

Analyse der Flexibilitätsoptionen
zur Optimierung des elektrischen
Energiesystems von urbanen Quartieren

Alexander Hobert

**Analyse der Flexibilitätsoptionen
zur Optimierung des elektrischen Energiesystems
von urbanen Quartieren**

Von der Fakultät für
Elektrotechnik, Informationstechnik und Medientechnik
der Bergischen Universität Wuppertal

zur Erlangung des akademischen Grades
Doktor der Ingenieurwissenschaften
(Dr.-Ing.)

genehmigte Dissertation

von

Alexander Hobert, M. Sc.

aus Werne

Referent: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Korreferent: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Manfred Fishedick

Tag der mündlichen Prüfung: 28. Oktober 2022

NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik
der Bergischen Universität Wuppertal

Herausgeber: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

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

Impressum

Alexander Hobert:

Analyse der Flexibilitätsoptionen zur Optimierung des elektrischen Energiesystems von urbanen Quartieren Neue Energie aus Wuppertal, Band 46, 1. Auflage 2022

© 2022 Alexander Hobert, alle Rechte vorbehalten

Druck: epubli – ein Service der neopubli GmbH, Berlin, www.epubli.de

Bildquelle: Alexander Hobert, 2022

„Methode von Versuch und Irrtum: Es ist die Methode, kühne Hypothesen aufzustellen und sie der schärfsten Kritik auszusetzen, um herauszufinden, wo wir uns geirrt haben.“

— Karl Raimund Popper in „Ausgangspunkte: Meine intellektuelle Entwicklung“, 2004

Vorwort

Diese Arbeit im Rahmen meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal entstanden. Bis zur Fertigstellung dieser Arbeit haben mich viele Menschen konstruktiv gefördert und mich jederzeit unterstützt, diesen Menschen möchte ich diese Arbeit widmen.

An erster Stelle möchte ich mich bei meinem Doktorvater Herrn Univ. Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek bedanken, der mir die Chance gegeben hat diesen wissenschaftlichen Schritt zu gehen, der zum Erfolg dieser Arbeit durch wertvolle Anregungen und Diskussionen, aber auch durch die Gewährung großen Freiraums beigetragen hat.

Herrn Prof. Dr.-Ing. Manfred Fishedick danke ich sehr für das Interesse an meiner Arbeit und die freundliche Übernahme des Korreferats.

Ein herzlicher Dank gilt allen Kolleginnen und Kollegen am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, die mich nicht nur in meinem Forschungsprojekt und dieser Arbeit unterstützt haben, sondern auch durch die angenehme, freundschaftliche Atmosphäre für eine gute Zusammenarbeit und den nötigen Ausgleich gesorgt haben.

Insbesondere bedanken möchte ich mich bei Dr.-Ing. Björn Uhlemeyer, Tobias Müller, Michael Becker, Marlon Koralewicz und Dr.-Ing. Michael Popp für den intensiven fachlichen Austausch und die gute Zeit während und nach der Arbeit bedanken.

Außerdem möchte ich mich auch bei meiner Familie bedanken, das ist meine Mutter Petra Hobert, mein Vater Ulrich Hobert und mein Bruder Christopher Hobert sowie seiner Frau Tracy Hobert. Sie haben mich ebenfalls jederzeit bei jedem Schritt motiviert und mir Mut zugesprochen, auch wenn ich nicht selten Zweifel an Gelingen einiger Herausforderungen hatte. Auch möchte ich mich bei meinen Eltern bedanken, die mich geduldig unterstützt und somit mein Studium ermöglicht haben und es mir so die Möglichkeit eröffnet haben, diesen akademischen Schritt zu gehen, ich schätze dieses sehr wert.

Ein besonderer Dank gilt meinen Freunden, sowohl in meiner Heimatstadt Werne, das sind Marius Mai, Dennis Watermann, Jens Küpper und Mario Grewe. Als auch die Freunde, die ich während meiner spannenden Zeit in Wuppertal kennenlernen durfte, das sind Erik Pawlowski und Robin Kulle. Sie haben mich während meiner Zeit an der Universität unterstützt und begleitet, haben aber auch für den notwendigen Ausgleich in der Freizeit gesorgt.

Wuppertal im Oktober 2022

Alexander Hobert

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	III
1 Einleitung.....	1
1.1 Motivation und Veränderungen in urbanen Verteilnetzen.....	1
1.2 Problemstellung und Stand der Wissenschaft und Technik.....	3
1.3 Zielsetzung der Arbeit und Forschungsfragen.....	7
1.4 Lösungsansatz und Struktur der Arbeit.....	8
2 Energiewirtschaftliches und -technisches Umfeld von urbanen Quartieren.....	11
2.1 Betrachtungsbereiche dieser Arbeit.....	11
2.1.1 Definition urbanes Verteilnetz.....	11
2.1.2 Definition Energiequartier.....	13
2.1.3 Die Residuallast im urbanen Kontext von Energiequartieren.....	15
2.2 Energetischer Transformationsprozess in Quartieren.....	16
2.2.1 Aktuelle und zukünftige Rahmenbedingungen.....	16
2.2.2 Herausforderungen im Rahmen des Transformationsprozesses.....	17
2.2.3 Herausforderungen im MS- und NS-Netz.....	20
2.2.4 Lösungsoptionen für die Herausforderungen des Transformationsprozesses.....	23
2.3 Flexibilitätsoptionen im Quartier.....	25
2.3.1 Definition von Flexibilität im energiewirtschaftlichen Umfeld.....	25
2.3.2 Definition von Flexibilitätsoptionen.....	26
2.3.3 Einsatzgebiete von Flexibilität.....	26
2.3.4 Demand Response und Einsatzoptimierung.....	27
2.3.5 Flexibilitätsoptionen in urbanen Strukturen.....	28
2.4 Zwischenfazit.....	38
3 Entwicklung eines Optimierungsmodells für Quartiere.....	39
3.1 Portfoliooptimierung in der Energiewirtschaft.....	39
3.1.1 Bilanzierung und Energiehandel.....	39
3.1.2 Portfoliomanagement und -optimierung.....	40

3.2	Modell eines integrierten lokalen Energiesystems	41
3.3	Auswahl eines geeigneten Optimierungsalgorithmus	43
3.4	Ausgestaltung des Quartiersmodell.....	47
3.4.1	Modellierung von Leistungsflüssen und Energiesektoren.....	47
3.4.2	Zeitreihen zur Modellierung von nicht flexiblen Aggregaten	52
3.4.3	Abbildung von flexiblen Lasten	59
3.4.4	Flexible Einspeiser und Speichertechnologien.....	62
3.5	Abbildung mehrerer konkurrierender Optimierungsziele	63
3.5.1	Pareto-Effizienz und Pareto-Optimierung	63
3.5.2	Implementierung mehrerer Optimierungsziele in den Algorithmus.....	64
3.5.3	Betriebsbeispiel eines Quartiers mit einer Mehrzieloptimierung	65
3.6	Modellierung von Demand Response und Anreizsignalen	67
3.6.1	Zusammenhang Anreizsignale und Demand Response.....	67
3.6.2	Zusammenhang zwischen Day-Ahead-Markt und regenerativer Einspeisung....	68
3.6.3	Kostenstruktur des Strompreises	69
3.6.4	Tarifierstellung mit dem Mieterstrommodell	70
3.6.5	Generierung von Zeitscheiben.....	71
3.7	Ausgestaltung des Netzmodells.....	73
3.7.1	Netzberechnungsmodell	73
3.7.2	Flexibilitätseinsatz zur Beseitigung von Netzengpässen.....	73
3.7.3	Redispatch-Modell und Integration in das bilanzielle Optimierungsmodell	74
3.7.4	Eine beispielhafte Quartierssimulation für den Redispatch	77
3.8	Grenzen der Modellierung.....	81
3.9	Zwischenfazit	83
4	Flexibilitätsoptionen in urbanen Quartieren	85
4.1	Lokale Energiesysteme in urbanen Quartieren.....	85
4.2	Szenarien für urbane Quartiere.....	85
4.2.1	Bundesweite Szenarien als Grundlage der Quartiersszenarien	85
4.2.2	Umlage der bundesweiten Szenarien auf urbane Quartiere.....	87

4.3	Simulation und Identifizierung von Flexibilitätsoptionen	92
4.3.1	Simulation von Haushaltslasten	92
4.3.2	Simulation des Wärmesektors	93
4.3.3	Simulation des Mobilitätssektors	94
4.4	Exemplarische Umsetzung der Flexibilitätserbringung in Privathaushalten.....	95
4.4.1	Aufbau und Ergebnisse des Feldtests.....	95
4.4.2	Analyse der Ergebnisse	99
4.4.3	Methodik zur Hochskalierung von Lastverschiebungspotenzialen.....	103
4.4.4	Skalierung des Feldtests und Implikationen zum Flexibilitätspotenzial	105
4.5	Zwischenfazit	110
5	Performance Monitoring von Quartieren mit einem Kennzahlensystem	111
5.1	Monitoring-Bereiche in der Energiewirtschaft	111
5.2	Entwicklung der Kennzahlensystem für Quartiere	111
5.3	Zwischenfazit	116
6	Fallstudien realer Quartiere.....	117
6.1	Quartiere, Ausbauszenarien und Flexibilisierungsszenarien.....	117
6.1.1	Betrachtetes Netzgebiet und Vorgehen	117
6.1.2	Betrachtete MS-Netzgebiete	118
6.1.3	Ausbauszenarien der einzelnen Quartiere	118
6.2	Zeitbereich der Untersuchung und Flexibilisierungsszenarien	120
6.2.1	Zeitbereiche für die Simulation.....	120
6.2.2	Auswertungen und Flexibilisierungsszenarien.....	121
6.3	Simulation und Analyse der urbanen Quartiere	124
6.3.1	Auswertung 1 (Quartier 1) – Unterschiedliche Optimierungsziele.....	124
6.3.2	Auswertung 2 (Quartier 1) – Flexibilisierung der einzelnen Sektoren	127
6.3.3	Auswertung 3 (Quartier 2) – Wärmesektor und Einfluss der Sanierung.....	132
6.4	Auswirkung von flexiblen Quartieren auf die Mittelspannungsebene	137
6.4.1	Modellierung der Mittelspannungsebene	137
6.4.2	Auswertung 4 – Sensitivitätsanalyse auf der Mittelspannungsebene.....	138

6.5	Skalierung der Flexibilitätspotenziale auf das gesamte Netzgebiet	154
6.6	Zwischenfazit	158
7	Zusammenfassung und Ausblick	159
7.1	Beantwortung der Forschungsfragen.....	159
7.2	Ausblick	161
8	Summary and outlook.....	163
9	Literaturverzeichnis.....	165
10	Formelzeichen und Abkürzungen.....	185
10.1	Formelzeichen	185
10.2	Abkürzungen	192
11	Anhang	195
11.1	Glossar.....	195
11.2	Beispielhafte lokale Netze.....	197
11.3	Simulationsmodell.....	198
11.3.1	Netzmodell	198
11.3.2	Beispielhafter Lastgang für Haushaltswaren.....	199
11.3.3	Zeitreihen Elektrofahrzeuge Ablaufdiagramm.....	200
11.3.4	Ablaufdiagramm zur Erstellung der Wärmeastzeitreihen	202
11.4	Grundsätzliches Vorgehen beim Mieterstrommodell.....	204
11.5	Feldtest	206
11.5.1	Messschema für die Sekundärmessung und Kommunikationsschema	206
11.5.2	Statistische Ergebnisse für die Feldtestauswertung.....	207
11.5.3	CO ₂ -Äquivalente für unterschiedliche Energieträger	207
11.5.4	Daten für die Wirtschaftlichkeitsberechnung	208
11.5.5	Daten für die Hochskalierung.....	209
11.5.6	Dashboard für den Heimcomputer	212
11.5.7	Haushaltsbefragung	214
11.6	Weitere Angaben zur Fallstudie	219
11.6.1	Kosten und Parameter für die Fallstudie	219

11.6.2	Szenarien je Ortsnetzstation	220
11.6.3	Flexibilitätsszenarien je Ortsnetzstation.....	221
11.6.4	Ausbauszenarien je Quartier	223
11.6.5	Genutzte Stadtraumtypen der Stadt Wuppertal	230
11.6.6	Karte der Stadt Wuppertal mit Namen der Quartiere.....	239
12	Publikationen.....	240
13	Betreute Arbeiten	243

1 Einleitung

1.1 Motivation und Veränderungen in urbanen Verteilnetzen

Seit dem 19. Jahrhundert, in dem durch die Entwicklung der ersten Dampfmaschinen die Industrialisierung startete, haben sich sowohl das Wirtschaftswachstum als auch der Bedarf an Primärenergien zur Deckung der menschlichen Bedürfnisse wie Licht, Wärme, Mobilität und anderer Nutzenergie durchgehend gesteigert [1, S. 3]. In Abbildung 1 ist diese Entwicklung von 1900 bis zum Jahr 2020 abgebildet [2, 3]. Sie zeigt auf der primären Ordinate den Primärenergiebedarf (*PEB*) der verschiedenen Energieträger in Tausend TWh und auf der sekundären Ordinate das Bruttoinlandsprodukt (*BIP*) der Weltwirtschaft in Billionen US-Dollar.

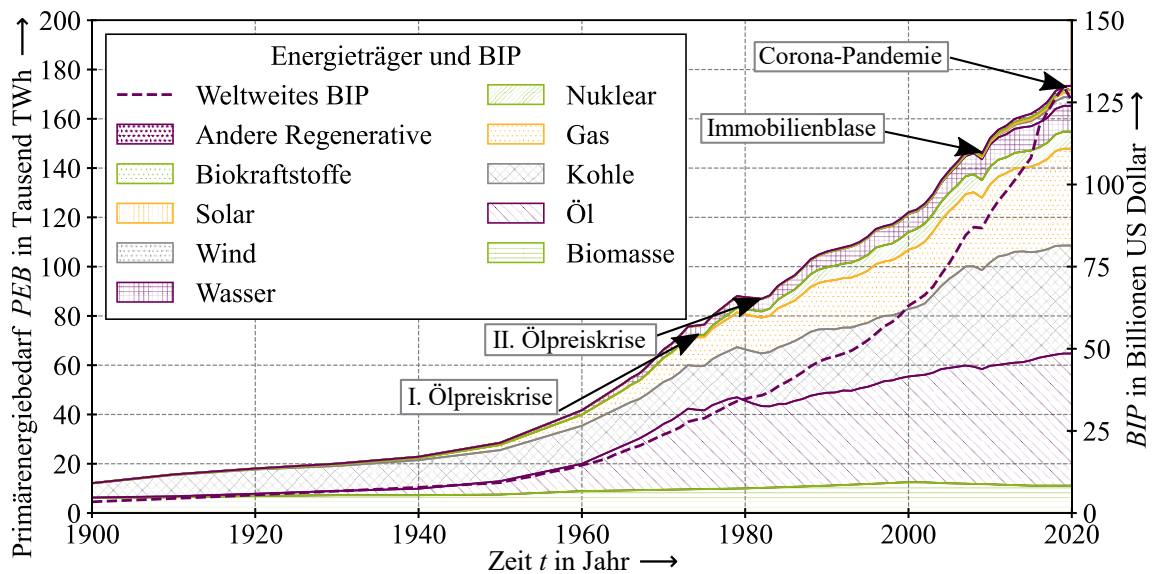


Abbildung 1 Entwicklung des weltweiten Primärenergiebedarfs und der Weltwirtschaft (vgl. [2, 3])

Die Entwicklung weist im Trend immer eine positive Steigung auf, mit kleinen Unterbrechungen wie den Ölpreiskrisen (1973 und 1980), verschiedenen Wirtschaftskrisen (z. B. die Immobilienblase 2009) oder zuletzt der Corona-Pandemie (2020). Zugleich zeigt sich seit 2000 ein signifikanter Anstieg im Verbrauch an regenerativen Energieträgern. Die Korrelation zwischen *BIP* und *PEB* ist deutlich erkennbar. Beide Entwicklungen werden sich voraussichtlich in Zukunft fortsetzen. Um das Wirtschaftswachstum vom *PEB* zu entkoppeln, werden zukünftig eine höhere Energieeffizienz und nicht mehr fossile Energieträger für die Energiebereitstellung benötigt. Denn durch Innovationen in der Energiewirtschaft kann (Volks-)Wirtschaftswachstum auch ohne gesteigerte *PEB* sichergestellt werden, um langfristig den Wohlstand zu sichern, der für die wachsende Weltbevölkerung benötigt wird. Die Vereinten Nationen („United Nations“, UN) prognostizieren für das Jahr 2050, dass weltweit zwei von drei Personen in Städten leben werden [4, S. 7]. Daher wird insbesondere auf urbaner Verteilnetzebene die Energieversorgung ein zentrales Thema sein. Neben dieser Entwicklung existiert die Notwendigkeit zur Bekämpfung des

Klimawandels. Hierfür wurde unter anderem im Dezember 2019 der „European Green Deal“ (Europäischer Grüner Deal) vorgestellt [5]. Die Europäische Kommission beabsichtigt, die Netto-Emissionen der Treibhausgase (THG) in der Europäischen Union (EU) bis 2050 auf null zu reduzieren und somit „klimaneutral“ zu werden. Neben der elektrischen Energiewirtschaft nehmen dabei auch andere Energiesektoren wie Mobilität und Wärme eine zentrale Rolle ein. Die deutsche Bundesregierung hat im Klimaschutzplan 2050 erstmals Ziele zur Reduktion der Treibhausgasemissionen ($THGE^1$) für die Sektoren Wärme und Mobilität vorgegeben. Demnach sollen bis 2030 die $THGE$ im Mobilitätssektor um 40 % bis 42 % [6, S. 8] und im Wärmesektor (größtenteils Gebäudebestand) um 66 % bis 76 % gegenüber 1990 gesenkt werden. Für den Stromsektor wird für das Jahr 2030 eine Reduzierung von 61 % bis 62 % und im Industriesektor von 49 % bis 51 % angestrebt. Mit diesen Zielsetzungen werden sich die verschiedenen Sektoren unterschiedlich stark in ihren $THGE$ -Anteilen reduzieren. Dies ist in Abbildung 2 dargestellt. Abhängig von der letztendlichen Zielerreichung können hierbei ein $THGE$ -95%-Szenario und ein $THGE$ -80%-Szenario unterschieden werden. Beim $THGE$ -80%-Szenario würden im Jahr 2050 noch ungefähr $THGE_{2050} = 200$ Mio. t jährlich verbleiben. Beim $THGE$ -95%-Szenario ergeben sich im Jahr 2050² verbleibende $THGE$ von lediglich $THGE_{2050} = 50$ Mio. t.

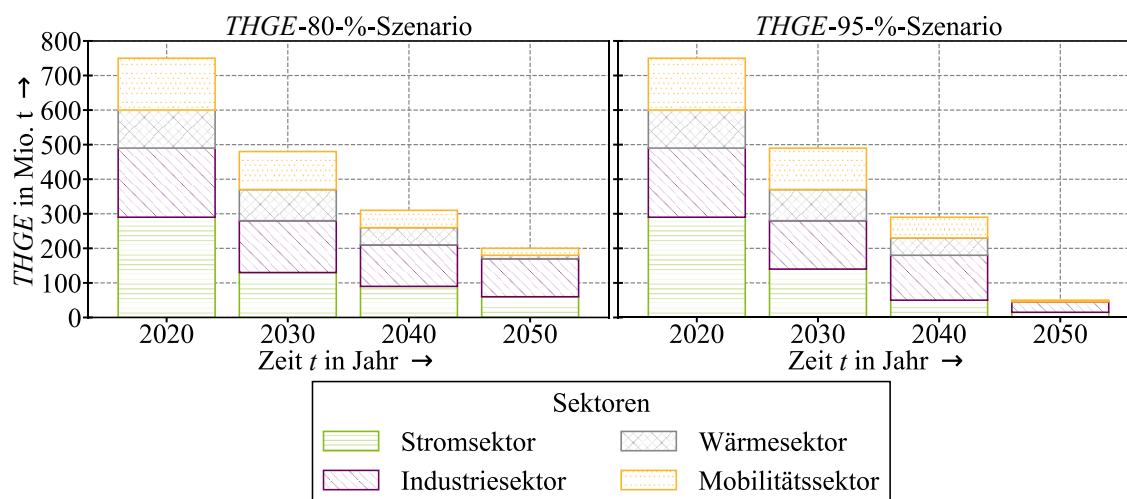


Abbildung 2 Treibhausgasentwicklung in Deutschland nach verschiedenen Sektoren (vgl. [7])

Mit der Reduktion auf derart niedrige $THGE$ ergeben sich vielfältige Herausforderungen, die in jedem Szenario das Energiesystem signifikant betreffen. Ausgehend von diesen Zielsetzungen, wird sich in den nächsten Jahren eine Umstrukturierung in allen Sektoren der Energieversorgung ergeben. Dies soll mit dem Ausbau von dezentralen Einspeiseanlagen (DEA) auf der Basis von regenerativen Energiequellen erreicht werden. Hierbei kommt insbesondere Photovoltaik- (PVA) und Windkraftanlagen (WKA) eine zentrale Rolle zu [8]. Während dieser Prozess im Stromsektor in den letzten 20 Jahren deutliche Fortschritte gemacht und dort im Jahr 2020 die regenerative

¹ $THGE$ werden in dieser Arbeit als absolute Größe benutzt, im weiteren Verlauf der Arbeit werden auch andere Kennzahlen eingeführt die THG relativ bewerten (s. Kapitel 5)

² Während der Anfertigung dieser Arbeit wurde das Jahr für die Klimaneutralität von 2050 auf 2045 durch die EU geändert. Im weiteren Verlauf der Arbeit wird aber mit dem Zieljahr 2050 gearbeitet.

Einspeisung bereits einen Anteil von 45 % an der Endenergie³ erreicht hat, stagniert der regenerative Anteil in den übrigen Sektoren. Der Wärmesektor besaß im Jahr 2020 einen regenerativen Endenergieanteil von 15,2 % und der Mobilitätssektor einen Anteil von 7,3 %. Diese haben sich in den vergangenen 20 Jahren nur wenig verändert, wie die Entwicklung in Abbildung 3 zeigt. Damit müssen die Bestrebungen in der Sektorenkopplung für die Erreichung der oben aufgeführten Ziele steigen. Die Energiewende im Mobilitätssektor soll hierbei mit Elektrofahrzeugen (eKfz), Wasserstoffmobilität und synthetischen Kraftstoffen deutlich vorangetrieben werden. Den eKfz wird eine Schlüsselrolle im Straßenverkehr zugesprochen [6, S. 29], während synthetische Kraftstoffe und Wasserstoff insbesondere im Luft- und Seeverkehr zum Einsatz kommen sollen. Im Wärmesektor ist die Bandbreite an Technologien vielfältiger und es können unterschiedliche Technologien und Konzepte verfolgt werden, z. B. Wärmepumpen (WP) oder Blockheizkraftwerke (BHKW) mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) [10, S. 80].

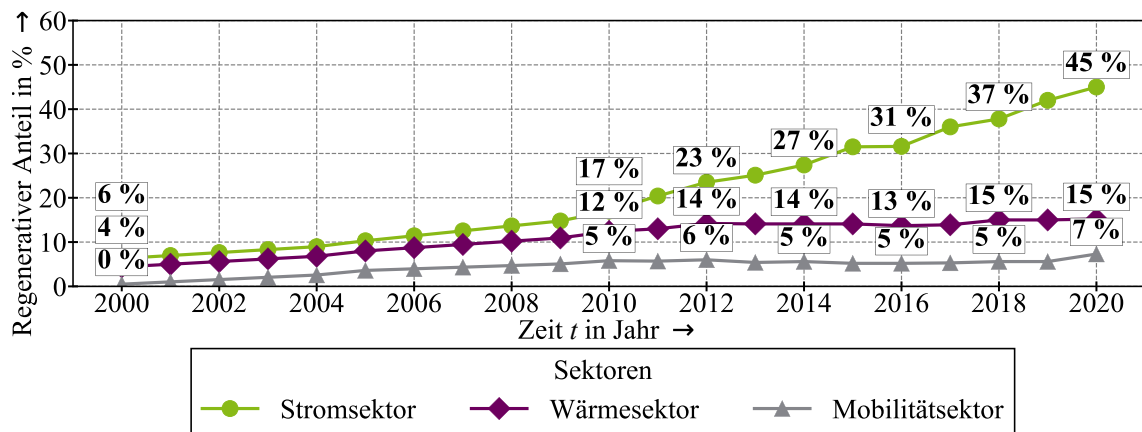


Abbildung 3 Regenerative Anteil an der Endenergie, aufgeschlüsselt auf Sektoren (vgl. [11])

1.2 Problemstellung und Stand der Wissenschaft und Technik

Die Integration der DEA in die bestehenden Energieversorgungssysteme ist sowohl in technischer als auch in wirtschaftlicher Hinsicht eine große Herausforderung. Zusätzlich ist die Versorgungssicherheit ein weiterer wesentlicher Punkt, der ebenfalls immer berücksichtigt werden muss. Diese spielt sowohl in einer deutschlandweiten Betrachtung als auch in urbanen Energiesystemen eine elementare Rolle, die ebenfalls dem Wandel im Rahmen des Transformationsprozesses des Energiesystems (auch bekannt als „Energiewende“) unterliegt [12]. Urbane Strukturen sind insbesondere deswegen ein relevanter Untersuchungsgegenstand, da die Urbanisierung voranschreitet. Daher wird im Rahmen dieser Arbeit diese Ebene der Energiesysteme betrachtet und ein Vorschlag für ein auf Quartiersversorgungskonzepten basierendes Energiesystem unterbreitet. In diesem Kontext müssen die vielen unterschiedlichen Perspektiven der Quartiersforschung einbezogen werden, so die soziologische [13, 14] und die ingenieurwissenschaftliche Perspektive, die auf

³ Endenergie ist der Anteil an Primärenergie (z. B. Kohle, Öl, Gas oder regenerativ) der nach allen Energieumwandlungs- und Übertragungsverlusten beim Endverbraucher ankommt und vor der Umwandlung in Nutzenergie (z. B. Licht, Wärme oder Kinetik) zur Verfügung steht [9, S. 390].

die Bauphysik und die Wärmeversorgung gerichtet ist [15, 16]. Darüber hinaus liegt ein Fokus der Arbeit auf der elektrischen Energieversorgung und der Sektorenkopplung [17]. Der zweite Aspekt wird das Hauptaugenmerk dieser Arbeit darstellen. Denn im energetischen Bereich gibt es bereits zahlreiche Untersuchungen, da die Quartiersstruktur in Großstädten die Planung und Entwicklung von Energiesystemen mittels Quartierstypen deutlich erleichtert und so die relevanten Akteure (Bürger, Wohnungswirtschaft, private Eigentümer, Gewerbetreibende) mit einbezogen werden können [18, S. 6]. Hierdurch lassen sich zügig die Voraussetzungen schaffen, um Sanierungs- und Dekarbonisierungsstrategien umzusetzen. Im weiteren Verlauf der Arbeit wird von Defossilisierung (also dem Prozess, fossile Energieträger durch regenerative zu ersetzen) gesprochen, da eine vollständige Dekarbonisierung auch Bereiche beinhalten würde, die nur schwer oder gar nicht dekarbonisiert werden können, z. B. Industrieprozesse (inklusive der Prozessemission). Aus diesem Grund wird oft die Strategie, den Energieträger zu wechseln, als sehr zielorientiert angesehen [19]. Dies ist vornehmlich für Kommunen relevant, die sich oft mit knappen finanziellen Ressourcen konfrontiert sehen [20]. Häufig werden im Zusammenhang mit Quartiersentwicklung, besonders im Kontext der Energieversorgung, digitale Geschäftsmodelle genannt. Ein viel beachtetes Konzept ist die „Smart City“. Bereits 2009 hat die Firma „International Business Machines Corporation“ (IBM) eine Studie hierzu aufgelegt [21]. In dieser wird ein Framework als Planungsgrundlage entwickelt. Hierbei wurden unter anderem das Energiesystem und weitere Versorgungssysteme zusammengedacht und als integriertes System konzipiert. Auch in Deutschland gibt es umfangreiche Untersuchungen in diesem Zusammenhang. Unter anderem werden Stadtverwaltung, Ernährung, Gesundheit und auch die Energieversorgung mit dem Ziel digitalisiert [22, 23], diese effizienter zu gestalten. Hierbei muss neben der netztechnischen auch ökonomischen Perspektive betrachtet werden. Im Bereich Quartierskonzepte existieren Untersuchungen, die sich auf den Bereich der Energieversorgung fokussiert haben, beispielsweise zur konkreten Integration der elektrischen Energieversorgung in das Konzept Smart City [24]. Insbesondere der Technologiemix des Wärmesektors oder die Haushaltsenergieverbräuche stehen im Fokus. Ein häufig thematisiertes Konzept sind lokale Energiemärkte [25, 26]. Auf ihnen wird versucht, lokal Energie zu handeln und zu verbrauchen⁴ und so möglichst eine geringe Rückspeisung in die übergelagerten Netzstrukturen zu erzeugen. Im Konzept der lokalen Energiemärkte wird die Idee, das Energiesystem in kleinere Subbilanzkreise, welche auch als Energiezellen bezeichnet werden, zu unterteilen, aufgegriffen [27, 28]. Dabei werden alle relevanten energetischen Sektoren (Strom, Wärme und Mobilität) betrachtet. Für eine derartige Analyse mittels einer Simulation ist eine detaillierte Energiesystemmodellierung unabdingbar. Hierfür bestehen viele Optionen, welche oft auf einem Knoten-Kanten-Modell für die bilanzielle Einsatzoptimierung basieren [29]. Es werden dabei alle Elemente mit Objekten abgebildet, die unter anderem Einspeiser,

⁴ An dieser Stelle soll angemerkt werden, dass Energie im eigentlichen Sinne nicht verbraucht, sondern nur in andere Energieformen umgewandelt werden kann. Aus Gründen der Lesbarkeit, wird in dieser Arbeit allerdings der Begriff Energieverbrauch genutzt.

