t}}) \quad (3.49)$$

Die Randbedingungen des resultierenden, dynamischen Optimierungsproblems beinhalten die mathematischen Beschreibungen der einzelnen Komponenten, vgl. Kapitel 3.2, sowie Knotenbilanzgleichungen (3.50) und (3.51), in denen das Zusammenspiel der Komponenten betrachtet wird.

$$P_{in}^t + P_{PV}^t - P_{l,el}^t = 0 \quad (3.50)$$

$$P_{BHKW,th}^t + P_{SLK,th}^t - Q_{l,th}^t - P_{sto,th}^t = 0 \quad (3.51)$$

Dabei ist P_{in}^t der summierte Wirkleistungsbezug des Hubs, P_{PV}^t die Erzeugungsleistung der PV-Anlage und $P_{l,el}^t$ der Strombedarf im Zeitschritt t . Der thermische Knoten verbindet die thermische Leistung des BHKWs $P_{BHKW,th}^t$ und des Spitzenlastkessels $P_{SLK,th}^t$ mit der Wärmenachfrage $Q_{l,th}^t$ und der Leistung des Pufferspeicher $P_{sto,th}^t$.

Alternativ zu einer Implementierung in Form eines dynamischen Optimierungsproblems ist an dieser Stelle auch eine einfachere Steuerung auf Basis von „Wenn-dann“-Zusammenhängen möglich. Dies soll hier allerdings nicht näher betrachtet werden.

3.3.2 Kostenoptimale Betriebsweise

Der optimale Betrieb von Blockheizkraftwerken wird in der Literatur in zahlreichen Beiträgen adressiert [81–83]. Im Rahmen dieser Arbeit soll der kostenoptimale Betriebsfahrplan der Anlage als exemplarisches Beispiel zur Bestimmung der betrieblichen Flexibilität dienen.

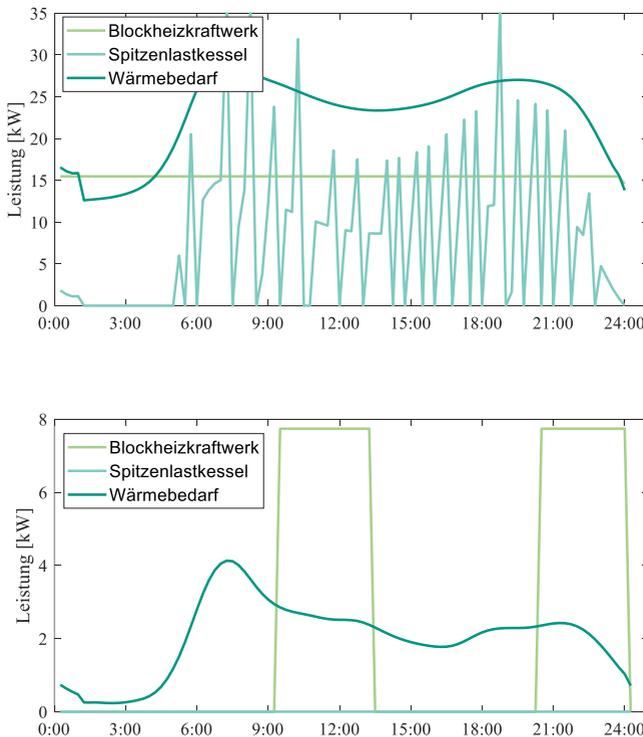


Abbildung 3.20: Wärmeerzeugung an einem Wintertag (oben) und an einem Sommertag (unten)

Da sich die Berechnungsergebnisse in der Winter- und Sommerzeit aufgrund des unterschiedlichen Wärmebedarfs stark unterscheiden, sind in Abbildung 3.20 die resultierenden Zeitreihenprofile für zwei exemplarische Tage dargestellt. Es wird deutlich, dass das BHKW am dargestellten Wintertag dauerhaft mit maximaler Leistung betrieben wird, um den Wärmebedarf zu decken. Der Wärmebedarf, der nicht durch das BHKW gedeckt werden kann, wird durch den Spitzenlastkessel und den thermischen Pufferspeicher versorgt.

Der Fahrplan des Blockheizkraftwerks während des dargestellten Sommerstages unterscheidet sich davon maßgeblich. Hier wird das BHKW nur in zwei Blöcken mit einer Dauer von je dreieinhalb Stunden betrieben, um den Brauchwasserbedarf zu decken. Die Leistung entspricht dabei der minimalen Leistung des BHKWs. In diesem Beispiel werden die Auswirkungen der formulierten Randbedingungen deutlich. Sowohl Mindestleistung als auch Mindestbetriebsdauer werden eingehalten.

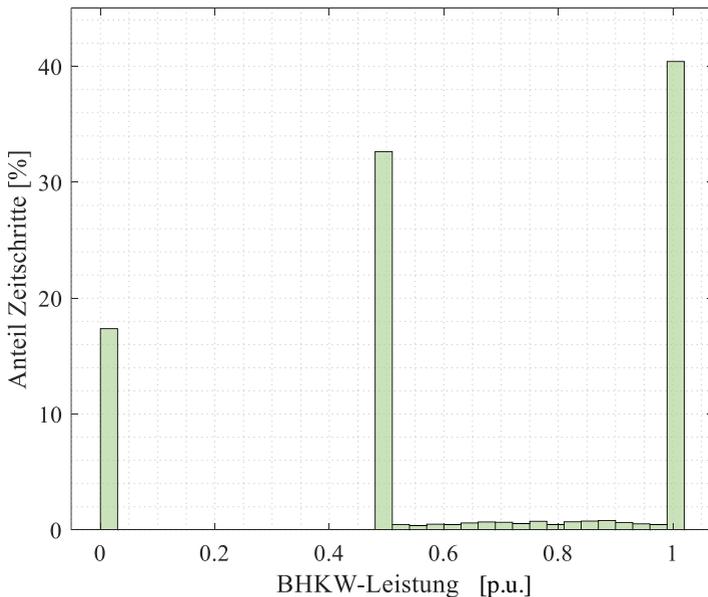


Abbildung 3.21: Verteilung der BHKW-Leistung

In Abbildung 3.21 sind die Häufigkeiten der Betriebsleistungen des BHKWs während eines ganzen Jahres dargestellt. Es wird deutlich, dass die Leistung des BHKWs nur sehr selten Werte zwischen 50% und 100% annimmt. In den meisten Zeitschritten wird das Blockheizkraftwerk mit der Mindest- oder der Maximalleistung betrieben (73,1%) oder ausgeschaltet (17,4%). Lediglich an 9,6% der Zeitschritte wird das BHKW im kontinuierlich modulierbaren Leistungsbereich zwischen 50% und 100% der Nennleistung betrieben.

3.3.3 Flexibilität des BHKW-Betriebs

Die Flexibilitätsbestimmung basiert auf den Implementierungen im Rahmen der betreuten Abschlussarbeit [84]. Grundlage ist dabei der zuvor bestimmte, kostenoptimale Fahrplan des Blockheizkraftwerks. Da das Blockheizkraftwerk in diesem Beispiel nicht der einzige Wärmeerzeuger ist, ergeben sich hier größere Freiheitsgrade als bspw. beim monovalenten Betrieb einer Wärmepumpe. Dieses Beispiel wurde in [85] detailliert betrachtet.

Die betriebliche Flexibilität des Blockheizkraftwerks besteht darin, dass dessen Leistung entweder erhöht oder verringert werden kann. Diese Möglichkeiten werden allerdings durch einige Nebenbedingungen beschränkt. So sind neben dem zulässigen Leistungsbereich (hier: 50-100% der Nennleistung) auch dynamische Randbedingungen wie Mindestbetriebsdauern zu beachten. Auch das hinterlegte Wärmebedarfsprofil ist weiterhin einzuhalten. Hierzu bieten der thermische Speicher und der Spitzenlastkessel betriebliche Freiheitsgrade.

3.3.3.1 Bestimmung der verfügbaren Flexibilität

Zunächst erfolgt die Prüfung, ob ein Ein- oder Ausschalten des Blockheizkraftwerks möglich ist. Dazu werden je nach ursprünglichem Betriebszustand die entsprechenden Ungleichungen in Tabelle 3.6 überprüft. Werden die Bedingungen erfüllt, so ist eine Schaltung möglich, andernfalls muss das BHKW weiterhin aus- bzw. eingeschaltet bleiben. Dieser Ablauf ist in Abbildung 3.22 skizziert.

In Tabelle 3.6 sind die mathematischen Formulierungen für die Bedingungen eines möglichen Ein- bzw. Ausschaltvorgangs zusammengefasst. Ist das BHKW, dem ursprünglichen Fahrplan entsprechend, zum Zeitpunkt t eingeschaltet, so muss zunächst die Mindestbetriebsdauer T_{min} erreicht werden. Die binäre Zustandsgröße b_i beschreibt den Betriebszustand des Blockheizkraftwerks.

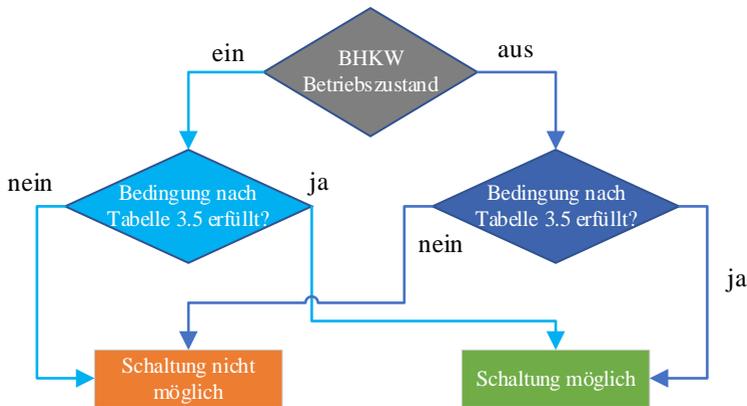


Abbildung 3.22: Prüfung einer möglichen Schaltung

Ist das BHKW zunächst ausgeschaltet, so darf durch das Einschalten der Anlage der nachgeschaltete thermische Pufferspeicher nicht überladen werden. Dabei wird zur Abschätzung der Betrieb des BHKWs mit der minimal möglichen Leistung (50% der Nennleistung $P_{N,el}$) für die Mindestbetriebsdauer T_{min} angenommen. Die Summe der zum Zeitpunkt t gespeicherten Energie $E_{S,t}$ und der während des Betriebs erzeugten thermischen Energie darf die maximal speicherbare Energie $E_{S,max}$ nicht übersteigen. Die Berechnung der thermischen Leistung des BHKWs entspricht hierbei dem in Abschnitt 3.2.3.2 beschriebenen Modell. Der gleichzeitige Wärmebedarf der Nutzer wird an dieser Stelle vernachlässigt

Tabelle 3.6: Bedingung für mögliche Schaltung des BHKW

Ursprünglicher BHKW-Zustand	Bedingung für Schaltvorgang
An	$\sum_{\theta=1}^{t-1} b_{t-\theta} \geq T_{min} \cdot \Delta t$
Aus	$E_{S,t} + T_{min} \cdot (\mu_{th} \cdot 0,5 \cdot P_{N,el} + \delta_{th}) \leq E_{S,max}$

Im Anschluss an die Prüfung eines möglichen Schaltvorgangs wird die mögliche Leistungsänderung des BHKWs betrachtet.

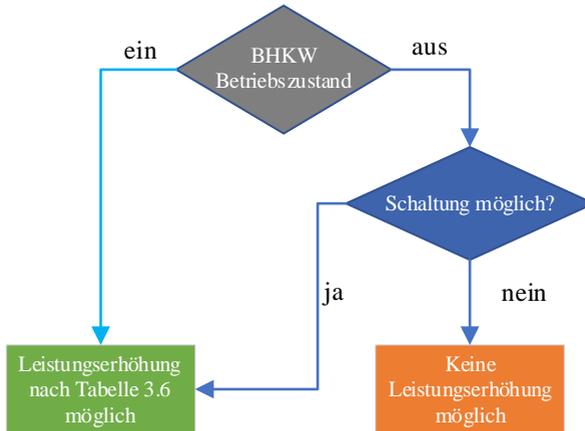


Abbildung 3.23: Prüfung einer möglichen Leistungserhöhung

Die Analyse einer möglichen Leistungserhöhung erfolgt entsprechend Abbildung 3.23. Die Randbedingungen für eine Leistungserhöhung sind in Tabelle 3.7 zusammengefasst.

Tabelle 3.7: Randbedingung für Leistungserhöhung

Ursprünglicher BHKW-Zustand	Schaltvorgang möglich?	Leistungserhöhung $P_{flex,t,+}$
An	Ja	$\leq P_{N,el} - P_t$
	Nein	
Aus	Ja	$\geq 0,5 \cdot P_{N,el}$ $\leq P_{N,el}$
	Nein	$= 0$

Ist das BHKW ursprünglich eingeschaltet, so kann die Leistung erhöht werden, unabhängig davon ob ein Schaltvorgang möglich ist. Die mögliche Leistungserhöhung $P_{flex,t,+}$ ist dabei allerdings limitiert. Ausgehend von der Leistung P_t zum Zeitpunkt t

kann die Leistung maximal bis zur Nennleistung $P_{N,el}$ erhöht werden. Ist das BHKW im ursprünglichen Fahrplan ausgeschaltet, muss eine Unterscheidung erfolgen. Ist ein Einschalten möglich, so muss die Mindestleistung des BHKWs erreicht werden, maximal steht auch hier die Nennleistung $P_{N,el}$ zur Verfügung. Ist ein Einschalten nicht möglich, ist folglich eine Leistungserhöhung nicht möglich.

Tabelle 3.8: Randbedingungen für Leistungsreduktion

Ursprünglicher BHKW-Zustand	Schaltvorgang möglich?	Leistungsreduktion $P_{flex,t,-}$
An	Ja	$= P_t$
	Nein	$\leq P_t - 0,5 \cdot P_{N,el}$
Aus	Ja	$= 0$
	Nein	

In Tabelle 3.8 sind die Randbedingungen einer möglichen Leistungsreduktion $P_{flex,t,-}$ zusammengefasst. Ist das BHKW ausgeschaltet, kann die Leistung offensichtlich nicht reduziert werden. Ist das BHKW in Betrieb kann die Leistung ausgehend von der aktuellen Leistung P_t entweder bis zur halben Nennleistung abgesenkt oder das BHKW, falls möglich, abgeschaltet werden. In letzterem Fall entspricht die Leistungsreduktion der Momentanleistung P_t .

3.3.3.2 Verfügbare Flexibilität

In den nachfolgenden Auswertungen wird die Verteilung der verfügbaren Flexibilität analysiert. Zu beachten ist dabei, dass zum gleichen Zeitpunkt sowohl die Möglichkeit einer Leistungserhöhung als auch die Möglichkeit einer Leistungsreduktion bestehen kann und sich diese Möglichkeiten nicht gegenseitig ausschließen. Da der Betrieb des Blockheizkraftwerks entscheidend vom bestehenden Wärmebedarf abhängt, werden Sommer- und Winterzeit getrennt voneinander ausgewertet.

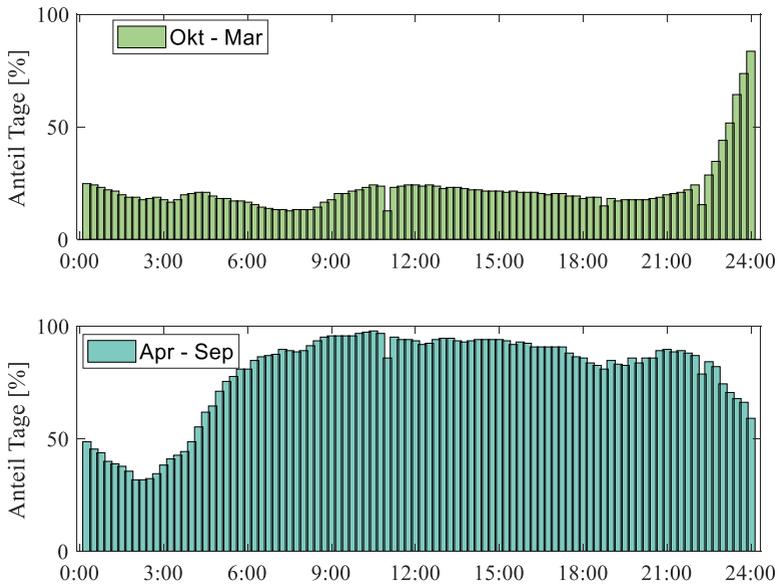


Abbildung 3.24: Mögliche Leistungserhöhung des BHKWs

In Abbildung 3.24 ist die Verfügbarkeit der möglichen Leistungserhöhung in Abhängigkeit der Uhrzeit getrennt nach Winter- und Sommerzeit dargestellt. Es wird deutlich, dass eine Leistungserhöhung im Sommer an nahezu jedem Tag, während der Heizperiode jedoch tagsüber nur an ca. 25% der Tage eine Erhöhung der Leistung möglich ist. Grund dafür ist der ursprüngliche Fahrplan der Anlage. Da das BHKW im Winter häufig bereits mit maximaler Leistung betrieben wird, ist eine weitere Leistungserhöhung nicht möglich. Die höhere Verfügbarkeit gegen Ende des Tages ist durch die Wahl der Optimierungshorizontes bedingt.

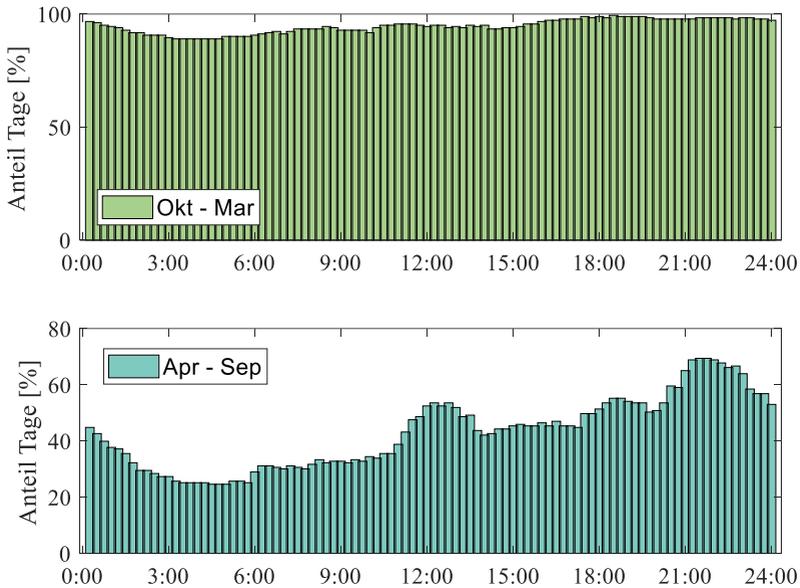


Abbildung 3.25: Mögliche Leistungsreduktion des BHKWs

In Abbildung 3.25 sind mögliche Leistungsreduktionen dargestellt. Deutlich wird, dass während der Heizperiode (Oktober – März) eine Leistungsreduktion zu fast jeder Uhrzeit und an jedem Tag möglich ist. Da das Blockheizkraftwerk zwar die günstigste aber nicht die einzige Möglichkeit der Wärmebereitstellung darstellt, kann dessen Leistung nahezu immer reduziert werden. Die Wärmeversorgung erfolgt dann mithilfe des Spitzenlastkessels. In den Sommermonaten ist eine Leistungsreduktion deutlich seltener möglich, da das BHKW in dieser Zeit weniger in Betrieb ist.

Die Anteile der Zeit, in denen keinerlei Leistungsänderungen möglich sind, sind in Abbildung 3.26 dargestellt. Es wird deutlich, dass während der Heizperiode der Betrieb des Blockheizkraftwerkes eine hohe Flexibilität aufweist. Nur an wenigen Viertelstundenwerten dieses Zeitraums ist keine Leistungsanpassung möglich. Dieser Anteil ist in den Sommermonaten deutlich größer. Grund dafür ist der geringere Wärmebedarf in dieser Zeit.

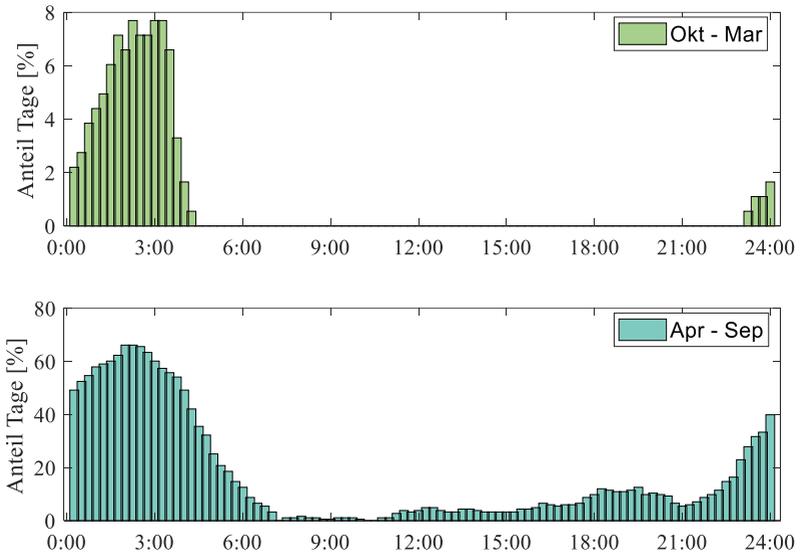


Abbildung 3.26: Zeiträume ohne mögliche Leistungsanpassung

3.4 Zusammenfassung

Energiemanagementsysteme bilden eine entscheidende Schnittstelle zwischen internen Betriebsparametern wie bspw. Bedarfsprofilen oder Speicherständen und externen Parametern wie bspw. Randbedingungen aus dem Verteilnetzbetrieb und marktbasierter Größen wie bspw. dynamischen Strompreisen.

Durch die Implementierung eines Gebäudemodells in Matlab können Wärmebedarfsprofile basierend auf gemessenen Temperaturverläufen berechnet werden. Die allgemeine Stromnachfrage wird basierend auf den in [42] entwickelten, synthetischen Lastprofilen abgebildet.

Im Rahmen dieser Arbeit werden mathematische Optimierungsmodelle zahlreicher Komponenten wie Speicher, Wärmeerzeuger oder auch von Elektrolyse- und Methanisierungsanlagen implementiert. Diese Komponenten können flexibel zu einem

sogenannten *Hub* kombiniert werden. Für dieses dadurch entstehende Energiesystem kann eine Betriebsoptimierung auf Basis der entwickelten Modelle implementiert werden. In zahlreichen Modellen ist die Verwendung von ganzzahligen Variablen notwendig um Schaltvorgänge abzubilden. Somit sind die resultierenden Optimierungsprobleme häufig gemischt-ganzzahliger Natur. Diese wurden mithilfe der Opti-Toolbox in MATLAB mithilfe der hier verfügbaren Open-Source-Solver gelöst [86].

In Kapitel 3.3 wird exemplarisch ein Beispielsystem mit Blockheizkraftwerk analysiert. Aufbauend auf einer Energiebezugskostenminimierung können die möglichen Leistungsanpassungen, auch als Flexibilität bezeichnet, bestimmt werden. Es wird deutlich, dass sich die verfügbare Flexibilität im Jahresverlauf aufgrund sich des unterschiedlichen Wärmebedarfs schwankt.

Der optimierte Fahrplan der Anlagen und die mögliche Flexibilität bilden die Grundlage des im nachfolgenden Kapitel beschriebenen optimalen, koordinativen, sektorenübergreifenden Netzbetriebs.

4 Optimierung des Strom- und Gasnetzbetriebs

4.1 Anforderungen an die Optimierungsstrategie

Die Integration zahlreicher Sektorenkopplungstechnologien, häufig auch als Power-to-X Technologien bezeichnet, wird in großen Teilen die Verteilnetze betreffen. So werden beispielsweise Wärmepumpen (Power-to-Heat) und Ladesäulen für Elektrofahrzeuge (Power-to-Mobility) größtenteils in der Niederspannungsebene installiert, größere Blockheizkraftwerke (Power-to-Heat) oder Ladeparks (Power-to-Mobility) auch in der Mittelspannungsebene. Die zukünftige Anschlussebene von Power-to-Gas-Anlagen ist zum heutigen Zeitpunkt noch nicht abzusehen. Es werden neben Projekten in der Verteilnetzebene [6, 7] auch Vorhaben mit einer Elektrolyseleistung von 100 MW_{el} in der Übertragungsnetzebene verfolgt [87]. Entscheidende Impulse zur Lokalisierung von möglichen Elektrolyseanlagen (erzeugungs- oder verbrauchernah) in Deutschland stehen ebenfalls noch aus.

Unabhängig davon, wo zukünftig eventuelle Elektrolyseanlagen zur Produktion von grünem Wasserstoff errichtet werden, beeinflusst die zunehmende Kopplung der Sektoren die bestehenden Verteilnetze. Nach der bisherigen Dezentralisierung der Stromerzeugung durch die Installation von Wind- und Photovoltaikanlagen, verändert sich durch die zunehmende Sektorenkopplung und die damit zunehmende Anzahl von Power-to-X-Anlagen die Lastsituation.

In [88] sind die unterschiedlichen Stromverteilnetzbetreiber in Baden-Württemberg dargestellt. Demgegenüber stehen die Versorgungsgebiete der Gasverteilnetzbetreiber, die ebenfalls in [88] ersichtlich werden. Es wird deutlich, dass die Konzessionsgebiete der Strom- und Gasverteilnetzbetreiber häufig nicht deckungsgleich sind. Somit ist es sehr wahrscheinlich, dass durch die Installation einer Power-to-Gas-Anlage eine Schnittstelle zwischen den Netzen zweier konkurrierender Unternehmen entstehen kann. Aus diesem Grund soll in den folgenden Betrachtungen ein direkter Austausch über Netzstruktur- und Netzbetriebsdaten zwischen den Verteilnetzbetreibern vermieden werden. Somit sind zentrale Optimierungsansätze, wie bspw. in [8, 32, 89] oder auch in [38, 90] vorgestellt, nicht anwendbar. Allerdings liefern diese naturgemäß aufgrund der großen Informationsgrundlage gute Ergebnisse.

Die zentrale Herausforderung im Hinblick auf die sehr heterogenen Versorgungsstrukturen und die unterschiedlichen Komponenten in den einzelnen Energiesystemen ist es, einen Ansatz zu formulieren, der ein möglichst optimales Zusammenspiel aller Komponenten ermöglicht. Dabei ist auch ein möglichst geringer Datenaustausch zwischen den Anschlussnehmern und den Netzbetreibern erstrebenswert. So verbleiben die Datenhoheit und die Ansteuerungshoheit über einzelne Komponenten (z.B. Wärmepumpen) bei den jeweiligen Betreibern. Gleichzeitig soll der Datenaufbereitungsaufwand beim Netzbetreiber reduziert werden.

In diesem Kapitel wird ein neuartiger, optimierter Koordinationsansatz vorgestellt, der ein optimales Zusammenspiel der einzelnen Komponenten in sektorenübergreifenden Versorgungsaufgaben ermöglicht. Zentrale Zielstellungen, die dabei beachtet werden sollen, sind:

- Übertragbarkeit auf unterschiedlichste Anwendungsfälle
- Unabhängigkeit vom Aufbau einzelner Energiemanagementsysteme
- Echtzeitfähigkeit
- Anwendbarkeit auf große Netzgebiete
- Möglichst geringer Datenaustausch zwischen den Akteuren

Die entwickelte Optimierungsstruktur wird nachfolgend in zwei grundsätzlich verschiedenen Fallbeispielen angewendet.

4.2 Flexibilitätsoptionen auf Verteilnetzebene im Kontext der Sektorenkopplung

Die Nutzung von Flexibilitätsoptionen auf Verteilnetzebene wird in zahlreichen Untersuchungen und Studien adressiert. Im Fokus stehen dabei unter anderem Ansätze zur Kappung von Einspeisespitzen von EEG-Anlagen [91] oder auch die Nutzung von Batteriespeichern [42] oder Power-to-Heat [92] zur Reduktion des notwendigen Netzausbaus oder als Alternative zu Netzengpassmanagement. Auch die wirtschaftliche Bewertung von Power-to-Gas als Stromnetzausbaualternative ist Gegenstand aktueller Forschung [36]. In diesem Kontext werden auch entsprechende regionale Flexibilitätsmärkte diskutiert [93, 94], um eine entsprechende Leistungsvorhaltung von Netzanchlussnehmern zu vergüten. Dass die Nutzung von Flexibilitätsoptionen

Netzausbaukosten in vielen Fällen verringern kann, wird bereits in [95] für verschiedene Anwendungsfälle gezeigt. Dabei entstehen nur geringe Mehrkosten für die Betreiber der Anlagen, die die netzdienliche Flexibilität bereitstellen. Grund dafür ist insbesondere, dass der Abruf von Flexibilität i.d.R. nur sehr selten erfolgt.