Speicher und Sektorenkopplungselemente beinhalten. Für die eigentliche Einsatzoptimierung ist oft eine lineare Optimierung das Mittel der Wahl, welche auch bereits in mehreren Arbeiten Untersuchungsgegenstand ist [30, 31]. Unter anderem wird in ihnen ein fahrplanbasiertes Energiemanagement beschrieben, in dem ein Flexibilitätsmanagement umgesetzt wird [32]. Flexibilitäten sind insbesondere für einen technisch sicheren Netzbetrieb und eine kosteneffiziente Energieversorgung notwendig, wenn diese zukünftig zu einem größeren Teil auf regenerativer Energieeinspeisung basieren. Die energetische Flexibilitätsnutzung und -erschließung ist seit Langem ein Forschungsschwerpunkt im Bereich der Energieversorgung und in der Wirtschaft erprobt. Ein Bereich, welcher untersucht worden ist, ist die Flexibilisierung von Industrieprozessen mittels dynamischer Stromtarife [33, 34]. Angewendet wird dieses Konzept exemplarisch in der Produktion bei Groß- und mittelständischen Unternehmen [35]. Hier wird ein Lastmanagement in die Produktionsplanung integriert, aber immer mit der notwendigen Bedingung, dass die eigentliche Produktion hiervon nicht negativ beeinflusst wird. Große Hemmnisse bei der Integration von regenerativen Einspeiseanlagen sind die fehlende Grundlastfähigkeit und die Dezentralität von derartigen DEA. Hier können ebenfalls Flexibilitätsoptionen (dieser Begriff wird in Abschnitt 2.3 genauer definiert) in Form von Speichertechnologien oder lastseitigen Flexibilitäten Abhilfe schaffen. Auf diesem Weg könnte dieses Problem der Energieversorgung relativiert und eventuell sogar gelöst werden [36]. Für eine Flexibilitätsnutzung stellen die Prognosen von regenerativen Einspeisungen in das Energiesystem die Grundlage für alle Geschäftsmodelle dar [37]. Dies gilt vor allem mit der Perspektive, dass der Anteil regenerativer Einspeisung in Zukunft einen Großteil der nationalen Energieversorgung ausmachen wird. Hierauf weisen Studien zu den zukünftigen Ausbauszenarien für regenerative Energien in Deutschland hin [7, 38–42]. Dies ist nötig, da sowohl der Ausstieg aus der Kernkraft als auch aus der Kohle beschlossen sind und die wegfallenden Stromerzeugungskapazitäten entweder durch neue regenerative Einspeisung oder durch entsprechende Importe kompensiert werden müssen [43]. Untersuchungen auf der Niederspannungs(NS)-Ebene wurden insbesondere auch für eKfz [44, 45] durchgeführt, um eine bessere Netzintegration durch optimierte Ladestrategien zu gewährleisten. Die Voraussetzung für die Umsetzung solcher Konzepte sind intelligente Verteilnetze, auch als Smart-Grids bezeichnet. Diese werden mit Automatisierungstechnik ausgestattet, um einerseits ein Monitoring der Betriebsmittel zu ermöglichen und andererseits mehr Einfluss auf die Betriebsführung nehmen zu können [46, 47]. Ebenfalls wurden bereits mehrere Planungen solcher Smart-Grids durchgeführt und aus den Ergebnissen innovative Planungsgrundsätze abgeleitet. Eine wesentliche Erkenntnis aus der Untersuchung innovativer Netzplanungsvarianten ist, dass durch innovative Betriebsmittel aber auch durch Flexibilitätsnutzung deutliche Kosteneinsparungen gegenüber dem konventionellen Netzausbau erzielt werden können [48]. Diese Untersuchung gibt es sowohl für ländliche NS-Netze [49] als auch für ländliche Mittelspannungs(MS)-Netze [50]. Für urbane Netze liegen ebenfalls vergleichbare Studien vor. Auch können relevante Kosteneinsparungen durch mehr Au-

tomatisierung und Flexibilisierung erreicht [51]. Darüber hinaus zeigen Analyse des Flexibilitätseinsatzes auf der MS-Ebene, dass Netzflexibilität zur Vermeidung oder Behebung von Netzengpässen genutzt werden kann [52, 53]. Hierbei stehen primär die proaktive Reaktion auf Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen im Fokus. In [54] wird eine Möglichkeit aufgezeigt, die Elemente des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks (Kosteneffizienz, Umweltverträglichkeit und Versorgungszuverlässigkeit) als Optimierungsziele für den Flexibilitätseinsatz zu verwenden. Es werden somit mehrere Optimierungsziele parallel verfolgt, was als multikriterielle Optimierung bezeichnet wird. Flexibilitätsoptionen mit großen installierten Leistungen sind bereits eingehend untersucht [33, 52, 55]. Es zeigte sich in diesem Zusammenhang, dass sich der Flexibilitätseinsatz wirtschaftlich umsetzen lässt [33, 34]. Die wirtschaftliche Hebung und Vermarktung von Flexibilitätsoptionen kleinerer Leistungen, beispielsweise auf Haushaltsebene, ist zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht möglich. Dennoch zeigen Studien, dass auch hier ein erhebliches Potenzial für Lastmanagement vorhanden ist, dessen Einsatz zur Reduktion der Last- oder Kompensierung der Einspeisespitzen genutzt werden könnte [56]. Eine Möglichkeit zur Harmonisierung des Strombezugs lastseitiger Flexibilitätsoptionen und der Stromeinspeisung aus regenerativen Energien wird in [57] vorgestellt. Bereits erprobte Konzepte sind hierbei dynamische Strompreise für Haushaltslasten [58] sowie aktives Lastmanagement [56]. Letzteres findet zu Forschungszwecken bereits Anwendung auf Haushaltslasten [59]. Der Einsatz von Speichertechnologien wird in der energiewirtschaftlichen Forschung zu Quartieren ebenfalls untersucht, ist aktuell allerdings oft unwirtschaftlich aufgrund der hohen Investitionskosten für Batteriespeicher (BS) und der hohen Belastung mit Steuern und Abgaben. Es wird aber davon ausgegangen, dass Speichertechnologien eine relevante Flexibilitätsoption im zukünftigen Energiesystem darstellen werden [60, 61]. Im Rahmen einer Metastudie [62], werden mehrere Projekte und Studien im Themenkomplex der lokalen Energiesysteme und Sektorenkopplung analysiert. Ein Hauptaugenmerk ist, die offenen Forschungsfragen zu identifizieren. Deutlich hat sich dabei herausgestellt, dass es bis jetzt wenig konkrete Ausgestaltung für solche Systeme gibt. Dies betrifft insbesondere den energetischen Austausch auf der Quartiersebene, über alle Sektoren hinweg [62]. Auf die offenen Forschungsfragen aus [62] soll im nächsten Abschnitt zur Formulierung der eigenen Forschungsfragen Bezug genommen werden.

1.3 Zielsetzung der Arbeit und Forschungsfragen

Nachfolgend sollen die Zielsetzung und Abgrenzung dieser Arbeit im Kontext der Energiesystemforschung definiert und zentrale Forschungsfragen formuliert werden. Der Fokus der Arbeit liegt auf der urbanen Energieversorgung und den dortigen Flexibilitätsoptionen, welche mit Blick auf das Zieldreieck der elektrischen Energieversorgung optimiert werden sollen. Die Energieversorgung urbaner Quartiere ist unter Einbeziehung lokaler Flexibilitätsoptionen möglichst ökologisch, ökonomisch und sicher⁵ zu gestalten. Um das Ziel dieser Untersuchung genauer zu definieren, werden an dieser Stelle drei Forschungsfragen aufgestellt, die verschiedene Aspekte der urbanen Energieversorgung aufgreifen:

- **Forschungsfrage 1:** Welche theoretischen, praktisch nutzbaren und wirtschaftlichen Flexibilitätspotenziale gibt es in den Sektoren Wärme, Strom und Mobilität in urbanen Quartieren?
- **Forschungsfrage 2:** Gibt es signifikante positive oder negative Auswirkungen auf den Betrieb und die Planung von lokalen Mittel- und Niederspannungsnetzen durch den Flexibilitätseinsatz?
- **Forschungsfrage 3:** Welche Auswirkungen hat der Einsatz von Flexibilitätsoptionen in urbanen Quartieren auf die Aspekte Ökonomie, Ökologie und Autarkiegrad des lokalen Energieversorgungssystems?

Die Beantwortung der Forschungsfrage 1 gelingt durch eine Inventur der möglichen Flexibilitätsoptionen, die in typischen urbanen Quartieren vorhanden sind. Zudem wird untersucht, wie gut sich diese ökonomisch für das Betriebskonzept eines Quartiers nutzen lassen. Eng damit verknüpft ist auch die zweite Forschungsfrage nach den positiven oder negativen Auswirkungen des Einsatzes der lokalen Flexibilitätsoptionen auf das Betriebskonzept in einem urbanen Quartier. Insbesondere sollen die Auswirkungen des Flexibilitätseinsatzes auf die Netzinfrastruktur untersucht werden. Hierbei ist beispielsweise die Frage zu klären, inwieweit Betriebsmittel eingespart werden können und inwiefern die Flexibilisierung der Stromnachfrage einen positiven Einfluss auf die Ausbauszenarien von DEA, WP sowie eKfz hat. Weitere Untersuchungsgegenstände kommen mit Forschungsfrage 3 hinzu. Hier wird der Punkt analysiert, welchen Einfluss Flexibilitätsoptionen auf die verschiedenen Dimensionen des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks haben. Dieses Zieldreieck beinhaltet sowohl die ökonomischen und ökologischen Aspekte als auch die Versorgungssicherheit, welche auch durch eine hohe Autarkiefähigkeit gewährleistet werden kann.

⁵ Mit dem Begriff „sicher“ ist in dieser Arbeit die Versorgungssicherheit gemeint. Versorgungssicherheit umfasst die Dimensionen: Versorgungszuverlässigkeit, die im Wesentlichen da-rauf abzielt, ob Verbraucher mit dem Stromnetz verbunden sind; die Systemsicherheit, die im Wesentlichen darauf abzielt, ob das Stromnetz in einem stabilen Zustand betrieben wird und auch nach Fehlerereignissen stabil bleibt und die Versorgungssicherheit am Strommarkt, die darauf abzielt, ob eine bedarfsgerechte Stromproduktion im Sinne eines Ausgleichs von Angebot und Nachfrage am Strommarkt gewährleistet ist.

1.4 Lösungsansatz und Struktur der Arbeit

Das Ziel der Arbeit ist es, Flexibilitätsoptionen im urbanen Umfeld zu analysieren und für den Betrieb von Quartieren zu nutzen. Damit soll insbesondere eine verbesserte Integrationsmöglichkeit von DEA und Sektorenkopplungselementen in urbanen Verteilnetzen sichergestellt werden. Um dies zu ermöglichen, wird im Rahmen dieser Arbeit ein Modell aufgebaut, das zum einen den Einsatz der verschiedenen Flexibilitätsoptionen optimiert und zum anderen eine Betrachtung der Netzinfrastruktur zulässt. Mit diesem Modell in Kombination mit zukünftigen Ausbauszenarien und Flexibilisierungsszenarien sollen dann Aussagen über die Flexibilitätsoptionen im Quartier getroffen werden. Im Mittelpunkt steht dabei, inwiefern sich diese Flexibilitätsoptionen aktivieren lassen und welche Auswirkungen diese auf relevante Bewertungsdimensionen der Energiewirtschaft haben.

Diese Arbeit ist in sechs Kapitel gegliedert (vgl. Abbildung 4). Das erste Kapitel beinhaltet die Einleitung mit Motivation, Problemstellung, Zielsetzung und den hier zu lesenden Aufbau. Im zweiten Kapitel wird zunächst auf das technische und wirtschaftliche Umfeld in der Energieversorgung eingegangen, um eine Basis für die Modellierung und Analyse zu bilden.

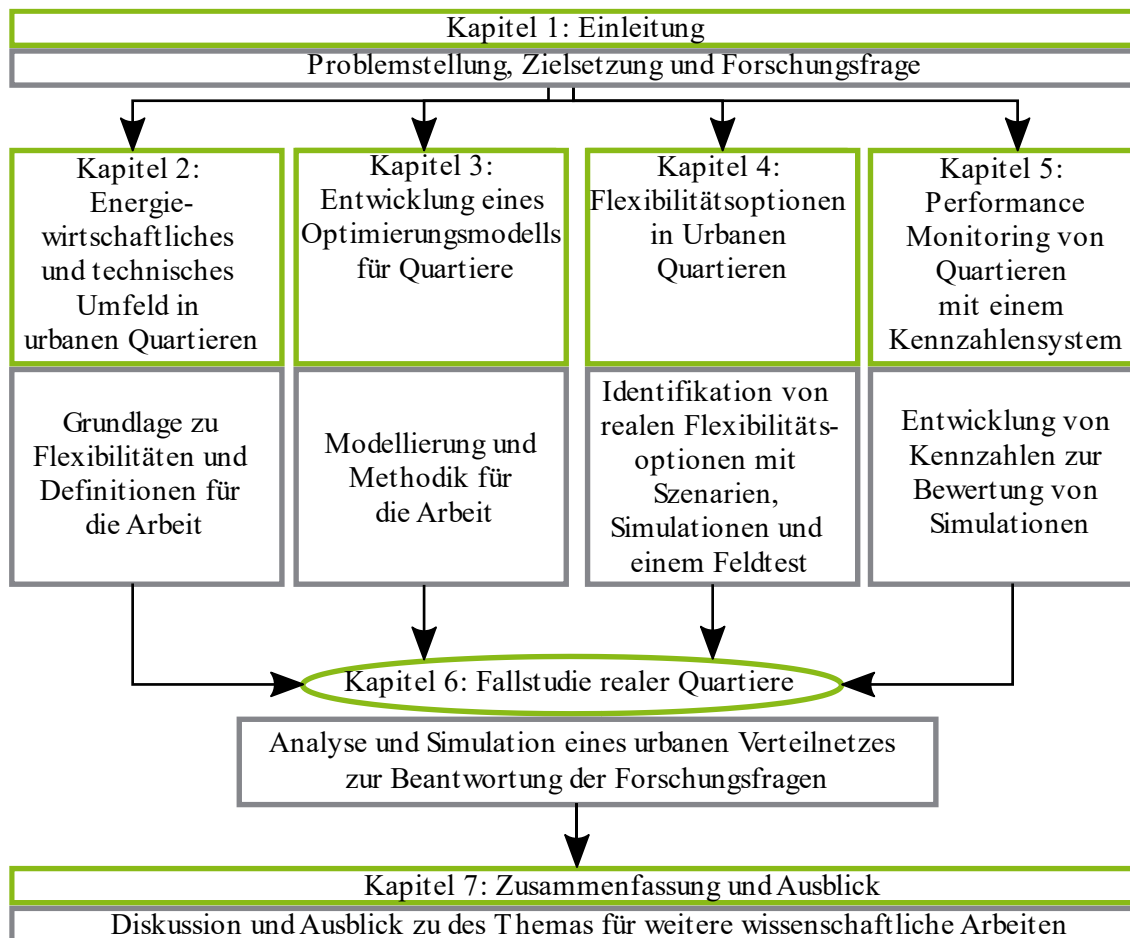


Abbildung 4: Aufbau und Struktur der Arbeit

Hierzu wird auf benötigte Definitionen, z. B. urbanes Verteilnetz oder Quartier, aber auch auf relevante Konzepte wie Demand Response (DR), Sektorenkopplung und mögliche Lösungsoptionen für eine defossilisierte Energiewirtschaft eingegangen. Im Anschluss daran werden die zu betrachtenden Aggregate (im Rahmen dieser Arbeit werden alle Technologien wie Lasten, Einspeiseanlagen und Speichertechnologien unter dem Oberbegriff „Aggregat“ zusammengefasst) beschrieben. Darauf aufbauend wird im dritten Kapitel das Optimierungsmodell dargestellt. Hierbei wird ein Algorithmus identifiziert, der für das aufgezeigte Problem nutzbar ist. Auf Basis dieses Algorithmus, wird dann ein Optimierungsmodell entwickelt, zu dem neben der Zielfunktion auch die Nebenbedingungen gehören, die das Modell ausgestalten und die Einsatzrestriktionen der vorhandenen Flexibilitätsoptionen abbilden. Das vierte Kapitel beschreibt die Bewertung und Evaluierung der vorhandenen Flexibilitätsoptionen. Hierzu werden für einzelne Quartiere Szenarien für die installierte Leistung von DEA sowie für die Durchdringung mit eKfz und WP erstellt. Anschließend wird der Flexibilitätseinsatz in den betrachteten Quartieren simulativ bestimmt. Darüber hinaus wird ein Kennzahlensystem definiert, welches die wichtigsten Einflüsse auf Ökologie, Ökonomie und Sicherheit der Energieversorgung durch die Änderung des Betriebskonzepts abbildet. Im fünften Kapitel wird eine Fallstudie eines realen Quartiers der Stadt Wuppertal durchgeführt. Hierzu gehören ein MS- und mehrere NS-Netze. Es werden ausgewählte Sensitivitätsanalysen durchgeführt, wobei beispielsweise der Einfluss der Anzahl an Flexibilitätsoptionen auf die Wirtschaftlichkeit des Flexibilitätseinsatzes untersucht wird. Im sechsten Kapitel werden ein Fazit gezogen, die Kernaussagen der vorliegenden Arbeit als Antworten auf die Forschungsfragen zusammengefasst und ein Ausblick auf weitere mögliche Untersuchungen gegeben.

2 Energiewirtschaftliches und -technisches Umfeld von urbanen Quartieren

2.1 Betrachtungsbereiche dieser Arbeit

2.1.1 Definition urbanes Verteilnetz

Die Ausgestaltung eines Energieverteilsystems ist immer auch Resultat der Einflüsse ihrer Umwelt auf die technische Realisierung, z. B. in Form der Siedlungsgeografie oder der Siedlungsdichte und der daraus resultierenden Leitungslänge (im urbanen Bereich in der Regel Kabel). Im Rahmen dieser Arbeit stehen urbane Netze im Fokus. Hierfür ist eine klare Definition aufzustellen, die auf den angesprochenen Umwelteinflüssen basieren muss. In Abbildung 5 sind repräsentative Netze [63] mit den Parametern Leitungslänge s in km, DEA-Dichte in MVA pro km-Leitungslänge und Lastdichte in MVA pro km-Leitungslänge abgebildet. Um aus den Datenpunkten repräsentative Werte zu ermitteln, wurden die Netze mit dem „k-Means-Algorithmus“⁶ geclustert. In der Abbildung 5 ist dieser durch die Kreuze (Clusterzentren) gekennzeichnet.

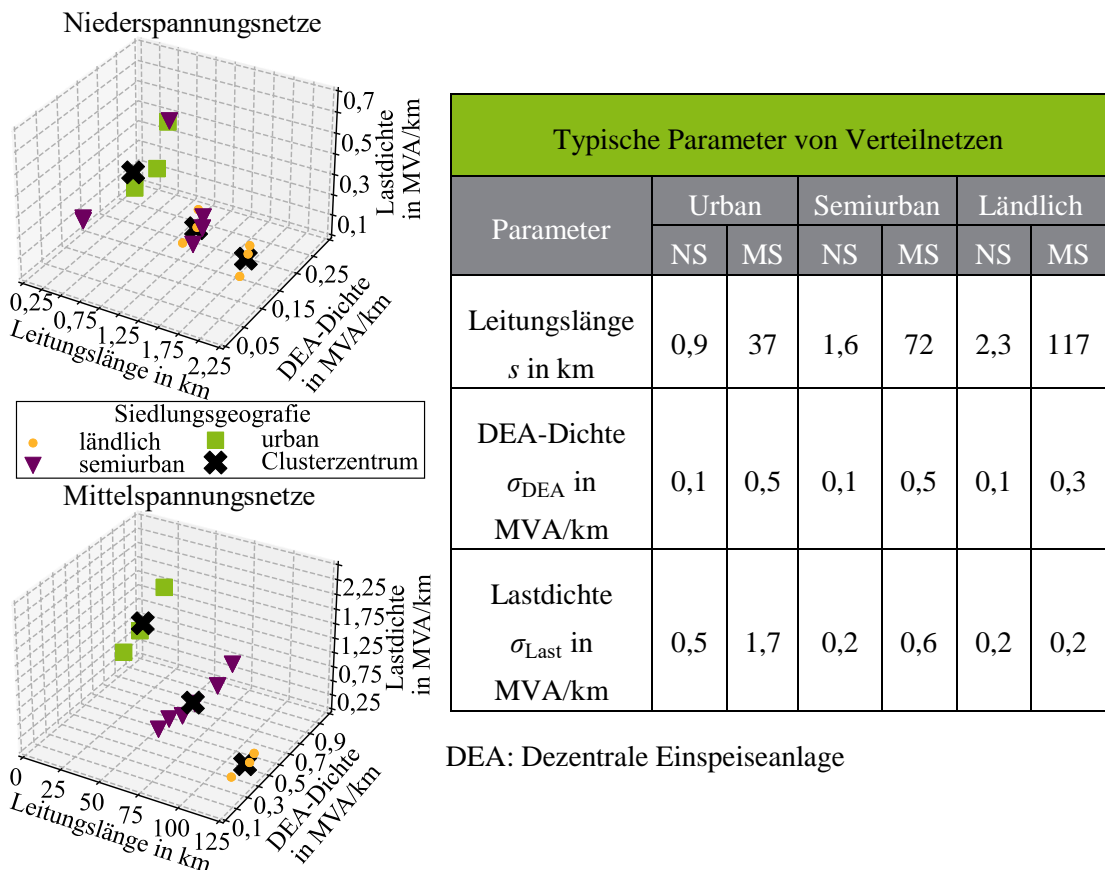


Abbildung 5 Clustering elektrischer Netze (links: Visualisierung der Parameter, links oben: Niederspannung, links unten: Mittelspannung, rechts: Parameter von typischen Netzen) (vgl. [63])

⁶ Der k-means-Algorithmus ist ein Verfahren zur Bildung von Clustern zwecks Kompression von Datensätzen. Eine genauere Erläuterung kann der Fachliteratur [64–66] entnommen werden.

Die Lastdichte σ_{Last} und die DEA-Dichte σ_{DEA} sind nachfolgend in Formel (1) und (2) definiert. Hieraus ergibt sich eine mittlere Leitungslänge $\sum S_{\text{Länge } s} = 0,9$ in urbanen Netzen in NS-Netzen und von $\sum S_{\text{Länge } s} = 37$ km in MS-Netzen. Im Vergleich dazu liegt sie in semiurbanen Netzen bei $\sum S_{\text{Länge } s} = 1,6$ km und 72 km. Die deutlich geringere $\sum S_{\text{Länge } s}$ als in ländlichen Netzen resultiert aus der höheren Bevölkerungsdichte im urbanen Raum und aus der damit verbundenen Lastkonzentration. Diese zeigt sich in der σ_{Last} urbaner Netze, die sowohl in NS-Netzen mit $\sigma_{\text{Last}} = 0,5$ MVA/km als auch in MS-Netzen mit $\sigma_{\text{Last}} = 1,7$ MVA/km auf einem höheren Niveau im Vergleich zu ländlichen Netzen liegt.

$$\sigma_{\text{DEA}} = \frac{\sum P_{\text{DEA } d}}{\sum S_{\text{Länge } s}} \quad \forall d \in D, s \in S \quad (1)$$

$$\sigma_{\text{Last}} = \frac{\sum P_{\text{Last } l}}{\sum S_{\text{Länge } s}} \quad \forall l \in L, s \in S \quad (2)$$

σ_{DEA} : Dichte dezentraler Einspeiseanlagen $P_{\text{DEA } d}$: Installierte Leistung DEA d
 σ_{Last} : Dichte der Lasten $P_{\text{Last } l}$: Installierte Leistung Last l
 $S_{\text{Länge } s}$: Länge einer Leitungsstrecke s S : Menge alle Leitungsstrecken
 D : Menge aller DEA L : Menge aller Lasten

Hingegen leidet aufgrund der engeren Bebauung in urbanen Strukturen die Möglichkeit, DEA zu installiert. Somit scheidet WKA gänzlich aus und als einzige DEA, die im größeren Maßstab installiert werden kann, verbleiben PVA. Die resultierende σ_{DEA} liegt in der NS-Ebene bei $\sigma_{\text{DEA}} = 0,1$ MVA/km und in der MS-Ebene bei $\sigma_{\text{DEA}} = 0,5$ MVA/km. Anhand dieser Kennzahlen zeigt sich, dass ein urbanes Netz, insbesondere durch eine hohe σ_{Last} , bei einer geringen σ_{DEA} (Verhältnis ca. 5 in NS-Netzen s. Abbildung 5) und bei gleichzeitig kurzen $\sum S_{\text{Länge } s}$ charakterisiert wird. Aus Gründen der Versorgungssicherheit, aber auch aufgrund der Optik, ist es in Deutschland üblich, die Versorgungsleitungen in innerstädtischen Gebieten im Erdreich zu verlegen. Das bedeutet zumeist, dass die Leitungen im öffentlichen Straßenraum verlegt werden. Exemplarische Topologien für innerstädtische NS- und MS-Verteilnetze sind in Abbildung 6 und Abbildung 7 dargestellt. Hieraus ergeben sich erhöhte Kosten für einen Leitungsaus- oder Neubau in urbanen Verteilnetzen im Vergleich zu ländlichen Netzen [10, S. 416].

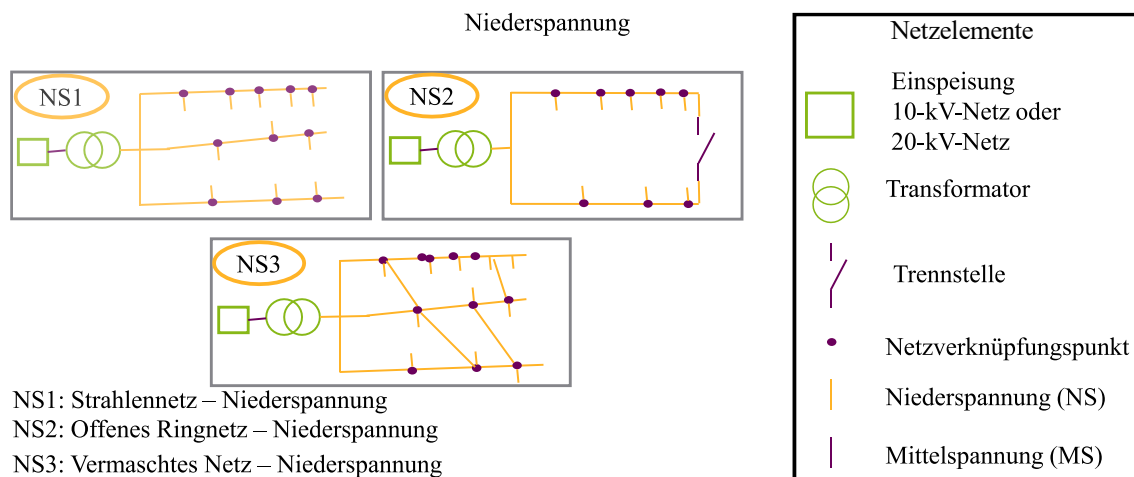
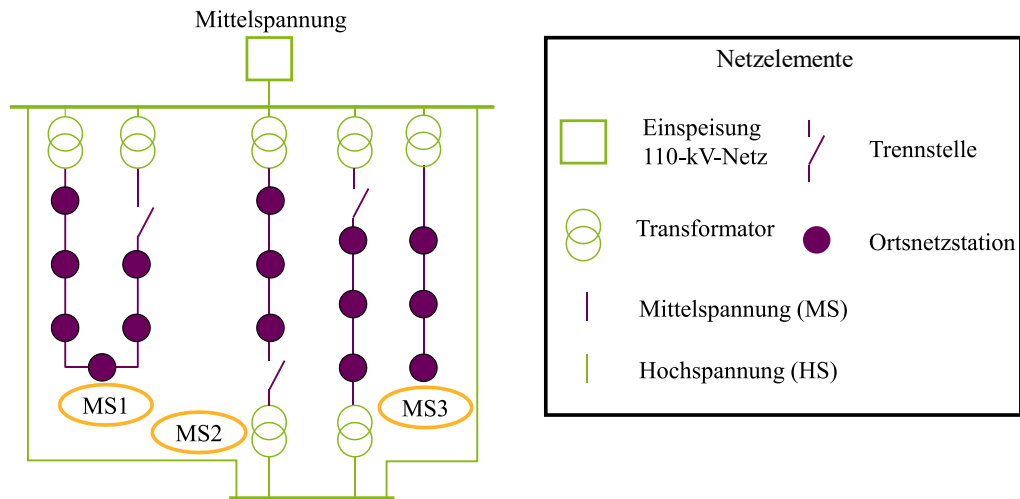


Abbildung 6 Abstrahierte Niederspannungsnetztopologien (vgl. [67, S. 853])



MS1: Offenes Ringnetz – Mittelspannung MS2: Vermashtes Netz – Mittelspannung

MS3: Strahlennetz – Mittelspannung

Abbildung 7 Abstrahierte Mittelspannungstopologien (vgl. [67, S. 853])

Häufig gliedern sich innerstädtische Stromnetze in drei Spannungsebenen: die Hochspannungs(HS)-Ebene mit $U_n = 110 \text{ kV}$, die MS-Ebene mit einer Nennspannung von $U_n = 10 \text{ kV}$ oder $U_n = 20 \text{ kV}$ und die NS-Ebene mit $U_n = 0,4 \text{ kV}$. Das HS-Netz stellt die Verbindung zum Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und zum europäischen Verbundnetz dar. Des Weiteren verbindet es die Umspannwerke (UW) innerhalb der Stadt. In den UW wird die Spannung von $U_n = 110 \text{ kV}$ auf $U_n = 10 \text{ kV}$ transformiert. Von dort aus wird die elektrische Energie in einem Mischnetz aus offenen Maschennetzen (potenzielle Kupplung zweier UW) und MS-Netzen mit offenen Ringnetzen an Ortsnetzstationen (ONS) weiterverteilt. In den ONS wird die Spannung weiter auf die NS-Ebene heruntertransformiert. Das NS-Netz besteht in weiten Teilen aus Stichleitungen. Es versorgt die Endkunden mit elektrischer Energie.

2.1.2 Definition Energiequartier

In den Ingenieurwissenschaften können viele Begriffe klar und teilweise quantitativ von anderen Ausdrücken abgegrenzt werden. Schwieriger wird dies, wenn es um interdisziplinäre Begriffe geht, die nicht nur in einer Wissenschaftsdisziplin, sondern neben den Ingenieurwissenschaften, z. B. auch in der Soziologie oder in den Wirtschaftswissenschaften genutzt werden. Dies trifft auf den Begriff „Quartier“ zu, der aktuell in vielen Disziplinen, wie etwa in Soziologie, in Bauwissenschaft oder in mehreren Studien [16, 20, 68] auch in der Energietechnik im Bereich von urbanen Untersuchungen genutzt wird. In Tabelle 1 sind zwei beispielhafte Definitionen aufgeführt, um einen Überblick über die Breite an Definitionen für den Begriff zu erhalten. Aus dieser Bandbreite soll für den Ausdruck „Energiequartier“ eine ingenieurwissenschaftlich praktikable Definition abgeleitet werden. Es zeigt sich, dass sich die ingenieurwissenschaftlichen von der soziologischen Begriffsbestimmung deutlich unterscheiden.

Tabelle 1 Definitionen verschiedener Disziplinen für den Begriff „Quartier“

Autor	Definition	Disziplin
Schnur 2008 [13, 14]	„Ein Quartier ist ein kontextuell eingebetteter, durch externe und interne Handlungen sozial konstruierter, jedoch unscharf konturierter Mittelpunkt-Ort alltäglicher Lebenswelten und individueller sozialer Sphären, deren Schnittmengen sich im räumlich-identifikatorischen Zusammenhang eines überschaubaren Wohnumfelds abbilden.“	Soziologie (Geisteswissenschaften)
Koziol 2012 [15]	„Als Stadt- bzw. Wohnquartier wird ein städtisches Gebiet bezeichnet, dessen Bebauung zueinander im funktionalen und stadtstrukturellen Zusammenhang steht. Quartiere können sich aus unterschiedlichen Gebäudetypologien und Stadtstrukturtypen zusammensetzen.“	Bauwissenschaften (Ingenieurwissenschaften)

Die soziologische Definition ist deutlich näher an der gesellschaftlichen Dimension, wohingegen sich die ingenieurwissenschaftliche Definition deutlich näher an der zu verteilenden Energie und an der technischen Organisation innerhalb eines abgesteckten Bilanzraumes befindet. Aus den aufgeführten Definitionen ergibt sich, dass das oben skizzierte Bild, das auf dem Begriff „Quartier“ beruht, sehr unterschiedliche Sichtweisen erzeugt. Zur Vereinheitlichung wird im Folgenden eine eigene Definition aufgestellt, welche für die Arbeit gelten soll.

Definition Energiequartier: „Ein Energiequartier ist ein bilanzieller oder netzgebundener Zusammenschluss in einer urbanen Struktur – definiert durch städtische Verwaltung – zur Einteilung von Lasten und Einspeisern, um die elektrische Energieversorgung in Städten zu managen. Das Energiequartier gemäß dieser Definition ähnelt somit der Energiezelle [69, 70].“

Im weiteren Verlauf der Arbeit wird „Energiequartier“ genutzt, wenn das elektrische Energiesystem gemeint ist (Definition Energiequartier) und „Quartier“ (Definition Schnur aus Tabelle 1), wenn es sich allgemein um die städtische Einteilung handelt.⁷ Die Umsetzung eines Energiequartiers, ist auf unterschiedlichen Wegen möglich. Die möglichen Varianten sind in Tabelle 2 aufgelistet. Eine Möglichkeit ist ein integriertes Netz (1).

Tabelle 2 Umsetzungskonzepte eines Energiequartiers (vgl. [72, S. 12])

Typ	Komponenten				Bilanzgrenze	Inselbetrieb	Frequenzhaltung	Netzdienstleistung	Marktdienstleistung
	DEA	BS	Last	EMS					
(1) Integriertes Netz	-	-	X	-	X	-	-	-	-
(2) Virtuelles Kraftwerk	X	O	O	O	O	-	O	O	X
(3) Portfolio (Lasten)	X	O	X	O	-	-	-	-	X
(4) Portfolio (lokale Lasten)	X	O	X	O	X	-	-	-	X
(5) Smart Grid	X	X	X	O	X	-	X	X	X
(6) Micro Grid	X	X	X	O	X	X	X	X	X

Legende DEA: Dezentrale Einspeiseanlage BS: Batteriespeicher
X: Enthalten O: Kann enthalten sein -: Nicht enthalten EMS: Energiemanagementsystem

Hier ergibt sich ein konventionelles Versorgungskonzept, in dem Lasten versorgt werden und die Bilanzgrenze ein oder mehrere Netzknoten zum überlagerten MS-Netz bildet. Die Versorgung findet in diesem System hauptsächlich durch zentral gelegene Kraftwerke statt [1]. Eine von der

⁷ Eine vergleichbare Definition des Begriffs wurde von dem Autor bereits in [71] veröffentlicht

Netzstruktur losgelöste Variante stellt das Virtuelle Kraftwerk (VK) (2) dar [73]. Das VK kann Lasten, DEA und Speicher integrieren und mittels eines Energiemanagementsystems (EMS) Einspeisung und Last unter Zuhilfenahme der vorhandenen Flexibilitäten ausgleichen. Je nach Ausführung kann die Bilanzgrenze unabhängig vom Netzknoten oder eine netzgekoppelte Variante sein. Im zweiten Fall wird von einem lokalen VK gesprochen. VK können sowohl für Frequenzhaltung, lokale Netzdienstleistungen als auch für Marktdienstleistungen eingesetzt werden. In einem VK können sowohl DEA [74] als auch Lasten [75] für die Flexibilitätsbereitstellung genutzt werden. Eine andere Variante eines Energiequartiers, das weniger umfangreich ist, sind Portfolien von Verbrauchern, z. B. auf überregionaler Ebene (3) oder auf Quartiersebene (4). Diese können auch über lokale Grenzen hinaus ausgestaltet sein. Sie gleichen sich bis auf die Tatsache, dass bei der zweiten Variante der Verknüpfungspunkt zum überlagerten Netz eindeutig definiert ist. Der Unterschied zum VK ist, dass nur Marktdienstleistungen angeboten werden können. Die letzten beiden Varianten sind Smart-Grids (5) und Micro-Grids (6), die sich ebenfalls in gewissen Punkten ähneln. Das Unterscheidungsmerkmal der beiden ist, dass Micro Grids einen Inselbetrieb umsetzen können. Dagegen ist ein Smart-Grid auf einen netzgekoppelten Betrieb angewiesen [72]. Im Rahmen dieser Arbeit stellen die definierten Energiequartiere eine Kombination aus (2) (3) (4) und (5) dar.⁸

2.1.3 Die Residuallast im urbanen Kontext von Energiequartieren

Anhand eines exemplarischen Energiequartiers, bestehend aus 21 Gebäuden, mit einer installierten Leistung von 300 kW PVA auf den Dachflächen im gezeigten Ausbauszenario soll nachfolgend die Residuallast im urbanen Kontext veranschaulicht werden. Im oberen Diagramm in Abbildung 8 ist ein möglicher Betriebsfall mit entsprechenden Fahrplänen (als Fahrpläne werden in dieser Arbeit alle Einspeise- und Lastzeitreihen bezeichnet) für das Jahr 2019 dargestellt.

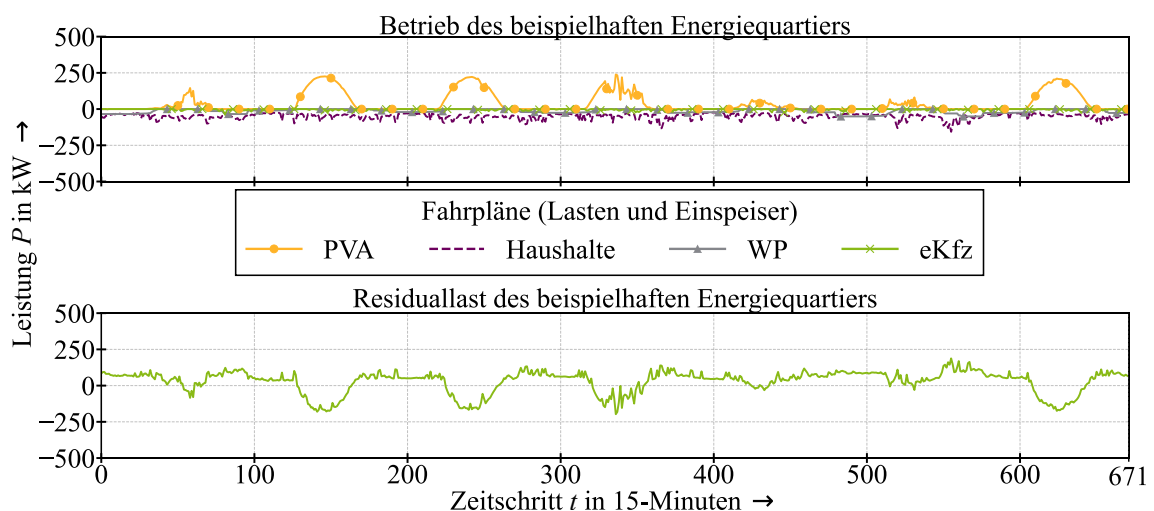


Abbildung 8 Betriebsverhalten eines beispielhaften Energiequartiers (mit ausgebauter 300-kW-Photovoltaik)

⁸ Die übrigen Varianten können der Literatur im Detail entnommen werden (1) [76] (6) [77, 78].

Hierbei wird das Erzeugerzählpeilsystem genutzt, wobei Einspeiser mit einem positiven Vorzeichen und Lasten mit einem negativen Vorzeichen gewertet werden [67, S. 234]. In dem Energiequartier zeigt sich der Effekt von PVA und die Last auf die resultierende Residuallast $P_{\text{Residual } t}$ (s. Formel (3)), die schwankt. Ziel der 15-minutenscharfen Bilanzierung ist es in diesem Beispiel, $P_{\text{Residual } t}$ auf möglichst 0 zu halten (dies stellt ein mögliches Optimierungsziel da). Der Index t drückt die Zeitabhängigkeit aus. Eine negative $P_{\text{Residual } t}$ bedeutet einen Überschuss an $P_{\text{DEA } t d}$. In diesem Fall findet eine Rückspeisung in die MS-Ebene statt oder es muss eine Erhöhung von $P_{\text{Last } t l}$ angereizt werden. Eine positive $P_{\text{Residual } t}$ hingegen indiziert eine zu hohe $P_{\text{Last } t l}$ oder ein Defizit an $P_{\text{DEA } t d}$. In diesem Fall bezieht das Energiequartier Leistung von der MS-Ebene.

$$P_{\text{Residual } t} = \sum_l^L |P_{\text{Last } t l}| - \sum_d^D |P_{\text{DEA } t d}| \quad \forall t \in T, d \in D, l \in L \quad (3)$$

$P_{\text{Residual } t}$: Residuallast zum Zeitschritt t $P_{\text{Last } t l}$: Bezogene Leistung der Last l zu t
 $P_{\text{DEA } t d}$: Eingespeiste Leistung der DEA d zu t T : Menge aller betrachteten Zeitschritte
 D : Menge der DEA L : Menge der Lasten

2.2 Energetischer Transformationsprozess in Quartieren

2.2.1 Aktuelle und zukünftige Rahmenbedingungen

Die Energiewirtschaft und ihre grundsätzlichen Rahmenbedingungen sind nicht erst seit dem Aufbruch in ein defossilisiertes und digitalisiertes Zeitalter im stetigen Wandel. Diese Tendenz reicht bis zum Beginn der Industrialisierung im 19. Jahrhundert zurück, in dem die Entwicklung verschiedener Technologiezweige noch durch Dampfmaschinen geprägt wurde. Zum Ausbau der elektrischen Energieversorgung wurde 1935 das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) eingeführt [79], welches seitdem vielfach verändert und reformiert wurde. Die Ziele des EnWG lassen sich gesamtheitlich im Energiewirtschaftlichen Zieldreieck zusammenfassen (s. Abbildung 9).

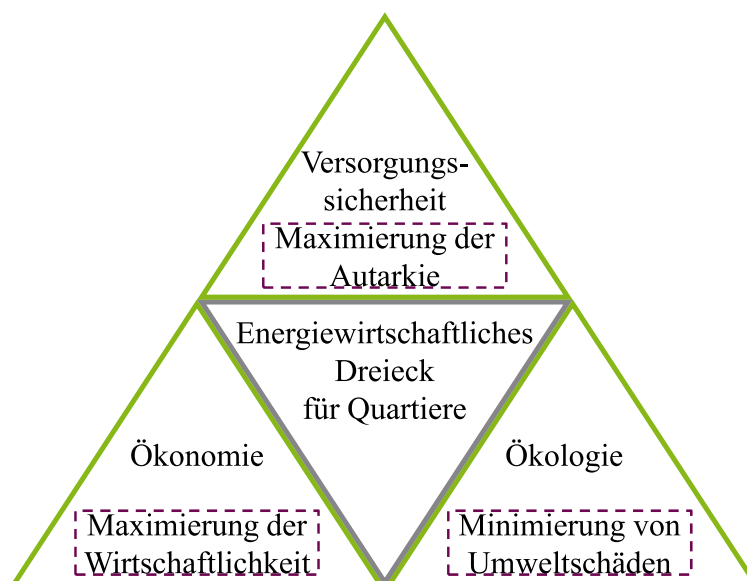


Abbildung 9 Energiewirtschaftliches Dreieck für urbane Quartiere in Anlehnung an § 1 EnWG ([79])

Mit Blick auf die Versorgungssicherheit wird im Rahmen dieser Arbeit insbesondere die Erhöhung der Autarkie von Energiequartieren betrachtet, da diese bei einer hohen Autarkie im Fall von Versorgungsengpässen eine geringere Belastung für das Stromnetz darstellen, als dies bei einer niedrigeren Autarkie der Fall wäre. Ein Ansatzpunkt ist die Gewinnung einer möglichst hohen Energieautarkie [80, S. 220] und eventuellen Inselnetzfähigkeit (worauf in dieser Arbeit nicht weiter eingegangen wird) auch aufgrund der größeren Resilienz. Dies hilft für den Fall eines Wiederaufbaus der Stromversorgung, im Fall eines großflächigen Blackouts. Die Ökonomie wird durch die Minimierung der anfallenden Kosten für die Netzanschlussnehmer abgebildet (mit einer vorgegebenen Rendite für den Netzbetreiber). Schließlich wird die Ökologie durch die Minimierung der umweltschädlichen anthropogene *THGE*, hier CO_2 , abgebildet.

Unter dem Einfluss diverser technischer, politischer und gesellschaftlicher Entwicklungen verschoben sich immer wieder die maßgeblichen Schwerpunkte, nach denen sich die Tätigkeiten der Energieversorgungsunternehmen (EVU) und der Verteilnetzbetreiber (VNB) orientierten. Um 1998 wurde die Liberalisierung der Versorgungsaufgabe zum Zwecke der Auflösung der Monopole eingeführt. Diesen Prozess bezeichnet man auch als „Unbundling“, also als das Aufbrechen der Monopole hin zu einem offenen Wettbewerb. Hieraus ergaben sich neue Märkte mit neuen Teilnehmern. Die EVU haben sich immer weiter zu Energiedienstleistungsunternehmen gewandelt. Zu diesem Zeitpunkt haben auch regenerative Energien eine immer höhere Bedeutung erhalten und sich „Prosumer“ etabliert. Hiermit werden Marktakteure bezeichnet, die sowohl elektrische Energie verbrauchen als auch einspeisen, wodurch die Komplexität auf dem Strommarkt und insbesondere Verteilungsnetz weiter stieg. Um ihr gerecht zu werden, existiert das Konzept von Smart-Grids [46, 47] (erklärt in Abschnitt 2.2.4.2). Es dient zur dynamischen Steuerung des Netzes und als Schnittstelle zu technischen Sensoren und Akteuren wie Smart-Metern, Speicheranlagen und anderen Flexibilitätsoptionen. Smart-Grids stellen einen wesentlichen Beitrag zur Digitalisierung der Energiewirtschaft dar. Hierdurch wandeln sich die bisherigen EVU in digitalisierte Dienstleistungsunternehmen. Parallel nimmt auch im Mobilitäts- sowie im Wärmesektor der Elektrifizierungsgrad u. a. durch eKfz und WP zu. Durch eine Kopplung mehrerer Sektoren mittels Power-to-X-Anwendungen können zukünftig neue Märkte und Geschäftsmodelle entstehen, welche die Struktur der Energiewirtschaft wiederum komplexer werden lassen. Die Rolle des EVU wird an Relevanz gewinnen. Es wird durch die Digitalisierung mehr die Rolle eines digitalen Energiedienstleisters annehmen, der verschiedene Dienstleistungen für unterschiedliche Akteure anbieten kann [81, 82]. Hierbei spielen auch die Kunden eine neue Rolle, da sie sich zu Prosumenten wandeln werden. Diese können sowohl Konsumenten in einem Quartier als auch Produzenten sein, die ihre Flexibilitätspotenziale über einen Aggregator vermarkten [83].

2.2.2 Herausforderungen im Rahmen des Transformationsprozesses

Flexibilität wird sich insbesondere mit dem Voranschreiten des Transformationsprozesses der Energiewirtschaft, dem Ausstieg aus Kernkraftwerken und dem beschlossenen Kohleausstieg bis

2038 zu einem der wichtigsten Bausteine entwickeln. Es gibt mehrere aktuelle Studien [7, 38–42], die diesen Prozess der Defossilisierung des deutschen Energiesystems bewerten. In den Studien werden Szenarien aufgezeigt, wie sich das deutsche Energiesystem wandeln könnte. Dies ist in Abbildung 10 dargestellt. Es werden der Braun- und Steinkohleausstieg sowie der Ausbau der regenerativen Energien in einem Minimal-, Maximal- und einem Mittelwertpfad bewertet. Hierdurch bildet sich ein Korridor, innerhalb dessen die Entwicklungen wahrscheinlich verlaufen werden. Zusätzlich wird im oberen Diagramm das Kohleausstiegsgesetz dargestellt.

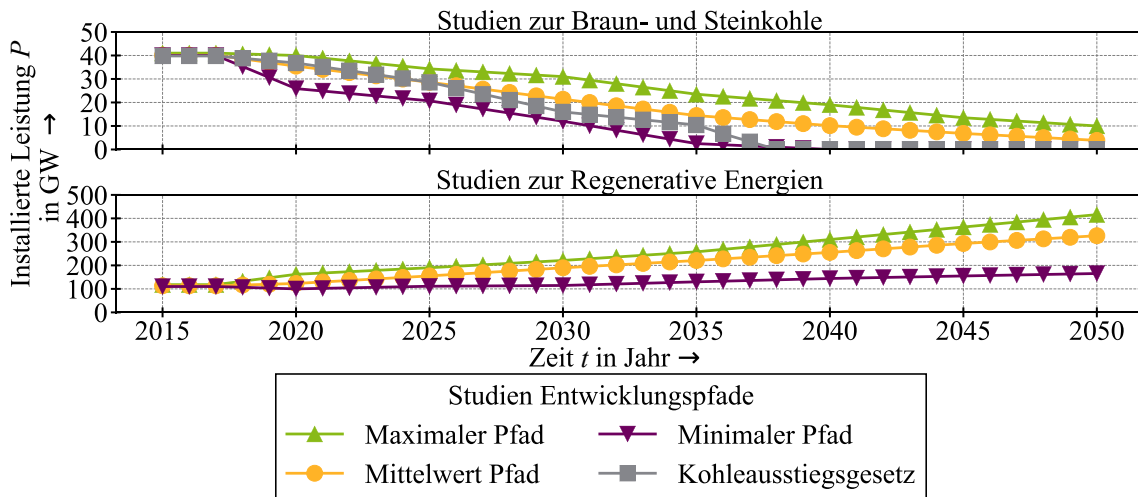
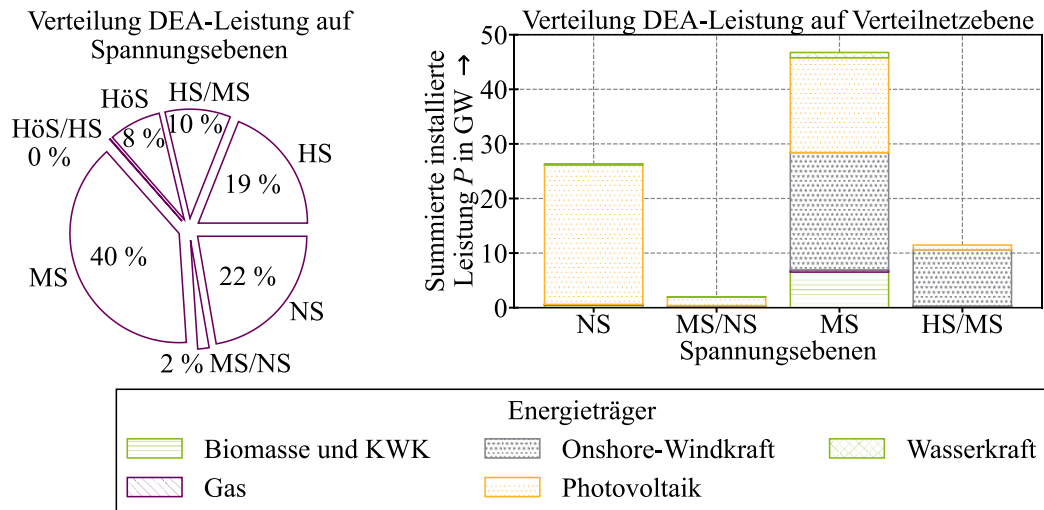


Abbildung 10 Entwicklung von Stein- und Braunkohle sowie regenerativen Energien (vgl. [7, 38–42])⁹

So werden frühere und spätere mögliche Ausstiegszeitpunkte für die Stein- und Braunkohle verdeutlicht. Dem Ausstieg muss der Ausbau der regenerativen Energien entgegengestellt werden, um eine Deckung der wegfallenden Kraftwerkskapazitäten zu ermöglichen. Wie oben (Abschnitt 2.1.1) definiert, liegt der Fokus dieser Arbeit auf der NS- und der MS-Ebene. Eine Statistik der DEA auf Basis der ÜNB-Daten ist in Abbildung 11 dargestellt [84]. Hierfür werden die Anlagenstammdaten genutzt. Es sind die verschiedenen DEA-Typen und deren Verteilung auf die verschiedenen Spannungsebenen sowie die explizite Verteilung auf der Verteilnetzebene dargestellt. Zusätzlich sind die genannten Energieträger (rechts) auf der Verteilnetzebene aufgeschlüsselt. Hierbei entfallen dann die Offshore-WKA, da diese nur in die Höchstspannungs(HöS)-Ebene einspeisen. Deponiegas, Grubengas sowie Klärgas wird unter „Gas“ gelistet. Auf der MS- und NS-Ebene sind ca. 62 % der DEA-Leistung installiert. Hierbei sind auf der NS-Ebene 22 % und auf der MS-Ebene 40 % der Leistung installiert. 2 % verteilen sich auf der Zwischenebene von NS- und MS-Ebene. Die übrigen 36 % DEA-Leistung P_T sind auf der HS- und HöS-Ebene und deren Zwischenebenen zu verorten. Die Verteilung der DEA kann auch nach Energieträgern differenziert werden. Es zeigt sich, dass PVA auf der NS-Ebene die mit deutlichem Abstand relevanteste Technologie mit einer Summenleistung von $P_T = 26$ GW ist. WKA und Biomasse sind hingegen auf der MS-Ebene relevant.

⁹ Diese Analyse wurde vom Autor im Rahmen einer Studie erstellt und ist bereits veröffentlicht [43].



NS: Niederspannung | HS: Hochspannung | MS: Mittelspannung | HöS: Höchstspannung | KWK: Kraftwärmekopplung | DEA: Dezentrale Einspeisanlage |

Abbildung 11 Verteilung von DEA auf die Netzebenen und Energieträger im Jahr 2021 (vgl. [84])

Hieraus folgt, dass für Energiequartiere PVA und KWK-Anlagen (s. Abschnitt 2.3.5.1) relevante Technologien sind. Die Veränderung der DEA hat ebenfalls eine direkte Auswirkung auf den Betrieb des elektrischen Energiesystems. Dieser Betrieb ist beispielhaft für 2018 in Abbildung 12 dargestellt. Es ist eine deutlich volatilere Einspeisung als in der Vergangenheit zu sehen, die insbesondere durch die PVA und WKA hervorgerufen wird. Die Bewirtschaftung der sich verändernden Einspeisesituation durch z. B. Flexibilitätsoptionen ist die größte Herausforderung beim EVU, im Zug der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems.

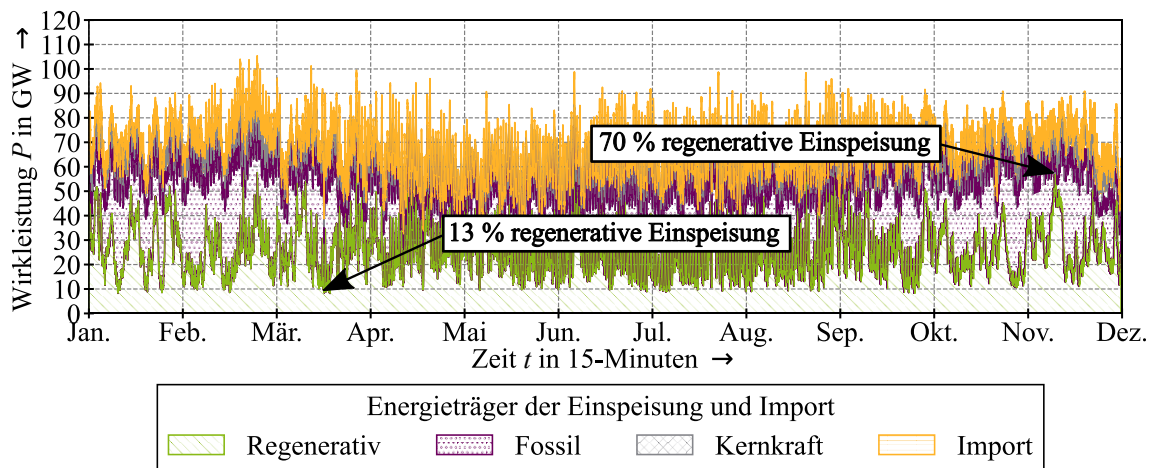


Abbildung 12 Einspeisung über ein Jahr hinweg im elektrischen Energiesystem (vgl. [85])

Diese stehen dem oben beschriebenen Konzept, die Residuallast gering zu halten, konträr gegenüber und erschwert zudem die Einhaltung der Versorgungssicherheit. Es ergeben sich so Zeitschritte, in denen wenig und viel regenerative Einspeisung vorhanden war. Dies kann mit dem regenerativen Anteil $P_{\text{Reg. Anteil } t}$ bewertet werden (s. Formel (4)), hierbei wird die Grundgesamtheit regenerativ eingespeister elektrischer Energie zu einem spezifischen Zeitschritt t mit der benötigten abgenommenen elektrischen Energie ins Verhältnis gesetzt. Dabei wird als Bilanzgrenze

das gesamte elektrische deutsche Energiesystem genutzt. Hieraus lässt sich dann für jeden Zeitschritt ein konkreter Wert ausweisen. Als Berechnungsgrundlage werden die Werte des Verbands Europäischer ÜNB „European Network of Transmission System Operators for Electricity“ (ENTSO) [85] genutzt. So war am 17.02. mit $P_{\text{Reg. Anteil } t} = 13\%$ der regenerative Anteil am niedrigsten und am 8.12. mit $P_{\text{Reg. Anteil } t} = 70\%$ regenerativem Anteil am höchsten. Für die zeitliche Divergenz zwischen Einspeisung und Last werden entsprechend innovative Konzepte zur Energienutzung z. B. Lastverschiebung, benötigt [85].

$$P_{\text{Reg. Anteil } t} = \frac{\sum_{n=0}^N P_{\text{Reg. Ein. } n t}}{\sum_{n=0}^N P_{\text{Last } l t}} \cdot 100\% \quad \forall t \in T \quad (4)$$

$P_{\text{Reg. Anteil } t}$: Regenerativer Anteil für Zeitschritt t in %

$P_{\text{Reg. Ein. } n t}$: Regenerative eingespeiste Leistung für Energieträger n und Zeitschritt t

$P_{\text{Last } l t}$: Leistung für Last l und Zeitschritt t

T : Menge betrachteter Zeitschritte

Die Preisgestaltung für Haushaltskunden der EVU in Deutschland ist im zeitlichen Verlauf in Abbildung 13 dargestellt. Diese ist zu großen Teilen über Regulierungen fixiert. Für Händler liegt der Gestaltungsfreiraum für den Endkundenkosten bei ca. 25 % (2021). Die anderen Anteile teilen sich auf in regulatorischen Abgaben mit ca. 35 % (Konzessionsabgaben, Stromsteuer, Erneuerbare-Energien-Gesetz- (EEG), KWK-, § 19-, Offshore Haftungs- und Abschaltbare-Lasten-Umlage), auf die Mehrwertsteuer mit 16-19 % und auf die Kosten für die Verteilung mit 24 % (Netzentgelte und Messungen). Seit 2021 werden auf den Strombeschaffungskosten k ein CO_2 -Preis von $k_{\text{CO}_2} = 10 \text{ EUR/t}$ addiert [86, S. 24], dies ist an der Erhöhung der k in Abbildung 13 zu betrachten. Die durchschnittlichen Stromkosten betragen im Jahr 2021 für einen Haushalt $\sum k_b = 0,32 \text{ EUR/kWh}$ (k_b : Kostenbestandteil b) bei einem Jahresverbrauch von 3,5 MWh [87].

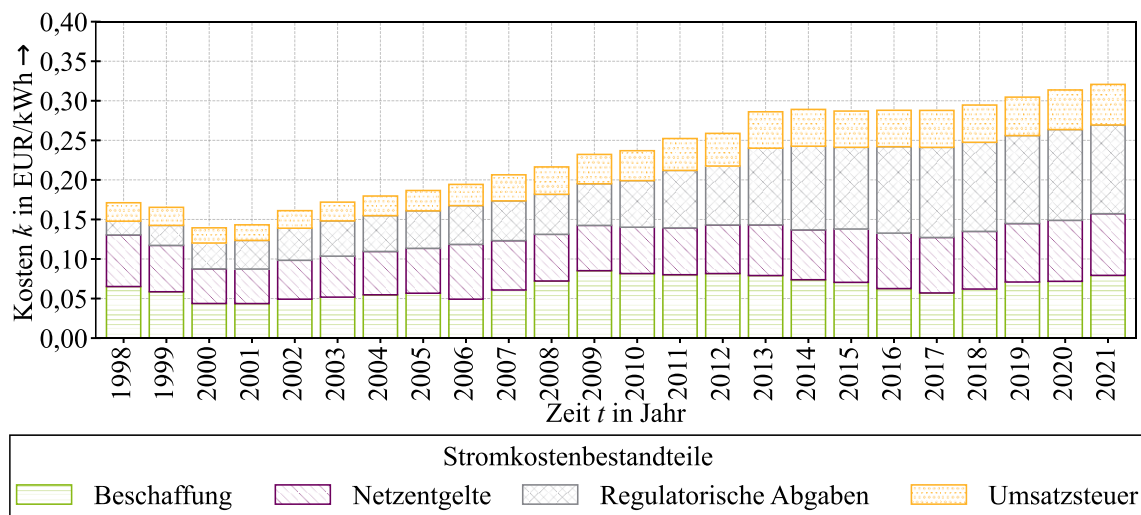


Abbildung 13 Endverbraucher-Stromkostenbestandteile: Entwicklung in Deutschland (1998-2021) (vgl. [87])

2.2.3 Herausforderungen im MS- und NS-Netz

Die heute installierten und in Zukunft noch zu installierenden DEA, WP und eKfz in MS- und NS-Netzen können zu Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen führen.

Hierdurch ist nicht mehr gewährleistet, dass an der Übergabestelle des Endkunden die Spannungsqualität gemäß DIN EN 50160 eingehalten wird [88]. Entsprechend der Anforderungen muss sich die Spannung am Netzverknüpfungspunkt U_{tk} in der Regel im Intervall $\pm 10\%$ in Bezug auf die Nennspannung U_n (s. Formel (5)) bewegen.

$$U_{tk} = [0,9 U_n; 1,1 U_n] \quad \forall k \in K, t \in T \quad (5)$$

U_{tk} : Knotenspannung von Knoten k zu Zeitpunkt t U_n : Nennspannung nach DIN EN 50160
 K : Menge aller Knoten T : Menge aller betrachteten Zeitschritte

Solange die MS- und die NS-Ebene mittels eines Ortsnetztransformatoren (ONT) mit einem konstanten Übersetzungsverhältnis verbunden sind, muss das zur Verfügung stehende Spannungsband auf beide Netzebenen aufgeteilt werden. Sofern ein regelbarer ONT zur Verfügung steht, kann dies variabler gestaltet werden. Diese Aufteilung ist in Abbildung 14 sowohl mit einem Spannungsabfall (lastinduziert) als auch mit einem Spannungshub (DEA-induziert) dargestellt. Für den zulässigen Spannungsabfall ergeben sich in der NS- und in MS-Ebene $U_{-\Delta MS} = -5\%$ bzw. $U_{-\Delta NS} = -5\%$ und für den zulässigen Spannungshub $U_{+\Delta MS} = +2\%$ und $U_{+\Delta NS} = +3\%$.