Alle diese Untersuchungen adressieren allerdings nur die Planung von Stromverteilnetzen auf verschiedenen Spannungsebenen. In den Fällen in denen Power-to-Gas-Anlagen berücksichtigt werden, wie bspw. in [36], wird die Rolle des Gasnetzes nicht betrachtet. Ziel der vorliegenden Arbeit ist es jedoch nicht, Power-to-Gas und andere Flexibilitätsoptionen als Alternative zu einem entsprechenden Netzausbau zu untersuchen und wirtschaftlich zu bewerten. Vielmehr ist es Ziel einen betrieblichen Prozess und entsprechende Modelle zu entwickeln, die eine Integration von Power-to-X-Technologien in die energieträgerübergreifende Energieversorgung ermöglichen. Dass diese Technologien auch als Netzausbaualternativen betrachtet werden können, steht außer Frage. Die Sinnhaftigkeit hängt hierbei allerdings stark von den konkreten Anwendungsfällen ab (z.B. Länge der zu verstärkenden Leitungsverbindung, Dauer und Höhe von Leitungsüberlastungen [42]). Im Rahmen dieser Arbeit soll jedoch ein leicht übertragbarer, modularer Ansatz zum Betrieb sektorenübergreifender Versorgungssysteme beschrieben werden.

4.3 Modellierung von Strom- und Gasverteilnetzen

In den folgenden Abschnitten wird die verwendete Modellierung zur Beschreibung von Strom- und Gasverteilnetzen dargestellt. Im Hinblick auf eine möglichst kurze Berechnungsdauer im weiteren Verlauf werden für beide Verteilnetze mögliche Linearisierungen untersucht und ihre entsprechende Berechnungsgenauigkeit bewertet.

4.3.1 Stromnetz

Die Integration von Lastflussgleichungen in Optimierungsproblemen, auch Optimal Power Flow (OPF) genannt, geht zurück auf Arbeiten in den 1960ern [96]. Während die Zielstellungen zunächst in der Minimierung von Erzeugungskosten unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen auf Übertragungsnetzebene lagen, sind OPF-Ansätze mittlerweile auch Stand der Technik zur Berücksichtigung flexibler Lasten und Erzeuger. Im Zuge der Energiewende sind diese bekanntlich in großer Zahl auf

Verteilnetzebene vorhanden, sodass OPF-Betrachtungen auch auf Verteilnetzebene im Kontext vieler Fragestellungen eingesetzt werden.

In den nachfolgenden Abschnitten werden zunächst die mathematischen Zusammenhänge der verwendeten Stromnetzmodellierungsansätze vorgestellt. Diese unterteilen sich in die nichtlinearen AC-Lastflussgleichung und mögliche Linearisierungsansätze. Dabei wird angenommen, dass das untersuchte Netz symmetrisch belastet wird und sich in einem stationären Zustand befindet.

4.3.1.1 Nichtlineare AC-Leistungsflussgleichungen

Zur Berücksichtigung von Netzrestriktionen wie bspw. die Einhaltung des zulässigen Spannungsbands nach DIN EN 50160 [97] oder der Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen werden meist die nichtlinearen AC-Leistungsflussgleichungen als Gleichheitsnebenbedingungen sowie zusätzlich entsprechende Limitierungen der Knotenspannungen oder Auslastungen in das aufzustellende Optimierungsproblem integriert.

Die Leistungsflussgleichungen, vgl. [98], beschreiben die Wirk- und Blindleistungsflüsse zwischen den einzelnen Knoten. Die resultierenden Knotenbilanzen der Wirk- und Blindleistung am Knoten i können mit folgenden Gleichungen beschrieben werden:

$$\begin{aligned}
 P_{L,i} - P_{G,i} + u_i \left[\sum_{k=1}^N u_k [G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)] \right]_{i=1,\dots,N} &= 0 \\
 Q_{L,i} - Q_{G,i} + u_i \left[\sum_{k=1}^N u_k [G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k)] \right]_{i=1,\dots,N} &= 0
 \end{aligned}$$

Dabei sind $P_{L,i}$ und $P_{G,i}$ die Wirkleistungen der am Knoten i angeschlossenen Lasten und Erzeuger. u_i und θ_i sind Spannungsbetrag und -winkel am Knoten i . Analog sind $Q_{L,i}$ und $Q_{G,i}$ die Blindleistungen der am Knoten i angeschlossenen Lasten und Erzeuger. G_{ik} und B_{ik} sind Real- und Imaginärteil der Einträge der Admittanzmatrix.

Häufig wird die Darstellung in kartesischen Koordinaten gewählt [99]. Alternativ können die AC-Leistungsflussgleichungen auch in Polarkoordinaten dargestellt werden. Zusätzlich zu den Knotenbilanzen als Gleichheitsnebenbedingungen können die folgenden Begrenzungen im resultierenden OPF implementiert werden, um die Einhaltung des Spannungsbandes zu gewährleisten (4.3) Leitungsauslastungen zu begrenzen (4.4):

$$u_{min} \leq u_i \leq u_{max} \quad (4.3)$$

$$-S_{ij,max} \leq S_{ij} \leq S_{ij,max} \quad (4.4)$$

Dabei sind u_i die Beträge der Knotenspannungen und u_{min} sowie u_{max} deren Grenzen. S_{ij} bezeichnet den Betrag der übertragenen Scheinleistung zwischen den Knoten i und j . Je nach Richtung des Leistungsflusses sind diese Werte positiv oder negativ.

Last- und Einspeiseprofile können ebenfalls über zusätzliche Gleichheitsnebenbedingungen oder alternativ über Begrenzungen in die Berechnungen integriert werden. Der Zustandsvektor der nichtlinearen Beschreibung des Stromnetzes mit N Knoten besteht aus $4N$ Einträgen. Für jeden Knoten sind die Zustandsgrößen der Knotenspannungswinkel θ und -betrag u sowie die angeschlossene Wirk- und Blindleistungsabgabe. Diese Zustandsgrößen werden in folgendem Vektor zusammengefasst:

$$x = \begin{bmatrix} u \\ \theta \\ P \\ Q \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

Je nach bekannten und unbekanntem Zustandsgrößen können die Knoten des Netzes entsprechend Tabelle 4.1 in drei Kategorien eingeteilt werden. Für die folgenden Betrachtungen werden sämtliche Knoten, mit Ausnahme der Übergabestelle zur überlagerten Netzebene, als Lastknoten betrachtet. Dies impliziert auch die vereinfachte Betrachtung der Lasten, da diese nicht detaillierter im Hinblick auf ihr Systemverhalten (z.B. Spannungsabhängigkeit) analysiert werden. Als Bilanzknoten wird jeweils die Einspeisung aus der überlagerten Netzebene angenommen.

Die Verwendung der AC-Leistungsflussgleichungen führt jedoch zu einem nichtlinearen, nicht-konvexen Optimierungsproblem. Somit ist das Erreichen eines globalen Optimums nicht garantiert. Werden im selben Optimierungsproblem auch gemischt-ganzzahlige Komponentenmodelle (bspw. BHKWs, Wärmepumpen) betrachtet, ist das resultierende nicht-konvexe MINLP i.d.R. nur nach erheblicher Rechendauer lösbar. Außerdem ist nicht sichergestellt, dass die gefundene Lösung dem globalen Optimum entspricht. Aus diesen Gründen sollen im Folgenden lineare Ansätze zur Beschreibung der Leistungsflüsse als mögliche Alternative betrachtet werden.

Tabelle 4.1: Knotenarten [98]

Knotenart	Gegeben	Gesucht
Lastknoten (PQ-Knoten)	P, Q	$ \underline{U} , \theta$
Speiseknoten (PU-Knoten) (auch Generatorknoten oder spannungsgeregelter Knoten)	$P, \underline{U} $	Q, θ
Bilanzknoten (auch Slack- oder Bezugsknoten)	$ \underline{U} , \theta$	P, Q

4.3.1.2 Linearisierungen zur Beschreibung von Verteilnetzen

Der gebräuchlichste lineare Ansatz zur Beschreibung von Leistungsflüssen in elektrischen Netzen ist der entkoppelte Leistungsfluss, auch DC-Leistungsfluss genannt. Dieser Ansatz ist seit 1974 bekannt [100] und wurde seither in unzähligen Arbeiten eingesetzt. Der Ansatz beruht im Wesentlichen auf drei Annahmen:

- Leitungen werden als reine Induktivitäten betrachtet ($R \ll X$)
- Die Winkeldifferenzen sind klein ($\theta_i \approx \theta_k$)
- Die Spannungsbeträge aller Netzknoten entsprechen der Bezugsspannung ($u \approx 1$)

Durch diese Näherungen sind nur noch Wirkleistungsflüsse und Spannungswinkel als Zustandsgrößen zu berechnen. Blindleistungsflüsse können nicht berechnet werden. Dieser Ansatz ist insbesondere aus zwei Gründen nicht für Betrachtungen auf Verteilnetzebene geeignet. Zunächst gilt die Annahme rein induktiver Leitungen ($R \ll X$) in Verteilnetzen, insbesondere in Niederspannungsnetzen, nicht. Darüber hinaus stellen gerade die im DC-Leistungsfluss der Bezugsspannung gleichgesetzten Spannungsbeträge an allen Knoten eine der kritischen Zustandsgrößen auf Verteilnetzebene dar. Eine Information über die Spannungsbeträge ginge bei Verwendung des DC-Leistungsflusses vollständig verloren.

Eine Alternative stellt der in [101] entwickelte Ansatz der „Implicit Linearization of the Power Flow Manifold“, im Folgenden mit LPFM bezeichnet, dar. Dieser Ansatz ermöglicht die Berücksichtigung der Spannungsbeträge (im Gegensatz zum DC-Leistungsfluss) und kann für jede beliebige Netztopologie verwendet werden. Eine Matlab-Implementierung wird durch den Autor von [101] unter [102] zur Verfügung gestellt.

Der geometrische LPFM-Ansatz stellt prinzipiell eine Generalisierung des zuvor genannten Linearisierungsansatzes dar. Durch entsprechende Vereinfachungen lässt sich LPFM auch zu einem DC-Leistungsfluss oder dem LinDistFlow reduzieren [101]. Wie bereits in Gleichung (4.5) beschrieben, lässt sich das elektrische Netz mithilfe der Knotenspannungsbeträge und –winkel sowie Wirk- und Blindleistung der Lasten und Einspeiser als Zustandsgrößen beschreiben. Ausgangspunkt ist auch hier das nichtlineare Gleichungssystem zur Beschreibung des Leistungsflusses mithilfe der Admittanzmatrix Y und den komplexen Knotenspannungen u :

$$\text{diag}(u)\overline{Y}u = s \quad (4.6)$$

Dies wird anschließend in eine implizite Form umgeschrieben, sodass gilt:

$$F(x) = \text{diag}(u)\overline{Y}u - s = 0_{2N}, \quad (4.7)$$

wobei die mehrdimensionale Funktion $F(x)$ in Real- und Imaginärteil aufgespalten werden kann. x ist dabei der Zustandsvektor gemäß (4.5).

Diese weiterhin nichtlineare Randbedingung definiert nach [101] eine sogenannte Mannigfaltigkeit (engl.: „manifold“). Grundgedanke ist es, an einem Arbeitspunkt x^* der mehrdimensionalen Funktion eine Linearisierung vorzunehmen. Wenn x^* eine Lösung der Gleichung (4.7) darstellt, wird die Funktion $F(x)$ durch eine tangentielle Näherung am Punkt x^* approximiert. Dabei ist A_{x^*} die Jacobi-Matrix der Funktion $F(x)$ im Arbeitspunkt x^* .

$$A_{x^*} \cdot (x - x^*) = 0 \quad (4.8)$$

Dabei wird die Matrix A_{x^*} entsprechend der folgenden Gleichung berechnet:

$$A_{x^*} = [(\langle \text{diag}(\overline{Y \cdot \underline{u}^*}) \rangle + \langle \text{diag}(\underline{u}^*) \rangle \cdot M \cdot \langle Y \rangle) \cdot R(\underline{u}^*) - I_{N \times N}] \quad (4.9)$$

mit:
$$M := \begin{bmatrix} I_{N \times N} & 0_{N \times N} \\ 0_{N \times N} & -I_{N \times N} \end{bmatrix}$$

$$R(u) := \begin{bmatrix} \text{diag}(\cos(\theta)) & -\text{diag}(|U|) \cdot \text{diag}(\sin(\theta)) \\ \text{diag}(\sin(\theta)) & \text{diag}(|U|) \cdot \text{diag}(\cos(\theta)) \end{bmatrix}$$

$$\langle \cdot \rangle = \begin{bmatrix} \text{Re}(\cdot) & -\text{Im}(\cdot) \\ \text{Im}(\cdot) & \text{Re}(\cdot) \end{bmatrix}$$

Die Matrix $I_{N \times N}$ stellt die Einheitsmatrix dar. Für eine vertiefende Darstellung der Herleitung und der zugehörigen mathematischen Beweise dieser Zusammenhänge sei an dieser Stelle die Lektüre des Anhangs von [101] empfohlen.

Gleichung (4.8) stellt die lineare Approximation der Leistungsflussgleichungen dar. Zur vollständigen Beschreibung des Stromnetzes muss dieses lineare Gleichungssystem noch um die Beschreibung der einzelnen Knoten ergänzt werden. Auch hier müssen die unterschiedlichen Knotentypen (siehe Tabelle 4.1) unterschieden werden.

$$\text{PQ:} \quad g_k(x) = \begin{bmatrix} P_k - P_{k,0} \\ Q_k - Q_{k,0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

$$\text{PU:} \quad g_k(x) = \begin{bmatrix} P_k - P_{k,0} \\ u_k - u_{k,0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

$$\text{Slack:} \quad g_n(x) = \begin{bmatrix} u_n - u_{n,0} \\ \theta_n - \theta_{n,0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

Die festen Variablen $P_{k,0}$, $Q_{k,0}$ entsprechen dabei den Lastwerten am Knoten k , $u_{n,0}$ und $\theta_{n,0}$ den gewählten Spannungsbetrag und -winkel am Bezugsknoten n .

Die Funktionen $g_k(x)$ und $g_n(x)$ bilden zusammen die Bedingung $G(x) = 0_{2N}$. Die Funktion $G(x)$ wird ebenfalls linearisiert und man erhält:

$$C_{x^*} \cdot (x - x^*) = -G(x^*, x_0) = d_{x^*} \quad (4.13)$$

Hierbei ist x_0 der Zustandsvektor, bei dem die Wirk- und Blindleistungen den vorgegebenen Werten $P_{k,0}$ und $Q_{k,0}$ entsprechen.

Somit wird das ursprüngliche Gleichungssystem (4.8) um das lineare Gleichungssystem (4.13) erweitert und das Gesamtmodell ergibt sich zu:

$$\begin{bmatrix} A_{x^*} \\ C_{x^*} \end{bmatrix} \cdot (x - x^*) = \begin{bmatrix} 0 \\ d_{x^*} \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

Die Ergebnisse der studentischen Arbeit [103] zeigen die Eignung des Ansatzes. Mit maximalen Linearisierungsfehlern von unter 0,07 p.u. für beispielhafte Lastfälle in einem realen Mittelspannungsnetz können die Spannungsbeträge sehr genau berechnet werden. Referenz ist hierbei der in matpower implementierte Newton-Raphson Algorithmus [104].

Im Rahmen dieser Arbeit beschreibt x^* immer die sogenannte Flat-Voltage-Solution, die als Linearisierungspunkt gewählt wird.

$$x^* = [1_n \quad 0_n \quad \text{Re}(Y_{sh}) \quad \text{Im}(Y_{sh})]^T \quad (4.15)$$

Diese stellt eine zulässige Lösung des ursprünglichen Lastflussproblems dar und beschreibt das unbelastete Netz. Alle Spannungsbeträge sind zu 1 p.u. gesetzt. Spannungswinkel sowie Wirk- und Blindleistung der Lasten werden den Shuntadmittanzen gleichgesetzt [101].

Die linearen Gleichheitnebenbedingungen im zu formulierenden Optimierungsproblem sind allgemein der Form

$$A \cdot x = b \quad (4.16)$$

Im Vergleich zur Modellformulierung in Gleichung (4.14) wird deutlich, dass die Zustandsvariablen im Optimierungsproblem x_{lin} die Abweichung vom Linearisierungspunkt x^* beschreiben (4.17). Dies ist z.B. bei der Formulierung von Begrenzungen entsprechend Gleichung (4.3) und der Auswertung der Ergebnisse zu berücksichtigen.

$$x_{lin} = (x - x^*) = \begin{bmatrix} \Delta u \\ \Delta \theta \\ \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

4.3.1.3 Validierung des linearen Stromnetzmodells

Die im Rahmen der betreuten studentischen Arbeit [103] durchgeführten Simulationen dienen der Validierung des verwendeten Linearisierungsansatzes. Hierbei werden die erzielten Berechnungsergebnisse für verschiedene Netze und Lastfälle mit den Lastflusssergebnissen des in matpower implementierten Newton-Raphson Algorithmus verglichen, der als Referenz dient.

Da die verschiedenen Netzebenen unterschiedliche R/X-Charakteristiken vorweisen, wird der Vergleich für ein exemplarisches Hochspannungsnetz (IEEE Case 30), ein reales Mittelspannungsnetz mit zwei verschiedenen Lastfällen und ein reales Niederspannungsnetz durchgeführt. In Abbildung 4.1 und Abbildung 4.2 sind die relativen Linearisierungsfehler der Spannungsbeträge und -winkel dargestellt. Die rote Linie stellt dabei den Median, die schwarzen Linien Minimum und Maximum der Ergebnisse dar. Blau umrandet ist der Bereich zwischen erstem und dritten Quartil. Somit liegt die Hälfte der Ergebnisse innerhalb der blauen Markierung.

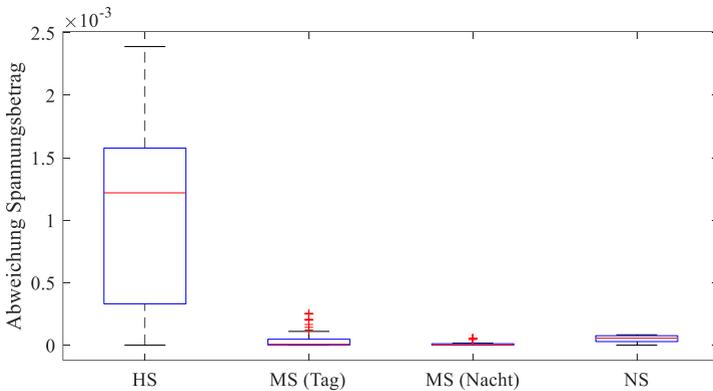


Abbildung 4.1: Relative Linearisierungsfehler der Spannungsbeträge

Während die Linearisierungsfehler der Spannungswinkel insbesondere im untersuchten Hochspannungsnetz sehr groß sind, werden die Spannungsbeträge hinreichend genau berechnet. Für die Mittel- und Niederspannungsebene liegen alle Fehler der Spannungsbeträge unter 0,05 %. Das Beispiel der Hochspannungsebene zeigt Linearisierungsfehler bis zu 0,25 %. Im Hinblick auf den Einsatz dieser Linearisierung in prognosebasierten Netzberechnungen sind diese Linearisierungsfehler gegenüber der Abweichung von Prognosen zu vernachlässigen. So liegt bspw. der normierte mittlere quadratische Fehler der in [8] entwickelten Lastprognose einzelner Ortsnetzstationen zwischen 8,29% und 9,32%.

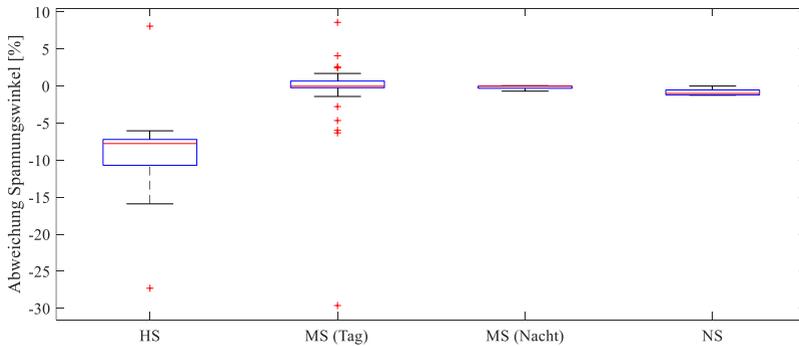


Abbildung 4.2: Relative Linearisierungsfehler der Spannungswinkel

4.3.2 Gasnetz

Gasverteilnetze werden nach [105] in Niederdruck-, Mitteldruck und Hochdrucknetze unterteilt. Die Werte der jeweiligen Rohrlängen sind [106] entnommen. Die Gasverteilnetze in Deutschland umfassen somit insgesamt knapp 500.000 km, die von insgesamt 708 Verteilnetzbetreibern (VNBs) betrieben werden. Das überlagerte Fernleitungsnetz wird von 16 Fernleitungsnetzbetreibern (FNBs) betrieben.

Tabelle 4.2: Druckstufen in der Gasverteilung

Druckstufe	Fließdruckbereich	Rohrlänge
Niederdruck	$p_e \leq 100 \text{ mbar}$	158.000 km
Mitteldruck	$100 \text{ mbar} < p_e \leq 1 \text{ bar}$	204.000 km
Hochdruck	$1 \text{ bar} < p_e \leq 100 \text{ bar}$	122.500 km

Eine zentrale Versorgungsaufgabe der Gasverteilnetze besteht in der Versorgung von Heizungsanlagen. Etwa jede zweite Wohnung in Deutschland wird mithilfe des fossilen Energieträgers Erdgas beheizt [107]. Im Wohnungsneubau lässt sich jedoch ein Trend weg von Erdgas hin zu Wärmepumpen und Fernwärme erkennen [108] auch wenn Erdgas aktuell auch im Neubau noch der meistgewählte Energieträger ist. Somit liegt der Rückschluss nahe, dass zukünftig freiwerdende Kapazitäten in den Gasverteilnetzen genutzt werden können, um bspw. angeschlossene Blockheizkraftwerke stromnetzdienlich zu betreiben.

In den folgenden Abschnitten wird die Modellierung der Erdgasversorgung beschrieben und die mathematischen Zusammenhänge des Optimierungsmodells erläutert. Diese umfassen zunächst eine nichtlineare Formulierung der Rohrnetzrechnung und einer anschließenden Analyse von Linearisierungsansätzen.

4.3.2.1 Grundlagen der Rohrnetzrechnung

Die zur Beschreibung des Gastransports durch Rohrleitungen verwendeten Zusammenhänge basieren im Wesentlichen auf den ausführlichen Darstellungen in [63].

Zur Beschreibung von Vorgängen in der Strömungslehre lassen sich leicht Analogien aus der Elektrotechnik heranziehen. So ist analog zur elektrischen Spannung U der Druck p die treibende Spannungsgröße. Die Flussgröße, in der Elektrotechnik der Strom I , ist in der Strömungsmechanik der Volumenstrom \dot{V} . Doch während das Ohm'sche Gesetz, das den Zusammenhang von Flussgröße und Spannungsabfall in der

Elektrotechnik beschreibt, linear ist, ist dessen Äquivalent, die Darcy-Weisbach Gleichung quadratisch. Dies ist in Tabelle 4.3 zusammengefasst.

Tabelle 4.3: Analogie zwischen Elektrotechnik und Strömungsmechanik

Elektrotechnik		Strömungsmechanik	
Spannung	U	Druck	p
Strom	I	Volumenstrom	\dot{V}
Ohmsches Gesetz	$\Delta U_{ij} = R_{ij} \cdot I_{ij}$	Darcy-Weisbach-Gl.	$\Delta p_{ij} = \lambda_{ij} \cdot \frac{l_{ij} \cdot 8 \cdot \rho}{d_{ij}^5 \cdot \pi^2} \cdot \dot{V}_{ij}^2$

Ausgangspunkt für die Berechnung des Druckverlustes an einem geraden, runden Rohr ist die quadratische Gleichung nach Darcy-Weisbach

$$\Delta p_{ij} = R_{gas,ij} \cdot \dot{V}_{ij}^2 = \lambda_{ij} \cdot \frac{l_{ij} \cdot 8 \cdot \rho}{d_{ij}^5 \cdot \pi^2} \cdot \dot{V}_{ij}^2 \quad (4.18)$$

Dabei ist der Druckabfall Δp_{ij} zwischen den Knoten i und j abhängig vom Gasvolumenstrom durch die Leitung \dot{V}_{ij} , der Rohrreibungszahl λ_{ij} , der Dichte des Gases ρ , Rohrlänge l_{ij} und Rohrdurchmesser d_{ij} . Angenommen wird hierbei eine waagerechte Verlegung ohne Höhenunterschied.

Aus der Darcy-Weisbach-Gleichung folgt für den aus der Druckdifferenz resultierenden Massenfluss \dot{V}_{ij} :

$$\dot{V}_{ij} = \text{sign}(p_i - p_j) \cdot \sqrt{\frac{d_{ij}^5 \cdot \pi^2 \cdot |p_i - p_j|}{\lambda_{ij} \cdot l_{ij} \cdot 8 \cdot \rho}} \quad (4.19)$$

Während die geometrischen Parameter des Rohres leicht zu bestimmen sind, ist die Ermittlung der Rohrreibungszahl λ_{ij} abhängig von der Strömungsart im Rohr. Diese kann laminar oder turbulent sein. Darüber hinaus werden für hydraulisch glatte und hydraulisch raue Rohren unterschiedliche, empirisch bestimmte Gleichungen angesetzt. Eine Übersicht über die Zuordnung der verschiedenen Zusammenhänge zu den unterschiedlichen Gültigkeitsbereichen ist in [63] zu finden.

Angenommen wird zunächst, dass in den untersuchten Gasverteilnetzen ausschließlich turbulente Strömungen vorliegen. Diese Annahme konnte in der studentischen Arbeit

[109] bestätigt werden. Im Folgenden wird daraufhin zur Bestimmung der Rohrreibungszahl die explizite, empirisch bestimmte Formulierung nach Zanke (4.20) eingesetzt, da diese die implizite Gleichung nach Prandtl und Colebrook mit guter Genauigkeit ersetzt [63]. Die Verwendung der expliziten Gleichung ermöglicht darüber hinaus die leichte Verwendbarkeit innerhalb der formulierten Optimierungsprobleme. Bei der Ermittlung der Rohrreibungszahl λ_{ij} nach Zanke werden die Reynoldszahl Re_{ij} , der Rohrdurchmesser d_{ij} und die integrale Rauigkeit k berücksichtigt. In der Realität ist die Rauigkeit der Rohre unbekannt und wird daher durch Erfahrungswerte ersetzt. Basierend auf den in [63] angegebenen Werten wird im Folgenden eine integrale Rauigkeit von 1 mm angenommen. Zu berücksichtigen sind dabei neben der Wandrauigkeit auch die Wirkung von Leitungseinbauten, wie Armaturen und Formstücken, oder auch der Einfluss von Ablagerungen innerhalb des Rohres.

$$\lambda_{ij} = \left[-2 \cdot \lg \left(2,7 \cdot \frac{(\lg Re_{ij})^{1,2}}{Re_{ij}} + \frac{k}{3,17 \cdot d_{ij}} \right) \right]^{-2} \quad (4.20)$$

Zur Bestimmung der Reynoldszahl kann entsprechend [63] der Zusammenhang verwendet werden.

$$Re_{ij} = \frac{\omega_{ij} \cdot d_{ij}}{\nu} \quad (4.21)$$

Die kinematische Viskosität ν wird dabei nach [63] zu 14,9-10-6 m²/s (H-Gas, 20°C) gewählt. ω_{ij} beschreibt die Strömungsgeschwindigkeit des Gases zwischen den Knoten i und j .

Folgende Annahmen und Vereinfachungen wurden somit zur Integration der Rohrnetz-berechnung als Optimierungsrandbedingung getroffen:

- Sämtliche Strömungen sind turbulent
- Konstante Gastemperatur innerhalb des gesamten Netzes
- Konstante Gasdichte von 0,783 kg/m³ (H-Gas im Normzustand)
- Inkompressibles Gas
- Vernachlässigung der Netzatmung¹
- Gleiche Gaszusammensetzung innerhalb des Netzes
- Keine Höhendifferenzen innerhalb des Netzes

¹ Hierunter versteht man die Gasspeicherung in Rohrleitungen durch Kompression des Gases

Basierend auf den dargestellten nichtlinearen Zusammenhängen ist es nun möglich, die sich einstellenden Massenflüsse innerhalb des Gasnetzes zu bestimmen. Analog zum aus der Elektrotechnik bekannten ersten Kirchhoffschen Gesetz kann eine Bilanzgleichung (4.22) für jeden Knoten aufgestellt werden. Diese besagt, dass die Summe aller zu- und abfließenden Massenströme zu jedem Zeitpunkt t gleich null sein muss.

$$\sum_{k=1}^l \dot{V}_{i,k}^t - \sum_{j=1}^m \dot{V}_{ij}^t = 0 \quad (4.22)$$

Dabei bezeichnet m die Anzahl der mit dem Knoten i verbundenen Leitungen. Die Anzahl der an den Knoten angeschlossenen Lasten ist durch l gegeben. An dieser Stelle ist zu beachten, dass es sich hierbei sowohl um Gasentnahmestellen als auch Einspeisestellen, wie bspw. Power-to-Gas-Anlagen handeln kann. Bei sämtlichen Massenflüssen ist auf ein korrektes Vorzeichen zu achten, um ein lösbares Gleichungssystem zu erhalten. Dieses Gleichungssystem kann somit, analog zu den Lastflussgleichungen zur Beschreibung des Stromnetzes, als Randbedingung in ein aufzustellendes Optimierungsproblem integriert werden. Auf diese Weise stellt das Optimierungsproblem ein energieträgerübergreifendes Optimal-Powerflow-Problem dar.

4.3.2.2 Die Gas-Zustandszahl

Die Gas-Zustandszahl Z beschreibt das Verhältnis des Gasvolumens im Normzustand zum Volumen im tatsächlichen Betriebszustand. Unter der Annahme, dass das Gas als trocken betrachtet werden kann, kann die Zustandszahl mit folgendem Zusammenhang berechnet werden:

$$Z = \frac{T_n}{T_n + T} \cdot \frac{p_{amb} + p_{eff}}{P_n} \cdot \frac{1}{K} \quad (4.23)$$

Ein Beispiel für die Berechnung der Zustandszahl nach [110]:

Angenommen, die Entnahmestelle liegt auf einer Höhe von 190m, so beträgt hier der Umgebungsdruck p_{amb} 993,2 mbar. Der Nenndruck P_n liege bei 1013,25 mbar und der Effektivdruck p_{eff} bei 23 mbar. Die Gastemperatur T betrage 15°C. So ergibt sich daraus folgende Zustandszahl Z :

$$Z = \frac{273,15 \text{ K}}{288,15 \text{ K}} \cdot \frac{993,20 \text{ mbar} + 23 \text{ mbar}}{1013,25 \text{ mbar}} = 0,951 \quad (4.24)$$

4.3.2.3 Linearisierte Beschreibung von Gasverteilnetzen

Im Rahmen der studentischen Abschlussarbeit [111] und der darauf basierenden Veröffentlichung [112] wurden verschiedene Ansätze zur Linearisierung der Rohrnetzbeziehung implementiert und analysiert. Bei der in [112] beschriebenen big-M-Methode wird die quadratische Gleichung nach Darcy durch mehrere abschnittsweise lineare Teilstücke interpoliert, sodass ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem aufgestellt werden kann. Dadurch kann der durch die Linearisierung implizierte Berechnungsfehler deutlich reduziert werden. Allerdings zeigt die in [112] veröffentlichte Arbeit auch, dass die Berechnungszeit deutlich über die der einfachen Linearisierung der quadratischen Gleichung hinausgeht. Aus diesem Grund wird letztere im Folgenden eingesetzt.

Dabei wird zunächst die quadratische Gleichung nach Darcy durch den folgenden linearen Zusammenhang angenähert.

$$\Delta p'_{ij} = R'_{ij} \cdot \dot{V}_{ij} \quad (4.25)$$

Von großer Bedeutung ist dabei die Bestimmung des konstanten Ersatzwiderstands R'_{ij} , der entsprechend Gleichung bestimmt werden kann.

$$R'_{ij} = \frac{\Delta p'_{ij,max}}{\dot{V}_{ij,max}} \quad (4.26)$$

Der ursprüngliche quadratische Zusammenhang wird somit im Intervall von Null bis zu einem maximal auftretenden Volumenstrom $\dot{V}_{ij,max}$ durch eine Gerade mit der Steigung R'_{ij} ersetzt. Durch punktsymmetrische Spiegelung am Ursprung gilt dieser Zusammenhang auch für Volumenflüsse mit negativem Vorzeichen.

Entscheidend für einen möglichst geringen Linearisierungsfehler ist dabei die Bestimmung des maximalen Volumenstroms $\dot{V}_{ij,max}$ bzw. des maximal zu erwartenden Druckabfalls $\Delta p'_{ij,max}$ am jeweiligen Rohr. Wie in Abbildung 4.3 deutlich wird, ist die Verwendung des linearisierten Modells dadurch eine Worst-Case Abschätzung, da für den resultierenden Druckabfall ein größerer Wert berechnet wird. Für die Analyse von Niederdrucknetzen wird bspw. ein maximaler Druckabfall von 1,5 mbar pro Leitung sowie ein maximaler Volumenstrom von 3100 m³/h angesetzt [112]. Für kleinere Volumenströme wird der Druckabfall überschätzt, für größere Volumenströme werden kleinere Druckabfälle berechnet. Die Wahl des maximalen Volumenstroms ist somit elementar für die Güte der Berechnungsergebnisse. Eine alternative Linearisierung

durch tangentielle Näherung in einem Arbeitspunkt könnte hingegen zu physikalisch unplausiblen Ergebnissen führen, da die resultierende Gerade nicht durch den Ursprung gehen würde. Somit würden Flussrichtung und Richtung des Druckabfalls nicht übereinstimmen.

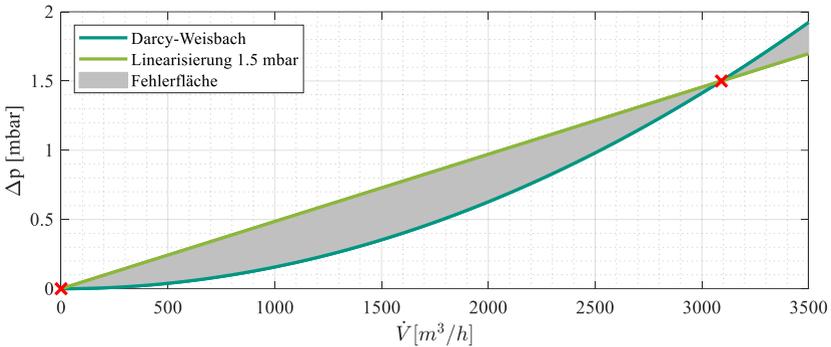


Abbildung 4.3: Linearisierung des Gasnetzmodells

4.3.2.4 Validierung des linearen Gasnetzmodells

Die Validierung der linearisierten Rohrnetzrechnung ist in [112] veröffentlicht und in Tabelle 4.4 exemplarisch für eine Betrachtungszeitraum von 100 Zeitschritten von je 15 Minuten zusammengefasst. Dabei erfolgt ein Vergleich mit anderen Ansätzen der Rohrnetzrechnung. Zusammenfassend lässt sich hierzu festhalten, dass die in [38] verwendete nichtlineare Beschreibung die beste Berechnungsgenauigkeit aufweist dafür aber auch die längste Berechnungszeit benötigt. Als Referenz zur Bestimmung der Berechnungsgenauigkeit dient dabei das zur Gasnetzrechnung üblicherweise eingesetzte Hardy-Cross-Verfahren [63]. Dagegen zeichnet sich die Verwendung linearer Nebenbedingungen durch eine sehr kurze Berechnungsdauer aus. Die Abweichungen der berechneten Knotendrücke von der Referenz (Hardy-Cross) liegen allerdings bei bis zu 6,4 %. Als geeignete Formulierung im Hinblick auf die Berechnungsdauer und Ergebnissenauigkeit hat sich im Rahmen von [112] prinzipiell die Formulierung der Rohrnetzrechnung als nichtkonvexes QCQP (Quadratic Constrained Quadratic Programming) herausgestellt. Die grundlegende Formulierung kann in [112] nachvollzogen werden. Eine Erweiterung dieser Formulierung um Flexibilitätsbeiträge an einzelnen Knoten führt jedoch zu signifikant erhöhten Rechenzeiten [113].

Tabelle 4.4: Abweichungen und Rechenzeiten (100 Zeitschritte)

	Max. Berechnungsabweichung Knotendruck	Rechenzeit (ohne Flexibilität)
Lineares Modell	6,4 %	0,02 s
QCQP	< 0,1 %	2,59 s
Nichtlineares Modell	< 0,1 %	22,57 s

4.4 Optimale Ausnutzung sektorenübergreifender Flexibilität

Insbesondere durch den voranschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien und der daraus resultierenden volatilen Erzeugung steigt der Bedarf an Netzausbau in den Verteilnetzen. Um diesen zu minimieren und gleichzeitig die regenerative Erzeugung einzubinden ist ein optimales Zusammenspiel von Erzeugern und Verbrauchern unter Berücksichtigung lokaler Netzrestriktionen notwendig. Darüber hinaus bieten neue Verbraucher wie Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge sowie Speicher in Form von Batteriespeichern oder auch Power-to-Gas Anwendungen Freiheitsgrade für einen optimalen Betrieb des gesamtheitlichen Energiesystems.

In der Literatur werden häufig zentrale Ansätze zur Optimierung sektorenübergreifender Energiesysteme verwendet [8, 32, 89, 114]. Diese setzen allerdings die Kenntnis des gesamten Energiesystems (bspw. Bedarfsprofile, Stromnetzstatus, Gasnetzstatus, Speicherzustände usw.) durch eine zentrale Einheit voraus. Dem stehen in der Realität allerdings einige Aspekte entgegen. Zunächst ist im Hinblick auf den Datenschutz bspw. eine Kenntnis von Ankunfts- und Abfahrzeiten von Elektrofahrzeugen durch eine zentrale Steuerungseinheit nur schwer vorstellbar. Darüber hinaus kann es sich bei Strom- und Gasverteilnetzbetreibern um konkurrierende Unternehmen handeln, die in diesem Kontext keine Daten preisgeben würden. Nichtzuletzt wäre der benötigte Aufwand für Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) immens. Um jede einzelne Komponente direkt ansteuern zu können, wäre eine direkte Kommunikationsverbindung zwischen dieser Komponente und der zentralen Einheit notwendig.

Eine weitere Herausforderung bei der Beschreibung von sektorübergreifenden Energiesystemen in zentralen Optimierungsproblemen ist deren mathematische Struktur. Da Anlagen wie bspw. Blockheizkraftwerke oder Power-to-Gas-Anlagen mit einer Mindestleistung betrieben werden müssen, sind i.d.R. Formulierungen mit binären

Variablen notwendig. Dadurch sind gemischt-ganzzahlige Optimierungsprobleme zu lösen. In Verbindung mit den häufig verwendeten nichtlinearen Modellierungsgleichung sind somit gemischt-ganzzahlige, nichtlineare Probleme (engl. MINLP) zu lösen. Werden dann bspw. dazu noch die AC-Lastflussgleichungen als Randbedingung betrachtet ist das Problem dazu auch nicht-konvex und somit nur schwer lösbar. Durch die Nichtkonvexität existiert darüber hinaus auch keine Garantie eines globalen Optimums. Dies kann durch die Ergebnisse der in [38] veröffentlichten Untersuchung bestätigt werden. Hierbei wurde ein MINLP zur Beschreibung gekoppelter Strom- und Gasnetze untersucht. Das Optimierungsproblem wurde dabei allerdings aus Gründen der Lösbarkeit nur für einen Zeitraum von 10 Zeitschritten (dies entspricht 150 Minuten) berechnet.

Die Verwendung eines zentralen Ansatzes stellt auch mit zunehmender Anzahl an zu steuernden Anlagen eine große Herausforderung dar. Aus diesen Gründen werden in der Literatur ebenfalls dezentrale, verteilte oder hierarchische Algorithmen zur optimalen Steuerung von Energiesystemen untersucht [115–117].

Basierend auf den zuvor vorgestellten Modellierungsansätzen soll im Rahmen dieser Arbeit eine neue Methodik zur optimalen Ausnutzung vorhandener Flexibilitätsoptionen im sektorenübergreifenden Energiesystem entwickelt werden. Dabei wird der Wärmesektor in Form von Wärmepumpen und Blockheizkraftwerken betrachtet. Die Einbindung des Mobilitätssektors erfolgt durch die Berücksichtigung der Ladevorgänge von batterieelektrischen Fahrzeugen (engl. BEV). Im Fokus steht darüber hinaus insbesondere auch die Rolle des Gasverteilnetzes, da dieses durch seine große potentielle Speicherkapazität eine wichtige Rolle im zukünftigen Energiesystem spielen kann. Gleichzeitig versorgt dieses Netz zahlreiche Kunden mit Erdgas, welches eine wichtige Rolle im Wärmesektor spielt. Das zentrale Ziel ist somit der Entwurf einer Koordinationsmethodik, um ein optimales Zusammenspiel von Strom- und Gasnetz sowie der angeschlossenen Kundensysteme zu ermöglichen.

4.4.1 Hierarchisches Optimierungskonzept

Der grundlegende Ansatz des entwickelten Optimierungskonzepts wurde bereits im Rahmen der Veröffentlichung [118] verwendet. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird der in [118] verwendete Ansatz weiterentwickelt und um die Betrachtung des Gasverteilnetzes ergänzt.

Wie zuvor dargestellt, eignen sich zentrale Optimierungsansätze nur bedingt zur Steuerung von komplexen Energiesystemen, da dem benötigten Datenaustausch sowohl technische als auch (unternehmens-)politische und regulatorische Rahmenbedingungen im Weg stehen. Da dies bei der Entwicklung eines anwendbaren Optimierungskonzepts berücksichtigt werden muss, kommen an dieser Stelle nur verteilte oder hierarchische Optimierungsansätze in Frage.

Hierbei stellt sich die Frage nach sinnvollen, verfügbaren Kommunikationsgrößen, die von den zahlreichen verschiedenen Energiemanagementsystemen zur Verfügung gestellt werden können. Eine wichtige Randbedingung ist dabei, dass diese Größe in jedem beliebigen Energiemanagementsystem zur Verfügung steht, unabhängig davon ob dieses zur Steuerung einer Elektrolyse, einer PV-Anlage oder einem komplexen System aus Wärmeerzeugungsanlagen, Speichern und Ladestationen eingesetzt wird. Eine in jedem Fall vorhandene Größe ist das elektrische Summenlastprofil bestehend aus Wirk- und Blindleistungsbedarf. Dieses wird im weiteren Verlauf als zu kommunizierende Größe zwischen den unterlagerten Energiemanagementsystemen und dem überlagerten Stromverteilnetzbetreiber verwendet. Analog wird zwischen den Energiemanagementsystemen und dem Gasnetzbetreiber das Gasentnahmeprofil ausgetauscht. Im Falle einer Power-to-Gas-Anlage muss dabei im Falle einer vorhandenen Methanisierungsanlage zwischen Wasserstoff- und Methaneinspeisung unterschieden werden.

Eine zukünftige, weitreichende Integration von Smart Meter Gateways kann künftig die Kommunikationsinfrastruktur vorgeben. Basierend auf den entsprechenden Vorgaben des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) ist der Kommunikationsstandard zu wählen. Dieser Aspekt wird im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter betrachtet. Die notwendige Dauer zur Kommunikation kann aufgrund der Simulationsschrittweite von 15 Minuten vernachlässigt werden. Bei Betrachtungen mit einer deutlich kleineren Simulationsschrittweite sollten die Laufzeiten der Kommunikationspfade jedoch genauer analysiert werden.

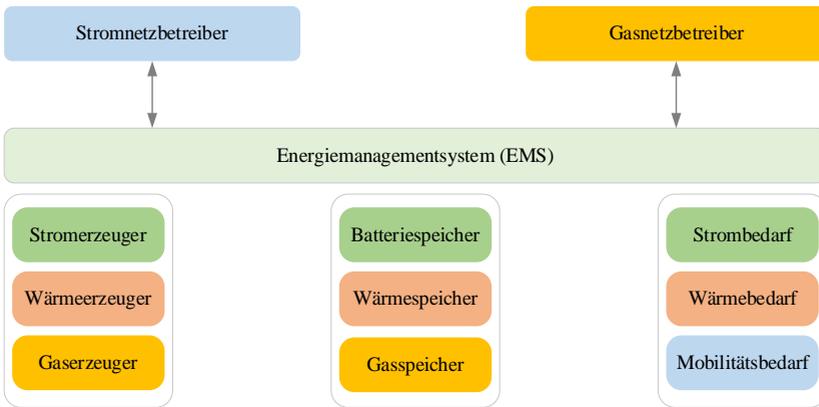


Abbildung 4.4: Hierarchische Kommunikationsstruktur

Die Struktur des in dieser Arbeit entwickelten Ansatzes ist in Abbildung 4.4 dargestellt. Die Kommunikationsschnittstelle zwischen Netzbetreibern und den einzelnen Komponenten ist das Smart Meter Gateway und das jeweilige Energiemanagementsystem des Hubs. Dieses steuert die Komponenten seines Systems. Von Seiten des Netzbetreibers erfolgt kein Zugriff auf Daten einzelner Anlagen oder auf Nachfrageprofile. Darüber hinaus erfolgt kein Datenaustausch zwischen Strom- und Gasnetzbetreiber. In Abbildung 4.5 ist der prinzipielle Berechnungsablauf der vorgestellten Optimierungsstruktur zur optimalen Koordination des sektorenübergreifenden Energiesystems dargestellt. Ausgangspunkt sind beispielsweise die Ergebnisse der in Kapitel 3 exemplarisch beschriebenen Optimierungen der zahlreichen, verschiedenen Energiemanagementsysteme (siehe Anhang A.5). In den meisten Fällen werden diese zur Minimierung der jeweiligen Energiebezugskosten eingesetzt. Unabhängig vom Aufbau der gesteuerten, unterlagerten Energiesysteme stehen für den nächsten Schritt die durch die Energiemanagementsysteme prognostizierten Lastprofile und die möglichen Leistungsanpassungen dem Strom- und gegebenenfalls auch dem Gasnetzbetreiber zur Verfügung.

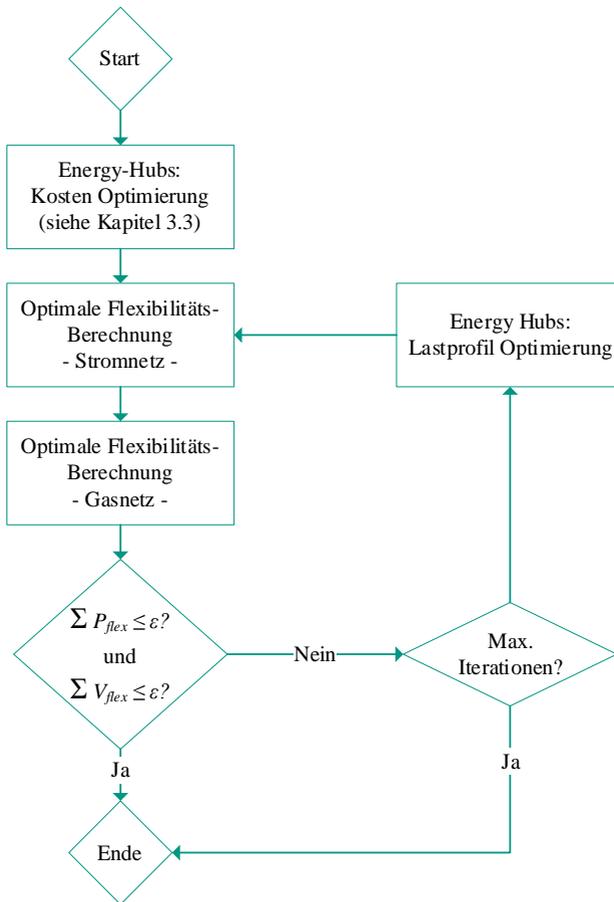


Abbildung 4.5: Hierarchische Optimierungsstruktur (vgl. [118])

An dieser Stelle wird ein zentraler Vorteil der gewählten hierarchischen Struktur deutlich. Die zentrale Koordinationseinheit, die Verteilnetzbetreiber für Strom und Gas, benötigen keine Kenntnis über den Aufbau der angeschlossenen Hubs. Die zur Verfügung gestellten Leistungsprognosen sind für die weiteren Schritte ausreichend. Basierend auf den zur Verfügung gestellten Leistungsprognosen kann der Netzbetreiber als überlagerte Instanz den notwendigen Bedarf an Leistungsanpassungen, bzw. den notwendigen Einsatz von flexiblen Betriebsmitteln bestimmen. Dazu wird für das Stromnetz ein

Quadratisches Optimierungsproblem mit ausschließlich linearen Randbedingungen gelöst. Somit liegt bereits nach sehr kurzer Rechenzeit eine Lösung des Optimierungsproblems vor [118]. Die Berechnung eines potentiellen Flexibilitätsbedarfs erfolgt erst im Anschluss an die Optimierung der einzelnen Energiemanagementsysteme. Hierbei wird eine volkswirtschaftliche Zielstellung verfolgt und die Kosten der Allgemeinheit minimiert. Dies unterscheidet das entwickelte Konzept beispielsweise von den Arbeiten in [36], wo zunächst jedem Energiemanagementsystem ein möglicher Leistungskorridor zugewiesen wird.

Das ursprüngliche lineare Stromnetzmodell muss jedoch zunächst um Zustandsgrößen erweitert werden, die die Leistungsanpassungen der einzelnen Hubs beschreiben.

Wird kein Flexibilitätsabruf benötigt, so können alle angeschlossenen Systeme ihren ursprünglichen Fahrplänen folgen. Im Falle einer notwendigen Anpassung der Leistungsprofile wird dies an die einzelnen Hubs kommuniziert. Diese passen daraufhin systemintern die Fahrpläne ihrer Komponenten so an, dass die Abweichung zwischen dem neuem Leistungsprofil und gefordertem Sollleistungsprofil minimal wird. Dabei wird die Zielfunktion im Vergleich zur ersten Hub-Optimierung verändert. Die Randbedingungen bleiben unverändert. Die Entscheidung, wie die notwendige Anpassung erfolgt, liegt somit bei den Anlageneigentümern und nicht beim Netzbetreiber. Auf diese Weise kann verhindert werden, dass das Optimierungsproblem durch die Flexibilitätsanforderung unlösbar wird. Es kann jedoch auch sein, dass die Hubs nicht die notwendige Flexibilität bereitstellen können (siehe Kapitel 5.2). In diesem Fall kann ein Netzausbaubedarf festgestellt werden.

Im Anschluss daran können die resultierenden Ergebnisse analysiert und ausgegeben werden. Eine detailliertere Darstellung des gesamten Ablaufs ist in Anhang A.7 gegeben.

4.4.2 Flexibilitätsbedarf bedingt durch Stromnetzrestriktionen

Zur Berücksichtigung von möglichen Flexibilitätsoptionen muss das zuvor dargestellte linearisierte Stromnetzmodell zunächst erweitert werden. Zu diesem Zweck werden die ursprünglichen Knotenbilanzen für Wirk- und Blindleistung je um eine Variable zur Beschreibung der Leistungsanpassung P_{flex} und Q_{flex} erweitert:

$$P_k = P_L + P_{flex} \quad (4.27)$$

$$Q_k = Q_L + Q_{flex} \quad (4.28)$$

Die Knotenleistung P_k ist somit die Summe aus ursprünglicher Last P_L und Leistungsanpassung P_{flex} . In Matrixschreibweise ergibt sich daraus basierend auf Gleichung (4.14) ein lineares Gleichungssystem, welches als Randbedingung in der nachfolgenden Optimierung eingesetzt werden kann. Wird an allen Knoten Flexibilität berücksichtigt, entspricht D_{x^*} der Einheitsmatrix der Größe $2N \times I$.

$$\begin{bmatrix} A_{x^*} & 0 \\ C_{x^*} & D_{x^*} \end{bmatrix} \cdot \left(\begin{bmatrix} x \\ x_{flex} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} x^* \\ x_{flex}^* \end{bmatrix} \right) = \begin{bmatrix} 0 \\ d_{x^*} \end{bmatrix} \quad (4.29)$$

Dabei gilt:

$$x_{flex} = [P_{flex} \quad Q_{flex}]^T \quad (4.30)$$

und für den Linearisierungspunkt:

$$x_{flex}^* = 0 \quad (4.31)$$

Weitere Randbedingungen sind die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes.

Um die gesamtwirtschaftlich günstigste Kombination von Leistungsanpassungen („Flexibilitäten“) zu bestimmen, muss ein quadratisches Optimierungsproblem mit linearen Randbedingungen gelöst werden. Die zu minimierende Zielfunktion (4.32) setzt sich aus der Summe der Quadrate der Wirkleistungsanpassungen zusammen. Die flexible Bereitstellung von Blindleistung wird nicht weiter betrachtet. Hierbei wird sowohl über alle betrachteten Zeitschritte T als auch über alle Flexibilitätsoptionen N aufsummiert, wobei N der Zahl der Netzknoten entspricht. Dabei werden die Leistungswerte mit individuellen Kostenfaktoren $C_{k,t}$ gewichtet. Durch die Wahl der Minimierung der Quadrate fallen Leistungsspitzen besonders stark ins Gewicht und werden somit vermieden.

$$\min_x \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^N C_{k,t} \cdot x_{P,flex,t}^2 \quad (4.32)$$

Die optimale Lösung des Optimierungsproblems besteht somit in der Vermeidung eines Abrufs der Leistungsanpassung unter Berücksichtigung der technischen Randbedingungen:

$$x_{p,flex,t}^* = 0 \quad \forall 0 < t < T \quad (4.33)$$

Sofern Leistungsanpassungen notwendig sind, werden durch die Verwendung der Kostenfaktoren zunächst die (gesamtwirtschaftlich gesehen) günstigsten Optionen eingesetzt. Die Bestimmung dieser Kostenfaktoren ist nicht Bestandteil dieser Arbeit. Zur Bestimmung der Kostenfaktoren einzelner Hubs ist eine eingehende Analyse der entsprechenden Mehrkosten erforderlich. Ansätze dafür liefert unter anderem [36]

4.4.3 Flexibilitätsbedarf bedingt durch Gasnetzrestriktionen

Die wichtigste Randbedingung aus dem Gasnetz ist die Einhaltung einer maximalen Beimischung von Wasserstoff an der Einspeisestelle. Hierbei können verschiedene Szenarien untersucht werden. Vereinfachend wird in allen Simulationen von einer perfekten Durchmischung des Gases ausgegangen. Die Einhaltung eines Mindestdruckes an den Abnahmestellen wird ebenfalls berücksichtigt. Die Untersuchungen in [38] zeigen diesbezüglich jedoch eine ausgeprägte Robustheit des betrachteten Gasnetzes.