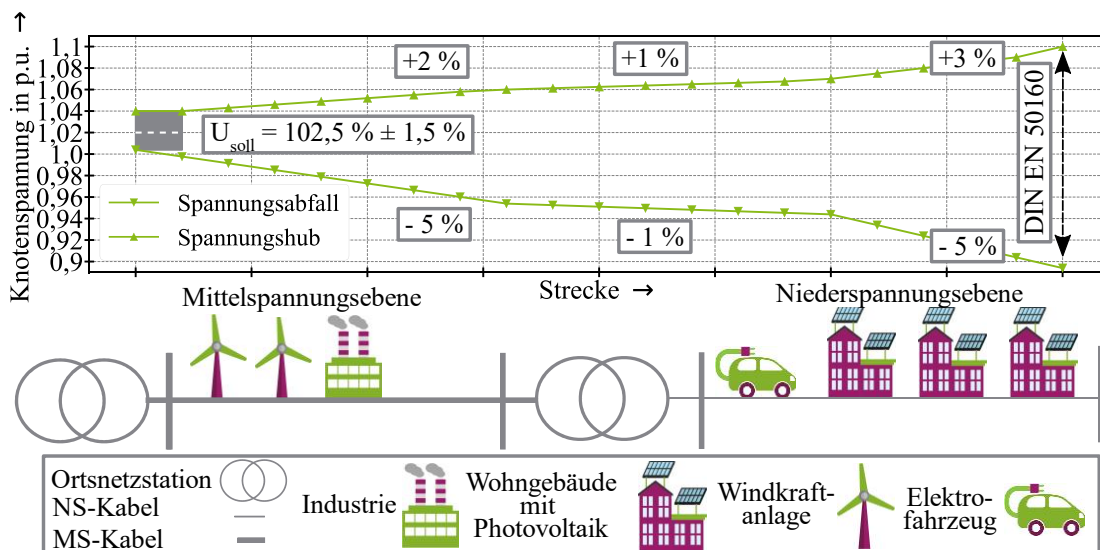


Abbildung 14 Spannungsband für die MS- und NS-Ebene nach DIN EN 50160 (vgl. [50, S. 27])

Neben der Restriktion der Spannung muss der VNB auch dafür Sorge tragen, dass die Betriebsmittel derart projektiert und dimensioniert sind, dass alle realistischen Betriebspunkte im Netz nicht zu einer thermischen Überlastung führen. Dabei sind die Belastungsgrenzen abhängig vom Betriebsmitteltyp und den Bemessungskenngrößen. Diese Bemessungskenngrößen werden im Weiteren hier aufgezeigt. Für die Auslastung von Leitungen¹⁰ für den Drehstrombetrieb wird die DIN VDE 0276 - 1000 [89] angewendet. Diese definiert für Leitungen die jeweilige maximale Belastbarkeit. Diese Belastbarkeit steht in Abhängigkeit vom Leitungstyp. Hierbei ergibt sich als Kennzahl je Leitungstyp der thermische Bemessungsstrom $I_{r,s}$ (s. Formel (6)).

¹⁰ Leitung stellt der Überbegriff zu Kabel und Freileitung da. Im weiteren Verlauf der Arbeit wird der Begriff Leitung genutzt, da im urbanen Raum Freileitungen irrelevant sind und jede Leitung ein Kabel wäre.

Dieser definiert, in welchem Wertebereich die aktuelle Auslastung einer Leitungsstrecke $I_{s,t}$ sein darf. Weitere Betriebsmittel, die betrachtet werden müssen, sind Transformatoren, z. B. ONT. Für diese existiert eine maximale Bemessungsleistung $S_{r,w}$ (s. Formel (7)), die nur kurzzeitig überschritten werden darf. Dieser definiert, in welchem Wertebereich die aktuelle Auslastung eines ONT $S_{w,t}$ sein darf. Durch eine erhöhte Spannung in MS- und NS-Netzen kann es bei DEA und den angeschlossenen Lasten zu Abschaltungen kommen.

$$I_{s,t} = [I_{r,s} \cdot 0 \% ; I_{r,s} \cdot 100 \%] \quad \forall s \in S, t \in T \quad (6)$$

$$S_{w,t} = [S_{r,w} \cdot 0 \% ; S_{r,w} \cdot 100 \%] \quad \forall w \in W, t \in T \quad (7)$$

$I_{r,s}$: Bemessungsstrom der Leitungsstrecke s $S_{r,w}$: Bemessungsscheinleistung des ONT w
 $I_{s,t}$: Auslastung der Leitungsstrecke s $S_{w,t}$: Auslastung des Transformators w
 S : Menge aller Leitungsstrecken T : Menge aller Zeitschritte
 W : Menge aller Transformatoren

Bei Überlast von Betriebsmitteln können einerseits Schutzeinrichtungen auslösen, was zu Abschaltungen und somit Versorgungsunterbrechungen führt. Andererseits können die betroffenen Betriebsmittel durch zu hohen Temperaturen beschädigt werden. In Abbildung 15 sind mögliche Intervalle von Knotenspannungen und Betriebsmittelauslastungen für drei exemplarische Verteilnetze (ländlich, semiurban und urban) für die Jahre 2020, 2030 und 2050 dargestellt. Es zeigt sich, dass insbesondere die ländlichen Netze sensitiver in der Spannung reagieren. Dafür ist das urbane Netz deutlich sensitiver bei Betriebsmittelauslastungen. Dies spiegelt sich auch in der in Abbildung 15 wider (die ausgewerteten Netze sind im Anhang in Abschnitt 11.2 in Tabelle 19 mit den jeweiligen Kenndaten dargestellt). Es zeigt sich, mit voranschreitenden DEA- und Lasten-Ausbau (Szenarien 2020, 2030 und 2050) eine deutliche Zunahme der Auslastung $I_{s,t}/I_{r,s}$ und eine Unterschreitung der zulässigen Knotenspannung $U_{t,k}/U_n$. Besonders bei den urbanen und suburbanen Netzen (wie oben beschrieben) zeigt sich eine deutliche Sensitivität zwischen Szenario und Betriebsmittelauslastung. Dies wird im Kapitel 6 weiter aufgegriffen.

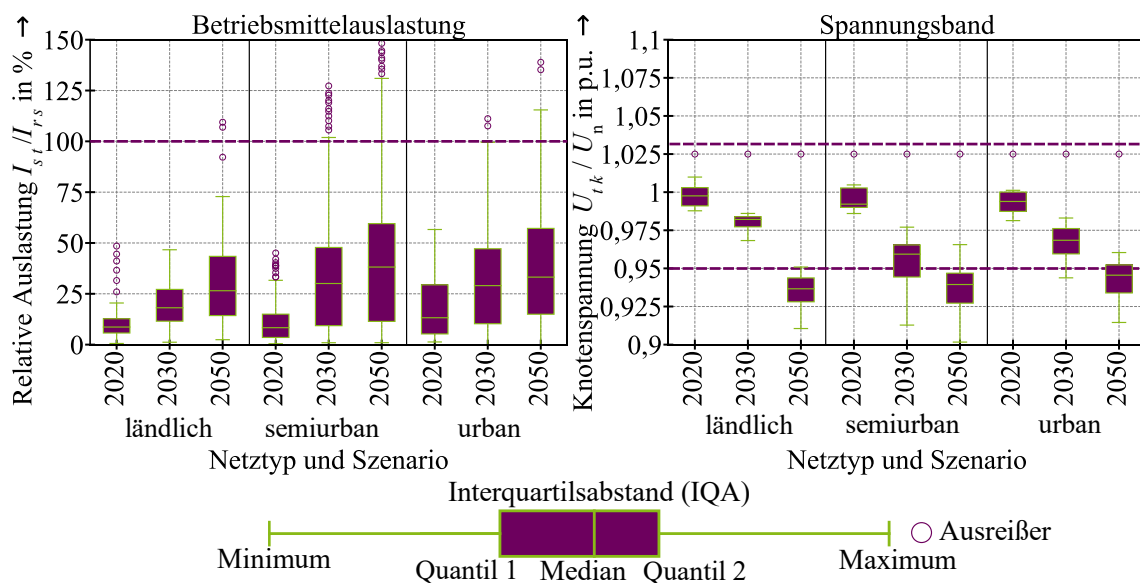


Abbildung 15 Betriebsmittelauslastung und Spannungsband als Boxplot für verschiedene NS-Netze (vgl. [63])

2.2.4 Lösungsoptionen für die Herausforderungen des Transformationsprozesses

2.2.4.1 Konventioneller Netzausbau und Ertüchtigung des lokalen Energiesystems

In mehreren Studien [48] zeigen umfangreiche Analysen mögliche Strategien zur ökonomischen Minimierung von technischen Risiken im Rahmen der Energiewende. Diese existieren sowohl in der NS- [49] als auch in der MS-Ebene [50]. Hierbei ergibt sich, dass gezielte Planungs- und Ertüchtigungsmaßnahmen genutzt werden können, um die potenziellen Probleme im Netz zu beseitigen. Allerdings lassen sich dadurch nur die rein netztechnischen Probleme und Herausforderungen lösen. Die energiewirtschaftlichen Schwierigkeiten, also Marktpreise oder Ineffizienzen an den Strommärkten, bleiben bestehen.

2.2.4.2 Digitalisierung der Energiewirtschaft

Als zweite Lösungsvariante zu dem konventionellen Netzausbau gibt es das „Smart-Energy-Konzept“, welches eine Digitalisierung des Energiesystems vorsieht. Hierbei stehen insbesondere die Verteilnetze im Fokus, also die Netzbereiche, die besonders mit Energiequartieren zusammenhängen [90]. Um die EVU- und die VNB-Aufgaben miteinander abzustimmen, gibt es das Konzept der Kapazitätsampel [91]. Dieses ist in Abbildung 16 dargestellt.

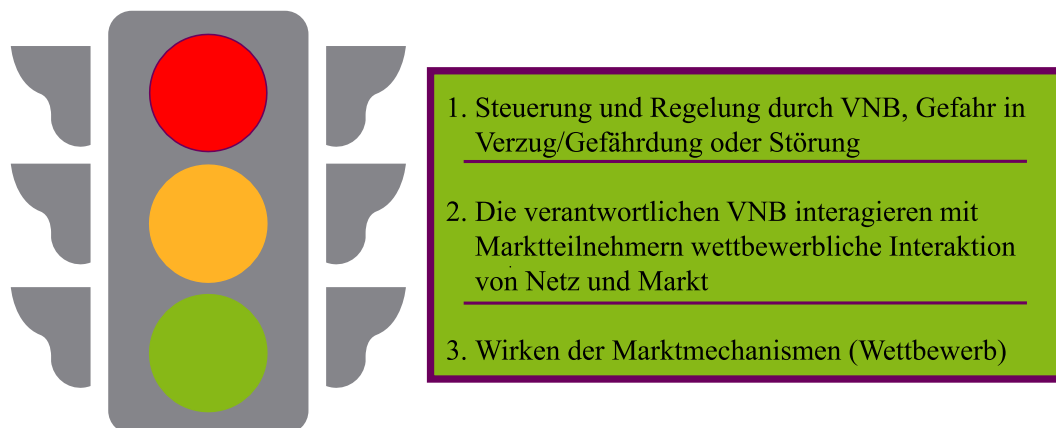


Abbildung 16 BDEW-Ampel als Konzept des Smart-Market (in Anlehnung an [92])

Es sieht eine grüne Phase vor, in der sich die Betriebsmittel nicht an der Kapazitätsgrenze befinden und keine Lastsituation für einen ordnungsgemäßen Betrieb eingeschränkt werden muss. Bei der gelben Phase handelt es sich um eine Übergangsphase. In dieser übt der VNB Regeleingriffe über marktbasierende Systeme beim jeweiligen Anlagenbetreiber aus. Bei Bedarf werden Flexibilitätsoptionen zur Beseitigung von Netzengpässen genutzt. Hier wirken sich die vernehmbaren beschränkten Lastverschiebungen für den Verbraucher nur begrenzt auf seinen Nutzerkomfort aus. In der roten Phase droht eine Überlastung einzutreten, die mit Mitteln der gelben Phase nicht behoben werden kann. In diesem Fall können Lasten vom VNB zwangsweise abgeschaltet werden, um die Netzstabilität wiederherzustellen [91, 92].

2.2.4.3 Quartiere als Baustein einer digitalen Energiewirtschaft

Die zunehmend stärkere Urbanisierung wird sich auch in Zukunft fortsetzen. Die UN prognostiziert für das Jahr 2050, dass ca. zwei von drei Menschen [4, S. 204-213] in urbanen Gebieten wohnen werden. Diese Entwicklung der Siedlungsgeografie ist in Abbildung 17 für Deutschland, Europa, die USA und die Welt dargestellt.

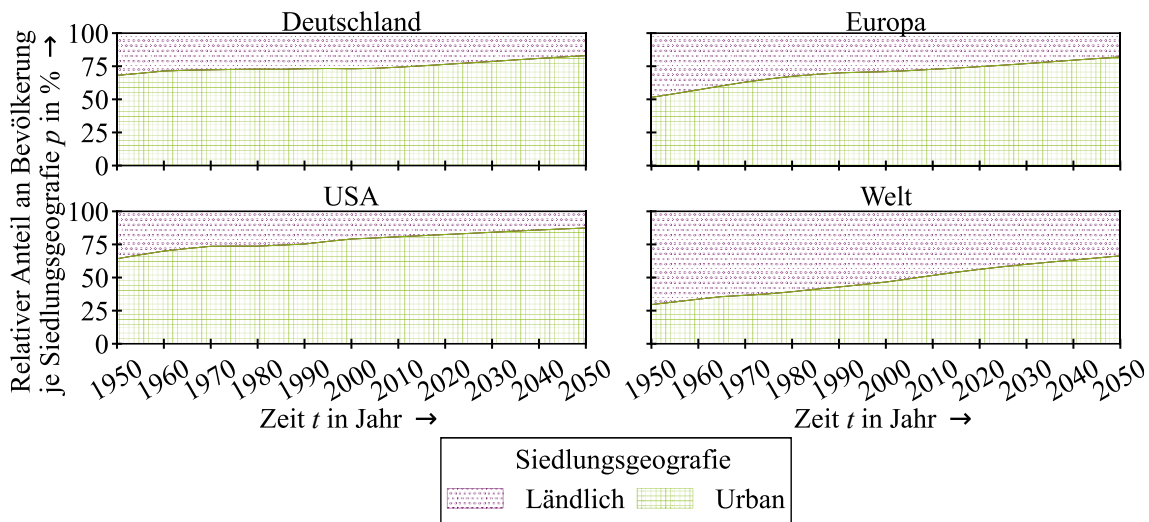


Abbildung 17 UN-Prognose zur Entwicklung der Siedlungsgeografie (ländlich und urban) (vgl. [4, S. 204-213])

Dabei entsprechen die Prozentzahlen p_{Urban} und $p_{\text{Ländlich}}$ (s. Formel (8) und (9)), welche auf der Ordinate aufgetragen ist, dem Anteil der Bevölkerung die zur Jahresmitte ihren Wohnsitz in der entsprechenden Siedlungsgeografie (ländlich und urban) besaß oder zukünftig besitzen wird.

$$p_{\text{Urban}} = \frac{N_{\text{Urban}}}{N_{\text{Urban}} + N_{\text{Ländlich}}} \cdot 100 \% = 100 \% - p_{\text{Ländlich}} \quad (8)$$

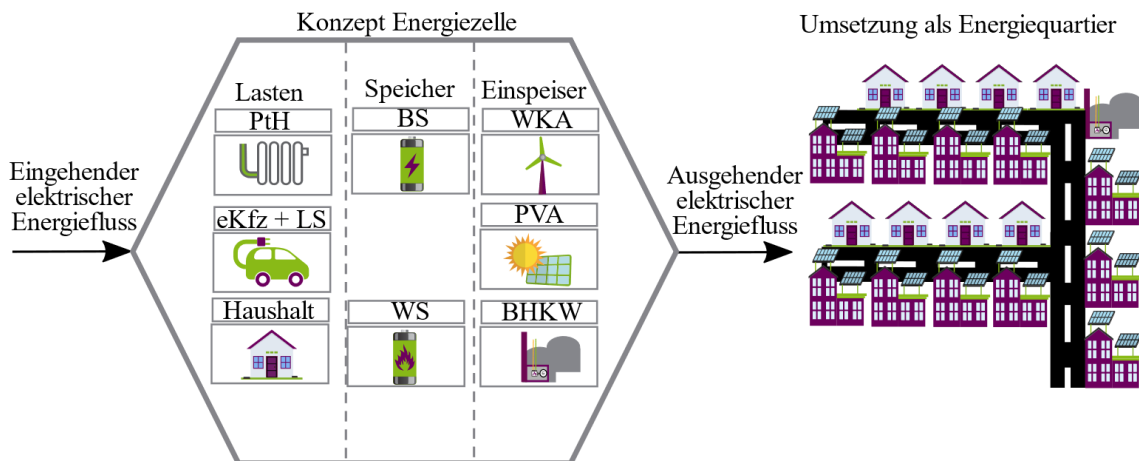
$$p_{\text{Ländlich}} = \frac{N_{\text{Ländlich}}}{N_{\text{Urban}} + N_{\text{Ländlich}}} \cdot 100 \% = 100 \% - p_{\text{Urban}} \quad (9)$$

p_{Urban} : Relativer Anteil urbane Bevölkerung in % N_{Urban} : Anzahl urbane Bevölkerung

$p_{\text{Ländlich}}$: Relativer Anteil ländliche Bevölkerung in % $N_{\text{Ländlich}}$: Anzahl ländliche Bevölkerung

Hierbei wird auf nationale Statistiken zurückgegriffen, deren Definition teilweise stark variiert, da keine einheitliche Definition von „urban“ existiert. Es zeigt sich, dass diese Entwicklung hin zu immer urbanerer Siedlungsgeografie nicht nur weltweit zu beobachten ist, sondern auch in Deutschland und in den USA. Diese Entwicklung zur Urbanität ist einer der Megatrends des 21. Jahrhunderts. Die UN kommt zum Ergebnis, dass die Städte für 75 % der THGE und 70 % der genutzten Energie E verantwortlich sind [4, S. 3]. Hieraus lässt sich schlussfolgern, dass insbesondere in den urbanen Bereichen Handlungsbedarf entsteht. Die Lösung, um eine optimale Energieversorgung zu erreichen, können innovative Quartierskonzepte sein. Hierbei kann eine Zielsetzung die Maximierung der autarken Energieversorgung darstellen, um eine klimaneutrale und zugleich netzdienliche Energieversorgung zu gewährleisten, z. B. mit Speichertechnologien und weiteren flexiblen DEA wie etwa BHKW. Schematisch wird ein Quartierskonzept in

Abbildung 18 als Energiezelle abgebildet. Eine Energiezelle [69] soll eine möglichst ökonomische und ökologische, auf lokalen Energiequellen basierende Energieversorgung umsetzen. Es kommen innovative Lösungskonzepte, wie die erwähnten Smart-Grids, Sektorenkopplung und Speichertechnologien zum Einsatz. Hierbei ist es allerdings nicht das Ziel, ein Quartier zu 100 % autark zu betreiben, sondern einen nach dem EnWG optimalen Trade-Off zwischen Ökologie, ökonomischer Effizienz und technischer Sicherheit zu erreichen. Theoretisch können auf diesem Weg Quartiere auch als Einspeiser, Last oder Speicher für das übergelagerte Stromnetz dienen.



PtH: Power-to-Heat | eKfz: Elektrofahrzeug | BS: Batteriespeicher | LS: Ladestation |
 WS: Wärmespeicher | WKA: Windkraftanlage | PVA: Photovoltaikanlage | BHKW: Blockheizkraftwerk |

Abbildung 18 Energiezelle als Vorlage und ein Quartier als praktische Umsetzung (in Anlehnung an [69])

2.3 Flexibilitätsoptionen im Quartier

2.3.1 Definition von Flexibilität im energiewirtschaftlichen Umfeld

Flexibilität und deren Einsatz, z. B. in Form von DR, ist im aktuellen wissenschaftlichen Umfeld ein breit diskutiertes Thema. Mehrere Studien und Arbeiten beschäftigen sich damit z. B. im Kontext der MS-Ebene [52] oder zur Optimierung von Industrieprozessen [33, 34]. Erstmalige Einsätze im energiewirtschaftlichen Umfeld waren insbesondere die Frequenzhaltung, z. B. mithilfe von flexiblen Einspeisern [93], oder die auch in dieser Arbeit behandelte Flexibilitätsaktivierung im Quartiersumfeld [94]. Der Trend geht in Richtung Digitalisierung und integriert den Flexibilitätseinsatz in Smart-City-Konzepte von Großstädten und Metropolen [24]. Hierbei ist es wichtig, eine einheitliche Definition für diese Arbeit zugrunde zu legen. Im engeren Sinne wird hier die Definition von Flexibilität der Bundesnetzagentur übernommen. Im weiteren Sinne wird in dieser Arbeit zwischen einer direkten und indirekten Flexibilität unterschieden. Hierbei ist eine direkte Flexibilität die Steuerung eines technischen Aggregats (z. B. die Ansteuerung eines eKfz) über ein elektrisches Steuerungssignal. Hierbei hat der Besitzer eines Aggregats keine Eingriffs- oder weitere Entscheidungsmöglichkeiten. Umgesetzt wird dies durch eine Fernsteuerung mittels Fernwirktechnik. Eine indirekte Flexibilität hingegen beschreibt eine manuelle Steuerung des Aggregats durch dessen Besitzer.

Definition Flexibilität: „Flexibilität ist die Veränderung von Einspeisung oder Last in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung), mit dem Ziel eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen.“ [91]

2.3.2 Definition von Flexibilitätsoptionen

In urbanen Netzen sind zahlreiche Aggregate angeschlossen, von Lasten, DEA bis hin zu Sektorenkopplungselementen. Aggregate, die Flexibilität bereitstellen können, werden als Flexibilitätsoptionen bezeichnet. Häufig kann es sein, dass nicht einzelne Aggregate, sondern ein Zusammenschluss von mehreren Aggregaten eine Flexibilitätsoption darstellt. Dies kann z. B. ein technischer Prozess oder die Kombination von Heizungsaggregaten, wie z. B. WP mit Pufferspeichern, sein. Des Weiteren können auch in Portfolien zusammengeschaltete Aggregate in Form von VK als Flexibilitätsoption aufgefasst werden [75]. Dies hat den Vorteil, dass mehrere Dienstleistungen angeboten werden können, da die aggregierte Leistung der Summenleistung der einzelnen Aggregate entspricht und sich so weitere Portfolioeffekte ergeben können.

Definition Flexibilitätsoption: Flexibilitätsoptionen sind Erbringer von Flexibilität in einem elektrischen Energiesystem. Diese können sich sowohl auf der Einspeise-, als auch auf der Lastseite befinden. ([34, 36])

2.3.3 Einsatzgebiete von Flexibilität

Flexibilitäten haben im aktuellen energiewirtschaftlichen Kontext zahlreiche Anwendungsmöglichkeiten. Sie können etwa der reinen Selbstoptimierung der ökonomischen Dimension einer Primäranwendung (z. B. Heizen durch Heizstäbe oder industrielle Prozesse) dienen, um beispielhaft die Höchstleistung zu reduzieren und so die Netzentgelte zu minimieren [95]. Darüber hinaus ergeben sich zahlreiche System-, Markt- und Netzdienstleistungen. Die Ebene der Primäranwendung und die anderen Anwendungsgebiete von Flexibilitäten sind in Abbildung 19 dargestellt.

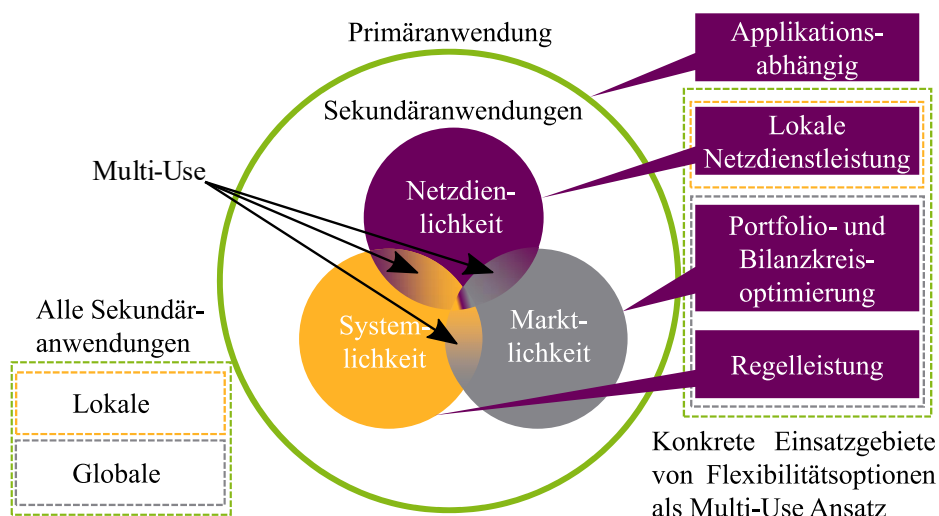
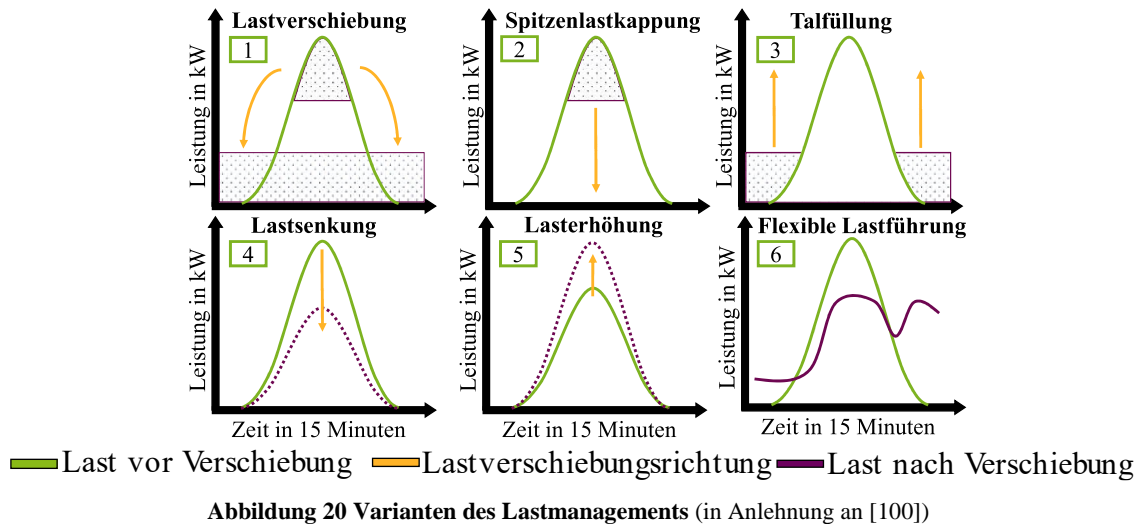


Abbildung 19 Primäranwendung und Einsatzgebiete von Flexibilitätsoptionen

Als Primäranwendung wird hierbei der grundsätzliche Anwendungszweck des technischen Aggregats bezeichnet, für den es entwickelt worden ist. Darüber hinaus zeigen sich neben dieser Primäranwendung weitere Sekundäranwendungen. Diese stellen eine Teilmenge der Primäranwendung dar (wie die Kreise in Abbildung 19 es andeuten). Die Sekundäranwendungen, werden in lokale (bezogen auf das Netzgebiet) und globale (bezogen über das Netzgebiet hinaus) Anwendungen unterteilt. Als Bedingung von zusätzlichen Sekundäranwendungen von Flexibilitätsoptionen gilt, dass diese Sekundäranwendung nicht die Primäranwendung beeinflusst. Exemplarisch wird ein Beheizungsprozess in einem Quartier betrachtet. Flexibilitäten im Beheizungsprozess können für die verschiedenen Dienstleistungen genutzt werden. Allerdings darf der Komfort der Primäranwendung – hier die Beheizung – nicht beeinflusst werden. Diese zusätzlichen Dienstleistungen beinhalten eine Netz-, Markt- und Systemdienlichkeit [96, S. 13]. Sie sind in Abbildung 19 dargestellt. Netzdienstleistungen umfassen alle Anwendungen, die im lokalen Netz erbracht werden können, also Spannungshaltung und Betriebsmittelauslastung. Auf diese Weise ist eine Optimierung der Flexibilitäten für Netzdienstleistungen möglich [97]. Beispielsweise lassen sich Spannungsbandverletzungen und zu hohe Leitungsauslastungen vermeiden, indem knotenscharf mehr Last abgenommen wird, um Einspeisespitzen von DEA zu reduzieren oder die Konzentration von Last zu glätten, indem diese reduziert bzw. verlagert wird. Ein mögliches weiteres Einsatzgebiet im Bereich der Systemdienstleistungen ist die Frequenzhaltung. Diese dient zur Einhaltung der Netzfrequenz von $f_{\text{Netz}} = 50$ Hz. Sie übersteigt die Vorgabe bei zu hoher Einspeisung und unterschreitet die Vorgaben bei zu wenig Einspeisung oder zu hoher Last. Sobald die Frequenz 49,99 Hz unter- oder 50,01 Hz überschreitet, wird positive bzw. negative Regelenergie bereitgestellt. Systemdienstleistungen können ebenfalls von lastseitigen Flexibilitätsoptionen übernommen werden. [98, S. 719, 99, S. 258]. Beispielsweise kann dies im Quartier durch flexible Lasten umgesetzt werden [93]. Ein drittes und ebenfalls relevantes Einsatzgebiete sind die marktdienlichen Einsatzgebiete. Diese dienen dazu, das Portfolio oder das Bilanzkreismanagement zu optimieren. Da es sich hierbei um einen relevanten Bestandteil dieser Arbeit handelt, wird dies in Abschnitt 3.1 näher erläutert. Es werden hierzu unter anderem Preisvolatilitäten an Energiemärkten wie dem Day-Ahead-Markt durch Lastverschiebung ausgenutzt [33, 34].