Analog zur Erweiterung der Knotengleichungen im Stromnetz erfolgt auch die Erweiterung der Knotengleichungen im Gasnetz. Der Gasbezug der einzelnen Hubs $\dot{V}_{L,i}$ setzt sich entsprechend Gleichung (4.34) aus dem ursprünglichen Gasbezug \dot{V}_i und der entsprechenden Flexibilität $\dot{V}_{flex,i}$ zusammen. Damit ist es theoretisch möglich, Druckhaltungsmaßnahmen durch Bezugsanpassungen zu berechnen. Aufgrund der zuvor erwähnten Robustheit des untersuchten Benchmark-Gasnetzes ist dies allerdings in den folgenden Simulationen nicht notwendig.

$$\dot{V}_i + \dot{V}_{flex,i} - \dot{V}_{L,i} = 0 \quad (4.34)$$

Für den Betrieb einer Power-to-Gas Anlage ist die maximal mögliche Wasserstoffeinspeisung eine wichtige Randbedingung. Im Falle einer vorhandenen Methanisierungsanlage ist darüber hinaus die maximale Methaneinspeisung relevant. Beide Größen können aus dem Gesamlastprofil des Netzes abgeleitet werden. Die maximale Wasserstoffeinspeisemenge $H_{2,max,t}$ kann mithilfe des gewünschten Beimischungsgrades β und der Gesamtgasmenge $\dot{V}_{ges,t}$ berechnet werden. Da sich durch die Beimischung von

Wasserstoff auch der Brennwert des Gasgemisches ändert, wird noch ein Korrekturterm basierend auf den Brennwerten von Wasserstoff B_{H_2} (3,54 kWh/Nm³) und H-Gas B_{H-Gas} (11,02 kWh/Nm³) hinzugefügt. Somit wird weiterhin dieselbe Energie in das Gasnetz eingespeist, die benötigte Gesamtgasmenge steigt jedoch mit zunehmender Wasserstoffbeimischung. Eventuelle Auswirkungen auf die Gastemperatur und damit auf die Zustandszahl werden vernachlässigt.

$$\dot{V}_{H_2,max,t} = \beta \cdot \dot{V}'_{ges,t} = \beta \cdot \dot{V}_{ges,t} \cdot \frac{B_{H-Gas}}{(1-\beta) \cdot B_{H-Gas} + \beta \cdot B_{H_2}} \quad (4.35)$$

Die Berechnung des resultierenden Brennwertes des Gasgemisches auf Basis der einzelnen Brennwerte erfolgt somit analog zu den Berechnungen in [119].

Im Falle einer vorhandenen zusätzlichen Methanisierungsanlage ergibt sich deren maximale Einspeisemenge zu:

$$\dot{V}_{CH_4,max,t} = (1 - \beta) \cdot \dot{V}'_{ges,t} \quad (4.36)$$

Dies entspricht der restlichen Flussmenge des Gasgemisches. In diesem Fall wird weiterhin die maximal mögliche Wasserstoffmenge über einen Bypass beigemischt:

$$\dot{V}_{H_2,t} = \dot{V}_{H_2,max,t} \quad (4.37)$$

Diese Größen können dem Steuerungssystem der Power-to-Gas Anlage für den nächsten Schritt übergeben werden, woraufhin dieses den Fahrplan der Anlage an die gegebenen Randbedingungen anpassen kann.

4.4.4 Anpassung der Hubs an die geforderte Flexibilität

Nachdem die Verteilnetzbetreiber des Strom- und ggf. des Gasnetzes die zuvor beschriebenen Berechnungen des Flexibilitätsbedarfs und der maximalen Einspeisung der Power-to-Gas Anlage durchgeführt haben, werden diese Größen im dritten Schritt den jeweiligen Steuerungssystemen der Hubs übermittelt. Diese passen darauf hin ihre Leistungsbezüge oder Einspeisungen an die neuen Randbedingungen an. Dazu wird für jeden Hub wiederum ein individuelles Optimierungsproblem gelöst. Die Randbedingungen werden nicht verändert. Wärme- und allgemeiner Haushaltsstrombedarf bleiben somit gleich.

Zunächst wird für jeden Hub ein neues Sollprofil berechnet, das sich aus dem im ersten Schritt berechneten Lastgang und der im zweiten Schritt bestimmten Flexibilitätsbedarf zusammensetzt:

$$P_{soll,t} = P_{k,t} + P_{flex,t} \quad (4.38)$$

Mithilfe einer quadratischen Zielfunktion wird nun die Abweichung zwischen dem bekannten Sollprofil und dem neuen, zu bestimmenden Lastprofil minimiert.

$$\min_x \sum_{t=1}^T (x_{P,soll,t} - x_{P,t})^2 \quad (4.39)$$

Im optimalen Fall entspricht das berechnete Summenlastprofil des Hubs genau dem Solllastprofil. Dazu können die bestehenden Freiheitsgrade des Systems, bspw. Batteriespeicher, thermische Speicher oder auch Lademanagement für Elektrofahrzeuge beliebig unter Berücksichtigung der bestehenden Randbedingungen genutzt werden. Auf diese Weise wird der normgerechte Netzbetrieb gewährleistet, ohne dass der Netzbetreiber genaue Kenntnis über die konkreten Betriebszustand der Komponenten benötigt.

4.4.5 Angepasste Steuerung der Power-to-Gas Anlage

Im Falle einer Power-to-Gas Anlage erfolgt die Berechnung des Fahrplans der Elektrolyseeinheit ebenfalls mithilfe einer nichtlinearen Optimierung. Analog zu den zuvor beschriebenen Anpassungen der Hubs werden mögliche strom- und netzbedingte Einschränkungen der Betriebsweise betrachtet. Hierbei wird weiterhin eine Gewinnoptimierung durchgeführt.

$$\min_x \sum_{t=1}^T (C_{E,fix} + C_{E,t}) \cdot x_{P_{el},t} \cdot \Delta t - C_{H_2} \cdot x_{V_{H_2},t} \cdot HV_{H_2} \cdot \Delta t \quad (4.40)$$

Dabei bildet $C_{E,t}$ einen zeitlich variablen Bestandteil der Strombeschaffungskosten während $C_{E,fix}$ die konstanten Preisbestandteile enthält. In C_{H_2} werden die Erlöse durch den Verkauf des produzierten Wasserstoffs in die Kostenbilanz einbezogen. $x_{P_{el},t}$ beschreibt dabei die Zustandsgröße der elektrischen Leistung zum Zeitschritt t , $x_{V_{H_2},t}$ ist die Zustandsvariable des Wasserstoffvolumenstroms im selben Zeitschritt. HV_{H_2} ist der Heizwert des Wasserstoffs. Analog zur initialen Betriebsoptimierung die in Kapitel 3.2.5.1 und Anhang A.2 beschriebenen (nicht-)linearen Gleichungen als Randbedingungen des Optimierungsproblems verwendet. Nun wird allerdings die Wasserstoffeinspeisung auf die maximalen Einspeisemenge begrenzt. Ist keine zusätzliche

Methanisierungsanlage vorhanden wird darüber hinaus eine zusätzliche Beschränkung der Einspeisung von Wasserstoff $\dot{V}_{H_2,t}$ vorgegeben. Diese resultiert aus dem Zeitreihenprofil der Gasnachfrage und der maximalen Beimischung von Wasserstoff. Die Berechnung dieser Größe ist in Kapitel 4.4.3 beschrieben.

$$0 \leq \dot{V}_{H_2,t} \leq \dot{V}_{H_2,max,t} \quad (4.41)$$

Somit wird die mögliche Wasserstoffproduktion auf positive Werte unterhalb der maximal möglichen Einspeisemenge beschränkt.

Für Betrachtungen einer Power-to-Gas Anlage mit Wasserstoffzwichenspeicher und Methanisierungsanlage wird ebenfalls die Wasserstoffeinspeisung entsprechend Gleichung (4.41) begrenzt. Darüber hinaus wird auch die Methaneinspeisemenge begrenzt:

$$0 \leq \dot{V}_{CH_4,t} \leq \dot{V}_{CH_4,max,t} \quad (4.42)$$

Darüber hinaus sind weiterhin die Randbedingungen zu berücksichtigen, die sich aus der in Kapitel 3.2.5 beschriebenen Systemmodellierung ergeben.

5 Anwendungsbeispiele

5.1 Fallstudie 1: Power-to-Gas auf Mittelspannungsebene

5.1.1 Verwendete Netzmodelle

In den nachfolgenden Fallstudien werden zwei verschiedene Stromnetzmodelle verwendet. Das erste Netzmodell beschreibt ein reales Mittelspannungsnetz mit einer Nennspannung von 20 kV. Dieses reale Netz wurde bspw. auch für die in [8] vorgestellte zentrale Optimierung verwendet. Dieses Netz umfasst 75 Knoten und eine Stromkreislänge von 59,8 km bei einem Verkabelungsgrad von 67,5 %. Das Mittelspannungsnetz wird, wie für diese Spannungsebene üblich, als offenes Ringnetz betrieben und wird mit sechs Abgängen aus einem Umspannwerk mit Doppelsammelschienen-system versorgt. Die Netztopologie ist in Abbildung 5.1 dargestellt. Ergänzt wird die reale Topologie um eine Power-to-Gas-Anlage mit singulärem Netzanschluss an der 20-kV-Sammelschiene des Umspannwerks.

Sämtliche Lasten und Einspeisungen auf der Niederspannungsebene werden aggregiert als Lasten an der jeweiligen Ortsnetzstation modelliert. Somit werden die hier entstehenden Umspannverluste und die Übertragungsverluste der Niederspannungsebene vernachlässigt. Die Modellierung der Last- und Einspeisezeitreihen erfolgt mithilfe der durch den Netzbetreiber zur Verfügung gestellten Lastgänge sowie entsprechende Referenzeinspeiseprofile für Windkraft- und Photovoltaikanlagen.

Im Rahmen dieser Arbeit wird für das Gasnetz die in [63] beschriebene Netztopologie in den folgenden Betrachtungen als Testnetz verwendet. Für das Testnetz sind in [63] je ein Rohrparametersatz für die Niederdruckebene (30 mbar) und die Mitteldruckebene (300 mbar) gegeben. Im Rahmen der folgenden Simulationen wird das 300 mbar Netz gewählt. Außerdem stehen zur Validierung der durch die gewählten Berechnungsansätze erzielten Ergebnisse Referenzergebnisse für einen Lastfall zur Verfügung, die durch den Autor von [63] mithilfe des sog. Hardy-Cross-Verfahrens bestimmt wurden. Die Topologie des Referenznetzes ist in Abbildung 5.2 dargestellt, Längen und Durchmesser der Rohrverbindungen sind in A.3 aufgeführt. Die Übergabestelle von der überlagerten Netzebene befindet sich an Knoten 1. Hier wird eine Gasdruckregelanlage angenommen, die den Druck an Knoten 1 konstant hält. Dieser Knoten ist, äquivalent zum

Stromnetz, als Bilanzknoten anzusehen. In dieser Fallstudie wird die Parametrisierung der Mitteldruckebene verwendet. Zur Berücksichtigung der zeitabhängigen Lasten werden anstelle der konstanten Lastwerte aus [63] die in Abschnitt 3.2.1.2 beschriebenen Standardlastprofile eingesetzt

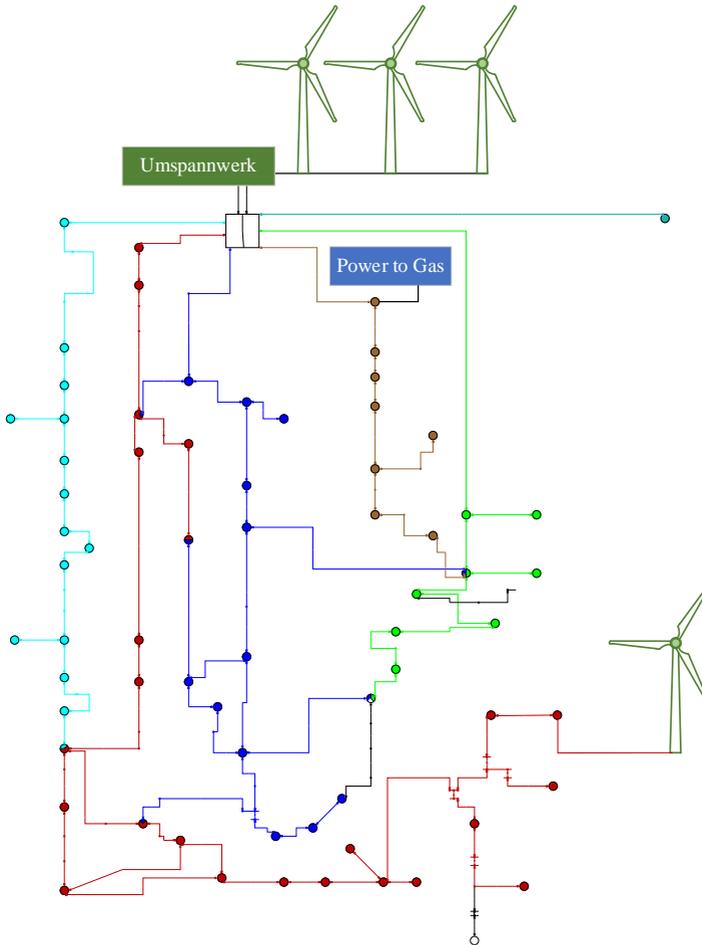


Abbildung 5.1: Erweiterte Netztopologie des Mittelspannungsnetzes

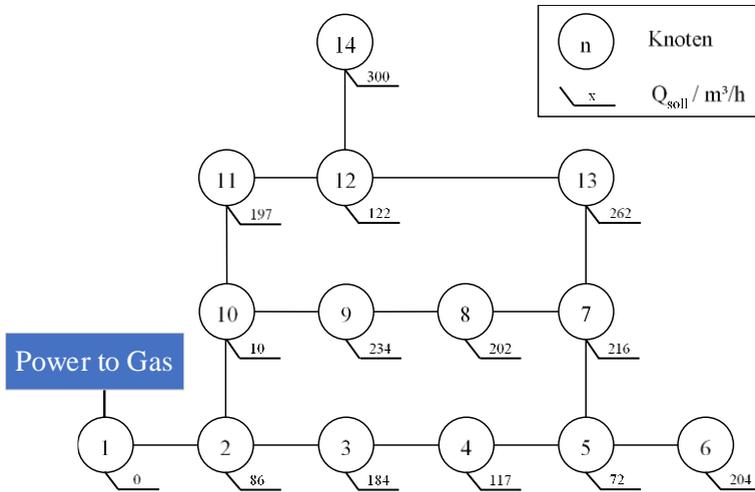


Abbildung 5.2: Benchmark-Gasnetz nach [63]

5.1.2 Ergebnisse: Simulation eines einzelnen Tages

In den folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse der einzelnen Schritte des hierarchischen Optimierungsansatzes beschrieben. Ausgangspunkt ist eine Betriebsoptimierung der Power-to-Gas-Anlage, die in dieser Fallstudie den einzigen steuerbaren Hub darstellt. Es handelt sich dabei um eine PEM-Elektrolyseanlage mit einer Leistung von 1,1 MW_{el}.

Daraufhin erfolgen die Netzverträglichkeitsprüfungen durch Strom- und Gasverteilnetzbetreiber. Im Falle notwendiger Anpassungen der Fahrweise der PtG-Anlage werden diese an Anforderungen an das Steuerungssystem der PtG-Anlage übermittelt und in einem Re-Optimierungsschritt berücksichtigt.

5.1.2.1 Initiale Betriebsoptimierung der Power-to-Gas-Anlage

Im ersten Schritt wird die Betriebsweise der PtG-Anlage im Rahmen einer Betriebskostenminimierung bestimmt. Grundlage der verwendeten dynamischen Strompreise sind

die unter [17] veröffentlichten Großhandelspreise des DayAhead-Marktes in Deutschland.

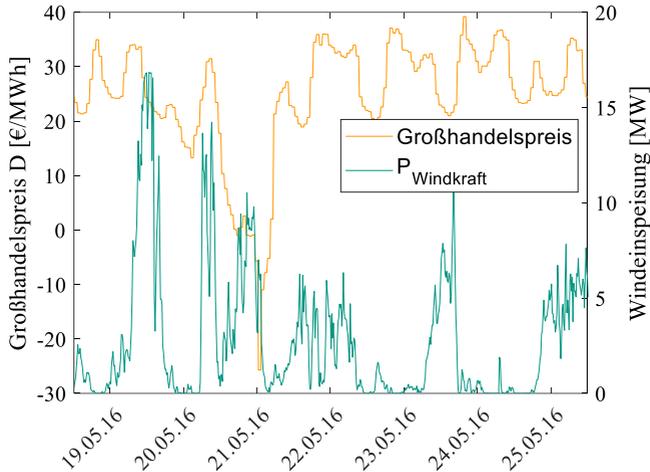


Abbildung 5.3: Großhandelspreis und lokale Erzeugung aus Windkraft

In Abbildung 5.3 ist exemplarisch der Verlauf der Großhandelspreise einer Woche im Mai 2016 dargestellt. Die erzielten Preise liegen in diesem Zeitraum zwischen 39,20 €/MWh und -25,72 €/MWh und somit auch im Bereich negativer Preise. In Abbildung 5.3 ist ebenfalls die skalierte Erzeugungsleistung des an der Übergabestelle angeschlossenen Windparks dargestellt. Das Profil entspricht dabei dem gemessenen Profil, das mit dem Faktor 0,5 skaliert wird, um den Windpark nicht vollständig der modellierten Kleinstadt zuzuordnen. Es wird deutlich, dass die lokale Erzeugung aus erneuerbaren Energien nicht zwangsläufig mit den Großhandelspreisen korreliert. Hier lässt nur eine Betrachtung der gesamten Erzeugung und des gesamten Verbrauchs innerhalb des Marktgebietes Rückschlüsse zu. Eine weitere Aussage, die aus diesem Zusammenhang hervorgeht, ist, dass eine Orientierung der Fahrweise an dynamischen Strompreisen („marktdienlich“) von einem netzdienlichen Betrieb unterschieden werden muss. Zum netzdienlichen Betrieb müssen auch lokale Einflussgrößen berücksichtigt werden.

Nach aktuell geltender Rechtslage sind PtG-Anlagen als Letztverbraucher einzustufen. Deshalb sind zusätzlich zu den Energiekosten noch Stromsteuer (1,5 ct/kWh), EEG-Umlage (6,9 ct/kWh) und netzentgeltgekoppelte Abgaben, wie bspw. KWKG-Umlage,

Konzessionsabgabe und weitere Umlagen zu berücksichtigen. Lediglich von Netzentgelten sind PtG-Anlagen entsprechend §118 Abs.6 S.7 EnWG befreit [67]. Die Nebenkosten des Strombezugs belaufen sich somit auf insgesamt 9,1 ct/kWh, was 91 €/MWh entspricht [120].

Für den Preis des grünen Wasserstoffs wird basierend auf den in [121] durchgeführten Untersuchungen ein fester Wert von 6,20 €/kg angenommen. Dies entspricht einem energiebezogenen Preis von 186,02 €/MWh. Dies stellt eine sehr hohe Vergütung des eingespeisten Wasserstoffs dar. Diese ist aktuell notwendig, um eine hohe Volllaststundenzahl der Power-to-Gas-Anlage zu erreichen. Im Vergleich dazu liegen die Kosten für grauen Wasserstoff aus fossilen Energieträgern aktuell zwischen 1 €/kg und 2 €/kg [121]. Eine darüberhinausgehende vergütete Nutzung der Abwärme wird nicht berücksichtigt.

Die Zielfunktion der initialen Erlösoptimierung der Elektrolyseanlage lässt sich auf dieser Basis folgendermaßen formulieren:

$$\min_x \sum_{t=1}^T (C_{E,fix} + C_{E,t}) \cdot x_{P_{el,t}} \cdot \Delta t - C_{H_2} \cdot x_{\dot{V}_{H_2,t}} \cdot HV_{H_2} \cdot \Delta t \quad (5.1)$$

Dabei bildet $C_{E,t}$ einen zeitlich variablen Bestandteil der Strombeschaffungskosten während $C_{E,fix}$ die konstanten Preisbestandteile enthält. In C_{H_2} werden die Erlöse durch den Verkauf des produzierten Wasserstoffs in die Kostenbilanz einbezogen. $x_{P_{el,t}}$ beschreibt dabei die Zustandsgröße der elektrischen Leistung zum Zeitschritt t , $x_{\dot{V}_{H_2,t}}$ ist die Zustandsvariable des Wasserstoffvolumenstroms im selben Zeitschritt. HV_{H_2} ist der Heizwert des Wasserstoffs. Die in Kapitel 3.2.5.1 und A.2 beschriebenen (nicht-)linearen Gleichungen als Randbedingungen des Optimierungsproblems verwendet.

Zwei exemplarische Ergebnisse dieser wirtschaftlichen Betriebsoptimierung der PtG-Anlage sind in Abbildung 5.4 und Abbildung 5.5 dargestellt. Exemplarisch ist dabei ein Zeitraum mit auftretenden negativen Strompreisen $C_{E,t}$ dargestellt. Zunächst wird angenommen, dass der erzeugte Wasserstoff mit 6,20 €/kg vergütet wird. Daraus ergibt sich die in Abbildung 5.4 erkennbare hohe Auslastung der PtG-Anlage. Ebenfalls wird deutlich, dass die Anlage bis auf wenige Ausnahmen mit ihrer vollen Leistung betrieben wird oder ausgeschaltet ist. Der große Einfluss der Höhe der Vergütung des erzeugten Wasserstoffes wird durch die in Abbildung 5.5 dargestellten Ergebnisse deutlich. Wird die Vergütung des erzeugten Wasserstoffs auf 80% des ursprünglichen Niveaus verringert, ergibt sich ein vollkommen anderes Betriebsverhalten. Nun kann die PtG-Anlage nur noch bei negativen Börsenstrompreisen wirtschaftlich betrieben werden. Der hohe

unveränderliche Anteil des Strompreises und auftretende Verluste schränken den Betrieb entscheidend ein.

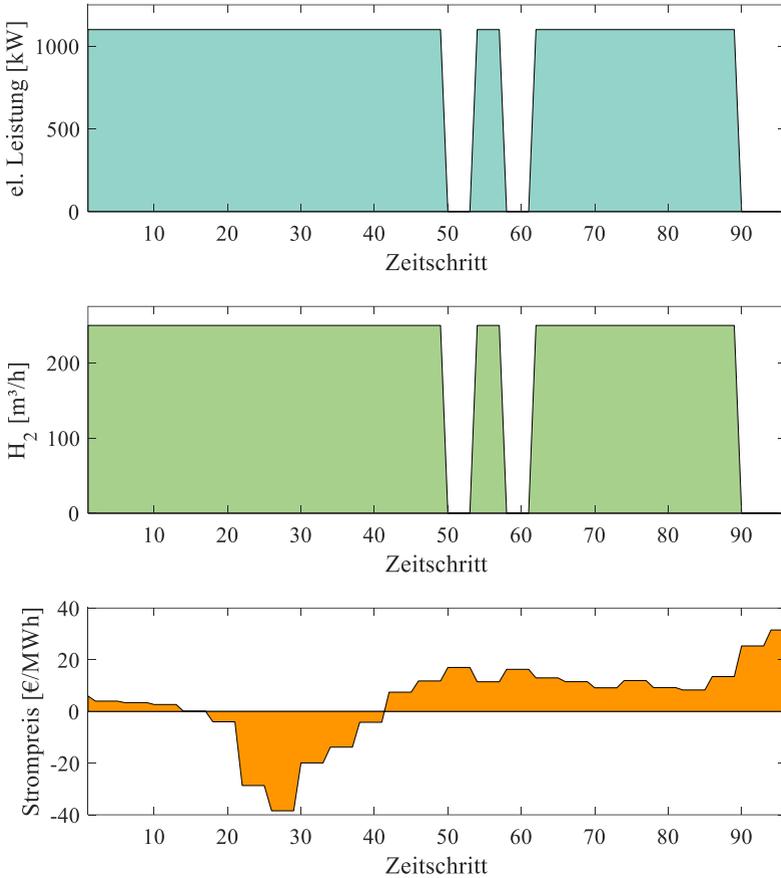


Abbildung 5.4: Wirtschaftlich optimierte Fahrweise der PtG-Anlage

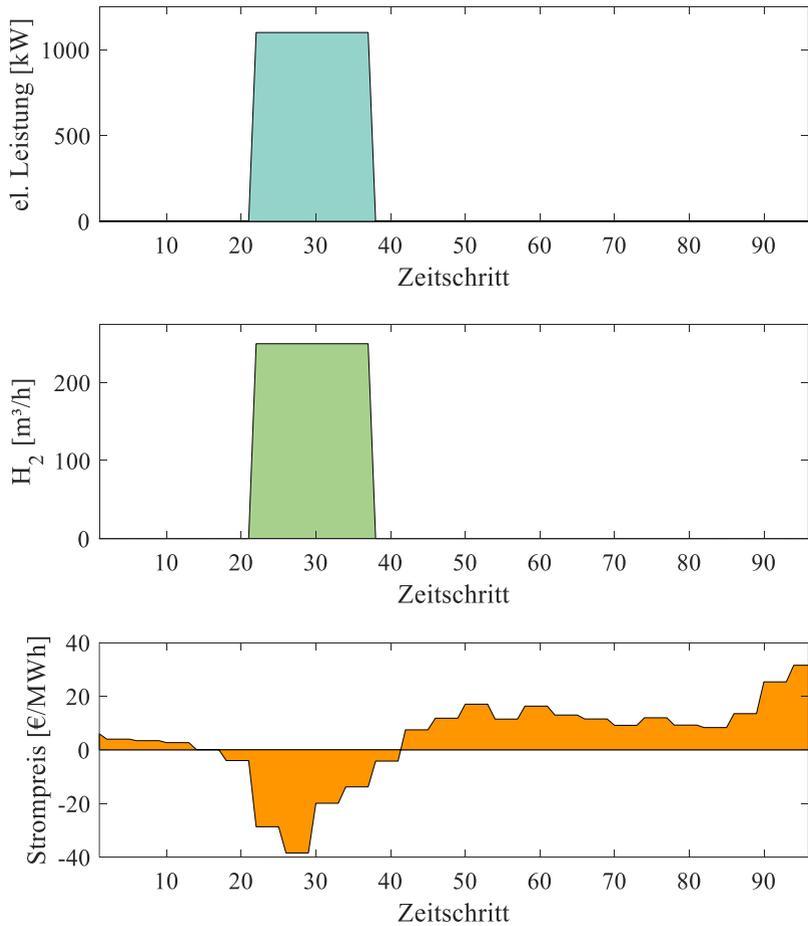


Abbildung 5.5: Fahrweise der PtG-Anlage bei reduziertem H₂-Preis (80%)

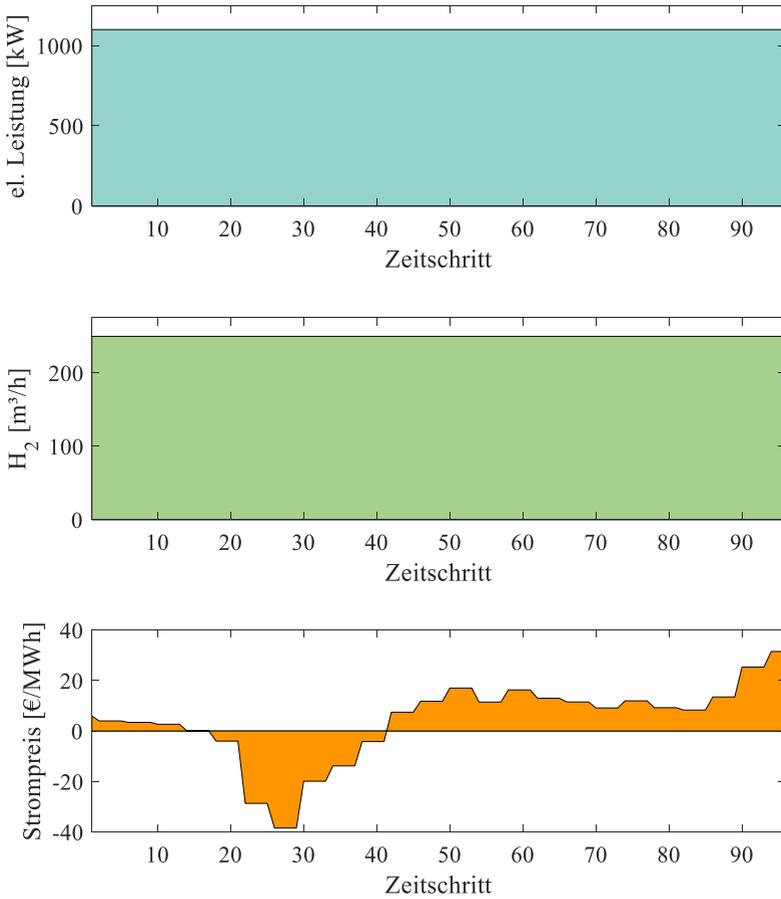


Abbildung 5.6: Fahrweise der PtG-Anlage bei reduziertem H₂-Preis (80%), ohne EEG-Umlage

Der Einfluss der Stromnebenkosten wird durch einen Vergleich von Abbildung 5.5 und Abbildung 5.6 deutlich. Entfällt bspw. die EEG-Umlage für Power-to-Gas-Anlagen ist diese dauerhaft bei voller Leistung in Betrieb. Bei Berücksichtigung der EEG-Umlage ist der Betrieb der PtG-Anlage bei gleichbleibendem Wasserstoffpreis dahingegen im dargestellten Zeitraum nur bei negativem Börsenstrompreis rentabel.

In Abbildung 5.7 sind die resultierenden Strombezugskosten für das ganze Jahr mit und ohne EEG-Umlage dargestellt. Der Preis für grünen Wasserstoff wird für folgende Betrachtung über die bisherigen Betrachtungen hinausgehend auf 60% des ursprünglichen Niveaus abgesenkt. Unter der Annahme, dass die PtG-Anlage ausschließlich im Volllastbetrieb betrieben wird oder abgeschaltet ist, kann der ermittelte Wirkungsgrad an diesem Arbeitspunkt zur Bestimmung der Erlöse der Anlage verwendet werden. Ein Vergleich dieser Kosten mit den Strombezugskosten zeigt, dass der Betrieb der Anlage bis auf wenige Stunden im Jahr Gewinne erwirtschaftet, sofern die EEG-Umlage entfällt. Unter Berücksichtigung der EEG-Umlage können nur in 2875 Stunden des Jahres Gewinne erzielt werden. Dies stellt jedoch nur das theoretische Potential ohne strom- und gasnetzbedingte technische Einschränkungen dar.

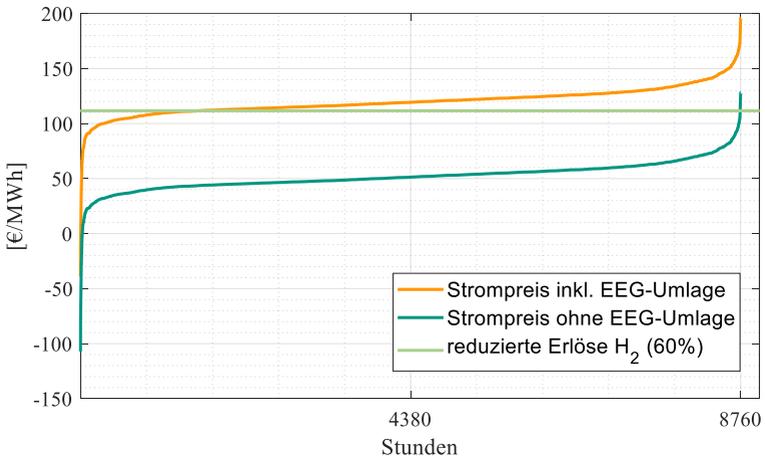


Abbildung 5.7: PtG-Betriebskosten

5.1.2.2 Netzverträglichkeitsprüfungen in Strom- und Gasverteilnetz

Im Anschluss an den geplanten Fahrplan der PtG-Anlage werden die Netzverträglichkeitsprüfungen durch den Strom- und den Gasverteilnetzbetreiber durchgeführt. Diese Prozesse sollen unabhängig voneinander ablaufen, da es sich in der Praxis dabei auch um konkurrierende Unternehmen handeln kann. Deshalb übermittelt der Betreiber der PtG-Anlage das prognostizierte elektrische Lastprofil an den Stromverteilnetzbetreiber, das Profil der Wasserstoffherzeugung an den Gasnetzbetreiber. Die Lokalisierung der Anlage in den Netzen kann aus Abbildung 5.1 (Stromnetz) und Abbildung 5.2 (Gasnetz) entnommen werden.

In den folgenden Untersuchungen werden verschiedene Szenarien betrachtet. Die Betrachtungsfälle unterscheiden sich in der zulässigen Wasserstoffbeimischung im Gasverteilnetz. Neben einer zulässigen Beimischung von 10 Vol.-% wird die mögliche Beimischung von 30 Vol.-% untersucht, vgl. [6]. Abschließend wird ein Szenario mit reinem Wasserstoffbetrieb analysiert.

Tabelle 5.1: Untersuchte Szenarien

Szenario	Möglicher Wasserstoffgehalt im Gasnetz [Vol.-%]	El. Leistung der Elektrolyse [kW]	Zusätzliche Methanisierung
I	10	1.100	nein
II	30	1.100	nein
III	100	1.100	nein

Da der Betrieb der Power-to-Gas-Anlage in keinem Szenario und zu keinem Zeitpunkt zu unzulässigen Betriebszuständen im untersuchten Mittelspannungsnetz führt, kann die Analyse der Ergebnisse auf die mögliche Wasserstoffproduktion beschränkt werden. Ausgangspunkt ist der wirtschaftlich optimierte Betriebsfahrplan, der bereits in Abbildung 5.4 dargestellt ist. Der Untersuchungszeitraum wird beibehalten.

In den folgenden Abbildungen sind jeweils drei Zeitverläufe dargestellt. Neben einem Vergleich von geplanter und maximal möglicher Wasserstoffeinspeisung ist die daraus resultierende, angepasste Wasserstoffeinspeisung dargestellt. Dieser Zeitverlauf beinhaltet sowohl die szenarienabhängigen technischen Randbedingungen der Wasserstoffeinspeisung als auch deren Wirtschaftlichkeit unter den angenommenen

Rahmenbedingungen. Die maximal mögliche Wasserstoffbeimischung kann mit Gleichung (4.35) berechnet werden. Das ursprüngliche H-Gas-Lastprofil ist in Abbildung 5.8 dargestellt.

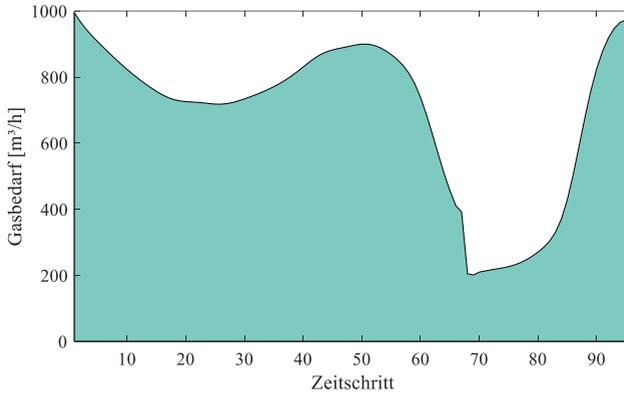


Abbildung 5.8: Ursprünglicher Gasfluss an der Einspeisestelle

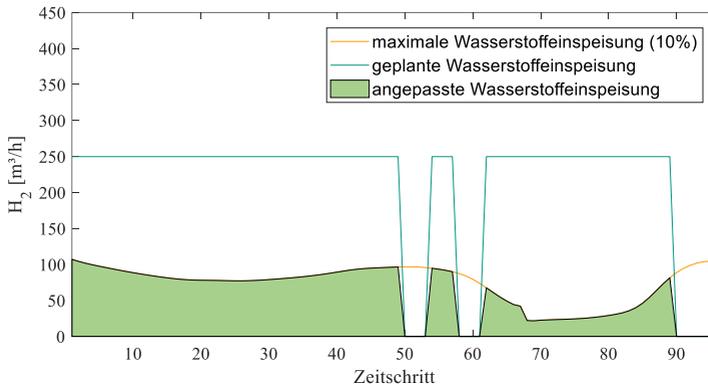


Abbildung 5.9: Verlauf der Wasserstoffbeimischung (10%-Szenario)

Unter der Annahme einer möglichen Wasserstoffbeimischung von 10 Vol.-% ergeben sich die in Abbildung 5.9 dargestellten Verläufe. Die auf Basis der wirtschaftlichen Optimierung geplante Wasserstoffbeimischung wird durch den dunkelgrünen Verlauf

beschrieben. Dieser entspricht dem in Abbildung 5.4 gezeigten Verlauf der Wasserstoffproduktion.

Der orange dargestellte Verlauf beschreibt die maximal mögliche Wasserstoffeinspeisung unter Berücksichtigung der maximalen Beimischung von 10 Vol.-%. Dieser Verlauf kann mit der in Gleichung (4.35) beschriebenen Energieerhaltung berechnet werden.

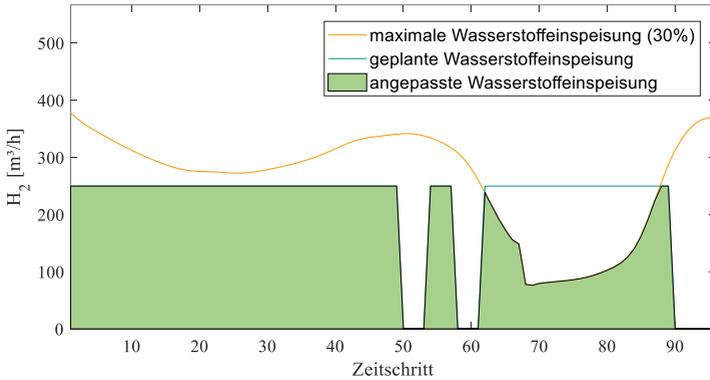


Abbildung 5.10: Verlauf der Wasserstoffeinspeisung (30%-Szenario)

Es wird deutlich, dass durch die Beschränkung der Wasserstoffeinspeisung auf 10 Vol.-% der Betrieb der Power-to-Gas-Anlage im Betrachtungszeitraum nur stark eingeschränkt möglich. Die realisierte, angepasste Wasserstoffeinspeisung folgt größtenteils der maximal möglichen Einspeisung. In den Zeiträumen, in denen ein wirtschaftlicher Betrieb nicht möglich ist, ist die PtG-Anlage weiterhin ausgeschaltet.

Wird eine maximal mögliche Beimischung von 30 Vol.-% angenommen, ergeben sich die in Abbildung 5.10 dargestellten zeitlichen Verläufe. Es wird deutlich, dass die Wasserstoffeinspeisung in diesem Fall größtenteils dem wirtschaftlich optimalen Verlauf entspricht. In diesem Fall wird die PtG-Anlage entweder mit der maximalen Leistung betrieben oder ausgeschaltet. In den Zeiträumen, in denen die geplante Wasserstoffeinspeisung nicht möglich ist, folgt das Einspeiseprofil der maximal möglichen Beimischung.

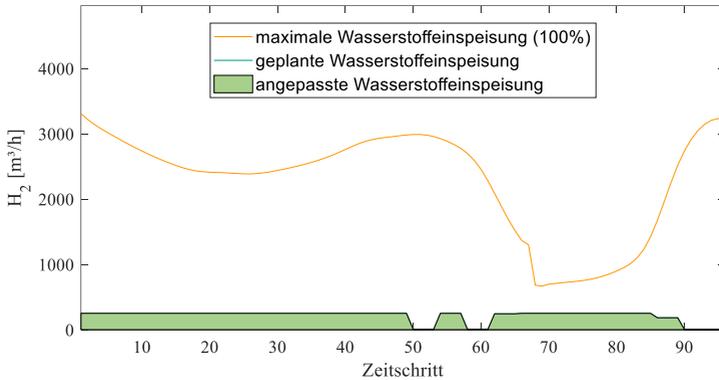


Abbildung 5.11: Verlauf der Wasserstoffeinspeisung (100%-Szenario)

Wird eine maximal mögliche Wasserstoffbeimischung von 100 Vol.-% angenommen, also auch ein Betrieb mit reinem Wasserstoff ermöglicht, kann die PtG-Anlage im Betrachtungszeitraum dem geplanten Einspeiseprofil folgen (Abbildung 5.11).

Die Auswirkung der Wasserstoffbeimischung auf die Knotendrucke im Gasnetz soll im Folgenden untersucht werden. Angenommen wird, dass Wasserstoff und Erdgas (H-Gas) im gesamten Netz ideal vermischt sind und dies auch bleiben. Auch die Ausbreitungsdauer des veränderten Gasgemisches wird vernachlässigt. Es wird somit vereinfachend angenommen, dass sich Änderungen der Gaszusammensetzung instantan im gesamten Netz bemerkbar machen.

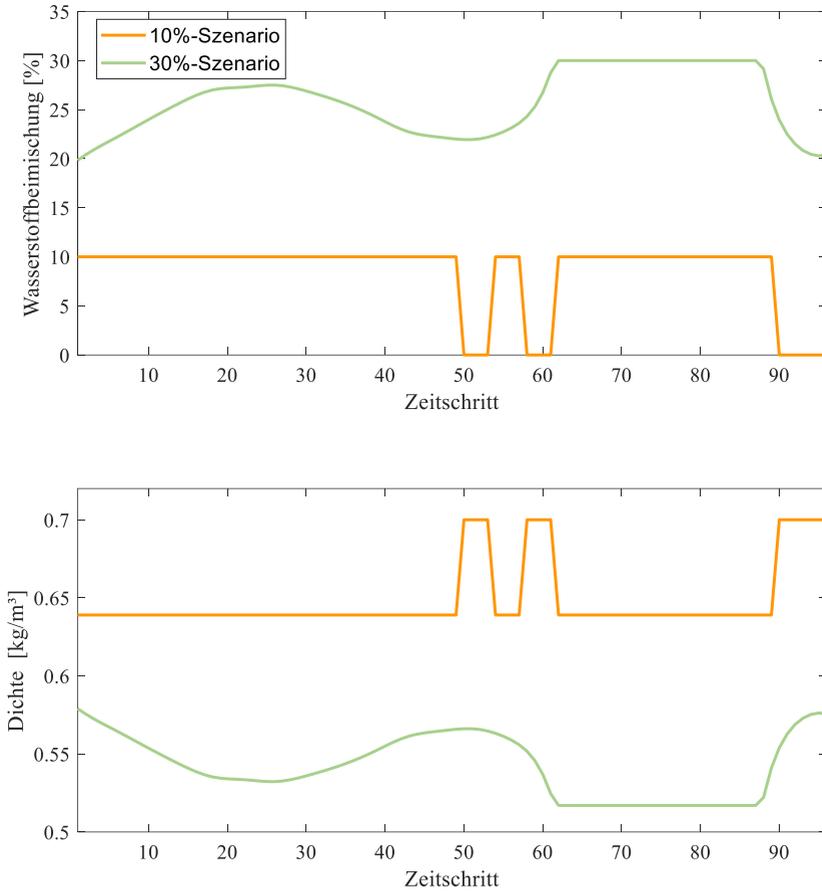


Abbildung 5.12: Zeitlicher Verlauf von H₂-Beimischung und Gasdichte

Durch die Beimischung des Wasserstoffs ändert sich nicht nur das benötigte Gasvolumen zur Lieferung derselben Energie, sondern auch die Dichte des Gasgemisches. Diese wirkt sich auf die Strömungswiderstände und damit auf die Druckabfälle im Netz aus. Die veränderte Dichte kann folgendermaßen berechnet werden:

$$\rho(\beta_t) = \beta_t \cdot \rho_{H_2} + (1 - \beta_t) \cdot \rho_{CH_4} \quad (5.2)$$

Die Dichte von Wasserstoff (ρ_{H_2}) beträgt $0,09 \text{ kg/m}^3$, die Dichte von H-Gas (ρ_{CH_4}) $0,7 \text{ kg/m}^3$.

Der Beimischungsgrad β_t ist dabei nicht über die gesamte Betrachtungsdauer konstant. Die zeitlichen Verläufe des Beimischungsgrades und der resultierenden Dichte sind in Abbildung 5.12 für zwei Szenarien exemplarisch dargestellt. Im Falle einer Begrenzung der Wasserstoffbeimischung auf 10 Vol.-% ist der Beimischungsgrad größtenteils konstant am möglichen Maximum. Die Dichte ist dementsprechend in dieser Zeit konstant. Wird die PtG-Anlage abgeschaltet, entspricht die Dichte der Dichte von H-Gas. Bei einer maximal möglichen Beimischung von 30 Vol.-% sind auch Zeiträume mit geringerer Wasserstoffbeimischung festzustellen. In diesen Zeiten wird die Elektrolyse mit maximaler Leistung betrieben, die hohe Gasnachfrage ermöglicht allerdings mit der angenommenen Anlagendimensionierung keine Bemischung von 30 Vol.-%.

Die Auswirkung der veränderten Gaszusammensetzung auf die Knotendrucke geht aus Abbildung 5.13 hervor. Hier wird exemplarisch der zeitliche Druckverlauf an Knoten 12 (vgl. Abbildung 5.2) dargestellt. Als Referenz ist ebenfalls der Druckverlauf bei reinem Erdgasbetrieb ohne Wasserstoffbeimischung dargestellt.

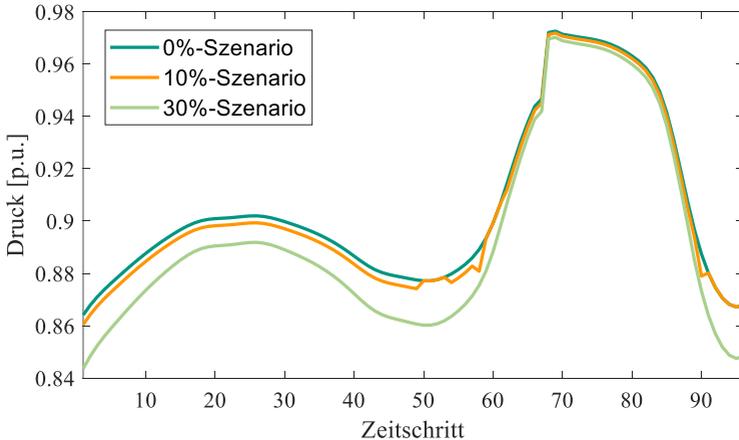


Abbildung 5.13: Verlauf des Knotendrucks an Knoten 12

Es wird deutlich, dass die Beimischung von Wasserstoff in das Erdgas aufgrund der veränderten Dichte des Gases und der höheren Volumenströme eine Auswirkung auf

die Knotendrucke hat. Mit zunehmender Wasserstoffbeimischung ergeben sich höhere Druckabfälle im Netz und somit niedrigere Knotendrucke. Dieser Aspekt dürfte allerdings im Vergleich zu vernachlässigen sein, da dies bei Bedarf durch entsprechende Druckregelung berücksichtigt werden kann. Im oben aufgeführten Vergleich beträgt der Druck an der Gasdruckregelanlage (GDRA) in allen Betrachtungsfällen 1 p.u.

5.1.3 Ergebnisse: Simulation eines gesamten Jahres

Neben einer detaillierten Betrachtung eines kleineren Zeitraums sollte auch die Auswirkung der saisonalen Schwankung der Gasnachfrage betrachtet werden. Dazu werden in den folgenden Abschnitten die Ergebnisse der durchgeführten Jahressimulationen beschrieben. Dabei werden alle 365 Tage des Jahres mithilfe der entwickelten Optimierungsumgebung in Tagesscheiben analysiert. Angenommen werden dabei eine Befreiung von der EEG-Umlage und eine auf 80% reduzierte Vergütung der Wasserstoffeinspeisung. Auf dieser Basis kann die wirtschaftliche Optimierung des PtG-Betriebs durchgeführt werden. Wird im Rahmen der Netzverträglichkeitsprüfungen ein Abregelungsbedarf festgestellt, wird dies für den untersuchten Tag als binäre Information abgespeichert.

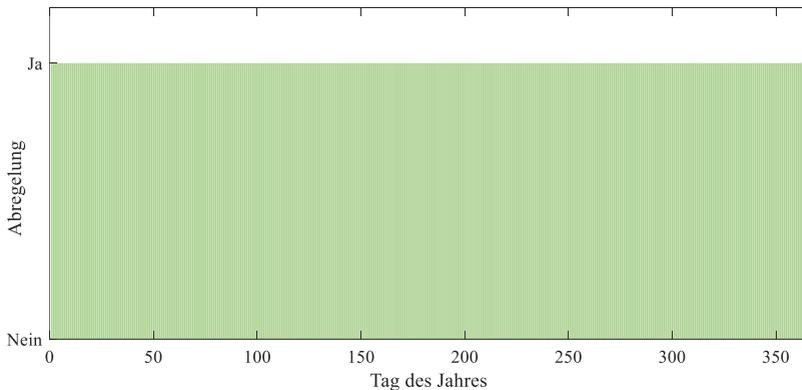


Abbildung 5.14: Abregelungen (10%-Szenario)

Die notwendigen Abregelungen bei einer maximalen Beimischung von 10 Vol.-% sind in Abbildung 5.14 dargestellt. Dabei ist die binäre Information, ob eine Abregelung notwendig ist, für alle 365 Tage des Jahres gezeigt. Eine Aussage über die nicht

eingespeiste Wasserstoffmenge lässt sich aus dieser Darstellung nicht ableiten. Es wird deutlich, dass die simulierte Anlagengröße von 1,1 MW_{el} für dieses Szenario zu groß dimensioniert ist, da die Wasserstoffeinspeisemenge an jedem Tag des Jahres reduziert werden muss.

Wird die maximale Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz auf 30 Vol.-% erhöht, reduziert sich die Anzahl der Tage mit notwendigen Abregelungsmaßnahmen von 365 Tagen auf 320 Tage des Jahres.

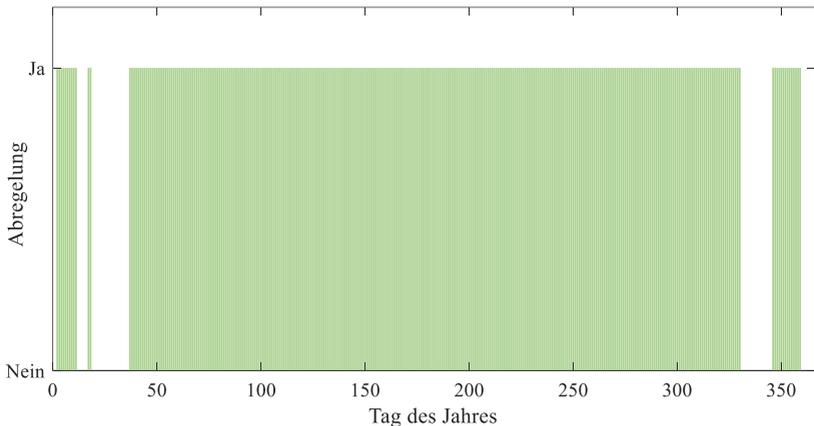


Abbildung 5.15: Abregelungen (30%-Szenario)

Die Verteilung dieser 320 Tage auf das Simulationsjahr geht aus Abbildung 5.15 hervor. Die Tage ohne notwendige Abregelungsmaßnahme entsprechen den 45 Tagen mit der höchsten Gasnachfrage, da hier die Beimischungsgrenze von 30 Vol.-% eingehalten werden kann.

Auch hier wird aufgrund der hohen Anzahl der Abregelungsmaßnahmen deutlich, dass die Anlagendimensionierung nicht auf die Versorgungssituation passt oder alternativ eine zusätzliche Methanisierungsstufe notwendig ist. Aus diesem Grund ist in Abbildung 5.16 zunächst ein Vergleich der Simulationsergebnisse für eine variierte Anlagendimensionierung der PtG-Anlage dargestellt. Neben der ursprünglich betrachteten Anlage mit einer Leistung von 1,1 MW_{el} werden noch drei weitere Anlagengrößen (0,88 MW_{el}, 0,66 MW_{el} und 0,44 MW_{el}) betrachtet. Es wird deutlich, dass mit abnehmender Anlagenleistung auch die Anzahl der Tage mit Abregelungsbedarf abnimmt.

Mit einer Leistung von $0,88 \text{ MW}_{\text{el}}$ ergeben sich 278 Tage, bei einer Leistung von $0,66 \text{ MW}_{\text{el}}$ 233 Tage und mit einer Leistung von $0,44 \text{ MW}_{\text{el}}$ noch 201 Tage mit Abregelungsbedarf. Diese treten aufgrund der geringeren Gasnachfrage im Netz logischerweise im Sommer auf. Somit kann die Plausibilität der Simulationsergebnisse bestätigt werden.

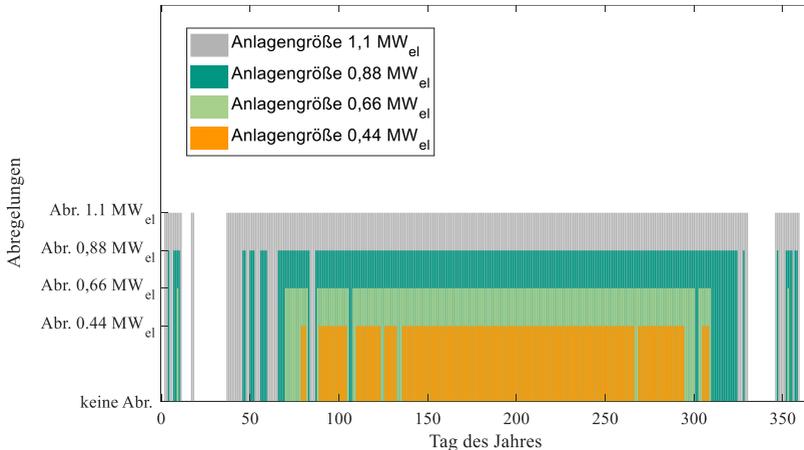


Abbildung 5.16: Abregelungen bei Variation der Anlagengröße (30%-Szenario)

5.1.4 Zusammenfassung

In diesem ersten Anwendungsfall wird die entwickelte hierarchische Optimierungsumgebung in einem energieträgerübergreifenden Energiesystem getestet. Im Fokus steht hierbei der simulative Betrieb einer Elektrolyseanlage mit einer Leistung von $1,1 \text{ MW}_{\text{el}}$ in einem realen Mittelspannungsnetz und einem Benchmarkmitteldruckgasnetz.

Zunächst wird aus den durchgeführten Simulationen deutlich, dass der Betrieb einer Elektrolyseanlage unter den heutigen Rahmenbedingungen noch nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Insbesondere die fällige EEG-Umlage hat hier große Auswirkungen. Auch sind die hier angenommenen Wasserstofflöhne sehr hoch. Der heute in der Industrie eingesetzte graue Wasserstoff ist deutlich günstiger. An dieser Stelle besteht noch technischer Entwicklungs- und hinsichtlich der Festlegung von Umlagen und Entgelten politischer Handlungsbedarf.

Untersuchungen wie bspw. [119] zeigen, dass für eine Beimischung von 30 Vol.-% bei Haushaltsgeräten in der Praxis keine Komforteinbußen erwartet werden. Die hierbei durchgeführten Untersuchungen zeigen auch die Konformität mit den DVGW Arbeitsblättern G 260 und G 262. Im untersuchten Beispiel zeigt sich, dass die Einhaltung dieser Restriktionen des Gasnetzbetriebs den Betrieb der PtG-Anlage entscheidend einschränken. Dies wird vor allem aus den durchgeführten Jahressimulationen deutlich. Durch die Begrenzung der Beimischung von Wasserstoff wird der mögliche Betrieb der PtG-Anlage eingeschränkt. Mit entsprechend kleiner dimensionierter Anlagengröße sinkt der Abregelungsbedarf erwartungsgemäß entsprechend.

Die betrieblichen Einschränkungen durch die Restriktionen des Gasnetzes müssen vor allem betrachtet werden, sollte die Elektrolyseanlage nicht nur marktorientiert sondern auch stromnetzdienlich eingesetzt werden. Dies ist im untersuchten realen Mittelspannungsnetz aufgrund ausreichender Betriebsmitteldimensionierung jedoch nicht notwendig, da das Stromnetz hier ausreichend ausgebaut ist. Mit der entwickelten Optimierungsstruktur kann dieser Fall jedoch auch untersucht werden. Einschränkungen durch das Stromnetz stehen in der folgenden Untersuchung im Fokus.

5.2 Fallstudie 2: Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen auf Niederspannungsebene

5.2.1 Verwendete Netzmodelle

In dieser Fallstudie wird ein in Matlab implementiertes, einphasiges Modell des IEEE European Low Voltage Test Feeder [122] verwendet. Unsymmetrische Belastungen werden somit nicht berücksichtigt. Dieses Netzmodell, durch die IEEE PES als Benchmarknetz für Simulationen auf Niederspannungsebene entwickelt, enthält neben den notwendigen Topologiedaten auch Zeitreihenverläufe der angeschlossenen Lasten mit einer Auflösung von einer Minute.

Das radiale Netz mit einer Nennspannung von 416 V wird von einer Ortsnetzstation aus dem Mittelspannungsnetz gespeist. Die angenommene Nennleistung des Transformators der Ortsnetzstation beträgt 400 kVA.