2.3.4 Demand Response und Einsatzoptimierung

Nach der Definition der Flexibilitätsoptionen und deren Einsatzmöglichkeiten soll an dieser Stelle ein konkretes Konzept erläutert werden, mit dem bereits heute häufige Flexibilität im Energiesystem genutzt wird. Hiermit ist die Flexibilität auf der Lastseite gemeint, die häufig als Demand-Side-Management (DSM) bzw. als DR bezeichnet wird. Die unterschiedlichen Typen von DR werden in Abbildung 20 dargestellt. Hierbei bedeutet DR, dass eine kurzfristige Anpassung der Leistung beim Endverbraucher in Reaktion auf ein externes Signal vorliegt. Dabei handelt es sich oft um ein Preissignal. Auch nicht monetäre Signale sind möglich. Ein Beispiel für ein nicht monetäres Anreizsystem wird in Absatz 4.4 im Rahmen eines Feldtests erläutert. DSM hingegen bezeichnet alle Maßnahmen, die dazu dienen, die Last auf der Verbraucherseite zu beeinflussen.



DSM kann somit DR miteinschließen [101]. DSM kann in unterschiedliche Ausprägungen eingeteilt werden. Allgemein wird als „Lastverschiebung“ eine Kombination aus „Spitzenlastkappung“ und „Talfüllung“ bezeichnet. Hierbei ist die Spitzenlastkappung die Reduzierung der Peak-Leistung (sie kann also sowohl einspeise- als auch verbrauchsindiziert sein) und die Talfüllung die Lasterhöhung während der Zeiten der Off-Peak-Leistung. Durch die Lastverschiebung wird Energie von einem Zeitbereich mit viel Lastkonzentration in einen Zeitbereich mit wenig Lastkonzentration bzw. mit viel Einspeisekonzentration verschoben. Hierbei gilt, dass die Gesamtenergie konstant bleibt (s. Formel (10)). Hierbei bezeichnet $t = 0$ der Beginn und $t = 1$ das Ende des betrachteten Zeitintervalls und $P_{0,t}$ bzw. $P_{1,t}$ der Leistungsverlauf über die Zeit. Die letztere Form 6 (siehe Abbildung 20) wird durch Anreize flexibel gestaltet und wird daher als „flexible Lastführung“ bezeichnet. Es ist allerdings nicht zwingend erforderlich, dass die Energie vor und nach der Verschiebung äquivalent ist (s. Formel (11)). Durch den Einsatz der vorgestellten Lastmanagementvarianten kann Flexibilität erbracht werden. Neben der Flexibilität auf der Lastseite kann allerdings auch weiterhin die Einspeiseflexibilität genutzt werden. Für den weiteren Verlauf der Arbeit werden die Formen 1 und 6 in Abbildung 20 relevant sein. Hierbei ist Form (1) insbesondere mit Formel (10) verknüpft und Form (6) mit Formel (11) verknüpft. Dies gilt insbesondere für die Modellierung in Kapitel 3.

$$\int_{t=0}^{t=1} P_{0,t} dt = \int_{t=0}^{t=1} P_{1,t} dt \quad (10)$$

$$\int_{t=0}^{t=1} P_{0,t} dt \neq \int_{t=0}^{t=1} P_{1,t} dt \quad (11)$$

$P_{0,t}$: Leistung vor Verschiebung $P_{1,t}$: Leistung nach Verschiebung t : Zeitschritt

2.3.5 Flexibilitätsoptionen in urbanen Strukturen

Bei möglichen Flexibilitätsoptionen in urbanen Strukturen kann zwischen Lasten, Einspeisern und Speichersystemen, die sowohl als Einspeiser als auch als Last eingesetzt werden können, unterschieden werden. Jede dieser Formen ist in unterschiedlichen technischen Aggregaten vorhanden. Zum Beispiel bilden Wärmepumpen eine Last für das elektrische System; für das

Wärmesystem hingegen sind sie Einspeiser. Die genaue Modellierung und Abbildung der Physik in diesem Bereich ist Thema in Kapitel 3. An dieser Stelle sollen die jeweiligen Flexibilitätsoptionen vorgestellt werden, damit ein Überblick über die einzelnen Aggregate entsteht. Bei den Flexibilitätsoptionen wird die Leistungsflussrichtung sowie die Leistungsänderung unterschieden, also ob die erbrachte Leistung einer negativen oder einer positiven Flexibilität entspricht. Positive Flexibilität liegt bei einer Erhöhung der Einspeisung oder einer Verringerung der Last vor. Eine negative Flexibilität hingegen existiert bei einer Erhöhung der Last oder einer Verringerung der Einspeisung. Dieser Vorgang folgt dem Erzeugerzählpfeilsystem [67, S. 234]. Es werden also Einspeisungen in das System positiv gezählt und Lasten negativ. Äquivalent hierzu steht die erbrachte Flexibilität. Diese wird in Abbildung 21 dargestellt. Relevante Eigenschaften zur Unterscheidung von Flexibilitätsoptionen sind zum einen die elektrische Leistung, die erbracht werden kann, und deren Anpassungsschnelligkeit. Diese Reaktionsgeschwindigkeit wird definiert als Leistungsgradient in %/s (s. Formel (12)) $G_{\text{Flex } n}$. Zum anderen ist die spezifische ausgestoßene THGE in g/kWh (s. Formel (13)) als Emissionsfaktor (EF) bezeichnet für den Einsatz der Flexibilitätsoptionen relevant. Der EF ist zeitabhängig (durch t gekennzeichnet), z. B. bei Lastflexibilitäten, wenn der Strommix mit der THG-Konzentration zeitlich variiert. Dies wird insbesondere in Abschnitt 6.2.2 und 6.3.1 untersucht mit einer EF -Zeitreihe abgebildet (s. Abschnitt 5.2).

$$G_{\text{Flex } n} = \frac{P_{\text{Flex } n t} - P_{\text{Flex } n t-1}}{P_{\text{Flex } n t}} \cdot \frac{1}{t_2 - t_1} \quad (12)$$

$$EF_{\text{Flex } n t} = \frac{\frac{m_{\text{THGE } n t} + m_{\text{THGE } n t-1}}{2}}{\frac{E_{n t} + E_{n t-1}}{2}} = \frac{\bar{m}_{\text{THGE } n t}}{\bar{E}_{n t}} \quad (13)$$

$$k_{\text{Flex } n t} = \frac{\frac{K_{\text{Flex } n t} + K_{\text{Flex } n t-1}}{2}}{\frac{E_{n t} + E_{n t-1}}{2}} = \frac{\bar{K}_{\text{Flex } n t}}{\bar{E}_{n t}} \quad (14)$$

$G_{\text{Flex } n}$: Leistungsgradient	$P_{\text{Flex } n t}$: Flexible Leistung zu Zeitpunkt t
$P_{\text{Flex } n t-1}$: Flexible Leistung zu Zeitpunkt $t-1$	$EF_{\text{Flex } n t}$: Emissionsfaktor Aggregat n
$t_2 - t_1$: Zeitpunkt 1 und Zeitpunkt 2	$m_{\text{THGE } n t}$: THGE Zeitpunkt t
$m_{\text{THGE } n t-1}$: THGE Zeitpunkt $t-1$	$E_{n t}$: Energie zu Zeitpunkt t
$E_{n t-1}$: Energie zu Zeitpunkt $t-1$	$k_{\text{Flex } n t}$: Strombeschaffungskosten
$K_{\text{Flex } n t}$: Kosten Aggregat n zu Zeitpunkt t	$K_{\text{Flex } n t-1}$: Kosten Aggregat n zu Zeitpunkt $t-1$

Links in Abbildung 21 sind Lasten als positive (oben) und als negative Flexibilität (unten) abgebildet. Dabei werden auf der Ordinate die Strombeschaffungskosten¹¹ $k_{\text{Flex } n t}$ der Technologie in EUR/kWh (s. Formel (14)) und auf der Abszisse die elektrische Leistung in kW dargestellt. Die Farbskala steht für den EF in g/kWh. Dabei werden entweder die direkte THGE oder der Wirkungsgrad genutzt (beschrieben in Abschnitt 2.3.5.2). Die einzelnen Flexibilitätsoptionen werden in den folgenden Abschnitten detailliert erläutert.

¹¹ Als Stromentstehungskosten werden hier die Kosten bezeichnet, die für den Einsatz einer Technologie ohne Steuern und Abgaben anfallen

Investitionskosten (auch als Capital Expenditures (CapEx) bezeichnet) k_{CapEx} und auf der rechten Ordinate die laufenden Betriebskosten (auch als Operational Expenditures (OpEx) bezeichnet) k_{OpEx} aufgetragen.

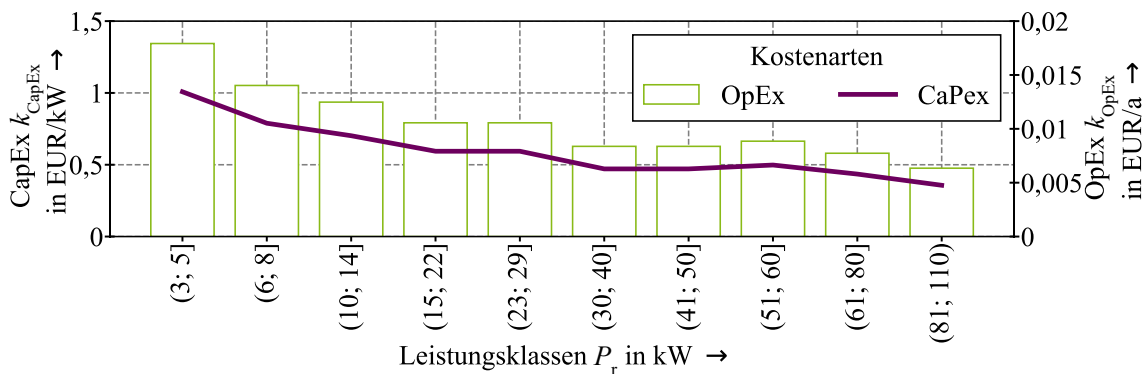


Abbildung 22 Investitionskosten (k_{CapEx}) und Betriebskosten (k_{OpEx}) für BHKW (vgl. [114])

Die OpEx k_{OpEx} machen hierbei jeweils 1 % der CapEx k_{CapEx} aus. Auffallend ist die deutliche Senkung der spezifischen Kosten mit einer steigenden Leistungsklasse (die Kosten werden für die späteren Auswertungen in Kapitel 6 im Rahmen der Fallstudie genutzt). Im Anhang im Abschnitt 11.6.1 sind die Zahlen in Tabelle 30 aufgeführt. Ein weiteres Unterscheidungskriterium ist die Betriebsweise des BHKW. Diese unterteilt sich in den strom- und den wärmegeführten Betrieb. Im ersten Fall wird das BHKW nach dem Wärmebedarf betrieben. Der Strom wird demnach auch gemäß diesem Bedarf eingespeist. Die Auslegung der Anlage erfolgt nach der Höhe einer Wärmelast, zum Beispiel der Heizlast eines Gebäudes. Aufgrund der Tatsache, dass Raumheizungen meteorologischen Einflüssen unterliegen [76], ergibt sich eine starke Volatilität im Wärmeverbrauch. Hieraus resultiert, dass wärmegeführte BHKW nur eine Flexibilität darstellen, wenn die Wärmelast steuerbar ist. Eine Möglichkeit, dies zu realisieren, ist die Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch durch einen Wärmespeicher. Wird ein BHKW in Abhängigkeit vom elektrischen Energiebedarf gefahren, ergibt sich eine Wärmeproduktion, die sich am Strombedarf orientiert [115]. Um ein stromgeführtes BHKW zu realisieren, wird eine Wärmesenke benötigt, um den Abtransport der Wärme zu gewährleisten. Wärmesenken können Wärmespeicher oder gewerbliche Prozesse sein. Es besteht zudem prinzipiell die Möglichkeit, in ein vorhandenes Nah- bzw. Fernwärmenetz einzuspeisen. Dies ist besonders für eine sektorengkoppelte Quartiersversorgung sinnvoll. In den Perioden, in denen nur die Warmwasserversorgung als Wärmelast zur Verfügung steht, wird der Betrieb des BHKW gegebenenfalls eingeschränkt oder es müssen weitere Wärmelasten genutzt werden. Bezüglich der Gradienten liegt ein BHKW bei $G = 100 \text{ \%}/\text{min}$, größere BHKW ab 20 kW bei ca. $G = 90 \text{ \%}/\text{min}$ [116]. Die Strombeschaffungskosten k sind abhängig von der Leistungsgröße der Anlage und des Brennstoffes und liegen zwischen ca. $k = 0,08 \text{ EUR/kWh}$ und $k = 0,14 \text{ EUR/kWh}$.

2.3.5.2 Speichersysteme

Speichersysteme gibt es in verschiedenen Varianten in urbanen Strukturen. Eine heutzutage schon relevante Speichersystemtechnologie sind die BS. Allgemein gilt für Speichersysteme, dass das Potenzial für die Flexibilität vom Speicherstand abhängig ist. Wenn dieser beispielsweise leer ist, kann nur negative Flexibilität, aber keine positive bereitgestellt werden. Bei einem Speicherstand von 100 % hingegen kann nur positive, aber keine negative Flexibilität zur Verfügung gestellt werden. Besonders hervorzuheben sind hier BS in Verbindung mit PVA. Diese können Lithium-Ionen-Akkumulatoren (LIA), Blei-Säure-Akkumulatoren (BSA) und weitere BS mit anderen chemischen Zusammensetzungen sein. In Abbildung 23 werden weitere BS-Technologien dargestellt. Die Daten stammen aus einer Datenbank des US-Energieministeriums [117] und beinhalten verschiedene Größenklassen in Form der möglichen Kapazität (speicherfähige Energie) und der Leistung. Die Kapazität ist in Abhängigkeit von den installierten Leistungen dargestellt und nach der Zellchemie unterteilt. Durch die gelbe Trendlinie wird der Zusammenhang zwischen Leistung und Speicherkapazität deutlich.

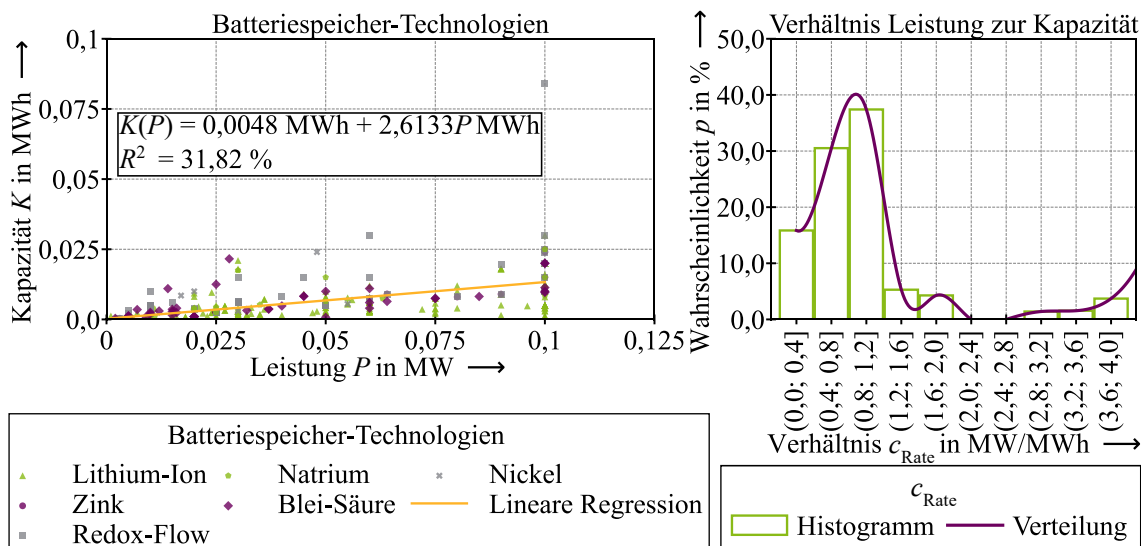


Abbildung 23 Übersicht stationärer Batteriespeicher bis 0,1 MWh (vgl. [117])

Auf der rechten Seite befindet sich das Histogramm mit der absoluten Häufigkeit der Verhältnisse aus Leistung und Kapazität. Bei den kleineren Leistungsklassen liegt der sogenannte c-Rate c_{Rate} (Verhältnis aus Leistung des Wechselrichters und der Energiespeicherkapazität des Speichersystems [118, S. 226], (s. Formel (15))) zwischen $c_{\text{Rate}} = 0,1$ und $c_{\text{Rate}} = 4$, mit einem Durchschnittswert von $c_{\text{Rate}} = 0,5$. Dieser Wert verdeutlicht, wie viel Leistung der BS abhängig von der Kapazität bereitstellen kann. LIA besitzen eine hohe Energiedichte und können somit im urbanen Umfeld platzsparend installiert werden.

$$c_{\text{Rate}} = \frac{I_{\text{max}}}{Q_0} \sim \frac{P_{\text{r}}}{K_0} \quad (15)$$

c_{Rate} : c-Rate

K_0 : Maximale Kapazität

Q_0 : Nutzbare Ladung

P_{r} : Bemessungsleistung

I_{max} : Maximaler Strom

Außerdem haben sie eine hohe Leistungsfähigkeit, weshalb sie als Flexibilität einsetzbar sind. Der Gradient liegt bei 100 %/min [104]. Im urbanen Raum kann bei einem Quartiersspeicher mit ca. $P_r = 100$ kW Leistung gerechnet werden. Bei PVA BS ist der Leistungsbereich bei 1 kW bis 7 kW. Wie bei den BHKW (weiter oben) müssen auch für die Strombeschaffungskosten k für die Speichersysteme aufgezeigt werden, dies ist in Abbildung 24 dargestellt. Auf der Abszisse sind die spezifischen Kosten bezogen auf die Leistung (logarithmische Achse) und auf der Ordinate die spezifischen Kosten bezogen auf die Kapazität aufgetragen. Hierbei handelt es sich um CapEx-Kosten. Es zeigen sich Unterschiede zwischen den einzelnen Technologien, im Mittelwert reicht die Bandbreite von $k_p = 895$ EUR/kW bis zu $k_p = 1778$ EUR/kW und von $k_{Kap.} = 263$ EUR/kWh bis zu $k_{Kap.} = 710$ EUR/kWh. [119]

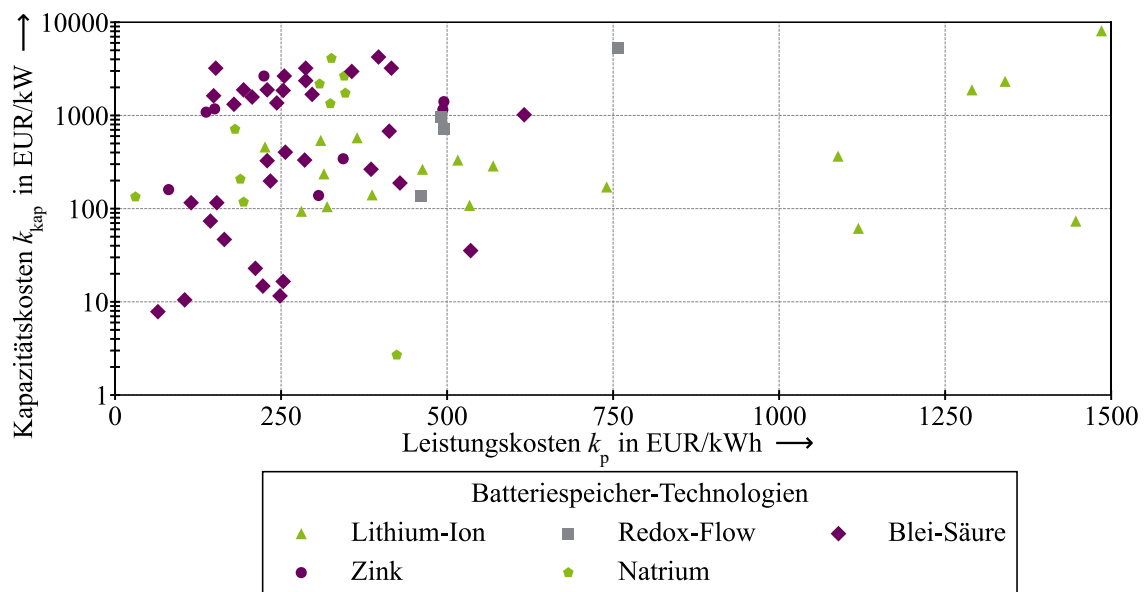


Abbildung 24 Spezifische Kosten für Batteriespeichersysteme verschiedener Technologien (vgl. [119])

Die Strombeschaffungskote für BS für Haushalte liegen bei 0,067 EUR/kWh [102]. Zur Kalkulation der *THGE* werden beim BS die Speicherverluste betrachtet. Der Wirkungsgrad bei einem LIA liegt bei 90 % [102]. Mit dem durchschnittlichen \overline{EF} des deutschen Strommix (527 g/kWh [120]) ergeben sich aus Wirkungsgradverlusten spezifische *THGE* von $EF = 16$ g/kWh [102]. Weitere nicht elektrische Speichertechnologien wie die SRS werden im Weiteren nicht genauer betrachtet, da sie in Energiequartieren eine untergeordnete Rolle spielen.

2.3.5.3 Flexible Lasten

Im Vergleich zu anderen Antrieben, wie beispielsweise Wasserstoff, besitzen Batterien von eKfz eine deutlich geringere Energiedichte (eKfz: 180 Wh/kg [106, S. 298], Wasserstoff: 33,33 kWh/kg [106, S. 372]). Nach aktuellem Stand wird sich voraussichtlich das eKfz aufgrund der deutlich höheren Effizienz und der steigenden volumetrischen Energiedichte durchsetzen [121, S. 3]. Zur Implementierung der sogenannten „Verkehrswende“ setzte sich die Bundesregierung 2009 im „Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität“ das Ziel, bis 2020 1 Million

und bis 2030 6 Millionen zugelassene eKfz auf den deutschen Straßen zu haben [121]. Am 1. Januar 2021 betrug der Bestand an eKfz ca. 365 Tausend Stück [122] (s. Abbildung 25). Für die Zunahme an eKfz ist eine ausreichende Ladeinfrastruktur unerlässlich. Der Autofahrer kann dabei entweder auf eine eigene Ladesäule (LS) oder auf öffentliche Ladeinfrastrukturen zurückgreifen. Nach ersten Anlaufschwierigkeiten ist mittlerweile auch dank der staatlichen Fördermaßnahmen und Regelungen für gewerbliche Neubauten eine stark steigende Installationszahl an LS erkennbar. eKfz stellen eine neuartige und sehr relevante Herausforderung für die Energieversorgungssysteme dar. Das Hauptproblem ist jedoch nicht nur die Bereitstellung von genügend Energie, sondern der Transport der Energie über das Energieversorgungsnetz. Vor allem in dicht besiedelten Regionen werden Netzüberlastungen insbesondere im Verteilnetz erwartet [44]. Dabei ist gerade dort die Dichte an eKfz zum jetzigen Zeitpunkt besonders groß. Hinzu kommt das mangelnde Platzangebot im urbanen Bereich für private LS, was die Deutsche Energieagentur (dena) als potenzielles Kaufhemmnis in den nächsten Jahren einschätzt. Demnach werden 2030 je nach Szenario zwischen 0,6 und 1,1 Millionen Stellplätze mit privaten LS fehlen [123]. In Abbildung 25 ist die weitere Entwicklung der LS dargestellt. Es zeigt sich, dass insbesondere die LS mit $P_r = 11$ kVA und $P_r = 22$ kVA aktuell den größten Marktanteil ausmachen. Im Zuge des LS-Infrastrukturaufbaus wird die Etablierung eines Lademanagements nötig, um einerseits die Netzkapazität nicht zu überschreiten und andererseits Systemdienstleistungen mit den eKfz anbieten zu können. In einer Metastudie [124, S. 24] zeigten sich insbesondere die Ladeleistungen von $P_r = 11$ kVA und $P_r = 22$ kVA hierfür gut geeignet. Dies deckt sich mit der Verbreitung der Leistungsklassen. Beim Leistungsgradienten kann von einigen kVA pro Sekunde [45, S. 117] ausgegangen werden. Dies wird für diese Arbeit als 100 %/s angenommen.

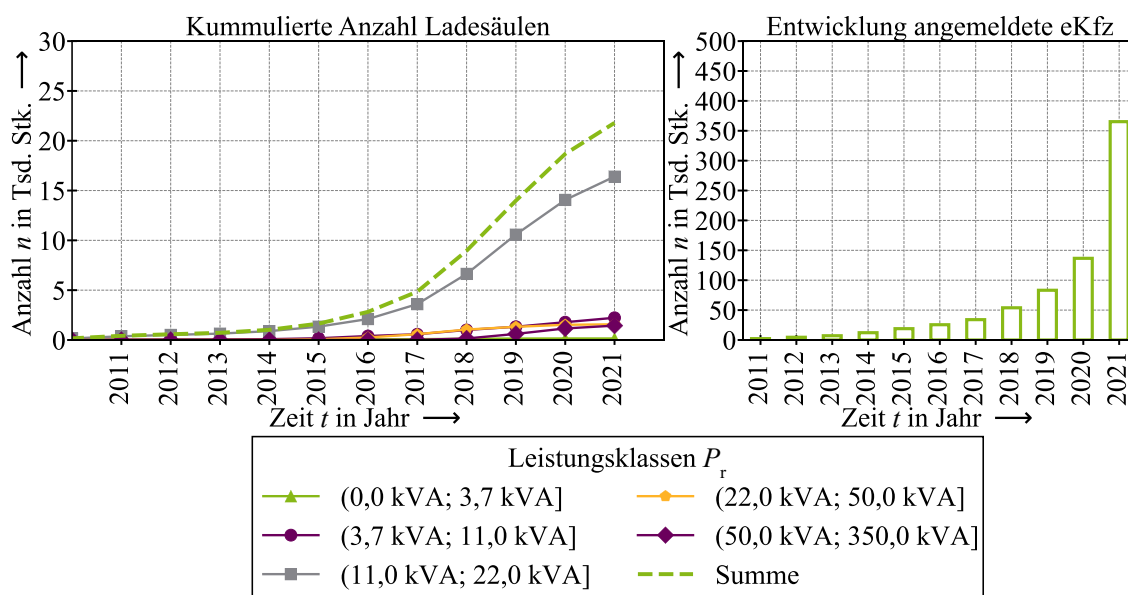


Abbildung 25 Kummulierte Anzahl Ladesäule nach Leistungsklasse und angemeldeten eKfz (vgl. [122, 125])

Eine weitere Technologieklasse, die in Haushalten und Quartieren als Flexibilität genutzt werden kann, sind Aggregate, die unter dem Komplex Power-to-Heat (PtH) zu fassen sind. Dies sind Heizstäbe und WP. Eine WP wandelt elektrische Leistung P_{el} mittels eines Trägermediums über einen zweiten Kreislauf in thermische Leistung Q_{th} um. Das Verhältnis zwischen beiden Leistungsformen wird als Coefficient of Performance (COP) bezeichnet (s. Formel (16)) [126].

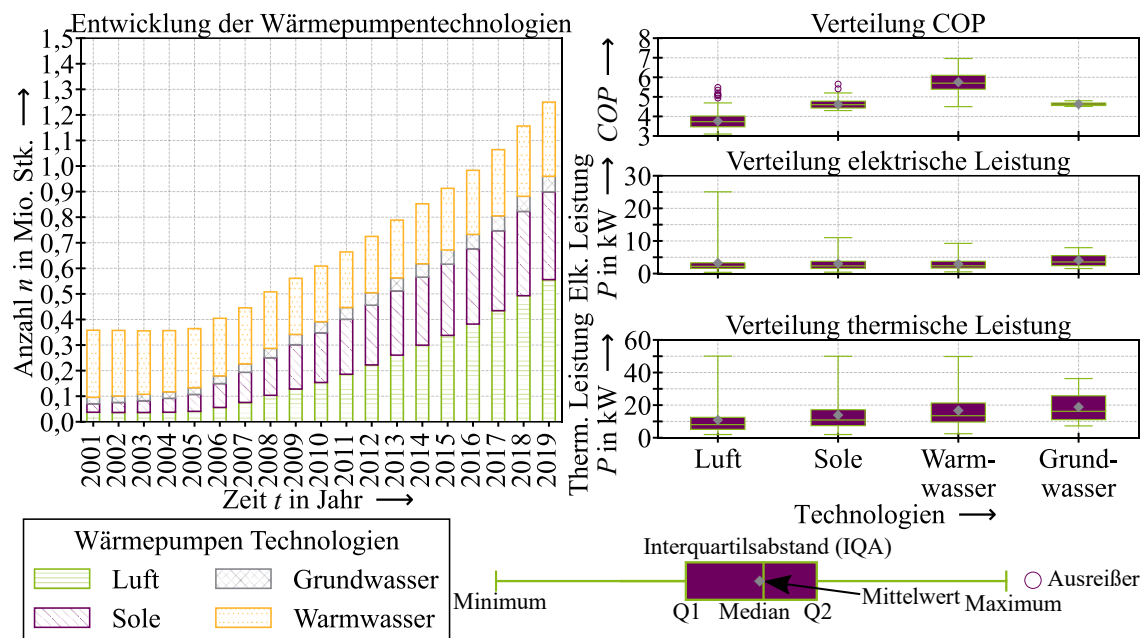
$$COP = \frac{Q_{th}}{P_{el}} \quad (16)$$

COP : Coefficient of Performance

Q_{th} : Ausgehende thermische Leistung

P_{el} : Eingehende elektrische Leistung

Heizstäbe werden oft zur Abdeckung der Spitzenlast genutzt und zusammen mit einer WP verbaut, beispielsweise für den Warmwasserbedarf (s. Abschnitt 3.4.2.2). Exemplarische COP sowohl mit elektrischer als auch mit thermischer Leistung sind als Boxplot in Abbildung 26 (rechts) für WP im thermischen Wertebereich bis zu $Q_{th} = 50$ kW dargestellt [127, 128].



COP : Coefficient of Performance (Leistungszahl) Stk.: Stück Elk.: Elektrisch Therm.: Thermisch

Abbildung 26 Wärmepumpentechnologien – Absatzzahlen und technische Parameter (vgl. [127, 128]).