Das Netzmodell umfasst 906 Knoten und 905 Leitungen da auch Muffen und Hausanschlüsse als separate Knoten modelliert sind. Insgesamt umfasst das Netz 55 versorgte Lasten. Diese Lasten werden in den folgenden Betrachtungen durch auf Kapitel 3 basierende Hub-Modelle ersetzt. In Anhang A.6 sind die an den einzelnen Knoten angeschlossenen Hub-Modelle aufgeführt. Eine Übersicht über die verfügbaren Hub-Modelle, die sich in der Konfiguration der eingesetzten Komponenten unterscheiden, ist in Anhang A.5 zu finden.

5.2.2 Betrachtete Szenarien

Eine zentrale Herausforderung auf Niederspannungsebene stellt die zunehmende Integration von Elektrofahrzeugen (Mobilitätssektor) und Wärmepumpen (Wärmesektor) dar. Diese Komponenten ermöglichen den Einsatz erneuerbarer Energien in den entsprechenden Energieverbrauchssektoren. Darüber hinaus werden auch Blockheizkraftwerke eingesetzt. Da diese jedoch sehr investitionsintensiv sind und somit eine hohe Mindestlaufzeit und eine hohe thermische Last benötigen, kommen diese zunächst in Gebäuden mit einem höheren thermischen Bedarf (bspw. größeren Mehrfamilienhäusern) zum Einsatz. Einen entscheidenden Einfluss auf den Energiebedarf im Wärmesektor hat die Außentemperatur. Aus diesem Grund werden im Folgenden sämtliche Simulationen für einen Sommer- und einen Winterzeitraum durchgeführt.

Tabelle 5.2: Szenarienübersicht

Szenario	Jahreszeit	Anzahl Elektrofahrzeuge	Anzahl Wärmepumpen
I-a	Winter	0	55
I-b	Sommer	0	55
II-a	Winter	29	55
II-b	Sommer	29	55

Um die Auswirkungen einer hohen Durchdringung an Wärmepumpen von den Auswirkungen einer hohen Anzahl von Elektrofahrzeugen unterscheiden zu können, wird die Sensitivität der Ergebnisse gegenüber diesen Faktoren getrennt voneinander betrachtet. Die Szenarien I-a und I-b beschreiben eine hohe Durchdringung von Wärmepumpen zur Bereitstellung der benötigten thermischen Energie im Versorgungsgebiet. Der Unterschied zwischen I-a und I-b liegt im betrachteten Zeitraum. Als maximale elektrische Leistung der Wärmepumpen werden 3 kW angenommen.

In den Szenarien II-a und II-b wird zusätzlich zum Wärmesektor der Mobilitätssektor in Form von Ladevorgängen von 29 Elektrofahrzeugen betrachtet. Die angenommene, maximale Ladeleistung beträgt für alle Ladepunkte 11 kW. Eine zusammenfassende Übersicht über die charakteristischen Kennzahlen der einzelnen Szenarien ist in Tabelle 5.2 dargestellt.

5.2.3 Auswirkungen der Sektorenkopplung auf das untersuchte Niederspannungsnetz

Zur Bewertung der Auswirkung der strombasierten Anwendungen im Wärme- und Mobilitätssektor in Form von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen werden für die zuvor beschriebenen Szenarien die minimalen Knotenspannungen und die Transformatorauslastungen untersucht. Im Falle von erforderlichen Leistungsanpassungen durch Lastmanagement werden die Beiträge der beiden Verbrauchssektoren näher betrachtet.

5.2.3.1 Auswirkungen des Betriebs von Wärmepumpen

In den Szenarien I-a und I-b, in denen nur Wärmepumpen zusätzlich zum sonstigen Haushaltsstrombedarf betrieben werden, ist kein Abruf von Flexibilität notwendig, da die gewählten, zulässigen Grenzen eingehalten werden. In Abbildung 5.17 sind die minimalen Spannungen der 906 Knoten im Netz dargestellt, die für den Zeitraum von 96 Zeitschritten (je 15 min) berechnet wurden. Der Simulationszeitraum beträgt somit genau einen Tag.

Die geringe Unterschreitung der Grenze von 0.95 p.u. ist durch den resultierenden Linearisierungsfehler in der Optimierung begründet. Sämtliche folgende Darstellungen von Knotenspannungen und Transformatorleistungen beruhen auf Leistungsflussrechnungen mithilfe von matpower [104] auf Basis der berechneten Optimierungsergebnisse. Während in der durchgeführten Optimierung der lineare LPFM-Ansatz zum Einsatz kommt, sind in matpower die nichtlinearen Leistungsflussgleichungen implementiert.

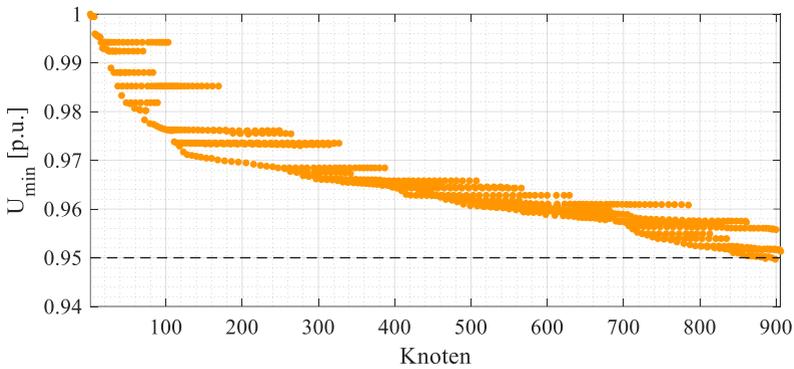


Abbildung 5.17: Minimale Knotenspannungen (I-a)

Neben den Knotenspannungen bleibt auch die resultierende Auslastung des Ortsnetztransformators unter dessen angenommener Bemessungsscheinleistung von 400 kVA. Der maximale Leistungsbezug liegt hier bei ca. 121 kVA.

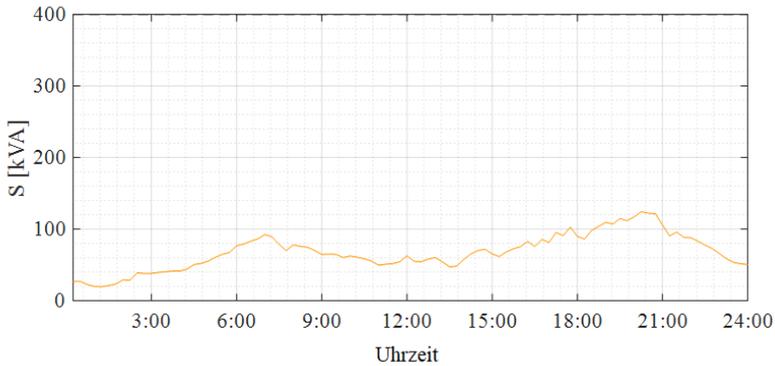


Abbildung 5.18: Transformatorauslastung (I-a)

Die Ergebnisse in Szenario I-b (Sommertag) weisen eine große Ähnlichkeit zu den zuvor in Szenario I-a beobachteten Ergebnissen auf. Die minimale Knotenspannung unterschreitet auch hier minimal die gewählte Grenze von 0.95 p.u. Die Begründung hierfür ist der resultierende Fehler, der durch die Linearisierung der

Leistungsflussgleichungen bedingt ist. Um dieses Verhalten zu unterdrücken, könnte in den Randbedingungen der Optimierung auch eine höhere Grenze gewählt werden, um die Abweichung der Linearisierung auszugleichen.

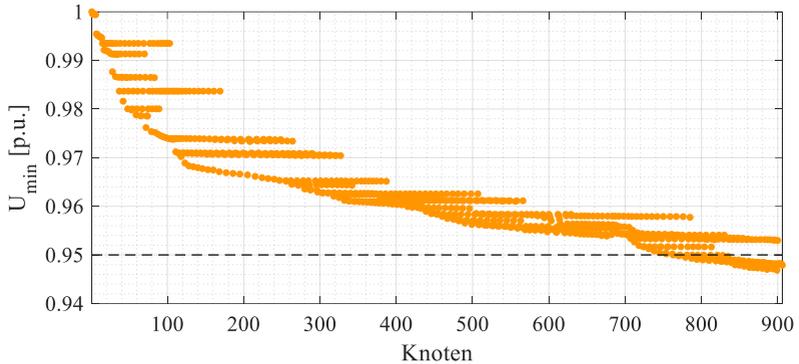


Abbildung 5.19: Minimale Knotenspannungen (I-b)

In Abbildung 5.20 ist der resultierende Leistungsverlauf am Ortsnetztransformator dargestellt.

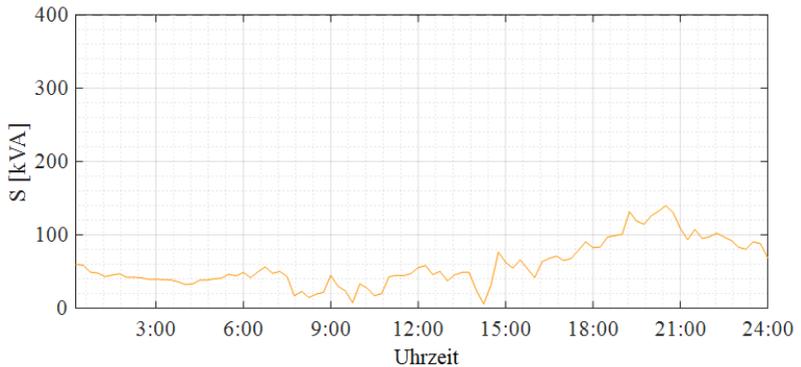


Abbildung 5.20: Transformatorauslastung (I-b)

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass auch eine große Anzahl an Wärmepumpen im untersuchten Benchmarknetz nicht zu unzulässigen Betriebszuständen führt da diese nur über eine geringe elektrische Leistungsaufnahme verfügen. Im Beispiel [123] liegt diese, in Abhängigkeit von Außentemperatur und Temperatur des sekundären Kreislaufs, im Heizbetrieb zwischen 0,73 kW und 1,49 kW.

5.2.3.2 Auswirkungen von zusätzlichen Ladepunkten für Elektrofahrzeuge

Zusätzlich zu den zuvor untersuchten Wärmepumpen werden in den nachfolgenden Simulationen insgesamt 29 Ladepunkte für Elektrofahrzeuge in den 55 angeschlossenen Hubs berücksichtigt. Diese sind jeweils in das entsprechende Energiemanagementsystem des zugehörigen Hubs eingebunden. Dieses bestimmt das Ladeverhalten des Elektrofahrzeugs basierend auf den Vorgaben des jeweiligen Nutzers (Zeitpunkt wann das Fahrzeug benötigt wird) und der innerhalb des Fahrtzeitraums entnommenen Energie sowie der Ankunftszeit. In den folgenden Betrachtungen wird somit eine Koordination der einzelnen Lademanagementsysteme durch den Netzbetreiber integriert. Dies erfolgt durch die zuvor beschriebene hierarchische Optimierungsstruktur. Der Netzbetreiber benötigt somit auch hierzu keinerlei Kenntnis von den fahrzeug- bzw. ladepunktspezifischen Randbedingungen, da er lediglich eine Anpassung des Gesamtlastgangs des Hubs anfordert. Die konkrete Umsetzung liegt weiterhin in der Hoheit des Energiemanagementsystems des Hubs. Dieser kann also auch mithilfe der installierten Wärmepumpe und eines thermischen Pufferspeichersystems versuchen die Leistungsanpassung zu erreichen. Aus diesem Grund wird neben den Knotenspannungen und Leistungsverläufen am Transformator auch die zeitlich verschoben gelieferte elektrische Energie an Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen betrachtet. Diese Größe ermöglicht eine Bewertung der Flexibilität dieser Lasten.

Wie aus Abbildung 5.21 hervorgeht, sinken die Knotenspannungen im untersuchten Netz deutlich weiter ab als zuvor. Die minimale Knotenspannung liegt zunächst bei ca. 0,83 p.u. Somit ist eine Anforderung von Flexibilität durch den Netzbetreiber notwendig. Dieser Bedarf kann mithilfe des vorgestellten hierarchischen Ansatzes bestimmt werden. Durch die in Kapitel 4.4.2 beschriebene Optimierung wird der minimale Anpassungsbedarf bestimmt und neue Summenlastprofile an die Hubs übermittelt. Diese minimieren daraufhin die Abweichung vom vorgegebenen Profil mithilfe ihrer technischen Flexibilitätsmöglichkeiten. Dadurch kann die Spannungsabsenkung deutlich reduziert werden. Grund dafür, dass die minimale Spannungsgrenze nicht eingehalten wird, ist hier, dass die Hubs die geforderte Flexibilität nicht bereitstellen können. Somit besteht in diesem Fallbeispiel zusätzlich ein Netzausbaubedarf.

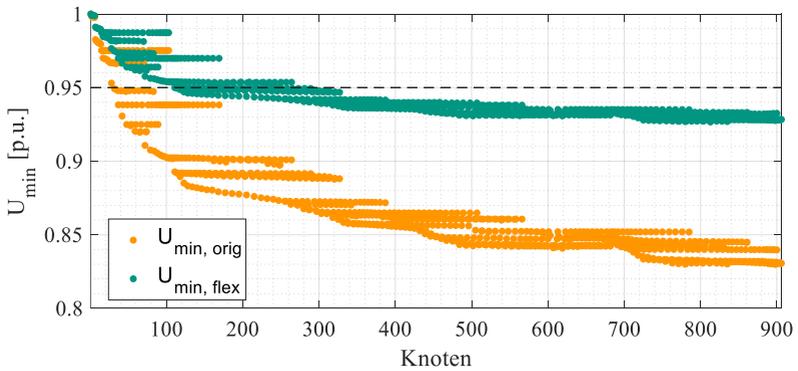


Abbildung 5.21: Minimale Knotenspannungen (II-a)

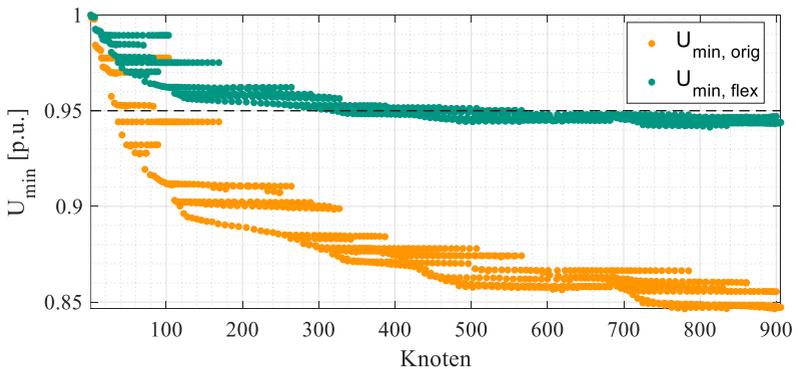


Abbildung 5.22: Minimale Knotenspannungen (II-b)

Grund für den großen Spannungsabfall über den Leitungen ist eine hohe Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge der Elektroautos. Dies ist in Abbildung 5.23 dargestellt. Die orange Kurve beschreibt die ursprüngliche, kummulierte Ladeleistung. Diese beträgt bis zu 319 kW, wenn alle 29 Fahrzeuge gleichzeitig mit 11 kW geladen werden. Ursache für dieses Verhalten ist das ungünstige Verhalten der Energiemanagementsysteme der Hubs. Da in den Randbedingungen der Hub-Optimierung eine Mindestladeenergie bis 24 Uhr vorgegeben wird und darüber hinaus durch die Berücksichtigung von

Selbstentladung der Batterie so spät wie möglich aber mit der gesamten möglichen Ladeleistung von 11 kW geladen wird, ergibt sich ein hoher Gleichzeitigkeitsfaktor.

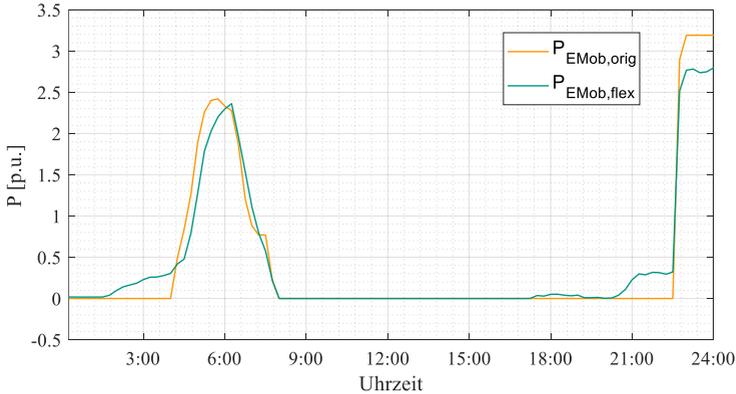


Abbildung 5.23: Kumuliertes Ladeverhalten der Elektrofahrzeuge (II-a)

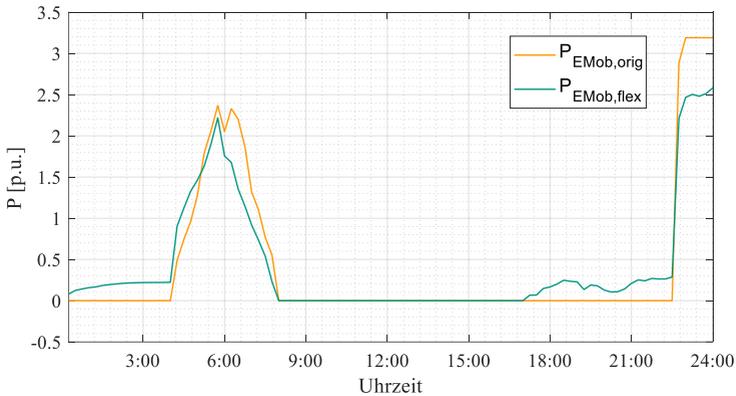


Abbildung 5.24: Kumuliertes Ladeverhalteverhalten der Elektrofahrzeuge (II-b)

Wie bspw. die Ergebnisse der probabilistischen Untersuchungen in [124] zeigen, können ungünstige Lademanagementansätze (bspw. minimale Ladekosten) auch zu Betriebsmittelüberlastungen durch eine erhöhte Gleichzeitigkeit führen.

Analog zum kumulierten Ladeverhalten der Elektrofahrzeuge steigt auch die Auslastung des Ortsnetztransformators in den entsprechenden Zeiträumen stark an. Dies ist in Abbildung 5.25 dargestellt. Durch den mithilfe der hierarchischen Optimierung bestimmten minimalen Flexibilitätsabruf und die daraus resultierenden neuen Lastprofile der Hubs kann eine Überlastung des Transformators verhindert werden.

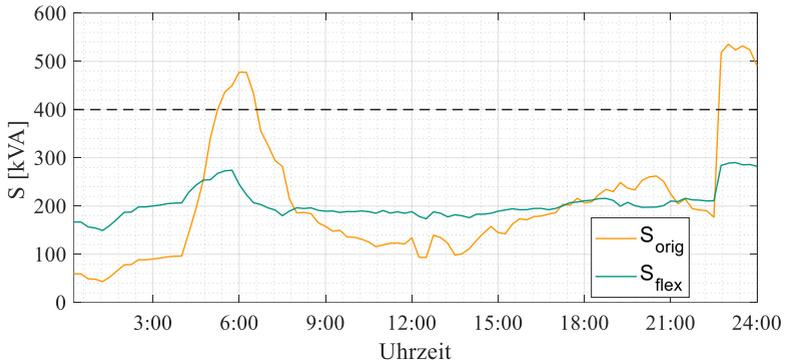


Abbildung 5.25: Transformatorauslastung (II-a)

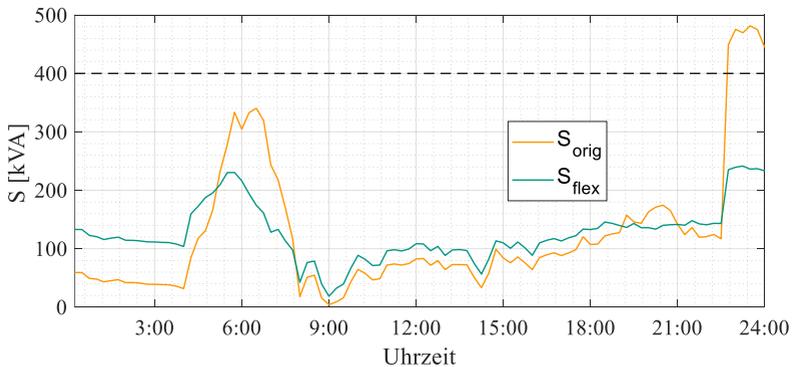


Abbildung 5.26: Transformatorauslastung (II-b)

Wie aus den Simulationsergebnissen hervorgeht, bietet ein koordiniertes Lademanagement der angeschlossenen Elektrofahrzeuge ein erhebliches Potential für einen optimierten Stromnetzbetrieb und letztlich auch zur Vermeidung von Netzausbau. So kann im exemplarisch untersuchten Beispiel auf einen Austausch des Ortsnetztransformators verzichtet werden.

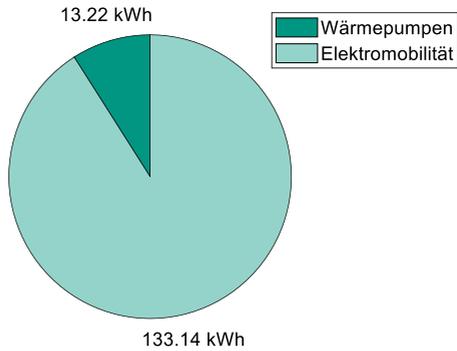


Abbildung 5.27: Im Tagesverlauf zeitlich verschoben gelieferte Energie (II-a)

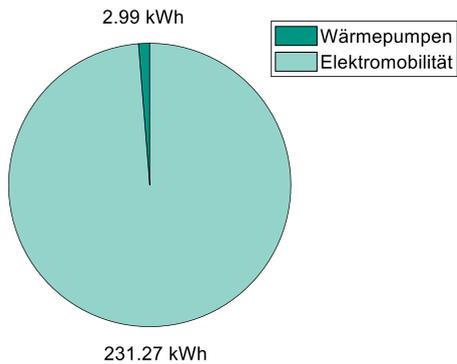


Abbildung 5.28: Im Tagesverlauf zeitlich verschoben gelieferte Energie (II-b)

Ein genauerer Blick auf die zeitlich verschoben gelieferte elektrische Energie ermöglicht anschließend eine Bewertung der Flexibilität der untersuchten Anwendungen in Wärme- und Mobilitätssektor. Die zeitlich verschoben gelieferte Energie ist dabei genau die elektrische Energie, die durch den Flexibilitätsinsatz im Vergleich zum ursprünglichen Fahrplan zu einem anderen Zeitpunkt an den Kunden geliefert wird. Während in [42] die Flexibilität von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen im Hinblick auf eine Steigerung der Eigenverbrauchsquote an einem Beispielhaushalt bewertet wird, soll hier deren netzdienliches Verschiebungspotential bewertet werden. In Abbildung 5.27 und Abbildung 5.28 sind die im Tagesverlauf zeitlich verschoben gelieferten Energiemengen dargestellt. In Szenario II-a (Sommertag) ist der Flexibilitätsbedarf insgesamt deutlich geringer als in Szenario II-b (Wintertag). Deutlich wird in beiden Szenarien, dass der Wärmesektor nur einen geringen Anteil zur notwendigen verschoben gelieferten Energie beiträgt. Den deutlich größeren Beitrag zur netzdienlich eingesetzten Lastanpassung liefert der Mobilitätssektor, der gleichzeitig auch erst die Notwendigkeit für Lastverschiebungen bedingt. Darüber hinaus lässt sich erkennen, dass das Flexibilitätspotential der Wärmepumpensysteme im Winterszenario II-b vernachlässigbar klein ist.

5.2.4 Zusammenfassung

Das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Konzept zum optimalen Betrieb sektorenübergreifender Energieversorgungssysteme wird in diesem Anwendungsfall zur optimalen Koordination von strombasierten Wärme- und Mobilitätsanwendungen in Form von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen eingesetzt. Die Ergebnisse zeigen, dass mithilfe des hierarchischen Optimierungskonzepts die Randbedingungen des Stromnetzbetriebs größtenteils eingehalten werden können. Dazu ist es für den Netzbetreiber nicht notwendig, die Energiesysteme der Anschlussnehmer zu kennen. Da im Bedarfsfall lediglich eine Anpassung des Summenlastprofils gefordert wird, kann das Energiemanagement über die Realisierung selbst entscheiden. Die Ergebnisse zeigen, dass das Potential einer Lastverschiebung von Wärmepumpen sehr begrenzt ist. Wesentlich größere Wirkung hat ein koordinierendes Lademanagement von Elektrofahrzeugen durch den Verteilnetzbetreiber. Die Integration der Elektromobilität ist im Vergleich zur Integration einer großen Zahl an Wärmepumpen auch die deutlich größere Herausforderung im Hinblick auf die Auswirkungen auf das Verteilnetz.

Eine entsprechende praktische Umsetzung ist mit der entwickelten Optimierungsumgebung möglich, da diese unabhängig von den Energiemanagementsystemen der Hubs Leistungsanpassungsbedarfe identifiziert. Die in den unterschiedlichen

Simulationsszenarien benötigten Rechenzeiten sind in Abbildung 5.29 dargestellt. Es wird deutlich, dass für den Berechnungszeitraum von einem Tag (96 Zeitschritte) eine maximale Gesamtsimulationsdauer von ca. 2,5 Minuten benötigt wird. Diese Zeit enthält sämtliche Schritte des Optimierungsprozesses entsprechend Abbildung 4.5. Diese Zeit wird in sämtlichen Szenarien fast ausschließlich für die Berechnung der notwendigen Flexibilität benötigt. Die Optimierungsdauern der einzelnen Hubs fallen dagegen kaum ins Gewicht.

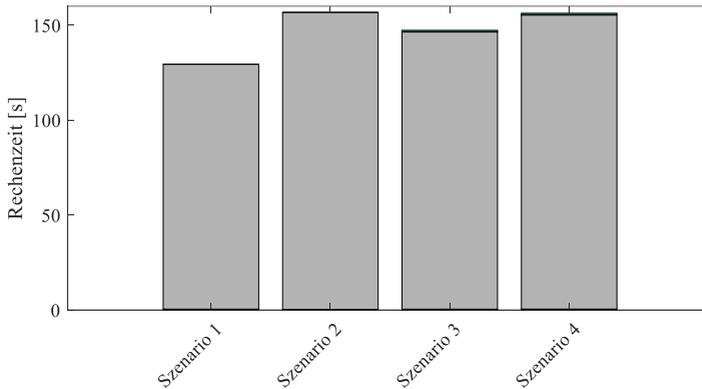


Abbildung 5.29: Benötigte Rechenzeiten

5.3 Zusammenfassung und zentrale Ergebnisse

Die Integration von Technologien der Sektorenkopplung in Strom- und Gasverteilnetzen wird zukünftig zu betrieblichen und planerischen Herausforderungen führen. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird ein Ansatz zur Bewältigung dieser Herausforderungen dargestellt und an zwei konkreten Beispielen getestet.

Ziel der entwickelten sektorenübergreifenden, hierarchischen Optimierungsumgebung ist es, die Abbildung des Energiesystems modular zu ermöglichen. Damit wird der Tatsache Rechnung getragen, dass in der Realität zahlreiche verschiedene Energiemanagementsysteme existieren. Durch den modularen Aufbau des Algorithmus ist die Übertragbarkeit auf weitere Netzgebiete mit anderen Ausgangssituationen gewährleistet.

Dies wird durch die untersuchten Fallbeispiele deutlich. Während die Optimierungsstruktur im ersten Beispiel in einem Mittelspannungs- und Mitteldrucknetz im energie-trägerübergreifenden Netzbetrieb eingesetzt wird, um den Betrieb einer Power-to-Gas Anlage zu steuern, werden im zweiten Beispiel Wärmepumpen (Power-to-Heat) und Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen (Power-to-Mobility) auf Niederspannungsebene betrachtet.

Zentrale Beiträge der entwickelten Optimierungsumgebung sind somit zusammenfassend:

- Übertragbarkeit auf unterschiedlichste Anwendungsfälle,
- Unabhängigkeit vom Aufbau einzelner Energiemanagementsysteme,
- Echtzeitfähigkeit durch Verwendung von linearisierten Netzmodellen,
- Anwendbarkeit auf große Netzgebiete mit vielen Komponenten,
- Strom- und Gasnetzbetreiber können konkurrierende Unternehmen sein,
- Datenhoheit liegt bei dem EMS des jeweiligen Hubs,
- Netzbetreiber benötigen keine detaillierten, aktuellen Informationen über die von ihnen versorgten Energiesysteme.

Der in dieser Form und diesem Umfang neuartige koordinative Ansatz zum Betrieb sektorenübergreifender Energieversorgungssysteme ermöglicht somit die Integration von vielfältigen Sektorenkopplungstechnologien auf Verteilnetzebene unter Einhaltung der jeweiligen Betriebsgrenzen. Dabei wird nur ein Minimum an Datenaustausch zwischen den Hubs und Strom- und Gasnetzbetreiber notwendig.

6 Zusammenfassung und Ausblick

6.1 Zusammenfassung

Die zur Minderung des Klimawandels notwendige Dekarbonisierung stellt das Energiesystem vor große Herausforderungen. Nachdem in der ersten Phase der Energiewende die Substitution der Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken durch regenerative Energiequellen im Fokus stand, verändert sich der Blickwinkel zunehmend. Da nicht nur der Stromsektor sondern bspw. auch Wärme- und Transportsektor erheblich zu den Treibhausgasemissionen beitragen, müssen diese in die Betrachtungen einbezogen werden. Dieser gesamtheitliche Blick ist mittlerweile allgemeiner Konsens. Der mittlerweile etablierte Begriff der Sektorenkopplung beschreibt diesen gesamtheitlichen Blick und die damit verbundene Ausnutzung von Synergien, die sich durch die gesamtheitliche Betrachtung ergeben.

In **Kapitel 2** werden im Rahmen eines Studienvergleichs Zielbilder für das Energiesystem Deutschlands im Jahr 2050 dargestellt. Anhand einer vereinfachten Energiesystembetrachtung erfolgt die Bestimmung der potentiellen Elektrolyseleistung in Deutschland. Mithilfe dieser Analyse werden die Ergebnisse der dargestellten Referenzstudien besser interpretierbar. Aktuell liegen die dargestellten Zielbilder teilweise noch weit auseinander. Einigkeit besteht jedoch darin, dass eine alleinige Elektrifizierung nicht ausreichend ist, um die Klimaziele zu erreichen. Die Einschätzungen zur Wasserstoffproduktion in Deutschland gehen jedoch aktuell weit auseinander. Hier ist entscheidend, ob eine volks- oder betriebswirtschaftliche Sicht eingenommen wird. Dies wird durch die dargestellte Betrachtung verdeutlicht. Im Hinblick auf die Dauer des Netzausbaus und die Lebensdauer der zu installierenden Assets sollten jedoch bereits heute entsprechende Weichen gestellt und das Zielbild geschärft werden, um infrastrukturelle Engpässe zu vermeiden. Diese Problemstellung wird bspw. in den Netzstudien der TransnetBW [13] oder der dena Netzstudie III [125] adressiert.

Nachdem bislang bereits ein großer Anteil der Erzeugung aus erneuerbaren Energien dezentral in den Verteilnetzen installiert wurde, bringt auch die Kopplung der Sektoren neue Herausforderungen für Verteilnetzbetreiber mit sich. So werden Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen hauptsächlich auf Niederspannungsebene geladen bzw. betrieben. Durch die zunehmende Digitalisierung ist anzunehmen, dass Komponenten wie Ladepunkte für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen gemeinsam mit Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern in Haushalten intelligent gesteuert werden. Bei größeren

thermischen Lasten ist auch der Betrieb von Blockheizkraftwerken relevant. In **Kapitel 3** wird der Hub als abgeschlossenes Energiesystem beschrieben. Dieser kann allgemein als System verstanden werden, in der eine zentrale Steuerungseinheit alle verbundenen Komponenten im Rahmen einer Betriebsoptimierung intelligent steuert. Die konkrete Umsetzung kann dabei mit einer einfachen Steuerung oder, wie exemplarisch beschrieben, als prognosebasierte, dynamische Optimierung erfolgen. Dafür werden mathematische Modelle der Energiesystemkomponenten benötigt. Durch die Formulierung der Randbedingungen, die diese Modelle enthalten, werden neben den Nutzeranforderungen auch die Eigenschaften der Komponenten in der Betriebsoptimierung berücksichtigt.

Im dargestellten Beispiel wird ein Mehrfamilienhaus mit Blockheizkraftwerk, Spitzenlastkessel und Photovoltaikanlage untersucht. Auf Basis der Ergebnisse der Betriebsoptimierung kann die betriebliche Flexibilität untersucht werden. Als Flexibilität wird dabei die potentielle Leistungsänderung am Netzverknüpfungspunkt bezeichnet. Im Untersuchungsbeispiel wird deutlich, dass Blockheizkraftwerke grundsätzlich eine sehr hohe betriebliche Flexibilität aufweisen. Bedingt durch den zu versorgenden Wärmebedarf und betriebliche Vorgaben, wie bspw. einer Mindestlaufzeit, kommt es jedoch zu Einschränkungen, die bei einer Betrachtung von Flexibilität aus Netzbetreiberperspektive berücksichtigt werden müssen.

Kapitel 4 bildet den Kern dieser Arbeit. Der neue entwickelte hierarchische Ansatz für eine koordinativen Strom- und Gasnetzbetrieb nutzt vorhandene Flexibilitäten sektorenübergreifend optimal aus. Ziel des Ansatzes ist dabei die Minimierung der Flexibilitätskosten. Durch die Nutzung möglicher Flexibilitäten ist somit ein Netzbetrieb ohne oder mit reduziertem Netzausbau möglich. Ein großer Vorteil dieses Ansatzes im Vergleich zu zentralen Optimierungsansätzen ist die gegebene Datensouveränität der einzelnen Akteure. So verbleiben vor allem Nutzungsdaten von Heizung oder Elektrofahrzeug beim Nutzer selbst. Nur die Übermittlung des aggregierten Leistungs- bzw. Volumenflussverlaufs an Strom- und Gasnetzbetreiber ist notwendig. Danach laufen auch die Berechnungen für Strom- und Gasverteilnetz unabhängig voneinander ab. Wie die Übersicht der aktuellen Netzbetreiber in Baden-Württemberg zeigt, kann es sich bei Strom- und Gasnetzbetreiber in einzelnen Kommunen durchaus um direkte Konkurrenzunternehmen handeln.

Durch die Verwendung linearisierter Netzmodelle können kurze Berechnungsdauern erreicht werden. Zur Berechnung der optimalen Flexibilitätskombination im Stromnetz wird eine geeignete Linearisierung aus der Literatur ausgewählt und zur Formulierung eines Optimal-Power-Flow-Problems übernommen. Um die Flexibilität explizit

abbilden zu können, werden darüber hinaus die Knotenbilanzgleichungen um entsprechende Variablen erweitert. Durch diese allgemeine Formulierung können verschiedene Flexibilitäten, bspw. Spitzenkappung von Erzeugungsanlagen oder auch Lademanagementsysteme, eingebunden werden. Über die verwendete Zielfunktion erfolgt die Priorisierung der einzelnen Optionen.

Neben einer stromnetzfokusierten Anwendung kann der Ansatz auch gleichzeitig zum optimalen Einsatz einer Power-to-Gas Anlage eingesetzt werden. Kritische Randbedingung ist hier die maximal mögliche Wasserstoffeinspeisung in das Gasverteilsnetz.

In **Kapitel 5** wird die entwickelte Methodik anhand zweier Anwendungsbeispiele getestet. Zunächst wird der Betrieb einer Power-to-Gas Anlage in einem realen Mittelspannungsnetz betrachtet. Die Einspeisung des erzeugten Wasserstoffs erfolgt in ein Benchmark-Mitteldrucknetz aus der Literatur. Hierbei soll die energieträgerübergreifende Flexibilität in den Sektoren Strom und Gas im Fokus stehen.

Die Ergebnisse zeigen, dass der Betrieb der angenommenen Anlagengröße nur selten ohne Einschränkung möglich ist, da die maximale Wasserstoffbeimischung i.d.R das begrenzende Kriterium ist. Die entwickelte Netzverträglichkeitsprüfung beinhaltet neben der Begrenzung der maximalen Beimischung auch die Einhaltung von Druckgrenzen. Die Ergebnisse der Tagessimulation zeigen, dass sich mit zunehmender Beimischung von Wasserstoff und damit höheren Volumenflüssen die Drücke ändern, Ursache dafür ist, neben dem höheren Durchfluss, der Einfluss der Beimischung auf die Dichte des Gasgemisches. Hierbei handelt es sich allerdings um ideale Annahmen, da eine ideale Durchmischung der Gase und keine Höhenunterschiede innerhalb des Netzes angenommen wurden.

Deutlich wird weiterhin, dass die Wirtschaftlichkeit der Elektrolyse aktuell durch Umlagen wie die EEG-Umlage entscheidend beeinflusst wird. Um die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen zu sichern, sind an dieser Stelle Anpassungen notwendig.

In einem zweiten Anwendungsbeispiel wird die mögliche Ausnutzung sektorenübergreifender Flexibilität aus Mobilitäts- und Wärmesektor beschrieben. Der entwickelte Optimierungsansatz wird am Beispiel eines großen Benchmark-Niederspannungsnetzes getestet. In diesem werden sämtliche Lasten durch unterschiedliche Hubs ersetzt, in denen Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen zum Einsatz kommen. Die Ergebnisse zeigen, dass die Integration der Elektromobilität zu einem deutlich höheren Handlungsbedarf führt als die Integration vieler Wärmepumpen. Um eine Worst-Case-Betrachtung zu forcieren, wurde dabei bewusst eine aus Netzbetreibersicht ungünstige initiale

Hub-Optimierung gewählt. Hierbei laden bspw. alle Elektrofahrzeuge so, dass sie erst so spät wie möglich geladen werden.

Deutlich wird, dass der entwickelte Algorithmus in der Lage ist, die Bereitstellung notwendiger Flexibilität zu erreichen. Die konkrete Umsetzung des Soll-Leistungsprofils wird in einer dritten Optimierungsstufe innerhalb des jeweiligen Hubs gelöst. Somit ist hier die Datensouveränität der einzelnen Hubs gegeben. Durch den Einsatz des dargestellten linearisierten Optimal-Power-Flow lassen sich kurze Berechnungsdauern erreichen. Somit kann das entwickelte Berechnungsverfahren auch in realen Anwendungen Berücksichtigung finden, in denen die Berechnungsdauer eine kritische Größe darstellt.

6.2 Ausblick

Im Rahmen dieser Arbeit erfolgte die Implementierung zahlreicher Optimierungsmodelle, die die Grundlage für die Berechnung optimaler Fahrpläne darstellen. Die Datengrundlage dieser Modelle sind die unter anderem von Herstellern veröffentlichten Datenblätter oder Werte aus der Literatur. Zur Validierung sollten diese Modelle mit realen Messdaten anhand exemplarischer Versuchsaufbauten verglichen werden. Somit kann sichergestellt werden, dass das angenommene Optimierungsmodell im jeweils konkreten Fall Anwendung finden kann. In der Betrachtung der Blockheizkraftwerke hat sich beispielsweise gezeigt, dass zwischen einzelnen Leistungsklassen signifikante Unterschiede der Wirkungsgrade zu beachten sind.

Im Einsatz von prognosebasierten Optimierungen sollte auch die Unsicherheit dieser Prognosen beachtet werden. Ein Ansatz ist die iterative Ausführung der entwickelten Optimierung mit jeweils aktualisierten Prognosen. Werden robustere Lösungen benötigt, sollte die Unsicherheit einzelner Prognosezeitreihen bereits im Optimierungsschritt berücksichtigt werden. Dies vergrößert den Lösungsraum des Optimierungsproblems.

Im Rahmen der Bestimmung des kostenoptimalen Flexibilitätseinsatzes wurde im Rahmen dieser Arbeit ausschließlich angenommene Kosten verwendet, um die Funktionsweise der Priorisierung sicherzustellen. An dieser Stelle sollten die entstehenden Kosten durch die Flexibilitätsbereitstellung durch unterschiedliche Komponenten detailliert untersucht werden. Ansätze dazu finden sich beispielsweise in [36] und [42].

In der Berechnung des Gasnetzes wurden zahlreiche Vereinfachungen angenommen. An dieser Stelle sind weitere Untersuchungen notwendig, um beispielsweise den Einfluss der Wasserstoffkonzentration auf den Ruhedruck des Gases, insbesondere bei

Höhenunterschieden im Netz, zu bewerten. Dies ist vor allem in Niederdrucknetzen relevant. Auch das reale Verhalten des Gasgemisches sollte in eingehenderen Untersuchungen betrachtet werden. In dieser Arbeit wurde von einem konstant idealen Gasgemisch ausgegangen.

Durch die zunehmende Substitution zentraler Kraftwerke durch dezentrale Erzeugung sind Anpassungen des Redispatch-Portfolios notwendig. Durch die Novellierung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0) [126] und den damit beschlossenen Redispatch 2.0 werden EE- und KWK-Anlagen ab einer Leistung von 100 kW mit einer fernwirkbaren Ansteuerung durch einen Netzbetreiber künftig in den Redispatch einbezogen. Dabei darf durch einen Abruf allerdings kein unzulässiger Netzzustand verursacht werden. An dieser Stelle könnte der vorgestellte erweiterte, lineare Optimal-Power-Flow auch dazu verwendet werden, die günstigste Redispatch-Kombination aus mehreren Anlagen im Verteilnetz zu bestimmen. Hierzu ist allerdings eine Erweiterung notwendig, die eine Betrachtung über mehrere Spannungsebenen ermöglicht. Da auch hier mehrere Netzbetreiber eingebunden sein können, ist eine hierarchische Optimierungsstruktur analog zu dieser Arbeit sinnvoll. Ein Transformator zu einem unterlagernten Netzbetreiber ist prinzipiell auch ein möglicher Hub.

A Anhang

A.1 Übersicht der Koeffizienten SLP Gas

Abnehmertyp	A	B	C	D	m_H	b_H	m_W	b_W
Einfamilienhaus	1,621	-37,18	5,673	0,071	-0,049	0,840	0,002	0,107
Mehrfamilienhaus	1,044	-35,03	6,22	0,050	-0,054	0,999	-0,002	0,163
Öffentliche Einrichtung	1,355	-35,14	7,130	0,099	-0,053	0,863	-0,001	0,096

A.2 Elektrolyse: Weiterführende Gleichungen

Nachfolgende Modellgleichungen entstammen [75]. Die reversible Zellspannung wird durch die Nernst-Gleichung beschrieben. Hierbei sind p_{H_2} sowie p_{O_2} und p_{H_2O} die jeweiligen Partialdrücke von Wasserstoff, Sauerstoff und Wasser im Arbeitspunkt. Für die Partialdrücke werden die Werte aus [75] verwendet (siehe Tabelle A.2.1).

$$U_0 = 1.229 - 8.5 \cdot 10^{-4}(T - T_0) + 4.3085 \cdot 10^{-5}T \ln\left(\frac{p_{H_2}\sqrt{p_{O_2}}}{p_{H_2O}}\right)$$

Die Aktivierungsüberspannung U_{act} kann wie folgt berechnet werden:

$$U_{act} = \left(\frac{\alpha_A + \alpha_C}{\alpha_A \alpha_C}\right) \cdot \frac{RT}{2F} \cdot \ln\left(\frac{j}{j_0}\right)$$

R ist die universelle Gaskonstante, F die Faraday-Konstante, α_A sowie α_C sind die Ladungsübertragungskoeffizienten der Anode und Kathode und j die Stromdichte der Zelle. Die temperaturabhängige Stromdichte j_0 wird durch folgenden Zusammenhang beschrieben:

$$j_0 = 1.08 \cdot 10^{-17} e^{0.0867T}$$

Die ohmschen Überspannungsverluste U_{ohm} sind von Dicke d_{mem} und Leitfähigkeit σ_{mem} der Nafionmembran abhängig:

$$U_{ohm} = j \frac{d_{mem}}{\sigma_{mem}}$$

Die Leitfähigkeit der Membran σ_{mem} ist abhängig von der Membranfeuchtigkeit λ_{mem} und der Temperatur des Elektrolyseurs T :

$$\sigma_{mem} = (0,005139 \cdot \lambda_{mem} - 0,003260)e^{1268\left(\frac{1}{303} - \frac{1}{T}\right)} [S]$$

Die Konzentrationsüberspannung U_{con} wird durch nachfolgenden Zusammenhang aus der Stromdichte j und der limitierenden Stromdichte j_L bestimmt:

$$U_{con} = j \left(\beta_1 \frac{j}{j_L} \right)^{\beta_2}$$

Dabei ist β_2 eine Konstante, β_1 wird in Abhängigkeit des Arbeitspunktes berechnet:

$$\beta_1 = \begin{cases} (8.66 \times 10^{-5}T - 0.068)P_x - 1.6 \cdot 10^{-4}T + 0.54, & p_x > 2 \\ (7.16 \times 10^{-4}T - 0.622)P_x - 1.45 \cdot 10^{-3}T + 1.68, & p_x < 2 \end{cases}$$

mit:

$$p_x = \frac{p_{O_2}}{0,1173 \cdot p_{O_2}} + \frac{p_{sat}}{p_{O_2}}$$

Tabelle A.2.1: Verwendete Modellparameter

Größe	Variable	Verwendeter Wert
Elektrodenfläche	A_p	0,01 m ²
Membrandicke	d_{mem}	50 · 10 ⁻⁶ m
Membran-Wasseraktivität	a	1
Membranfeuchtigkeit	λ_{mem}	14,003
Faraday-Konstante	F	96.485 C/(mol)
Univers. Gaskonstante	R	8,314 J/(mol · K)
Partialdruck H2O	p_{H_2O}	101,325 kPa

Partialdruck H ₂	p_{H_2}	101,325 kPa
Partialdruck O ₂	p_{O_2}	101,325 kPa
Wasser-Sättigungsdruck	p_{sat}	70 kPa
Transferkoeffizient Anode	α_A	0,5
Transferkoeffizient Kathode	α_C	1
Raumtemperatur	T_0	298,15 K
Temperatur des Elektrolyseurs	T	363 K
Überspannungskonstante	β_2	2
Limitierende Stromdichte	j_L	$20 \cdot 10^3$ A/m ²

A.3 Rohrparameter Benchmarknetz Gas

Rohr	Durchmesser [mm]	Länge [m]
1 - 2	175	26
2 - 3	125	80
2 - 10	150	96
3 - 4	100	144
4 - 5	100	192
5 - 6	80	106
5 - 7	80	68
7 - 8	80	76
7 - 13	80	240
8 - 9	100	80
9 - 10	125	148
10 - 11	125	170
11 - 12	100	108
12 - 13	65	106
12 - 14	100	172

A.5 Modellierte Hubtypen

	KWK ¹	PtH ²	SLK ³	WP ⁴	PS ⁵	PV ⁶	Bat ⁷	EV ⁸
Hubs mit elektrischem Wärmeerzeuger								
1	-	-	-	x	-	-	-	-
2	-	-	-	x	x	-	-	-
3	-	-	-	x	x	x	-	-
4	-	-	-	x	x	-	x	-
5	-	-	-	x	x	-	-	x
6	-	-	-	x	x	x	x	-
7	-	-	-	x	x	x	x	x
Hubs mit KWK-Anlage und elektrischem Spitzenlastkessel (PtH)								
8	x	x	-	-	x	-	-	-
9	x	x	-	-	x	x	-	-
10	x	x	-	-	x	-	x	-
11	x	x	-	-	x	-	-	x
12	x	x	-	-	x	x	x	-
13	x	x	-	-	x	x	-	x
14	x	x	-	-	x	x	x	x

¹ Kraft-Wärme-Kopplung, Blockheizkraftwerk

² Power-to-Heat

³ Spitzenlastkessel Gas

⁴ Wärmepumpe

⁵ Thermischer Pufferspeicher

⁶ Photovoltaik

⁷ Batteriespeicher

⁸ Elektrofahrzeug (EV: electric vehicle)

Hubs mit KWK-Anlage und Gas-Spitzenlastkessel (SLK)								
15	x	-	x	-	x	-	-	-
16	x	-	x	-	x	x	-	-
17	x	-	x	-	x	-	-	x
18	x	-	x	-	x	-	-	x
Hubs mit Anschluss an ein Wärmenetz								
19								
20								
21								
Quartiers-Erzeuger								
22	KWK-Anlage							
23	Solarpark							
24	Windpark							
25	Power-to-Gas							

A.6 Anschlussknoten der Hubs im untersuchten Niederspannungsnetz

Knoten	Hubtyp (Szenario I)	Hubtyp (Szenario II)
34	2	5
47	6	7
70	2	5
73	6	6
74	4	4
83	6	7
178	2	5
208	6	6
225	6	6
248	6	7
249	6	7
264	6	6
276	4	4
289	4	4
314	2	5
320	6	7
327	2	5
337	6	7
342	4	4
349	6	7
387	2	5
388	4	4
406	2	5
458	6	6
502	2	5
522	2	5
539	6	7
556	6	6
562	6	6
563	6	7
611	2	5
614	6	7

Knoten	Hubtyp (Szenario I)	Hubtyp (Szenario II)
619	6	7
629	2	5
639	6	6
676	4	4
682	4	4
688	6	6
701	6	7
702	6	7
755	4	4
778	6	6
780	2	5
785	4	4
813	2	5
817	4	4
835	6	7
860	2	5
861	6	6
886	4	4
896	6	6
898	2	5
899	6	6
900	6	6

A.7 Detaillierte Programmstruktur

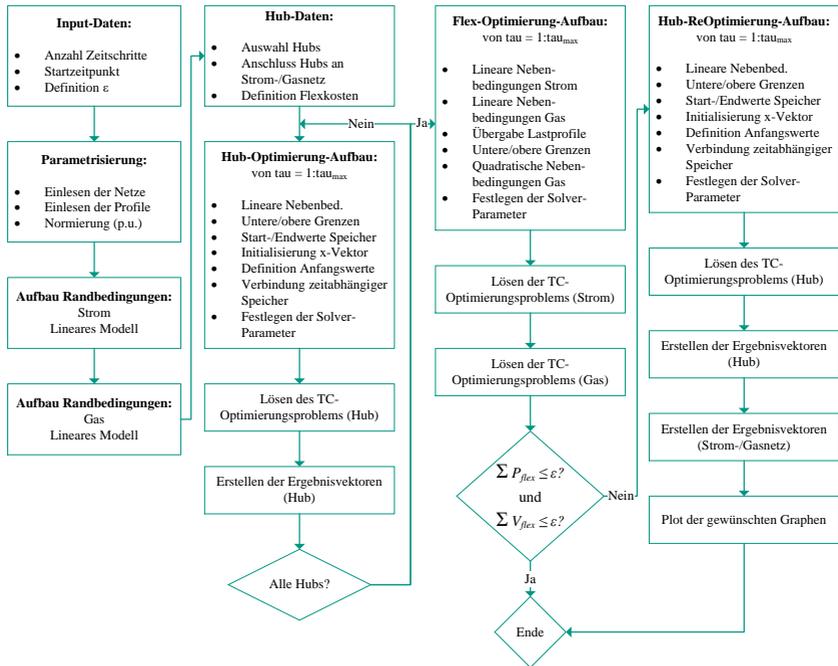


Abbildung 6.2: Hierarchische Optimierung [113]

B Literaturverzeichnis

- [1] Umweltbundesamt, *Treibhausgas-Emissionen seit 1990 nach Gasen*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#emissionsentwicklung-1990-bis-2018> (Zugriff am: 20. Juli 2020).
- [2] M. Robinius, P. Markewitz, P. Lopion et al., „Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050. (Kurzfassung)“, 2019.
- [3] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Die Nationale Wasserstoffstrategie*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmbf.de/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf> (Zugriff am: 7. Juli 2020).
- [4] Bundesnetzagentur, *Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2035/SR/Szenariorahmen_2035_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile (Zugriff am: 8. Juli 2020).
- [5] M. Sterner und I. Stadler, *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017.
- [6] Netze BW GmbH, *Die Öhringer Wasserstoffinsel*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netze-bw.de/unsernetz/netzinnovationen/wasserstoff-insel> (Zugriff am: 20. Mai 2020).
- [7] S. Bajohr et al., „Abschlussbericht - Regionalisierung der Energieversorgung auf Verteilnetzebene am Modellstandort Kirchheimbolanden (RegEnKibo) / BMWi-Verbundvorhaben“, 2018.
- [8] P. S. Sauter, „Modellierung und zentrale prädiktive Regelung von multimodalen Energieverteilnetzen“ (de), *Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie*, 2019, doi: 10.5445/IR/1000096626.
- [9] Statista. Statista GmbH, *Anzahl der Neuzulassungen von Elektroautos in Deutschland von 2003 bis 2020*. [Online]. Verfügbar unter: <https://de-statista.com/statistik/daten/studie/244000/umfrage/neuzulassungen-von-elektroautos-in-deutschland/> (Zugriff am: 6. Juli 2020).
- [10] T. Riedel, „Optimierung eines sektorengesetzten Energiespeichersystems und die Auswirkungen des Verkehrs“. Masterarbeit, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, 2019.

- [11] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Energiedaten: Gesamtausgabe*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/energiedaten-gesamt-pdf-grafiken.pdf?__blob=publicationFile&v=40 (Zugriff am: 6. Juli 2020).
- [12] Deutsche Energie-Agentur GmbH, „Leitstudie Integrierte Energiewende“, 2018.
- [13] TransnetBW GmbH, *Stromnetz 2050*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.transnetbw.de/de/stromnetz2050/> (Zugriff am: 2. Juli 2020).
- [14] M. Wietschel und U. Bünger, „Vergleich von Strom und Wasserstoff als CO₂-Freie Endenergeträger“, Mai 2010.
- [15] M. Schmied, P. Wüthrich, R. Zah, H.-J. Althaus, und C. Friedl, *Postfossile Energieversorgungsoptionen für einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050: Eine verkehrsträgerübergreifende Bewertung*.
- [16] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, *Verkehr in Zahlen*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen-2019-pdf.pdf?__blob=publicationFile (Zugriff am: 6. Juli 2020).
- [17] Bundesnetzagentur, *SMARD Strommarktdaten*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.smard.de/home/downloadcenter/download_marktdaten/726#!?downloadAttributes=%7B%22selectedCategory%22:3,%22selectedSubCategory%22:8,%22selectedRegion%22:%22DE%22,%22from%22:1587247200000,%22to%22:1588197599999,%22selectedFileType%22:%22CSV%22%7D (Zugriff am: 18. Mai 2020).
- [18] Deutscher Wetterdienst, *Climate Data Center*. [Online]. Verfügbar unter: <https://cdc.dwd.de/portal/> (Zugriff am: 6. Juli 2020).
- [19] W. Schulze, „Probabilistische Netzsimulation von Mittelspannungsnetzen unter Einfluss zukünftiger Elektromobilität“. Bachelorarbeit, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, 2014.
- [20] A. Brinner, M. Schmidt, S. Schwarz, L. Wagener und U. Zuberbühler, *Technologiebericht 4.1 Power-to-gas (Wasserstoff)*. In: *Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)*. Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken, 2018.
- [21] V. Quaschnig, „Sektorkopplung durch die Energiewende: Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung“, *Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin*, 2016.
- [22] T. Brown, J. Hörsch, D. Schlachtberger, „PyPSA: Python for Power System Analysis“, *Journal of Open Research Software*, S. 6, 2018.