Hierbei wird unter Wärmeleistung diejenige Heizleistung verstanden, die von einem unabhängigen Prüfungsinstitut nach den Vorgaben in DIN EN 14511 festgelegt wird. Es ist zu beobachten, dass die Boxplots für die thermische und elektrische Leistung ungefähr dem COP , also dem Verhältnis zwischen beiden Leistungsformen, entsprechen. Des Weiteren zeigen sich für die COP deutliche Unterschiede, was die Technologie betrifft. Hierbei wird Technologie die jeweilige Wärmequelle aufgefasst. Diese wird in Luft, Sole, Warmwasser und Grundwasser unterteilt. Die Entwicklung der Verbreitung der unterschiedlichen Technologien in Form von Absatzzahlen zwischen 2001 und 2019 ist ebenfalls in Abbildung 26 (links) dargestellt. Es zeigt sich, dass die Luft-

WP die größte Verbreitung besitzt [127, 128]. Aufgrund der elektrischen Leistung und der baurechtlichen Restriktionen werden in urbanen Gebieten insbesondere Luft-WP in Betracht kommen. In semiurbanen Gebieten sind noch Bohrungen z. B. für Grundwasser möglich. Neben dem COP , der nur die Leistung betrachtet, ist noch die Jahresarbeitszahl (JAZ) zur Bewertung von WP relevant. Für die Berechnung der JAZ werden in der DIN 4701-10 (s. Formel (17)) die verschiedenen WP-Typen und deren Energiebedarf sowie weitere Hilfsaggregate unterschieden.

$$JAZ = \frac{E_{th}}{E_{el}} \quad (17)$$

JAZ : Jahresarbeitszahl einheitenlos

E_{th} : Ausgehende thermische Energie in kWh E_{el} : Eingehende elektrische Energie in kWh

Mit der JAZ kann die Wirtschaftlichkeit einer WP besser abgeschätzt werden. Es wird eine $JAZ = 3,5$ bis $JAZ = 4$ angestrebt [126, 129, S. 58-59]. Verallgemeinert bedeuten ein höherer COP bzw. ein höhere JAZ einen effizienteren Betrieb und eine bessere Umwandlung des erforderlichen P_{el} zur Beheizung [108]. Zur Nutzung von möglichen Flexibilitätspotenzialen im Erwärmungsprozess eines Gebäudes muss neben der WP ein Pufferspeicher genutzt werden. Dieser hilft, die E_{th} zu speichern, damit sie zu späteren Zeitpunkten genutzt werden kann. An der Stelle könnte noch genauer auf Speicher- und Elektro-Direktheizungen eingegangen werden. Da Speicherheizungen an dieser Stelle mit dem Speichermodell (s. Abschnitt 3.4.3.2) abgebildet werden. Direktheizungen sind eine Wärmeabgabeart in einem Gebäude, was für die eigentlichen Forschungsfragen dieser Arbeit keine Relevanz besitzt.

Eine weitere mögliche Flexibilitätsoption, die im Rahmen einer Quartiersoptimierung auch Relevanz besitzt, sind die Haushaltslasten. Verbraucher im Haushalt können zwischen unflexiblen und flexiblen Lasten unterteilt werden (s. Abbildung 27). Zu den unflexiblen Lasten zählt vor allem die Beleuchtung. Flexible Lasten können zeitlich verschoben werden, ohne dass der Verbraucher dadurch signifikante Komforteinbußen hat. Flexible Verbraucher sind z. B. Geschirrspül- und Waschmaschine sowie Wäschetrockner, da sie zu unterschiedlichen Tageszeiten gesteuert werden können. Kühlgeräte sind in [130] als nicht flexibel definiert. Im Prinzip könnten diese auch bedingt flexibel eingesetzt werden.

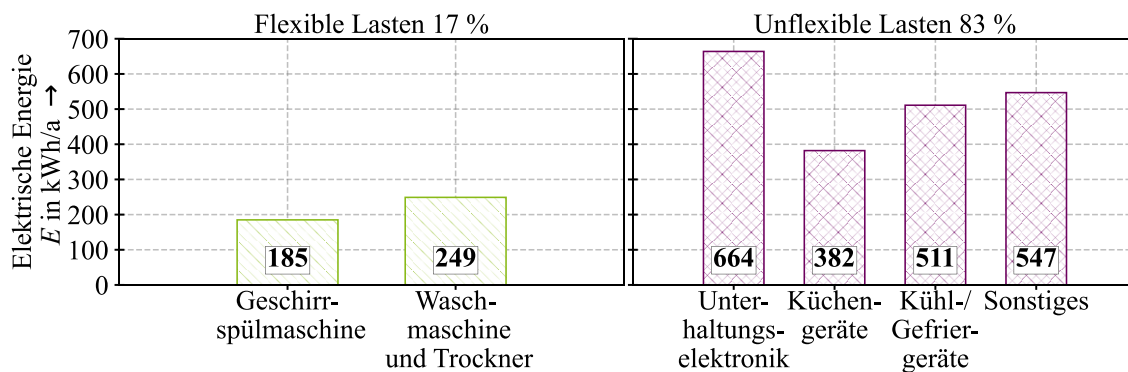


Abbildung 27 Haushaltsanwendungen mit Flexibilitätspotenzial (vgl. [130])

Aufgrund der Tatsache, dass in dieser Arbeit Flexibilitätsoptionen auch im Rahmen eines Feldtests untersucht werden und hierbei Kühlgeräte eine sehr untergeordnete Rolle gespielt haben, wird auch dies vernachlässigt, um einen Vergleich zwischen Feldtest und Simulation zu ermöglichen. Es zeigt sich ein flexibler Anteil der elektrischen Energie von 17 %, unterteilt in die einzelnen Anwendungen. Als konkretes Beispiel eines Verschiebungspotenzials kann der Fahrplan einer Waschmaschine aufgezeigt werden [131], welcher im Anhang in Abbildung 149 (s. Abschnitt 11.3.2) dargestellt wird.

2.3.5.4 Ausbauszenarien für unterschiedliche Flexibilitätsoptionen

Interessanter wird das Thema Flexibilitätsoptionen in den urbanen Strukturen, wenn nicht der Status Quo, sondern die zukünftige Entwicklung betrachtet wird. Die Entwicklung für die drei Gruppen ist in Abbildung 28 in jeweiligen Szenariobäumen und einem Mittelwert sowie einem maximal und minimal Verlauf dargestellt. Auf der linken Seite in Abbildung 28 ist die konventionelle Last dargestellt, in dieser sich ebenfalls die Haushaltslasten befinden. Es zeigt sich keine erhöhte Entwicklung. Es zeigt sich ein stagnierender Verlauf (insbesondere im Mittelwert). Eine erhöhte Entwicklung ist insbesondere bei dem Markthochlauf von eKfz und WP anhand von Ausbauszenarien zu beobachten. Bei den eKfz ergibt sich eine relativ hohe Spannweite, dies zeigt sich bei der Betrachtung des Szenariobaums der sich durch diverse Studien ergibt ([132–140]) und reicht von 5 Mio. Stk. bis zu 53 Mio. Stk. im Jahr 2050. Der Szenariobaum für die Entwicklung der eKfz ist in Abbildung 28 (mittig) dargestellt. Die Relevanz der WP wird ebenfalls deutlich, bei der Betrachtung des Szenariobaums (der auf diverse Studien basiert [40, 42]) die sich durch diversen Studien ergeben, diese sind in Abbildung 28 (rechts) dargestellt. Diese reichen von ca. 4 Mio. Stk. WP bis zu 17 Mio. Stk. WP im Jahr 2050.

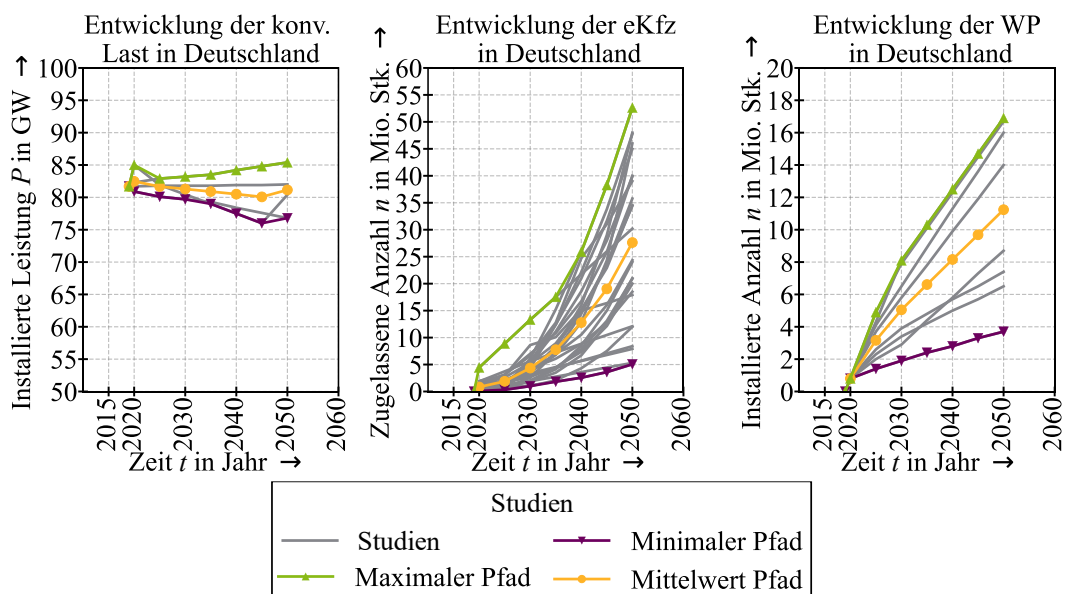


Abbildung 28 Szenariobäume zur Entwicklung der konventionellen Last, dem Markthochlauf von eKfz und WP diverser Studien bis zum Jahr 2050 (vgl. [40, 42, 132–140])

2.4 Zwischenfazit

Das energiewirtschaftliche Umfeld von urbanen Energiequartieren sieht sich mit dem Ausbau der DEA und der neuen elektrischen Lasten (z. B. eKfz und WP) mit ähnlichen Herausforderungen konfrontiert, wie das gesamte überregionale Energiesystem auch. Zu deren Lösung können Energiequartiere einen wesentlichen Beitrag in Form einer nachhaltigen und ökonomischen Energieversorgung leisten, insbesondere da zukünftig immer mehr Menschen in Städten leben werden. Die Einhaltung von technischen Restriktionen, die vor allem das Verteilnetz betreffen, ist ein weiteres wichtiges Kriterium. Hinsichtlich der Definition von Energiequartieren hat sich gezeigt, dass es aktuell keine allgemeingültige Definition des Begriffes gibt, sondern unterschiedliche Definitionen in den einzelnen Wissenschaftsdisziplinen. Deswegen in diesem Kapitel eine eigene Definition für „Energiequartiere“ (angelehnt an Energiezellen) aufgestellt. Des Weiteren wurden exemplarische Netze von Energiequartieren vorgestellt. Hierbei hat sich herausgestellt, dass urbane Verteilnetze von kürzere Leitungslängen und höheren Lastdichten im Verhältnis zu einer geringen DEA-Dichte geprägt sind. Hingegen zeichnen sich semiurbane und ländliche Netze durch deutlich geringere Lastdichten und höhere DEA-Dichten aus. Dies machen die Flexibilitätsnutzung und Optimierung in urbanen Quartieren kompliziert, da hohe Leistung von Lasten nur wenig lokal eingespeiste Energie gegenübersteht. In diesem Umfeld sieht sich eine Flexibilisierung zusätzlich mit den Herausforderungen des geringen Platzes konfrontiert. Mögliche lastseitige Flexibilitätsoptionen konzentrieren sich insbesondere auf WP und eKfz, welche die Sektorenkopplung darstellen sowie Teilen der Haushaltsanwendungen. Weitere mögliche Flexibilitätsoptionen, sind BS, die aber sehr von den PVA abhängen, die an den Immobilien installiert werden können. Zusätzlich können auf der Einspeiseseite noch BHKW in verschiedenen Leistungsgrößen errichtet werden.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass eine Flexibilisierung zur Optimierung eines Energiequartiers grundsätzlich möglich ist, sie sich nur aber begrenzt umsetzen lässt. Einspeiseflexibilitäten müssen zwingend mitbetrachtet werden, um eine Energieversorgung zu gewährleisten, die den Zielen des EnWG gerecht wird.

3 Entwicklung eines Optimierungsmodells für Quartiere

3.1 Portfoliooptimierung in der Energiewirtschaft

3.1.1 Bilanzierung und Energiehandel

Im klassischen Energiehandel und in der Energiewirtschaft werden Bilanzkreise genutzt, welche einen virtuellen energetischen Bilanzierungsraum definieren. Diese sind an einen Energiehändler, den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV), gebunden. Im Bilanzkreis werden Importe und Exporte verrechnet. Ziel ist es, in diesen Bilanzkreisen die Im- und Exporte jeden 15-Minuten-Schritt ausgeglichen zu halten. Bilanzkreise sind einem Übertragungsnetz zugeordnet. Dort werden sie vom ÜNB verwaltet. Bei Abweichungen des Imports vom Export wird Ausgleichsenergie an die jeweiligen BKV verrechnet. Darüber hinaus kauft der ÜNB die Regelleistung am Regelleistungsmarkt ein. Diese schließt den Saldo im gesamten Übertragungsnetz ein und setzt sich aus den Differenzen der einzelnen Bilanzkreise zusammen. Die Bilanzierung in zukünftigen Energiesystemen kann mit dem zellularen Ansatz [69] realisiert werden. Dies funktioniert in einer ähnlichen Systematik, wie dies aktuell auf der ÜNB-Ebene umgesetzt wird. Hierbei werden mehrere Quartiere auf VNB-Ebene bilanziell gegeneinander verrechnet. Im Bilanzraum der einzelnen Quartiere können die Flexibilitätsoptionen genutzt werden, die den Saldo (Residuallast s. Formel ((3)) ausgleichen können. Dieser Vorgang ist in Abbildung 29 dargestellt. Hierbei haben einzelne Quartiers-BKV die Verantwortung über den Ausgleich zwischen Import und Export. Es kann auch ein BKV für mehrere Energiequartiere verantwortlich sein oder auch für alle, dies ist in Abbildung 29 mit dem Bilanzkreis beispielhaft gekennzeichnet. In dem Beispiel beziehen Quartier 1 und Quartier 2 zusammen $P_{Import t} = 850 \text{ kW}$ und Quartier 3 sowie Quartier 4 speisen gemeinsam $P_{Export t} = -500 \text{ kW}$ in das Energiesystem ein.

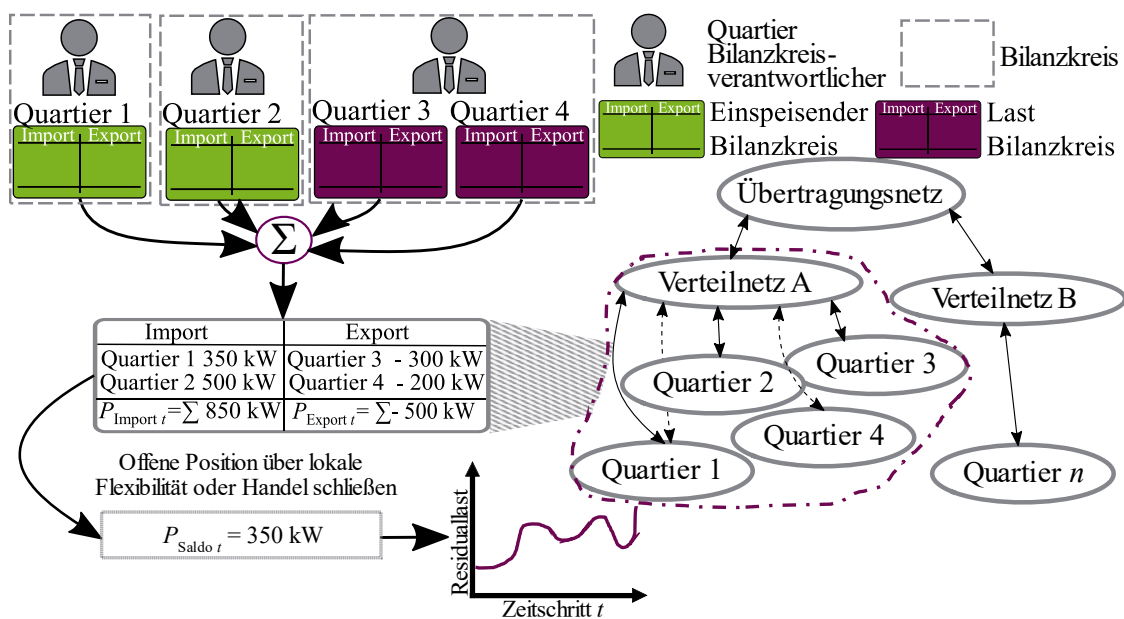


Abbildung 29 Bilanzkreissystematik angewendet auf Quartiere

Als Saldo ergibt sich eine offene Position von $P_{\text{Saldo } t} = 350 \text{ kW}$. Dies erfolgt für jeden 15-Minuten-Zeitschritt t , weswegen die Leistungen P mit t indiziert sind. Diese müssen zusätzlich durch lokale Flexibilität bereitgestellt werden. Dies kann durch den Quartiers-BKV umgesetzt werden. In letzter Instanz wenn noch ein übriges Saldo (im Beispiel die $P_{\text{Saldo } t} = 350 \text{ kW}$) ausgeglichen werden muss, kann dies vom BKV, der meist das EVU ist, durch Handelsaktivitäten am Spotmarkt nachgekauft werden [141].

3.1.2 Portfoliomanagement und -optimierung

Das Portfoliomanagement in der Energiewirtschaft ist in das Bilanzkreismanagement integriert und unterstützt die ökonomisch effiziente Schließung der offenen Positionen, wobei es sich sowohl um mögliche Unter- als auch um Überdeckungen eines Bilanzkreises handeln kann. Mit Optimierungsverfahren (z. B. einer linearen Optimierung) wird versucht, die vorhandene Einspeisekapazität hierfür optimiert zu nutzen. Für den Fall, dass diese nicht ausreicht, werden in die Optimierung börsliche und bilaterale außerbörslich gehandelte Energieprodukte sowie Flexibilitäten hinzugefügt. In Abbildung 30 ist der zeitliche Verlauf der Energiebelieferung dargestellt.

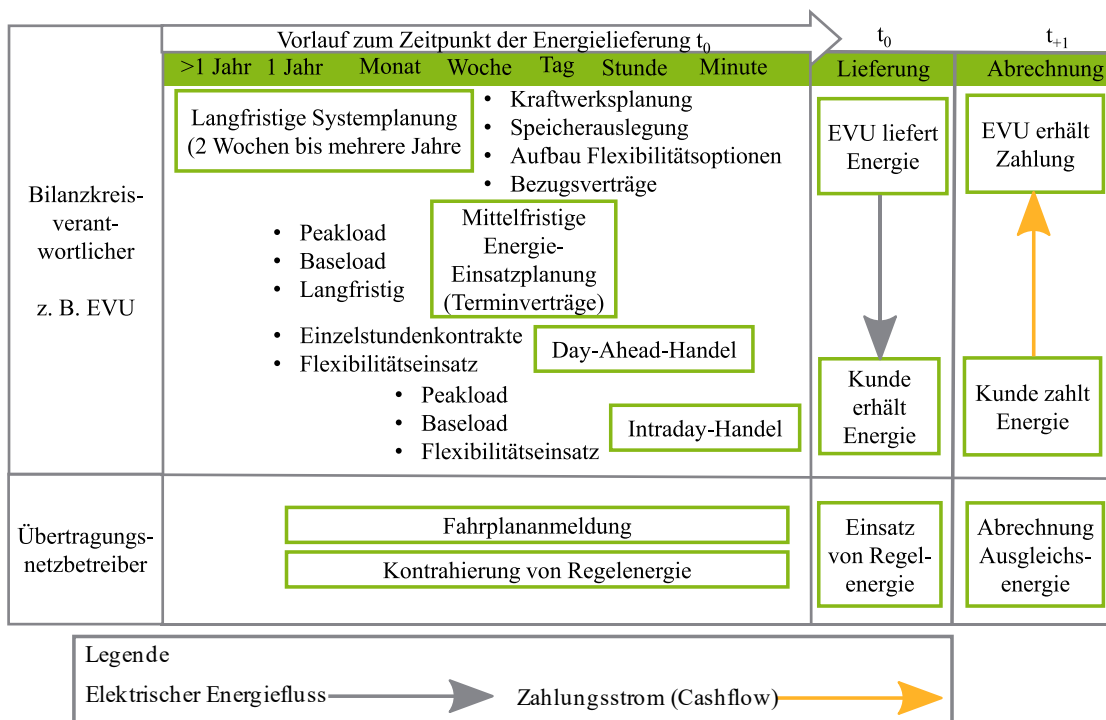


Abbildung 30 Zeitlicher Verlauf der Energiebelieferung mittels Energieprodukten (vgl. [141, 317-322])

Im zeitlichen Horizont steht beim EVU die langfristige Systemplanung von Kraftwerkskapazitäten oder anderen Flexibilitätsoptionen im Mittelpunkt. Im liberalisierten Energiemarkt können sowohl Käufer als auch Verkäufer elektrische Energie an der Börse handeln, um die eigene Energiebeschaffung zu optimieren. Diese gekaufte bzw. verkaufte Menge muss dann entsprechend von beiden Handelspartnern geliefert, abgenommen und bezahlt werden. Da die Menge immer auf Prognosen basiert, können hier Abweichungen und damit offene Positionen auftreten. Bei der zeitlichen Betrachtung unterscheidet man zwischen langfristig, im Bereich zwei Jahre bis mehrere

Jahre. Des Weiteren mittelfristig im Bereich von einem Tag bis zwei Wochen und kurzfristig (Day-Ahead und Intraday) im Bereich von 24 h bis zu wenigen Minuten vor der Lieferung, hier können Verbrauchsprognosen für den Handel an Terminmärkten genutzt werden [142, S. 139]. Hierbei handelt es sich teilweise um langfristige Handelsverträge, wodurch die Grundlast mit zugehörigen Produkten, welche als „Baseload“ bezeichnet werden, gedeckt wird. Um die Leistungsspitzen bzw. die Mittelast zu decken, werden „Peakload“-Produkte gehandelt. Diese Produkte besitzen definierte Leistungsbänder, also eine eindeutig festgelegte Leistung und eine definierte Dauer. Je näher der aktuelle Zeitpunkt an den finalen Lieferzeitpunkt t_0 rückt, desto mehr Einzelstundenkontrakte werden gehandelt. Diese kurzfristigen Geschäfte, die im Day-Ahead- und Intraday-Handel am Spotmarkt abgewickelt werden, sind zur Schließung offener Positionen weniger Tage bis Stunden vor Lieferung geeignet. Die Lieferung wird über eine Fahrplananmeldung beim ÜNB abgewickelt. Sich später ergebende Abweichungen werden dann über die Ausgleichsenergie abgerechnet [141, S. 317–322]. In diesem Zeithorizont kann auch der Einsatz von Flexibilitätsoptionen erfolgen. Bei dieser zeitlichen Auflösung von wenigen Tagen bis Stunden vor dem Lieferzeitpunkt werden möglichst genaue Prognosen benötigt. Diese optimierte Strombeschaffung durch die Kombination von lang- und kurzfristigen Produkten wird als Portfoliomanagement bezeichnet. Ein Beispiel für eine Schließung der offenen Positionen mit den aufgezeigten Energieprodukten ist in Abbildung 31 dargestellt. Nach t_0 erfolgt die Abrechnung mit dem ÜNB. Es verbleiben trotz genauer Prognose und optimierter Handelsstrategie weiterhin letzte offene Positionen. Diese offenen Positionen werden über die Ausgleichsenergie geschlossen.

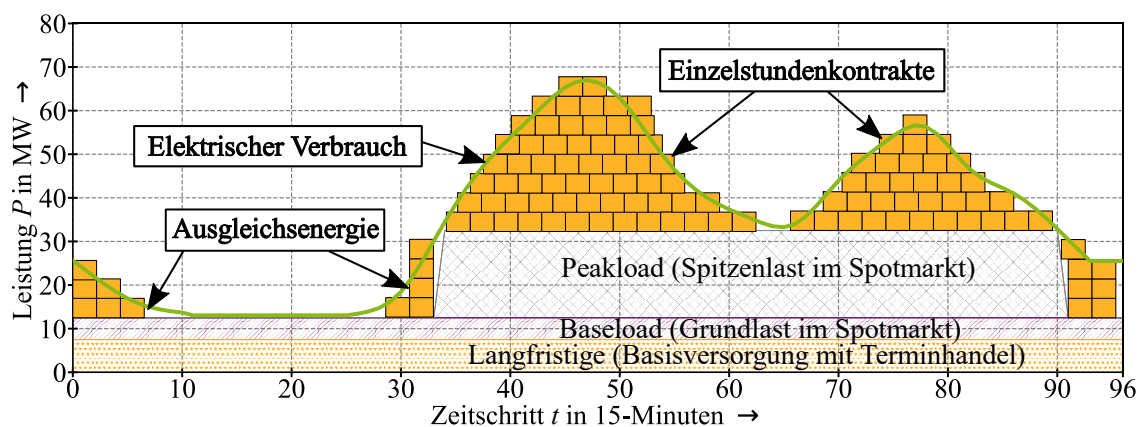


Abbildung 31 Beispielhafte Belieferung des Verbrauchs unterteilt in Energieprodukte (vgl. [141, S. 467])

3.2 Modell eines integrierten lokalen Energiesystems

Im Folgenden wird das Gesamtmodell für ein Energiequartier beschrieben. Die Bilanzgrenzen der einzelnen Elemente sind in Abbildung 32 dargestellt. Hieraus ergeben sich die Elemente, die benötigt werden, damit dies im Weiteren mathematisch modelliert werden kann, um es bei späteren Simulationen einzusetzen. Es wurde bereits beschrieben, dass ein Energiequartier eine Energiebilanz darstellt, die sich im Falle eines Energiequartiers in mehrere Energiesektoren gliedert. In Abbildung 32 sind die Bilanzgrenzen und die unterschiedlichen Betrachtungshierarchien

eines Energiequartiers dargestellt. In der obersten Hierarchie ist das System Stadt abgebildet. In das System Stadt gehen mehrere Energieträger als Energiefluss ein. Dies sind neben Strom und Gas vor allem Öl, aber auch weitere Rohstoffe. Darunter befindet sich direkt das System Energiequartier. Hier findet über BHKW oder größere DEA und Speicher eine Energieumwandlung statt (wie in Abschnitt 2.2.4.3 Abbildung 18 dargestellt). Die verschiedenen Gebäude sind auf dieser Ebene zu einer Energiezelle über das elektrische Netz miteinander verbunden. In der Ebene Gebäude findet über andere Aggregate wie z. B. Haushaltsspeicher oder Haushaltswaren und vor allem mittels Sektorenkopplung [143] auch eine Energieumwandlung statt. Die wichtigen Energieträger bzw. Infrastrukturen sind Strom, Gas, Öl und Fernwärme, sofern ein städtisches Fernwärmenetz vorhanden ist. In der Ebene Aggregat befinden sich die einzelnen Aggregate, die im Gebäude angesiedelt sind und mittels eines Modells abgebildet werden.

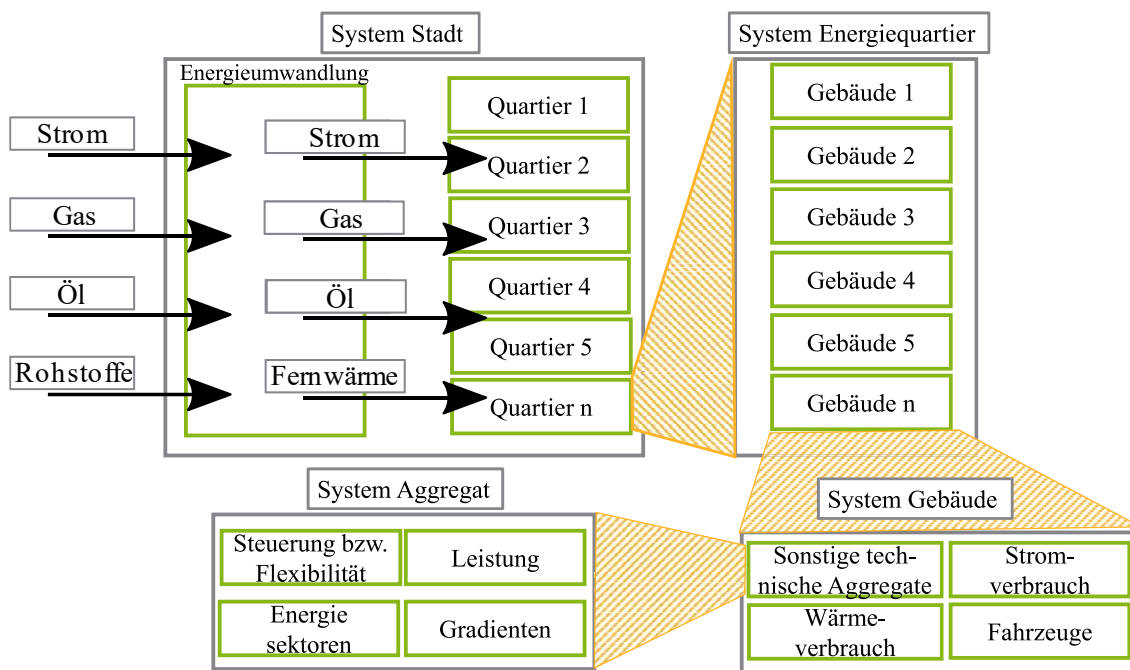


Abbildung 32 Bilanzgrenzen im Modell für das urbane Energiesystem

Auf dieses Modell wird im Weiteren eingegangen. Das Modell ist in Abbildung 33 mit den Energiesektoren und den jeweiligen Elementen, die an diesen Sektor angeschlossen sind, abgebildet. In einem Energiequartier bestehen mehrere energetische Sektoren. Die relevanten Energiesektoren sind zum einen der Strom-, Wärme- und Mobilitätssektor und zum anderen noch ein optionaler Gassektor, der als Hilfssektor fungiert [144], da dieser nicht direkt zur Bereitstellung der Endenergie dient, sondern indirekt Aggregate versorgt die wiederum die Endenergie bereitstellen. Der Austausch zwischen zwei Energiesektoren wird durch die Leistungsflüsse über die entsprechenden Aggregate dargestellt. Diese koppeln Sektoren (z. B. WP oder LS für eKfz), indem sie den einen Energieträger in einen anderen Energieträger umwandeln [145, S. 23]. Beispielhaft hierfür sind PtH-Anlagen, die elektrische Energie von einer PVA in thermische Energie umwandelt und in das Wärmesystem des Energiequartiers oder eines Gebäudes einspeisen. Die erzeugte thermische Energie kann verbraucht oder mittels eines Wärmespeichers gespeichert werden.

Jeder Sektor stellt einen Energieträger dar, der einen oder mehrere Bedürfnisse im Energiequartier bedient. Auf der Grundlage dieses Konzepts wird ein Modell für die Energieflüsse von der Quelle bis zur Senke eines Energiebedarfs abgeleitet, das wiederum auf Energiequartiere anwendbar ist. In diesem Modell können Flexibilitätsoptionen durch einen Algorithmus optimiert werden.