- [23] Forschungsstelle für Energiewirtschaft, *FREM - Regionalisiertes Energiesystemmodell*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ffe.de/themen-und-methoden/modelle-und-tools/716-frem-regionalisiertes-energiesystemmodell> (Zugriff am: 30. Juli 2020).
- [24] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, „Energiesystem Deutschland 2050: Sektor-und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien“, 2013.
- [25] Umweltbundesamt, *Erneuerbare Energien in Zahlen*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#strom> (Zugriff am: 7. Juli 2020).
- [26] *Messstellenbetriebsgesetz vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034), das zuletzt durch Artikel 90 des Gesetzes vom 20. November 2019 (BGBl. I S. 1626) geändert worden ist: MsbG*, 2016.
- [27] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, *Das Smart-Meter-Gateway: Cyber-Sicherheit für die Digitalisierung der Energiewirtschaft*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/Broschueren/Smart-Meter-Gateway.pdf?__blob=publicationFile&v=11#Das%20Smart-Meter-Gateway_barrierefrei.indd%3A.4389%3A160 (Zugriff am: 20. Juni 2020).
- [28] *DIN EN ISO 50001:2018-12 Energiemanagementsysteme – Anforderungen mit Anleitung zur Anwendung (ISO 50001:2018); Deutsche Fassung EN ISO 50001:2018*, 2018.
- [29] I. Mauser, „Multi-modal Building Energy Management“, *Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie*, 2017.
- [30] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, *Standardisierungsstrategie zur sektorübergreifenden Digitalisierung nach dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende: Roadmap für die Weiterentwicklung der technischen BSI-Standards in Form von Schutzprofilen und Technischen Richtlinien*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/standardisierungsstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (Zugriff am: 20. Juni 2020).
- [31] M. Geidl und G. Andersson, „A Modeling and Optimization Approach for Multiple Energy Carrier Power Flow“, *IEEE Power Tech, Russia*, 2005.
- [32] M. Geidl und G. Andersson, „Optimal Power Flow of Multiple Energy Carriers“, *IEEE Trans. Power Syst.*, Jg. 22, Nr. 1, S. 145–155, 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2006.888988.

- [33] M. Arnold, R. R. Negenborn, G. Andersson und B. de Schutter, „Model-based predictive control applied to multi-carrier energy systems“ in *Energy Society General Meeting (PES)*, Calgary, Canada, 2009, S. 1–8, doi: 10.1109/PES.2009.5275230.
- [34] S. Deng *et al.*, „Optimal operation of energy hubs in an integrated energy network considering multiple energy carriers“ in *2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia)*, Melbourne, Australia, 2016, S. 1201–1206, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2016.7796556.
- [35] K. Heussen, S. Koch, A. Ulbig und G. Andersson, „Energy storage in power system operation: The power nodes modeling framework“ in *2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, Gothenburg, Sweden, 11.10.2010 - 13.10.2010, S. 1–8, doi: 10.1109/IS-GTEUROPE.2010.5638865.
- [36] T. Kornrumpf, „Bewertung von Flexibilitätsoptionen in Mittelspannungsnetzen“, *Dissertation, Bergische Universität Wuppertal*, 2019.
- [37] M. Papageorgiou, M. Leibold und M. Buss, *Optimierung*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2015.
- [38] M. Zimmerlin, F. Mueller, M. Wilferth, L. Held, M. R. Suriyah und T. Leibfried, „Mixed Integer Nonlinear Optimization of Coupled Power and Gas Distribution Network Operation“ in *2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Glasgow, 2018, S. 1–6, doi: 10.1109/UPEC.2018.8541984.
- [39] P. Bonami, L. T. Biegler, A. R. Conn, G. Cornuejols, I. E. Grossmann, C. D. Laird, J. Lee, A. Lodi, F. Margot, and A. Waechter, „An Algorithmic Framework for Convex Mixed Integer Nonlinear Programs“, *Discrete Optimization*, 5(2), S. 186–204, 2008.
- [40] J. Kallrath, *Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis ; mit Fallstudien aus Chemie, Energiewirtschaft, Papierindustrie, Metallgewerbe, Produktion und Logistik*, 2. Aufl. Wiesbaden: Springer, 2013.
- [41] M. Wilferth, „Optimierter Einsatz von Flexibilitätsoptionen zur sektorübergreifenden Quartiersversorgung“. Masterarbeit, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, 2017.
- [42] M. Uhrig, „Aspekte zur Integration stationärer und mobiler Batteriespeicher in die Verteilnetze“. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, 2017.
- [43] N. Pflugradt, „Modellierung von Wasser- und Energieverbräuchen in Haushalten“, *Dissertation, Technische Universität Chemnitz*, 2016.

- [44] *Gasnetz Zugangsverordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 13. Juni 2019 (BGBl. I S. 786) geändert worden ist: GasNZV*, 2019.
- [45] BDEW, VKU, GEODE, „Leitfaden - Abwicklung von Standardlastprofilen Gas“, 2018.
- [46] BGW Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft, „Anwendung von Standardlastprofilen zur Belieferung nicht-leistungsgemessener Kunden“, *Praxisinformation P 2006 / 8*, 2006.
- [47] *DIN V 18599-2:2018-09, Energetische Bewertung von Gebäuden - Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung - Teil_2: Nutzenergiebedarf für Heizen und Kühlen von Gebäudezonen*, Berlin.
- [48] *DIN V 18599-5:2018-09, Energetische Bewertung von Gebäuden - Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung - Teil_5: Endenergiebedarf von Heizsystemen*, Berlin.
- [49] Institut Wohnen und Umwelt, *Energetische Kenngrößen für Heizungsanlagen im Bestand*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.iwu.de/fileadmin/publikationen/energie/werkzeuge/2002_IWU_DiefenbachEtAl_Energetische-Kenngr%C3%B6%C3%9Fen-f%C3%BCr-Heizungsanlagen-im_Bestand.pdf (Zugriff am: 20. Juli 2020).
- [50] K. J. Kircher und K. M. Zhang, „Testing building controls with the BLDG toolbox“ in *2016 American Control Conference (ACC)*, Boston, MA, USA, 2016, S. 1472–1477, doi: 10.1109/ACC.2016.7525124.
- [51] T. Kaschub, „Batteriespeicher in Haushalten unter Berücksichtigung von Photovoltaik, Elektrofahrzeugen und Nachfragesteuerung“. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, 2017.
- [52] P. Schumacher, „Modellierung einer Wärmepumpe in MATLAB Simulink“. Bachelorarbeit, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, 2019.
- [53] Statista. Statista GmbH, *Absatz fossiler BHKW in Deutschland nach Leistungsklasse in den Jahren 2014 bis 2018*. [Online]. Verfügbar unter: <https://de-statista.com/statistik/daten/studie/469541/umfrage/absatz-fossiler-bhkw-in-deutschland-nach-leistungsklasse/#:~:text=Ver%C3%B6ffentlicht%20von%20A.%20Breitkopf%2C%2004.12.2019%20Die%20Statistik%20zeigt,Leistungsklasse%20bis%2050%20Kilowatt%20etwa%2056%20Megawatt%20elektrisch.> (Zugriff am: 6. Juli 2020).
- [54] G. Schaumann und K. W. Schmitz, *Kraft-Wärme-Kopplung*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2010.

- [55] Thermondo, *Wirkungsgrad der Heizung*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.thermondo.de/info/rat/vergleich/wirkungsgrad-der-heizung/> (Zugriff am: 10. Dezember 2019).
- [56] McKinsey & Company, *Energiewendeindex (März 2020)*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.mckinsey.de/branchen/chemie-energie-rohstoffe/energie-wende-index> (Zugriff am: 20. Juli 2020).
- [57] Europäische Kommission, *Der europäische Grüne Deal*. [Online]. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication_de.pdf (Zugriff am: 20. Juli 2020).
- [58] F. J. Soares, P. R. Almeida und J. P. Lopes, „Quasi-real-time management of Electric Vehicles charging“, *Electric Power Systems Research*, Jg. 108, S. 293–303, 2014, doi: 10.1016/j.epsr.2013.11.019.
- [59] MERGE, „Mobile Energy Resources in Grid of Electricity“, 2010.
- [60] Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., IVT Research GmbH und infas 360 GmbH, „Mobilität in Deutschland 2017 - Ergebnisbericht“, Bonn, 2018.
- [61] BDEW, *Ladeorte der Nutzer von Elektroautos in Deutschland im Jahr 2019*. Statista. Statista GmbH. [Online]. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/430491/umfrage/private-nutzer-von-elektroautos-in-deutschland-ladeorte/> (Zugriff am: 2. Januar 2020).
- [62] Netze BW GmbH, *Die E-Mobility-Allee: Das Stromnetz-Reallabor zur Erforschung des zukünftigen E-Mobility-Alltags*. [Online]. Verfügbar unter: [https://assets.ctfassets-net/xytfb1vrn7of/6gXs8wiRSF0E2SqkwSq406/fc1c9430ba88b81c31e399242b09b17e/20191217_BroschuereE-Mobility_210x275mm_100Ansicht.pdf](https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/6gXs8wiRSF0E2SqkwSq406/fc1c9430ba88b81c31e399242b09b17e/20191217_BroschuereE-Mobility_210x275mm_100Ansicht.pdf) (Zugriff am: 20. Juli 2020).
- [63] G. Cerbe, Hg., *Grundlagen der Gastechnik: Gasbeschaffung - Gasverteilung - Gasverwendung ; mit 102 Beispielen, 66 Aufgaben*, 7. Aufl. München, Wien: Hanser, 2008.
- [64] DVGW, „Technische Regel - Arbeitsblatt G 260 Gasbeschaffenheit“, Jg. 2013.
- [65] M. Zapf, *Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2017.
- [66] DVGW, *Mehr Wasserstoff technisch sicher verankern*. Pressemitteilung. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/der-dvgw/aktuelles/presse/presseinformationen/dvgw-presseinformation-vom-09042019-mehr-wasserstoff-technisch-sicher-verankern/> (Zugriff am: 28. November 2019).
- [67] *Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 249 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist: EnWG*, 2020.

- [68] Wissenschaftlichen Dienste des Deutschen Bundestages, *Grenzwerte für Wasserstoff (H₂) in der Erdgasinfrastruktur*. WD 8 - 3000 - 066/19 (Zugriff am: 28. November 2019).
- [69] M. Specht, M. Sterner, B. Stuermer, V. Frick, B. Hahn, "Renewable Power Methane – Stromspeicherung durch Kopplung von Strom- und Gasnetz – Wind/PV-to-SNG," Deutschland DE 10 2009 018 126.1.
- [70] P. Komarnicki, P. Lombardi und Z. Styczynski, *Electric Energy Storage Systems*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017.
- [71] DVGW, „Technische Regel - Arbeitsblatt G 262 Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung“, Jg. 2011.
- [72] P. Kurzweil und O. K. Dietlmeier, *Elektrochemische Speicher*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2018.
- [73] G. Tjarks, *PEM-Elektrolyse-Systeme zur Anwendung in Power-to-Gas Anlagen*. Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH, Zentralbibliothek, 2017.
- [74] A. Winghart, „Modellierung und Betriebsoptimierung von Power-to-Gas Anlagen“. Masterarbeit, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, 2017.
- [75] H. Zhang, S. Su, G. Lin und J. Chen, „Efficiency Calculation and Configuration Design of a PEM Electrolyzer System for Hydrogen Production“, *International Journal of Electrochemical Science*, Jg. 2012, Nr. 7, S. 4143–4157, 2012.
- [76] Viessmann Deutschland GmbH, „Power to Gas - Überschussstrom im Gasnetz speichern“, 2014. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.viessmann.lu/de/kommunen/power-to-gas.html>. Zugriff am: 30. Juli 2020.
- [77] M. Götz *et al.*, „Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review“, *Renewable Energy*, Jg. 85, S. 1371–1390, 2016.
- [78] Bundesnetzagentur, *Monitoringbericht 2019*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6 (Zugriff am: 25. Juni 2020).
- [79] Bundesnetzagentur, *EEG Registerdaten*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html (Zugriff am: 25. Juni 2020).
- [80] *Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 20. November 2019 (BGBl. I S. 1719) geändert worden ist: KWKG*, 2019.

- [81] J. Hinker, S. Kippelt, J. M.A. Myrzik, N. Witte und A. Heinzel, „Assessment of available thermal capacity of district heating systems for increased medium- and short-term flexibility of multi-modal power systems“ in *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Torino, Italy, 2017, S. 1–6, doi: 10.1109/ISGTEurope.2017.8260129.
- [82] Y. Dai *et al.*, „A General Model for Thermal Energy Storage in Combined Heat and Power Dispatch Considering Heat Transfer Constraints“, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, Jg. 9, Nr. 4, S. 1518–1528, 2018, doi: 10.1109/TSTE.2018.2793360.
- [83] Z. Li, W. Wu, M. Shahidepour, J. Wang und B. Zhang, „Combined Heat and Power Dispatch Considering Pipeline Energy Storage of District Heating Network“, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, Jg. 7, Nr. 1, S. 12–22, 2016, doi: 10.1109/TSTE.2015.2467383.
- [84] S. Steinle, „Bestimmung der zeitabhängigen Flexibilität steuerbarer Anlagen im Niederspannungsnetz“. Masterarbeit, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, 2019.
- [85] S. Steinle, M. Zimmerlin, F. Mueller, L. Held, M. R. Suriyah und T. Leibfried, „Time-Dependent Flexibility Potential of Heat Pump Systems for Smart Energy System Operation“, *Energies*, Jg. 13, Nr. 4, S. 903, 2020, doi: 10.3390/en13040903.
- [86] J. Currie und D.I. Wilson, „OPTI: Lowering the Barrier Between Open Source Optimizers and the Industrial MATLAB User“, *Foundations of Computer-Aided Process Operations*, Jg. 2012.
- [87] O. G. E. Amprion, *hybridge - Mit Sektorenkopplung zur erfolgreichen Energiewende*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hybridge.net/> (Zugriff am: 10. Juni 2020).
- [88] Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg, *Übersichtskarte Verteilnetzbetreiber*. [Online]. Verfügbar unter: <https://udo.lubw.baden-wuerttemberg.de/projekte/pages/map/default/index.xhtml?mapId=3eeb6aa6-eab8-4bcf-9eee-300c27449a9e&overviewMapCollapsed=false&mapSrs=EPSG%3A25832&mapExtent=218984.10429447854%2C5240158%2C779421.8957055215%2C5525631> (Zugriff am: 1. Juni 2020).
- [89] S. Clegg und P. Mancarella, „Integrated Electrical and Gas Network Flexibility Assessment in Low-Carbon Multi-Energy Systems“, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, Jg. 7, Nr. 2, S. 718–731, 2016, doi: 10.1109/TSTE.2015.2497329.

- [90] J. Ruf *et al.*, „Simulation Framework for Multi-Carrier Energy Systems with Power-to-Gas and Combined Heat and Power“ in *2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Glasgow, 2018, S. 1–6, doi: 10.1109/UPEC.2018.8542066.
- [91] P. Wiest, „Probabilistische Verteilnetzplanung zur optimierten Integration flexibler dezentraler Erzeuger und Verbraucher“. Dissertation, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2018.
- [92] H. Schermeyer, „Netzengpassmanagement in regenerativ geprägten Energiesystemen: Untersuchungen zur Abregelung Erneuerbarer Energien und zur Sektorenkopplung in einem deutschen Verteilnetz“. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, 2018.
- [93] K. Geschermann, „Bewertung einer marktbasierten Flexibilitätsbereitstellung für das Netzengpassmanagement im Verteilnetz“. Dissertation, RWTH Aachen, 2017.
- [94] ETG Task Force RegioFlex, „Regionale Flexibilitätsmärkte: Marktbasierter Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze“, 2014.
- [95] Deutsche Energie-Agentur GmbH, *Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung*, 2017.
- [96] W. T. H. Dommel, „Optimal power flow solutions“, *IEEE Trans. on Power System Apparatus and Systems*, Nr. 87, S. 1866–1876, 1968.
- [97] *DIN EN 50160/A1:2016-02, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN_50160:2010/A1:2015*, Berlin.
- [98] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017.
- [99] N. Meyer-Hübner, M. Suriyah, T. Leibfried, „On Efficient Computation of Time Constrained OPF in Rectangular Form“, *IEEE Power Tech*, 2015.
- [100] O. A. B. Stott, „Fast decoupled load flow“, *IEEE Trans. on Power System Apparatus and Systems*, Nr. 93, S. 859–869, 1974.
- [101] F. D. Saverio Bolognani, „Fast Power System Analysis via Implicit Linearization of the Power Flow Manifold“ (eng), *53rd Annual Allerton Conference on Communication, Control, and Computing*, Jg. 2015.
- [102] S. Bolognani, *IACPF - First-order AC power flow model*. [Online]. Verfügbar unter: <http://github.com/saveriob/1ACPF> (Zugriff am: 25. November 2019).
- [103] D. Littig, „Analyse und Bewertung der Verwendung linearer Verteilnetzmodelle in der optimalen Flexibilitätseinsatzplanung“. Bachelorarbeit, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, 2019.

- [104] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez und R. J. Thomas, „MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education“, *IEEE Trans. Power Syst.*, Jg. 26, Nr. 1, S. 12–19, 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2051168.
- [105] P. Konstantin, *Praxisbuch Energiewirtschaft*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017.
- [106] BDEW, *Entwicklung der Gasnetzlänge nach Art der Rohre in Deutschland in den Jahren 1996 bis 2018 (in Kilometern)*. Statista. Statista GmbH. [Online]. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/162214/umfrage/gasnetzentwicklung-in-deutschland-seit-dem-jahr-1996/> (Zugriff am: 29. November 2019).
- [107] BDEW, *Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland in den Jahren 1995 bis 2018*. [Online]. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/162218/umfrage/beheizungsstruktur-des-wohnbestandes-in-deutschland-seit-1975/> (Zugriff am: 29. November 2019).
- [108] BDEW, *Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2018*. Statista. Statista GmbH. [Online]. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/37957/umfrage/beheizungssysteme-in-neubauten-im-jahr-2008/> (Zugriff am: 29. November 2019).
- [109] J. Grimm, „Entwicklung einer Simulationsumgebung zur Berechnung gekoppelter Strom- und Gasverteilnetze“. Masterarbeit, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, 2016.
- [110] Energienetze Bayern, *Verfahren zur Ermittlung von Zustandszahl und Abrechnungsbrennwert*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.energienetze-bayern.com/content/dam/revu-global/energienetze-bayern/Files/Erdgas/Netzinformationen/20160404_ebye_verfahrenermittlungzustandszahlabrechnungsbrennwert.pdf (Zugriff am: 4. Mai 2020).
- [111] F. Müller, „Analyse und Bewertung von Methoden zur Gasnetzmodellierung zur optimalen Flexibilitätseinsatzplanung in sektorgekoppelten Energiesystemen“. Masterarbeit, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, 2018.
- [112] F. Müller, M. Zimmerlin, S. de Jongh, M. R. Suriyah und T. Leibfried, „Comparison of multi-timestep Optimization Methods for Gas Distribution Grids“ in *2019 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*.
- [113] D. Schulz, „Vergleich zweier Ansätze zur optimalen Betriebsplanung sektörübergreifender Energiesysteme unter Berücksichtigung technischer und wirtschaftlicher Randbedingungen“. Masterarbeit, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, 2019.

- [114] A. Martinez-Mares und C. R. Fuerte-Esquivel, „A Unified Gas and Power Flow Analysis in Natural Gas and Electricity Coupled Networks“, *IEEE Trans. Power Syst.*, Jg. 27, Nr. 4, S. 2156–2166, 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2191984.
- [115] N. Hübner, „Cost-Optimal Operational Security in Transmission Grids with Embedded HVDC Systems and Energy Storage“. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, 2019.
- [116] M. Arnold, „On Predictive Control for Coordination in Multi-Carrier Energy Systems“. Dissertation, ETH ZÜRICH, Zürich, 2011.
- [117] M. Moeini-Aghtaie, A. Abbaspour und Fotuhi-Firuzabad, M. Hajipour, E.: „A Decomposed Solution to Multiple-Energy Carriers Optimal Power Flow“, *IEEE Trans. Power Syst.*, Jg. 2014, Nr. 29, S. 707–716, 2014.
- [118] M. Zimmerlin *et al.*, „Optimal and Efficient Real Time Coordination of Flexibility Options in Integrated Energy Systems“, *ETG Congress 2019, Esslingen*, 2019.
- [119] H. Dörr *et al.*, „Untersuchungen zur Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasnetz“, *energie wasser-praxis*, 11/2016, 2016.
- [120] Deutsche Energie-Agentur GmbH, *Power to X: Strombezug*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.powertogas.info/fileadmin/Power_To_Gas/Dokumente/Factsheets/DENA-Factsheet1_Power_to_X_Strombezug.pdf (Zugriff am: 18. Mai 2020).
- [121] IRENA, „Hydrogen: A renewable energy perspective, International Renewable Energy Agency“, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf
- [122] IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group, *IEEE European Low Voltage Test Feeder*. [Online]. Verfügbar unter: <https://site.ieee.org/pes-test-feeders/resources/> (Zugriff am: 29. November 2019).
- [123] Viessmann Werke GmbH & Co. KG, „Datenblatt Vitocal 200-A Vitocal 200-A“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.viessmann.de/de/wohnebaeude/waermepumpe/luft-wasser-waermepumpen/vitocal-200-a-mb.html>
- [124] Alexander Probst, „Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung“. Dissertation, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2014.
- [125] Deutsche Energie-Agentur GmbH, *Netzstudie III*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/energiesysteme/dena-netzstudie-iii/> (Zugriff am: 30. Juli 2020).

- [126] *Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1690), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist: NABEG.* [Online]. Verfügbar unter:
<https://www.gesetze-im-internet.de/nabeg/BJNR169010011.html>
- [127] DVGW, *Wo aus Wind und Sonne grünes Gas wird.* [Online]. Verfügbar unter:
<https://www.dvgw.de/der-dvgw/aktuelles/presse/presseinformationen/dvgw-presseinformation-vom-24042019-ptg-map/> (Zugriff am: 21. Oktober 2019).

C Veröffentlichungen und betreute Abschlussarbeiten

C.1 Veröffentlichungen mit Eigenbeteiligung

S. Steinle, M. Zimmerlin, F. Müller, L. Held, M. Suriyah, T. Leibfried
Time-Dependent Flexibility Potential of Heat Pump Systems for Smart Energy System Operation
Energies 2020, 13(4), S. 903, 2020

M. Zimmerlin, O. Popa, L. Held, F. Müller, M. Suriyah, T. Leibfried
Flexibility Determination of Distributed Energy Resources, Storage Systems and Heating Units considering Load and Feed-In Uncertainty
CIRED 2019, Madrid, 2019

L. Held, N. Gerhardt, M. Zimmerlin, M. Suriyah, T. Leibfried, M. Armbruster
Grid-friendly Operation of a Hybrid Battery Storage System
CIRED 2019, Madrid, 2019

M. Zimmerlin, D. Littig, L. Held, F. Mueller, C. Karakus, M. Suriyah, T. Leibfried
Optimal and Efficient Real Time Coordination of Flexibility Options in Integrated Energy Systems
VDE ETG Congress 2019, Esslingen, 2019

M. Zimmerlin
Sektorenkopplung als Kernelement der Energiewende: Das Verbundprojekt RegEn-Kibo
Ingenieurspiegel: Fachmagazin für Ingenieure, vol 4/2018, S. 32-34, 2018

M. Zimmerlin, M. Fritz, L. Held, M.R. Suriyah, T. Leibfried
Simplification Methods for Optimal Dimensioning of Energy Storage Systems and Heating Devices using Time Series Load and Infeed Data
8th International Workshop on the Integration of Solar Power into Power Systems, Stockholm, 2018

M. Pfeifer, M. Zimmerlin, M. Schwarzendorfer, P. S. Sauter, S. Krebs, T. Leibfried, S. Hohmann

Weighted Least Squares State Estimation for Coupled Power and Gas Distribution Networks

53rd International IEEE Universities Power Engineering Conference, UPEC 2018, Glasgow, 2018

M. Zimmerlin, F. Müller, M. Wilferth, L. Held, M. R. Suriyah, T. Leibfried

Mixed Integer Nonlinear Optimization of Coupled Power and Gas Distribution Network Operation

53rd International IEEE Universities Power Engineering Conference, UPEC 2018, Glasgow, 2018

J. Ruf, M. Zimmerlin, P. S. Sauter, W. Köppel, M. R. Suriyah, M. Kluwe, S. Hohmann, T. Leibfried, T. Kolb

Simulation Framework for Multi-Carrier Energy Systems with Power-to-Gas and Combined Heat and Power

53rd International IEEE Universities Power Engineering Conference, UPEC 2018, Glasgow, 2018

L. Held, H. Krämer, M. Zimmerlin, M. R. Suriyah, T. Leibfried, L. Ratajczak, S. Lossau, M. Konermann

Dimensioning of battery storage as temporary equipment during grid reinforcement caused by electric vehicles

53rd International IEEE Universities Power Engineering Conference, UPEC 2018, Glasgow, 2018

M. Zimmerlin, M. Wilferth, T. Leibfried

Multimodal Microgrids: Flexibility for the Power System

CIRED Workshop 2018, Ljubljana, 2018

M. Zimmerlin, M. Suriyah, T. Leibfried, P. S. Sauter, J. Maurer, M. Pfeifer, M. Kluwe, S. Hohmann, W. Köppel, C. Degünther, C. Müller, J. Ruf, P. Prabhakaran, P. Missal, J. Walter, L. Herold, T. Eichinger

Das Verbundprojekt RegEnKibo: Regionalisierung der Energieversorgung auf Verteilnetzebene unter Anwendung eines multimodalen, zellularen Ansatzes

VDE ETG Congress 2017, Bonn, 2017

M. Zimmerlin, M. Wilferth, T. Leibfried

Sector Coupling: Optimized Scheduling of Electric Vehicle Charging and Heat Production in Home Energy Systems

1st E-Mobility Power System Integration Symposium, Berlin 2017

M. Zimmerlin, J. Grimm, T. Leibfried

Regionalisierung der Energieversorgung auf Verteilnetzebene durch Kopplung von Strom- und Gasversorgung

4. Konferenz Zukunftsfähige Stromnetze für Erneuerbare Energien, Berlin 2017

M. Zimmerlin, F. Oechsle, S. Stepanescu, T. Leibfried

Auswirkungen einer Umstellung auf niederohmige Sternpunktterdung auf die Versorgungszuverlässigkeit in Mittelspannungsnetzen

ETG-Fachtagung STE 2017, Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (D-A-CH), Aschaffenburg 2017

S. König, M. Zimmerlin, T. Leibfried, F. Wandschneider, S. Röhm, P. Fischer

Optimaler Aufbau von Batteriesystemen für Windkraftanlagen

VDE ETG Kongress 2013, Berlin, 2013

C.2 Betreute Studentische Arbeiten

Masterarbeiten

Jens Grimm

Entwicklung einer Simulationsumgebung zur Berechnung gekoppelter Strom- und Gasverteilstetze

Martin Wilferth

Optimierter Einsatz von Flexibilitätsoptionen zur sektorübergreifenden Quartiersversorgung

Martin Schwarzendorfer

Entwicklung eines multimodalen Zustandsschätzers für gekoppelte Elektrizitäts- und Gasverteilstetze

Felicitas Müller

Analyse und Bewertung von Methoden der Gasnetzmodellierung zur optimalen Flexibilitätseinsatzplanung in sektorgekoppelten Energiesystemen

Ovidiu Popa

Optimization of a Hybrid Renewable Energy System (HRES) under Uncertainty

Cagdas Karakus

Development of a hierarchical optimization structure for the control of flexibility options in distribution networks

Simon Körner

Modellierung und Betriebsoptimierung thermischer Speichersysteme

Alexander Winghart

Integration eines Power-to-Gas-Modells in eine bestehende Optimierungsumgebung

Sina Steinle

Bestimmung der zeitabhängigen Flexibilität steuerbarer Anlagen im Niederspannungsnetz

Simon Volk

Entwicklung einer Optimierungsmethode zur Steuerung von flexiblen Anlagen im sektorenübergreifenden Energiesystem

Tobias Riedel

Optimierung eines sektorengekoppelten Energiespeichersystems und die Auswirkungen des Verkehrs

Dominic Schulz

Vergleich zweier Ansätze zur optimalen Betriebsplanung sektorübergreifender Energiesysteme unter Berücksichtigung technischer und wirtschaftlicher Randbedingungen

Bachelorarbeiten

Peter Wolf

Dynamische Modellierung von Blockheizkraftwerken

Parthiepan Palendran

Modellierung eines regionalisierten Energiemarktes

Gheth Zalzaleh

Implementierung einer messdatenbasierten Zustandsschätzung

Marek Fritz

Optimale Dimensionierung von Energiespeichern und Energieerzeugungsanlagen anhand realer Lastprofile

David Littig

Analyse und Bewertung der Verwendung linearer Verteilnetzmodelle in der optimalen Flexibilitätseinsatzplanung

Pietro Schumacher

Modellierung einer Wärmepumpe in MATLAB Simulink