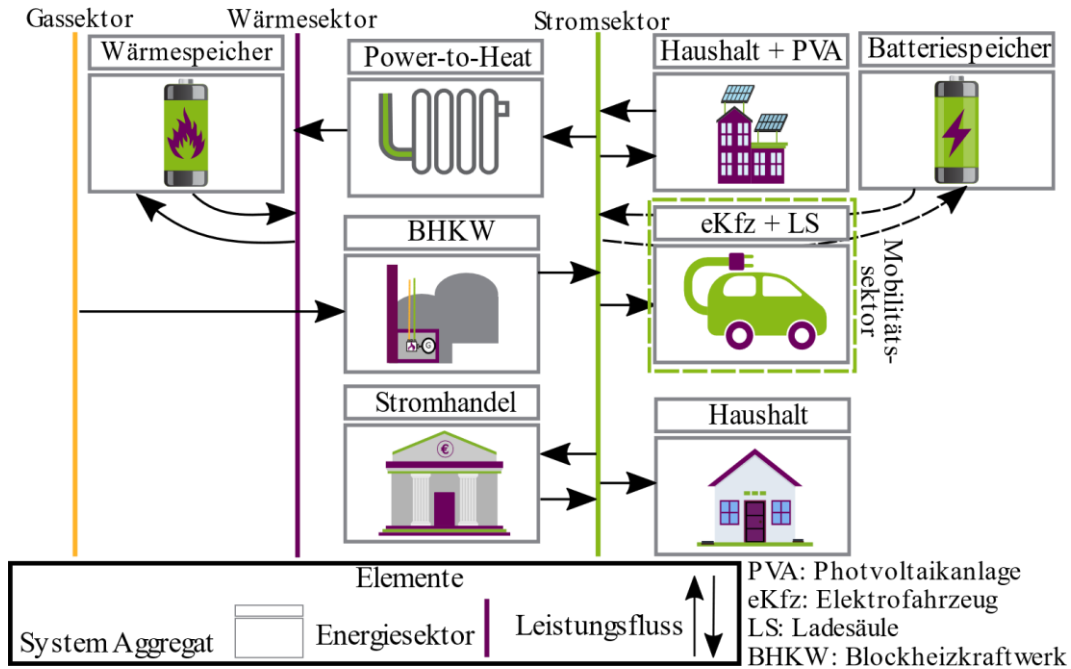


Abbildung 33 Modell eines integrierten Energiesystems für Energiequartiere mit Energiesektoren

3.3 Auswahl eines geeigneten Optimierungsalgorithmus

Nachdem festgelegt und beschrieben worden ist, wie eine Quartiersversorgung funktioniert und was die möglichen energiewirtschaftlichen Aufgaben und Lösungsmöglichkeiten sein könnten, müssen im nächsten Schritt die exakte Modellierung und die Simulation durchgeführt werden. Hierbei spielt insbesondere die mathematische Modellbildung eine zentrale Rolle. Diese bezeichnet den Prozess der formalen Herleitung und Analyse des mathematischen Modells hin zur Kernuntersuchung des technischen Systems (in diesem Fall der urbanen Quartiere) [141]. Die formalen Regeln und Gesetze (hierbei handelt es sich in diesem Fall um physikalische Gesetze, regulatorische Vorgaben und Bilanzgrenzen des Energieversorgungssystems) werden in ein streng fixiertes Modell umgewandelt. Bei den Modellen kann beim Modelltyp zwischen deterministisch oder stochastisch unterschieden werden. Zudem lassen sich die Modelle nach dem Charakter der Ursache-Wirkungs-Beziehung unterscheiden. Entweder lässt sich das Modell aus der Physik ableiten oder es ist ein Blackbox-Prinzip nötig. Darüber hinaus muss in dem Modell definiert werden, welche Modellfunktionen welche Modellvariablen beinhalten, ob es sich um statische oder dynamische Variablen handelt und welche Definitions- und Wertebereiche diesen zugeordnet sind. Im Fall der Quartierssimulation handelt es sich um deterministisches System, d. h., es lässt sich aus den physikalischen Gegebenheiten ableiten [82], da die grundsätzlichen Zusammenhänge bekannt sind und keine Messungen mit Übertragungsfunktion durchgeführt werden müssen.

Die Beschreibung des Energiesystems erfolgt mit einem Input-Output-Modell, wie in Abbildung 34 dargestellt. Ein derartiges Modell wird sich immer durch Abstraktion auszeichnen, also durch eine bewusste Vernachlässigung bestimmter Eigenschaften und Merkmale.

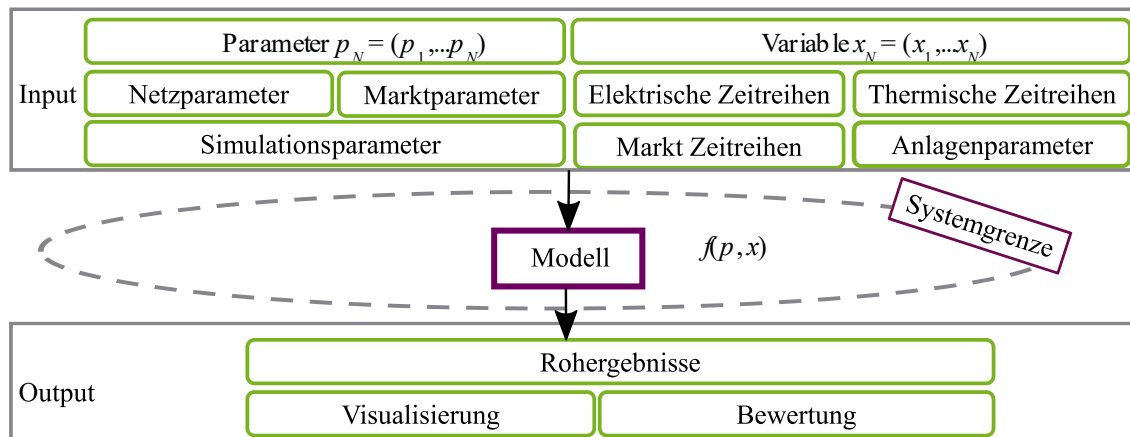


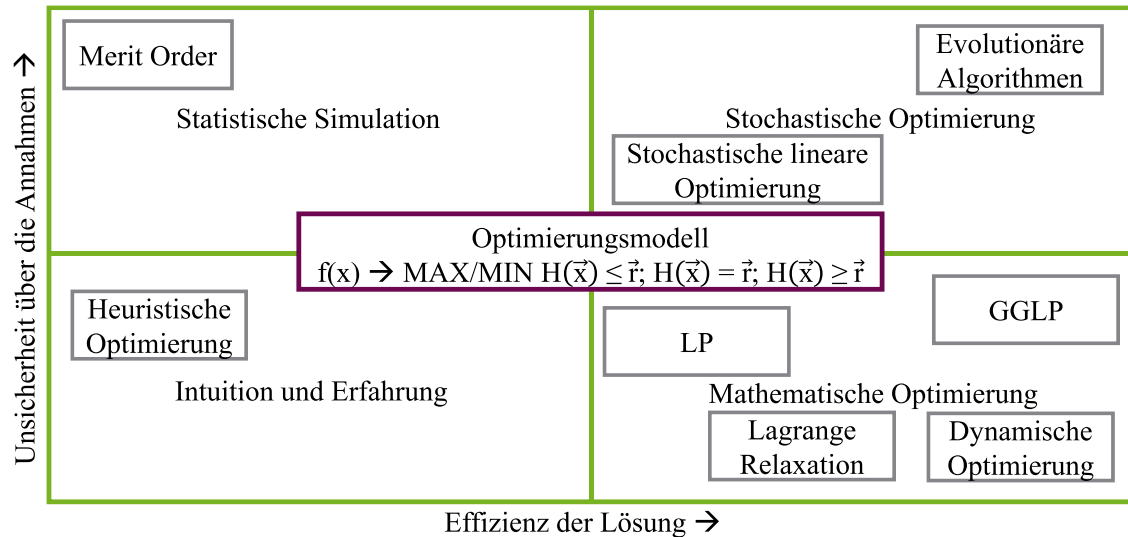
Abbildung 34 Struktur der Simulation als Input-Output-Modell (in Anlehnung an [141, S. 162-166])

Auf dieser Weise können bestimmte Modelleigenschaften hervorgehoben werden. Das Gesamtsystem wird in Teilsysteme untergliedert. Dies erfolgt durch eine Aufspaltung in einzelne Module, die in Form eines Top-Down-Entwurfs aufgebaut werden. Die konkrete Umsetzung wird in Abschnitt 3.4 vorgestellt, hierbei entsprechen die Rohergebnisse den Fahrplänen (dies wird in Abschnitt 3.4 erläutert) und die Bewertung einer Kennzahlenanalyse (s. Kapitel 5). Viele technische Optimierungsprobleme werden differenziert nach einem Hauptziel und mehreren Sekundärzielen als Nebenbedingung modelliert. Im Falle einer Portfoliooptimierung ist es das Ziel das Portfolioergebnis zu maximieren und relevante Nebenbedingungen, wie beispielsweise einen ausgeglichenen Bilanzkreis, technische Restriktionen oder Ähnliches, einzuhalten. Damit solche komplexen Zusammenhänge im Portfolio darstellbar und bewertbar bleiben, muss ein mathematisches Modell formuliert werden. Optimierung bedeutet in mathematischer Hinsicht die Bestimmung eines Maximums oder eines Minimums einer bestimmten Funktion $f(x)$. Diese besitzt über Definitionsbereiche und Restriktionen einen eindeutigen Zustandsraum S . Mit dieser Optimierung wird versucht, einen Entscheidungsprozess zu unterstützen. Zur Optimierung eines Portfolios stehen grundsätzlich folgende Optimierungsmethoden zur Verfügung:

- Heuristische Optimierung
- Mathematische Optimierung (z. B. lineare Programmierung)
- Stochastische Optimierung (z. B. evolutionäre Algorithmen)
- Statistische Optimierung
- Kombination dieser Verfahren

Ein Überblick über die speziellen Methoden zur Entscheidungsunterstützung bei einer Portfoliooptimierung ist in Abbildung 35, in den Dimensionen Unsicherheit über Annahmen und Effizienz der Lösung dargestellt. Unten links ergeben sich heuristische Lösungsmöglichkeiten. Diese können insbesondere auf Erfahrungswerten beruhen. Ihre Genauigkeit ist relativ gering. Deshalb

müssen hier wenige Annahmen über das Modell getroffen werden, die sich schnell etablieren lassen. In den statistischen Optimierungen befinden sich insbesondere Möglichkeiten, die auf der Merit-Order basieren. In den stochastischen Optimierungen hingegen sind Algorithmen und deren Zufallsvariablen enthalten. Der besondere Fokus bei den Lösungsmöglichkeiten für eine Kraftwerkseinsatzplanung liegt auf den mathematischen Optimierungen.



LP: Lineare Programmierung | GGLP: Gemischt ganzzahlige lineare Programmierung
 H: Koeffizientenmatrix der Nebenbedingungen | \vec{r} : Vektor der rechten Seite

Abbildung 35 Optimierungsverfahren für ein Quartiersmodell (in Anlehnung an [141, S. 488])

Diese beinhalten insbesondere die lineare Programmierung (LP) [146] und die gemischt ganzzahlige lineare Programmierung (GGLP). Diese werden oft in den Bereichen Logistik, Transport, Produktionsplanung, Finanzen und Energiewirtschaft eingesetzt [147]. Zur Eingrenzung des Algorithmus zur Problemlösung wird hier herausgestellt, welche Herausforderungen gelöst werden müssen. Die Optimierungsaufgabe weist teilweise lineare, aber auch linearisierbare Zusammenhänge auf. Die nicht linearisierbaren Zusammenhänge, die die Netzinfrastruktur betreffen, werden in Abschnitt 3.7 erläutert. Der eingesetzte Algorithmus muss für diese Zusammenhänge und den Lösungsraum geeignet sein. Im Bereich der energiewirtschaftlichen Portfoliooptimierung ist das Verfahren der GGLP das Mittel der Wahl, da es die angesprochenen Anforderungen optimal erfüllt. Ausformuliert sieht ein GGLP wie in den Formeln (18) und (19) aus.

$$MIN f(\vec{x}) = \sum k(j) \cdot \vec{x} \quad \forall j \in J, \vec{x} \in \mathbb{R}^n \tag{18}$$

$$H \cdot \vec{x} \begin{cases} \geq \\ = \\ \leq \end{cases} \vec{r} \quad \vec{x}, \vec{r} \in \mathbb{R}^n \tag{19}$$

- f : Zielfunktion
- \vec{r} : Vektor der rechten Seite der Nebenbedingung
- H : Koeffizientenmatrix der Nebenbedingung
- $k(j)$: Kostenkoeffizient der Zielfunktion
- \vec{x} : Variablenvektor
- j : Zählvariable für die Zielfunktion

Der Variablenvektor \vec{x} setzt sich aus kontinuierlichen und binären Variablen zusammen. Aufgrund der unterschiedlichen Variablentypen und bedingt durch die lineare Verknüpfung

der Variablen mit den Koeffizienten in der Zielfunktion f und den jeweiligen Nebenbedingungen H wird das Optimierungsproblem als „gemischt ganzzahlig linear“ bezeichnet, was oben als GGLP beschrieben worden ist. Die Kostenkoeffizienten können im gesamten Wertbereich der reellen Zahlen liegen, inklusive des Wertes Null. Ein Beispiel für ein einfaches Optimierungsproblem ist in Abbildung 36 mit den Variablen x_1 und x_2 und der Zielfunktion f dargestellt.

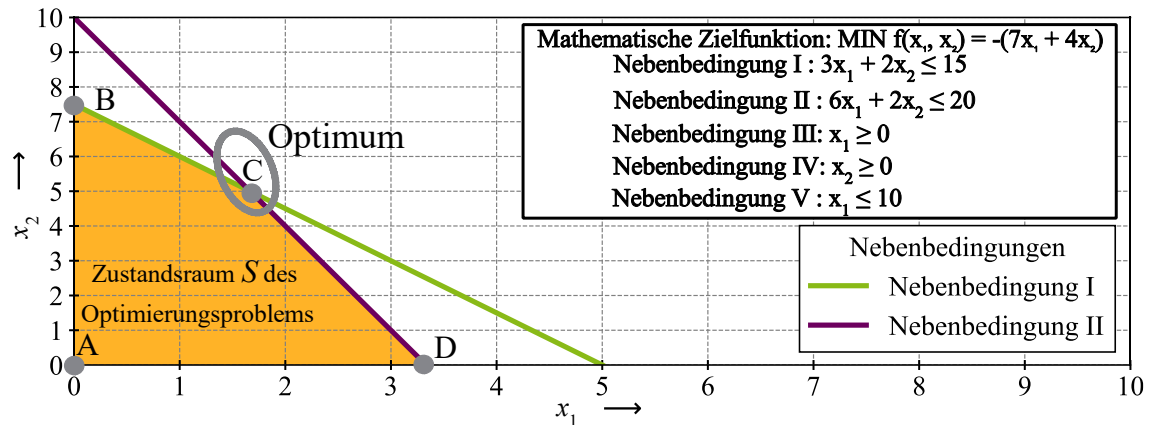


Abbildung 36 Lösungsraum einer GGLP (vgl. [141, S. 446-454, 148, S. 22])

Dabei gilt als Definitionsbereich $x_1, x_2 \in R := \{0, 1, 2, 3, \dots\}$ mit fünf Nebenbedingungen, die die Grenze der Variablen beschränken, wodurch sich der Zustandsraum S_R aufspannt, in dem mögliche Lösungen enthalten sein können. Durch den Wegfall der Nebenbedingungen ergäbe sich eine uneingeschränkte Lösung, die auch als „triviale Lösung“ bezeichnet wird. Erst die Nebenbedingungen erfordern eine Abweichung der Variablen x_1, x_2 von der Höchstgrenze des Definitionsbereichs. Die Nebenbedingungen werden, wie im Beispiel zu sehen, mit Gleichungssystemen, in der Koeffizientenmatrix H und dem Variablenvektor formuliert. Zur Lösung eines GGLP wird auf einen Solver zurückgegriffen, der mit dem „Branch-and-Cut“-Verfahren arbeitet. Dies ist eine Kombination aus dem „Branch-and-Bound“- und dem Schnittebenenverfahren. In Abbildung 37 wird das Verfahren dargestellt. Es ergibt sich ein iterativer Lösungsbaum, in dem versucht wird, die optimale Lösung zu finden, indem die Variablen x_1, x_2 angepasst werden [149].

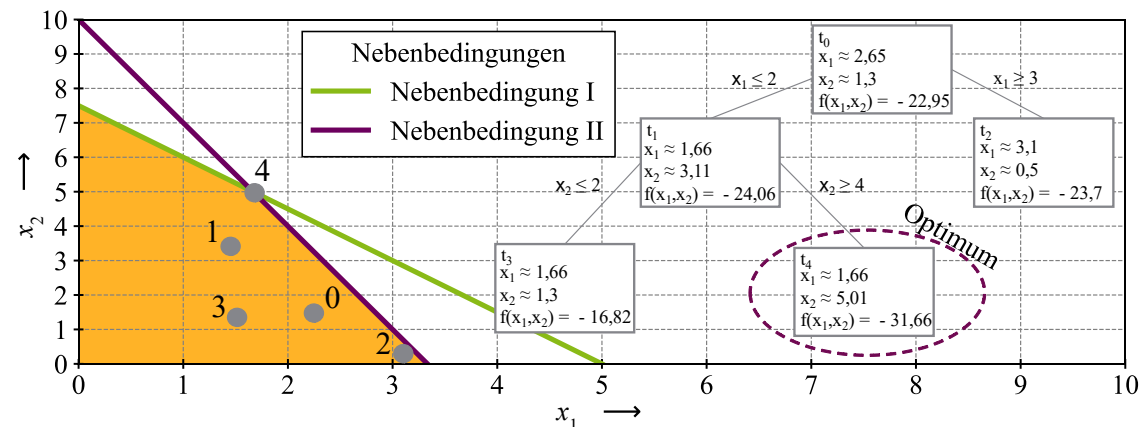
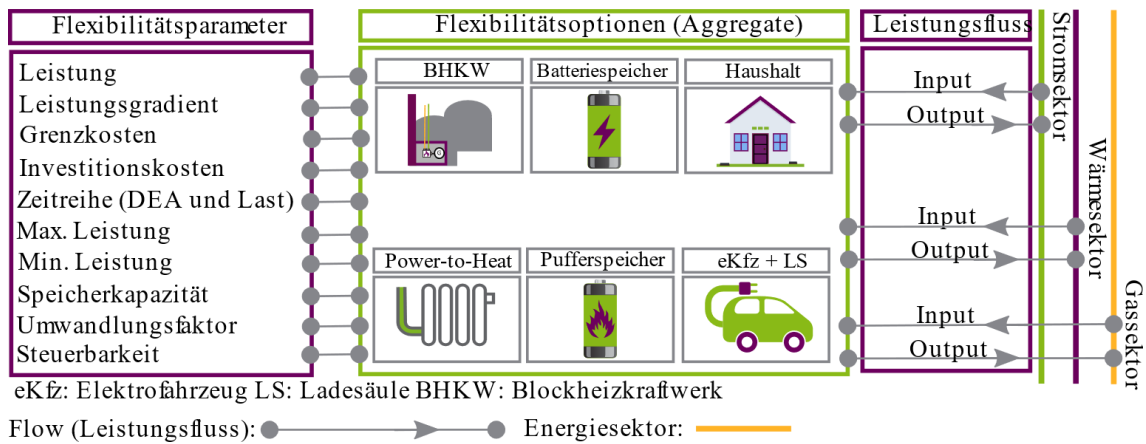


Abbildung 37 „Branch-and-Bound“-Verfahren zur Lösung eines GGLP (vgl. [146, S. 181])

3.4 Ausgestaltung des Quartiersmodell

3.4.1 Modellierung von Leistungsflüssen und Energiesektoren

Zunächst wird für das Quartiersmodell die Modellierung der Energiesektoren – Strom, Gas, Wärme und Mobilität (wird im Stromsektor abgebildet) – benötigt. Hierfür werden, wie in Abschnitt 3.2 aufgezeigt, ebenfalls die Leistungsflüsse gebraucht, die einen Transport von Energie von einem Einspeiser zu einem Verbraucher auch über Sektorengrenzen hinweg darstellen. In Abbildung 38 ist das Modell für die Flexibilitätsoptionen (bzw. Aggregate) im Quartiersmodell zusammen mit den Leistungsflüssen wiedergegeben. Auf der linken Seite ergeben sich die Parameter (als Flexibilitätsparameter bezeichnet) die in das Modell eingehen. Neben der Leistung, den Leistungsgradienten und Grenzkosten ergeben sich auch Zeitreihen die sowohl das Einspeiseverhalten der DEA als auch das Verbrauchsverhalten der Lasten abbilden.



Die weiteren Parameter werden in den jeweiligen Modellen genauer erläutert. Dies wird im Modell als „flow“ bezeichnet. Die Leistungsflüsse $P_{flow\ f\ i\ o}$ sind sowohl mit einem Energiesektoren als auch mit einem Aggregat verbunden. Dabei kann ein Aggregat mehrere flows besitzen, z. B. eine elektrische Last einen flow (vom Stromnetz zur Last), ein Speicher besitzt zwei flows (einen vom Stromnetz und einen zum Stromnetz) und eine WP besitzt auch zwei flows (einen vom Stromsektor und einen zum Wärmesektor). Der Leistungsfluss ist als eine installierte Leistung $P_{inst.\ f\ i\ o}$ multipliziert mit einem Konvertierungsfaktor η_f (der den Umwandlungswirkungsgrad angibt) und dem Status des Aggregats $p_{Status\ f\ i\ o\ t}$ definiert (s. Formel (20) und (21)). Der Status gibt hierbei mit den Parametern i, o und t den „input“, den „output“ und den Zeitpunkt an, zu dem der jeweilige Leistungsfluss fließt. Als Restriktion ergibt sich, dass der Fluss eine Nichtnegativbedingung besitzt. Bei umgekehrten Flüssen, z. B. bei einem Speichersystem, entstehen, wie Abbildung 38 zu entnehmen ist, sowohl eine i - als auch eine o -Richtung. Die $P_{flow\ f}$ können mit Schranken in einem Wertekorridor kanalisiert werden. Dies ist durch die Parameter „Min Leistung“ und „Max Leistung“ möglich (s. Abbildung 38 und Formeln (22), (23), (24) (25) und (26)). Hierdurch wird sichergestellt, dass $P_{flow\ f\ i\ o}$ weder $p_{flow\ max\ f}$ noch $p_{flow\ min\ f}$ verletzt. Diese Nebenbedingung wird insbesondere für die Netzrestriktionen relevant sein (s. Abschnitt 3.7).

$$P_{\text{Status}fio t} = \frac{P_{\text{Status}fio t}}{P_{\text{inst.}fio}} \quad \forall f \in F, i \in I, o \in O, t \in T \quad (20)$$

$$P_{\text{flow}fio t} = P_{\text{inst.}fio} \cdot \eta_f \cdot P_{\text{Status}fio t} \quad \forall f \in F, i \in I, o \in O, t \in T \quad (21)$$

$$P_{\text{flow}fio} \geq 0 \quad \forall f \in F \quad (22)$$

$$p_{\text{flow min}f} = \frac{P_{\text{flow min}f}}{P_{\text{inst.}Fio}} \quad \forall f \in F, i \in I, o \in O \quad (23)$$

$$p_{\text{flow max}f} = \frac{P_{\text{flow max}f}}{P_{\text{inst.}Fio}} \quad \forall f \in F, i \in I, o \in O \quad (24)$$

$$P_{\text{flow}fio t} \geq p_{\text{flow min}f} \cdot P_{\text{inst.}Fio} \cdot P_{\text{Status}fio t} \quad \forall f \in F, i \in I, o \in O, t \in T \quad (25)$$

$$P_{\text{flow}fio t} \leq p_{\text{flow max}f} \cdot P_{\text{inst.}Fio} \cdot P_{\text{Status}fio t} \quad \forall f \in F, i \in I, o \in O, t \in T \quad (26)$$

$P_{\text{flow}fio t}$: Leistungsfluss des Aggregats f	$P_{\text{inst.}fio}$: Installierte Leistung des Aggregats f
η_f : Wirkungsgrad des Aggregats f	$P_{\text{Status}fio t}$: Relativer Status Aggregats f
$P_{\text{flow min}f}$: Minimumwert des Aggregats f	$P_{\text{flow max}f}$: Maximalwert des Aggregats f
$p_{\text{flow min}f}$: Relative minimale Leistung	$p_{\text{flow min}f}$: Relative maximale Leistung
$P_{\text{flow min}f}$: Absolute minimale Leistung	$P_{\text{flow max}f}$: Absolute maximale Leistung
$P_{\text{Status}fio t}$: Leistung Status Aggregats f	F : Menge aller Flexibilitätsoptionen
I : Menge aller Inputs	O : Menge aller Outputs
T : Betrachteter Zeitintervall	

Für die bilanzielle Optimierung zur Erstellung der Fahrpläne ist insbesondere das Gleichgewicht zwischen Input und Output (s. Formel (27)) zu jedem Zeitschritt relevant. Hierzu ergibt sich die Ausgleichsrestriktion der Energiebilanz, wobei sichergestellt wird, dass zu jedem Zeitpunkt in jedem Energiesektor die einfließenden $P_{\text{flow}f t}$ den ausfließenden Leistungsflüssen entsprechen. Zur Sicherstellung der besseren Modellierung der Leistungsänderung von einzelnen Aggregaten muss zudem sichergestellt werden, dass diese begrenzt werden kann. Hierfür werden sogenannte Leistungsgradienten (s. Formel (28) und (29)) genutzt. Diese gibt es sowohl für die negative als auch für die positive Änderung eines Aggregats. Zur möglichst genauen Modellierung der Leistungsänderungsgeschwindigkeit wird die Leistungsänderung von Zeitpunkt $t-1$ zu t begrenzt und darf nicht größer als ein vorab definierter Wert in kW/s sein.

$$\sum_{i=0}^I P_{\text{flow}f I t} = \sum_{o=0}^O P_{\text{flow}f o t} \quad \forall f \in F, I \in I, o \in O, t \in T \quad (27)$$

$$P_{\text{flow}fio t} - P_{\text{flow}fio t-1} \leq P_{\text{-Gradient}fio t} \quad \forall f \in F, i \in I, o \in O, t \in T \quad (28)$$

$$P_{\text{flow}fio t} - P_{\text{flow}fio t-1} \leq P_{\text{+Gradient}fio t} \quad \forall f \in F, i \in I, o \in O, t \in T \quad (29)$$

$P_{\text{flow}fio t}$: Eingehender Fluss f in Sektor	$P_{\text{-Gradient}fio t}$: Maximal Negative Gradient Aggregat f
$P_{\text{flow}fio t}$: Ausgehender Fluss f in Sektor	$P_{\text{+Gradient}fio t}$: Maximal Positive Gradient Aggregat f
$P_{\text{flow}fio t}$: Leistungsfluss des Aggregats f	F : Menge aller Flexibilitätsoptionen
I : Menge aller Inputs	O : Menge aller Outputs
T : Betrachteter Zeitintervall	

Um das Modell mit einer GGLP in den jeweiligen Zeitschritten zu optimieren, wird abschließend noch die Zielfunktion (s. Formel (30)) benötigt, die sämtlichen Aggregate zur Portfoliooptimierung nutzt. Hierbei werden eine Minimierungsfunktion, die alle Zeitschritte bis zu T (bezieht sich auf den gesamten Betrachtungsraum über den simuliert wird, also z. B. einen Tag oder eine

Woche) durchgeht, ein Kostenvektor $k_{t,n}$ ein Leistungsvektor $P_{\text{flow},f,t}$ sowie eine Schrittweite von $t = 15$ -Minuten eingesetzt. Hierbei beziehen sich die $P_{\text{flow},f,t}$ auf jeweils ein Aggregat dessen Flow genau einem Sektor zugeordnet ist.

$$\text{MIN} \sum_{t=0}^T \left(\sum_{f=0}^F k_{\text{flow},t,f} \cdot P_{\text{flow},t,f} \right) \quad \forall f \in F, t \in T \quad (30)$$

$k_{\text{flow},t,f}$: Kostenvektor von flow f zu t $P_{\text{flow},f,t}$: Leistungsvektor von flow n zu t
 F : Menge aller Flexibilitätsoptionen T : Menge aller betrachteten Zeitschritte

Dabei werden alle flow Objekte f genutzt die als Variable bzw. als „steuerbar“ (s. Abbildung 38) verwendet werden können. Alle Aggregate, die als nicht steuerbar bezeichnet werden, gehen in dem Modell mit einer Zeitreihe ein und beeinflussen so die Bilanzrestriktion. Auf die Modellierung der Zeitreihen, die im Rahmen dieser Arbeit umgesetzt wird, wird in Abschnitt 3.4.2 genauer eingegangen. Um die einzelnen Aggregate in einer Programmiersprache abzubilden, werden Modellierungselemente benötigt. Diese sind in Abbildung 39 dargestellt.

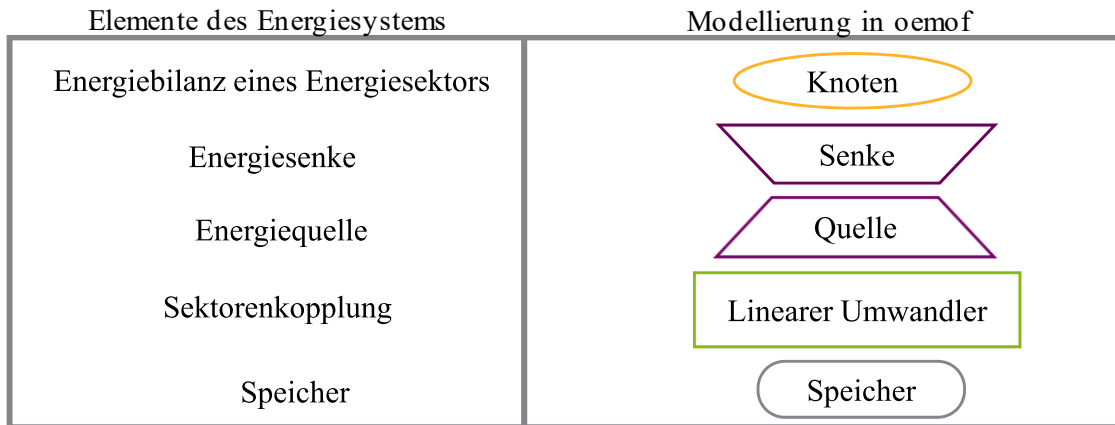


Abbildung 39 Objekte zur Modellierung eines Energiesystems (in Anlehnung an [150, S. 19])

Die Modellierung basiert hierbei auf dem Modellierungsframework „Open energy system modelling framework“ (oemof). Sie ermöglicht eine sektorenübergreifende Modellierung und Optimierung von bilanziellen Energieflüssen [150, S. 19]. Im Weiteren werden die wichtigsten Elemente und ihre mathematische Modellierung erläutert. Anschließend werden ein einfaches Modell für eine Quartiersoptimierung vorgestellt und eine übergreifende Simulationsumgebung erstellt, die später noch um ein Netzmodell erweitert werden. Die für diese Arbeit wichtigste Bibliothek von oemof ist die solph-Bibliothek. Die solph-Bibliothek wird genutzt, um das Energiesystem mit seinen Komponenten und Charakteristiken aufzubauen und anschließend Optimierungen durchzuführen. Nachdem eine Instanz des Energiesystems erzeugt wurde, kann diese mit den in solph zur Verfügung stehenden Komponenten gefüllt werden. Diese Komponenten sind, wie in Abbildung 39 dargestellt, in die fünf Klassen Knoten, Senke, Quelle, Linearer Umwandler und Speicher unterteilt [150]. Der Energiefluss wird durch die zeitabhängige Leistung und den Umwandlungsverlust charakterisiert. Jeder Leistungsfluss hat Grenzkosten in EUR/kWh für

die Erzeugung oder Umwandlung von Energie. Speichereinheiten benötigen zusätzlich den Parameter Kapazität. Für die Nutzung von netzbasierten Flexibilitäten werden die Parameter minimale und maximale Leistung für den Bereich der regelbaren Leistung verwendet. Sofern sie steuerbar sind, haben sie keine vordefinierten Zeitreihen. Die Knoten stellen dabei ein als verlustfrei angenommenes Energienetz, wie z. B. ein Fernwärme-, Gas- oder Stromnetz, dar, in der die Energie eines Energiesektors bilanziert wird. In oemof treten Knoten allerdings ohne Einheiten auf, sodass eine Unterscheidung zwischen den Sektoren lediglich anhand der Benennung der Variablen erfolgen kann. Alle Komponenten der übrigen vier Klassen (Energiesenke, Energiequelle, Sektorenkopplung und Speicher) müssen mindestens mit einem Knoten verbunden sein. Als Koppelungselemente für Energienetze gleicher oder unterschiedlicher Art werden lineare Umwandler genutzt. Unter den abgebildeten Technologieklassen kann zwischen Einspeisetechologien, Lasten, Speichertechnologien, Heiztechnologien und Mobilitätstechnologien unterschieden werden. Die Technologieklassen werden den einzelnen Energiesektoren zugeordnet, dargestellt in Tabelle 3. Bei den Einspeisetechologien sind neben den stochastisch regenerativen DEA wie PVA auch die flexiblen DEA wie das BHKW aufgeführt.

Tabelle 3 Technologieklassen und -elemente im Quartiersmodell

Aggregat	Input	Output I & II	Parameter	Flexibel
Einspeisungstechnologien (oemof-Objekt: Quelle)				
Photovoltaik	Strahlungsenergie	Stromsektor	Elektrische Leistung Zeitreihe Grenzkosten	Nein
BHKW (kann auch der Heiztechnologie zugeordnet werden)	Gas und Wasserstoff	Stromsektor (I) Wärmesektor (II)	Elektrische Leistung Thermische Leistung Wirkungsgrad Min./Max. Werte Leistungsgradient Grenzkosten	Ja
Slack-Knoten („Strommarkt“)	Überlagertes Netz	Stromsektor NS (I) Stromsektor MS (II)	Max. Leistung Preiszeitreihe	Ja
Lasten (oemof-Objekt: Senke)				
Haushaltlast	Stromsektor	System Gebäude im (Strombedarf)	Elektrische Leistung Zeitreihe Preissensitivität Grenzkosten	Ja/Nein
Thermische Last	Wärmesektor	System Gebäude im (Wärmebedarf)	Thermische Leistung Zeitreihe	Nein
Speichertechnologien (oemof-Objekt: Speicher)				
Batteriespeicher	Stromsektor		Speicherkapazität c-Rate Min./Max. Werte Grenzkosten	Ja
Wärmepufferspeicher	Wärmesektor		Wandlungsfaktor Leistungsgradient Grenzkosten	Ja

Heiztechnologien (oemof-Objekt: Linearer Umwandler)				
Wärmepumpe / Heizstab	Stromsektor	Wärmesektor	Elektrische Leistung COP/Wirkungsgrad Min./Max. Werte Leistungsgradient Grenzkosten	Ja
Mobilitätstechnologien (oemof-Objekt: Linearer Umwandler)				
Elektrofahrzeug und Ladesäule	Stromsektor	System Gebäude im Aggregat eKfz	Elektrische Leistung Kapazität Kapazitätsverlust km-Verbrauch Wandlungsfaktor Zeitreihe Min./Max. Werte Leistungsgradient Grenzkosten	Ja

Hierbei kann das Modell für BHKW verschieden parametrisiert werden. Auf diesen Weg kann das Modell ebenfalls für Brennstoffzellen oder ähnliche DEA genutzt werden. Die Parameter der stochastischen DEA sind einerseits die angeschlossene Leistung, andererseits auch die Zeitreihe, um das Einspeiseverhalten zu modellieren. Auf die Zeitreihen wird in Abschnitt 3.4.2 genauer eingegangen. Die Lasten werden zwischen den Energiesektoren unterschieden. Sie werden jeweils mit den entsprechenden Zeitreihen und der sogenannten maximalen Leistung parametrisiert. Die Speichertechnologien beinhalten sowohl BS als auch Wärmespeicher, die für die thermische Energiespeicherung genutzt werden können. Wichtige Parameter bei den Speichertechnologien sind sowohl die Kapazität als auch die *c*-Rate, die angibt, wie viel ein Aggregat in den Energiesektor einspeisen bzw. aus dem Energiesektor aufnehmen kann. Zur Kopplung des Wärmesektors mit dem Stromsektor und Nutzung der durch DEA eingespeisten Energie, werden WP oder Heizstäbe genutzt. Beide besitzen ähnliche Parameter, unterscheiden sich jedoch signifikant darin, dass WP den *COP* als Parameter besitzen und Heizstäbe einen Wirkungsgrad (der im Vergleich zum *COP* einen maximalen Wert von 100 % besitzen kann). Andere Parameter sind die elektrische Leistung inklusive des minimalen und maximalen Leistungswertes. Die letzte Technologieklasse sind die Mobilitätstechnologien. Hier ist als relevanteste Technologie das eKfz zu nennen. Eine weitere mögliche Technologie bildet das Wasserstofffahrzeug. Der Unterschied zwischen dem eKfz und dem Wasserstofffahrzeug ist, dass es beim Wasserstofffahrzeug keine direkte Verbindung zum Stromsektor ergibt, sondern diese über eine Power-to-Gas-Anlage (PtG) gekoppelt wird. Parameter, die beim eKfz berücksichtigt werden, sind zum einen der Energieverbrauch je Kilometer, die Ladeleistung der LS, die Kapazität des Speichers, die Speicherverluste je Zeiteinheit, der Wirkungsgrad der LS und die Zeitreihe, die das Fahrverhalten des Fahrzeugnutzers abbildet. Wasserstofffahrzeuge werden im Weiteren nicht tiefer betrachtet, dies liegt daran, dass in urbanen Gebieten praktisch keine PtG-Anlagen betrieben werden können. Da es für die Standortwahl von PtG-Anlagen insbesondere in urbanen Gebieten strenge juristische Einschränkungen gibt. Aktuell würde jede Prüfung in einem Quartier zu keiner Genehmigung führen. [151, S. 78f]

3.4.2 Zeitreihen zur Modellierung von nicht flexiblen Aggregaten

3.4.2.1 Elektrische Haushaltslasten

Die modellierten Endverbraucher in Form von Haushaltskunden müssen mit entsprechenden Fahrplänen (als Zeitreihe) parametrisiert werden. Ein Fahrplan ist die zeitlich aufgelöste Leistung. [9] Für die weiteren Simulationen werden synthetisch hergestellte Zeitreihen genutzt (s. Abbildung 40), da nicht für alle Lasten in den Quartieren Messungen umgesetzt werden können. Für mehrere aggregierte Lasten können auch H0-Profile [152] genutzt werden. Die Lastprofile werden nach dem Verfahren in [153, S. 99-101] erzeugt. Hierbei werden entsprechende eines üblichen Verbraucherverhaltens individuelle Profile gebildet, welche individuelle und zeitlich abhängige Leistungsannahmen beinhalten. Dies ist in Abbildung 40 über die vier Quartale hinweg dargestellt. Die Quartale werden an dieser Stelle dargestellt, weil für die späteren Simulationen (in Kapitel 6) ebenfalls aus den vier Quartalen Standardtypwochen genutzt werden. Die Quartale unterscheiden sich durch die saisonalen Abweichungen, die insbesondere durch die Temperaturunterschiede zu erklären sind. Beispielsweise zeichnen sich die kälteren Quartale drei und vier mit teilweise höheren Lastspitzen in den Abendstunden aus. Es wird für jede Last eine Leistungsaufnahme von Haushaltswaren aus 50 Kategorien mit den Nutzungszeiten kombiniert.

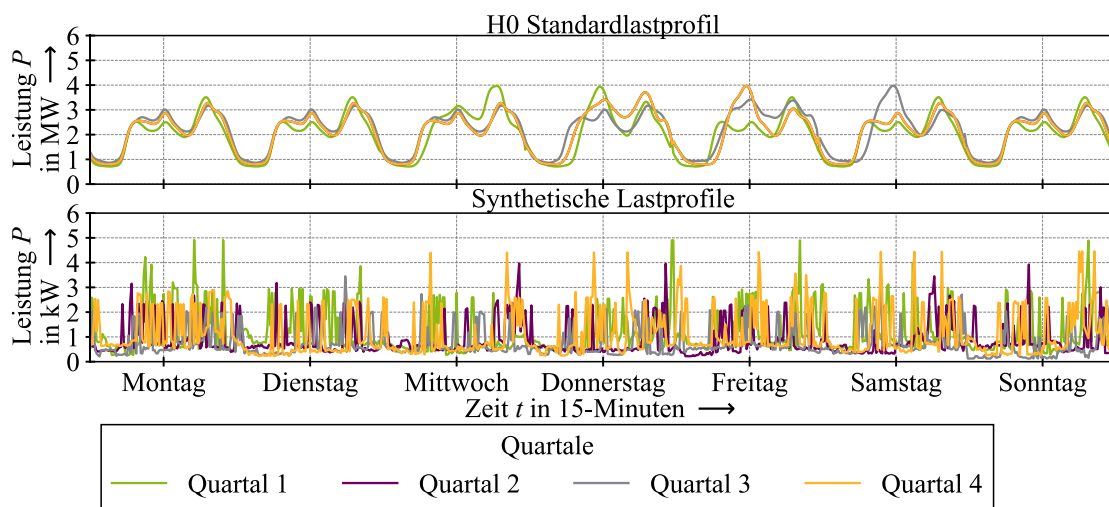


Abbildung 40 H0-Standardlastprofil und synthetisches Lastprofil eines Haushalts

Hierin fließt die statistische Häufigkeit von Geräten mit ein. Damit ergeben sich realistische Profile, die individuelle Ausprägungen haben. H0-Profile lassen dies nicht zu, weswegen die generierten Profile gebildet werden. Diese bilden Netznutzungssituationen besser ab, während H0-Profile erst ab 1.000 Lasten sinnvoll eingesetzt werden können [152]. Dies ist bei Quartieren nicht gegeben [153, S. 99-101].

3.4.2.2 Wärmelasten

Die Wärmebedarfe im Quartier müssen analog zu den elektrischen Verbräuchen mit einer Zeitreihe abgebildet werden. Die Wärmelast setzt sich aus der Heizlast Q_h und der Warmwasserlast

$Q_{ww,t}$ zusammen. Als Grundlage wird die DIN 4108-6 [154], die eine Außenbilanzierung der Gebäudehülle vorsieht, genutzt. Das Modell hierfür ist in Abbildung 41 zu sehen.

- Legende**
- $\vartheta_{\text{Innen}}, \vartheta_{\text{Außen } t}$: Innen- und Außentemperatur
 - A_i : Gebäudehülle
 - c_p : Spezifische Wärmekapazität
 - H_V : Lüftungsverluste
 - H_T : Transmissionsverluste
 - U_i : U-Wert
 - N : Luftwechselzahl
 - I : Sonneneinstrahlung
 - h : Gebäudehöhe
 - V : Gebäudevolumen

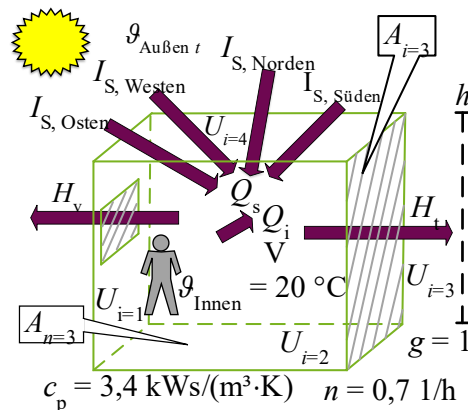


Abbildung 41 Gebäudemodell zur Abbildung von Wärmelasten

Das Gebäude wird vereinfacht als Quader modelliert. Dies erleichtert die Berechnung. Die einzelnen Berechnungsschritte¹² zur Erstellung der Wärmezeitreihen sind in Tabelle 4 dargestellt, die dazu genutzt werden, um die Heizlast zu berechnen (s. Formel (31)). Das detaillierte Ablaufdiagramm ist im Anhang (s. Abschnitt 11.3.4) wiedergegeben. Das Modell besitzt ein- und ausgehende Wärmeströme, die wiederum Wärmeverluste und Wärmegewinne bedeuten.

Tabelle 4 Berechnungsschritte für die Heizlast eines Gebäudes nach DIN V 4108-6

DIN V 4108-6 Wärmeschutz	
Wärmeverluste	Wärmegewinne
Berechnung der Transmissionswärmeverluste (wärmeübertragende Gebäudehülle) H_T	Berechnung der solaren Wärmegewinne (Sonneneinstrahlung je Himmelsrichtung) Q_S
Berechnung der Luftwärmeverluste (pauschale Luftwechsel, maschinelle Lüftung) H_V	Berechnung der internen Wärmegewinne (pauschale Werte für Abstrahlungen) Q_I
Klimadaten	
Klimadaten des Standortes und Berechnung der Gradtagszahl	
Heizlast	
$Q_h = G_t(H_T + H_V) - \eta(Q_S + Q_I)$ (31)	
Q_h : Heizlast	G_t : Gradtagszahl
H_T : Transmissionswärmeverluste	H_V : Luftwärmeverluste
Q_I : Interne Wärmegewinne	Q_S : Solare Wärmegewinne
η : Ausnutzungsgrad	

Die Differenz ist die noch bereitzustellende thermische Energie. Im Weiteren werden die Komponenten erläutert und eine Beispielrechnung durchgeführt. Als erster Berechnungsschritt (unten in Tabelle 4) werden zunächst die Transmissionswärmeverluste H_T berechnet (s. Formel (32)). Diese beinhalten alle Wärmeverluste, die durch Wärmeströme durch die Gebäudehülle entstehen.

¹² Der Autor hat das Vorgehen bereits in [155] publiziert.

Hierfür werden sowohl die Flächen der Gebäudehülle A_n als auch die Wärmedurchgangskoeffizienten (auch bekannt als U -Werte), welche die thermischen Wärmeströme zusammenfassen, die bei einem Temperaturunterschied $\Delta \vartheta = \vartheta_{\text{Innen}} - \vartheta_{\text{Außen } t}$ je Quadratmeter fließen, berechnet. Hierbei wird zwischen dem regulären U_{Wert} je Wand und einem Aufschlag für Wärmebrücken, die sich auf Grundlage von nicht optimalen Bauweisen ergeben, differenziert.

$$H_T = \sum_{n=0}^N (F_{x n} \cdot U_{\text{Wert } n} \cdot A_n) + U_{\text{WB}} \cdot A \quad \forall n \in N \quad (32)$$

$$H_V = c_{p \text{ Luft}} \cdot n_{\text{Luft}} \cdot V \quad (33)$$

$$G_t = \vartheta_{\text{Innen}} - \vartheta_{\text{Außen } t} \quad \forall t \in T \quad (34)$$

H_T : Transmissionswärmeverluste	$F_{x n}$: Korrekturfaktor
A_i : Wandfläche	$U_{\text{Wert } n}$: Wärmedurchgangskoeffizient von Wand n
A : Grundfläche	U_{WB} : Wärmebrücke Wärmedurchgangskoeffizient
H_V : Luftwärmeverluste	$c_{p \text{ Luft}}$: Wärmekapazität Luft
n_{Luft} : Luftaustauschrate	V : Gebäudevolumen
G_t : Gradtagszahl	ϑ_{Innen} : Innentemperatur
$\vartheta_{\text{Außen } t}$: Außentemperatur	T : Menge Zeitschritte

Hierfür existiert ein Pauschalaufschlag von $U_{\text{WB}} = 0,1 \frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}$. Neben den Transmissionsverlusten werden auch die Wärmeströme berücksichtigt, die durch Lüftung des Gebäudes entstehen und mit H_T wiedergegeben werden (s. Formel (33), hierbei gilt $c_{p \text{ Luft}} = 1,299 \text{ kJ}/(\text{m}^3\cdot\text{K})$). Beide Verlustarten sind von der Temperaturdifferenz der Gradtagszahl abhängig (s. Formel (34)). Neben den Verlusten müssen die Wärmegewinne mitbetrachtet werden, diese untergliedern sich (wie in Tabelle 4 rechts dargestellt) in solare Wärmegewinne Q_S (s. Formel (35)) und interne Wärmegewinne Q_I (s. Formel (36)). Die solaren Wärmegewinne beinhalten die Wärmeeinstrahlung der vier Himmelsrichtungen, die aufsummiert werden. Diese Summe wird mit der Gebäudehülle A_i , einem Temperaturkorrekturfaktor von 0,567 und der Gesamtdurchlassungsgrad g_i . Für die internen Wärmegewinne wird eine pauschale Abstrahlung von Personen (dies ist in Abbildung 41 mit der Person dargestellt) und weiteren Geräten eine durchschnittliche Energie von 22 kWh/m²a angenommen. Dies wird mit der Grundfläche und der Gebäudehöhe verrechnet. Die sich ergebenden Wärmegewinne werden mit den Wärmeverlusten gemäß Formel (31) verrechnet, hieraus ergeben sich die Heizlast, der zur Erwärmung der Gebäudehülle benötigt wird.

$$Q_S = \sum_{n=0}^N I_{S n} \cdot \sum_{i=0}^I 0,567 \cdot g_i \cdot A_i \quad \forall n \in N \quad (35)$$

$$Q_i = 22 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2\text{a}} A_n \cdot h / (365 \cdot 24) \quad (36)$$

Q_S : Solare Wärmegewinne	$I_{S n}$: Solare Einstrahlung
g_i : Gesamtdurchlassungsgrad	A_i : Gebäudehülle
Q_I : Interne Wärmegewinne	A_n : Grundfläche
h : Gebäudehöhe	I : Menge aller Wände

Daneben muss noch der Warmwasserbedarf modelliert werden, hierzu wird ein Ansatz, der auf statistischen Kennzahlen basiert (s. Abschnitt 11.3.4 in Tabelle 20 und in Abbildung 42,

Abbildung 43 und Abbildung 44 dargestellt) genutzt. Dieser ist angelehnt an Ergebnissen aus [156]. Hierbei werden vier Entnahmegründe definiert, diese sind eine kurze Entnahme, mittlere Entnahme, Bad und Dusche. Die wiederum haben jeweils die Eigenschaften: Volumenstrom \dot{V} , Dauer t und Häufigkeit H je Tag. Diese Eigenschaften sind normalverteilt, mit einem Mittelwert und einer Standardabweichung, diese sind in Tabelle 20 dargestellt. In den folgenden Abbildungen (Volumenstrom \dot{V}_m in Abbildung 42, Dauer t in Abbildung 43 und Häufigkeit H in Abbildung 44) werden die Parameter mit einer Normalverteilung dargestellt.

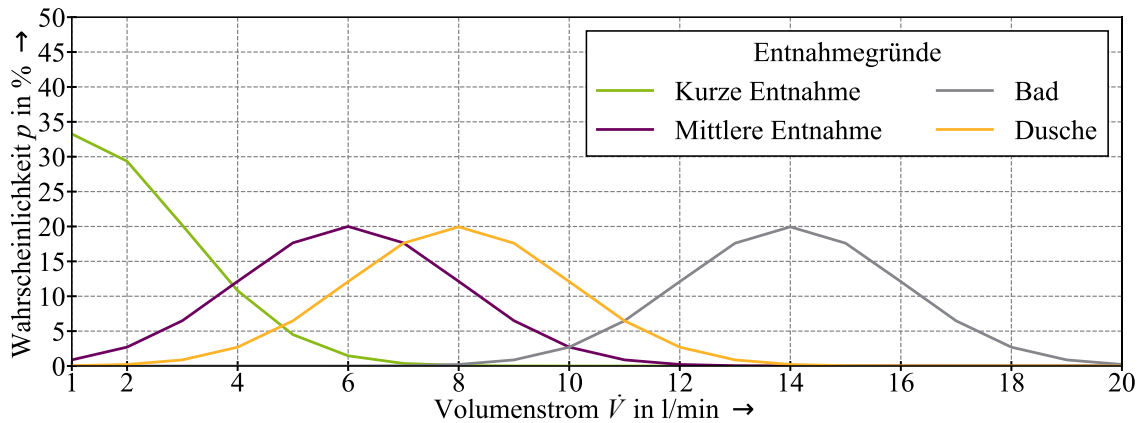


Abbildung 42 Wahrscheinlichkeitsverteilung Volumenstrom \dot{V}_m für die Entnahmegründe

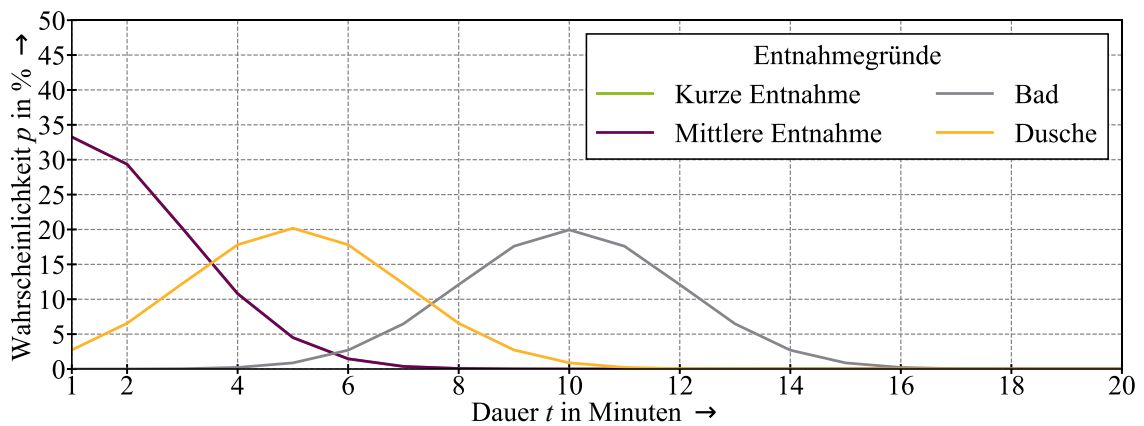


Abbildung 43 Wahrscheinlichkeitsverteilung Dauer t für die Entnahmegründe

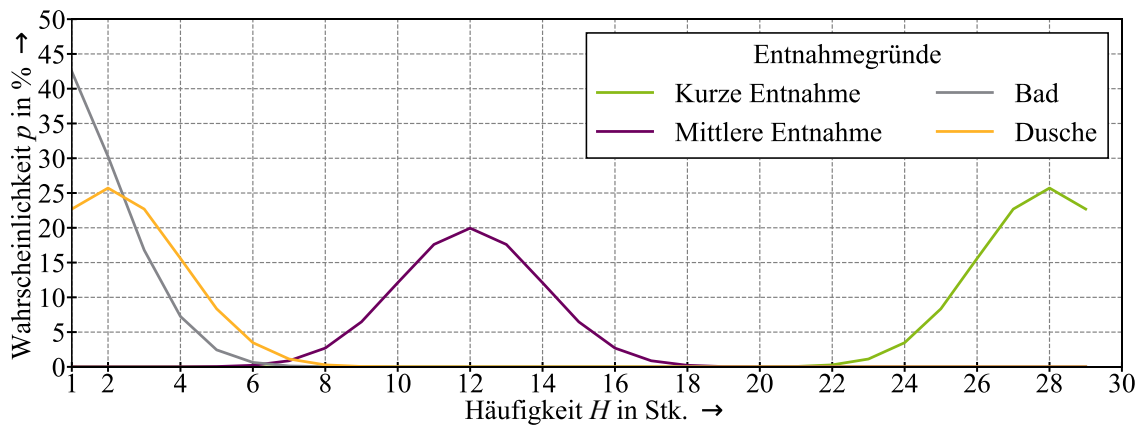


Abbildung 44 Wahrscheinlichkeitsverteilung Häufigkeit H für die Entnahmegründe

Diese Wahrscheinlichkeitsverteilungen werden genutzt zur Abbildung der Warmwasserverbräuche. In Abbildung 43 ist anzumerken das die Wahrscheinlichkeit für die Dauer von kurzer und mittlerer Entnahme hier übereinander liegt. Um den Tagesablauf abzubilden, wird eine Wahrscheinlichkeitsfunktion je Entnahmegrund genutzt, diese ist in Abbildung 45 dargestellt.

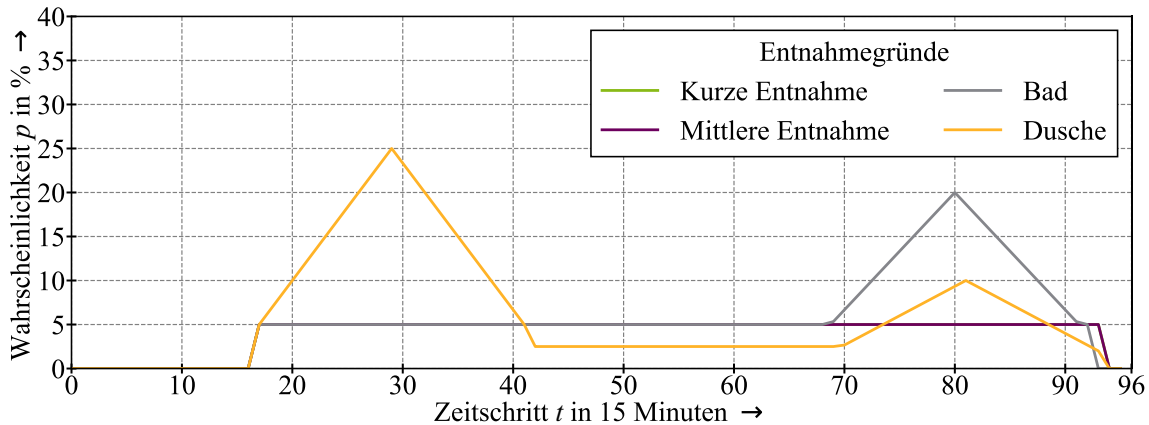


Abbildung 45 Wahrscheinlichkeitsverteilung Entnahmegründe (vgl. [156])

Auf der Ordinate ist die Wahrscheinlichkeit und auf der Abszisse die Tageszeit je 15 Minuten aufgetragen. Es zeigt sich das kurze und mittlere Entnahme sich über den Tagesablauf weitgehend überlappen und von morgens bis abends gleichverteilt sind. Hingegen haben Dusche und Bad morgens und abends ihr Maximum und mittags ihr relatives Minimum. Mithilfe der zeitlichen Verteilung, als auch die der Parameter können über den Tagesverlauf Wasserprofile simuliert werden. Ein Ablaufdiagramm für die Warmwasserprofile ist in 11.3.4 in Abbildung 153 dargestellt. Das Wasserprofil wird dann in einem letzten Schritt in ein zeitabhängiges Leistungsprofil der Warmwasserlast $Q_{\text{WW}t}$ umgewandelt. Hierzu wird gemäß Formel (37) der Volumenstrom \dot{V}_t mit der Wärmekapazität des Wassers c_W und der Aufheiztemperatur ($\vartheta_{\text{WW}1} - \vartheta_{\text{WW}0}$) verrechnet. Als Ergebnis ergibt sich eine thermische Leistungsgröße $Q_{\text{WW}t}$.

$$Q_{\text{WW}t} = c_{pW} \cdot \frac{\dot{V}_t}{\rho_W} \cdot (\vartheta_{\text{WW}1} - \vartheta_{\text{WW}0}) \quad \forall t \in T \quad (37)$$

$Q_{\text{WW}t}$: Warmwasserlast zu Zeitpunkt t c_W : Wärmekapazität des Wassers
 \dot{V}_t : Volumenstrom zu Zeitpunkt t ρ_W : Dichte des Wassers
 $\vartheta_{\text{WW}1}$: Temperatur Warmwasser $t = 1$ $\vartheta_{\text{WW}0}$: Temperatur Warmwasser $t = 0$

Die Warmwasserlast $Q_{\text{WW}t}$ bildet neben der saisonalitätsabhängigen Heizlast den saisonalitätsunabhängige teil der Wärmelast dar, die über das Jahr hinweg relativ konstant abgenommen wird. Die $Q_{\text{WW}t}$ ist ein deutlich volatilerer Verbrauch. Eine beispielhafte Simulation des Modells ist in Abbildung 46 als Zeitreihe dargestellt. Dabei gelten die beschriebenen Effekte für die Q_h und für die $Q_{\text{WW}t}$. In Abbildung 47 wird die entsprechende Jahresdauerlinie dargestellt. Die Jahresdauerlinie wird kumuliert und für die einzelnen thermischen Energieformen angegeben. Hierbei wird deutlich das Q_h kurze Leistungsspitzen aufweist und dann schnell wieder sinkt, hingegen besitzt $Q_{\text{WW}t}$ einen deutlicheren konstanteren Jahresverlauf und ist über das Jahr relativ konstant verteilt. Dies kann zur Dimensionierung der Wärmeeinspeicher genutzt werden. In Abbildung 48 wird ein

exemplarischer Wintertag abgebildet, hier wird das Zusammenspiel von Q_h und $Q_{ww,t}$ erneut deutlich. Es zeigt sich das $Q_{ww,t}$ als eine Art Grundlast bezeichnet werden kann und Q_h den mittleren bis hohen Verbrauch abbildet.

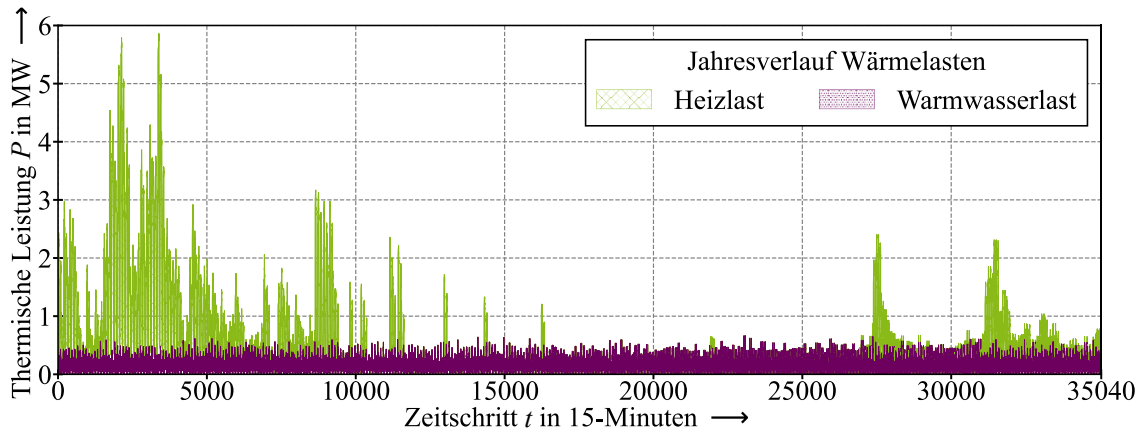


Abbildung 46 Beispielhafte Jahreszeitreihe der Wärmelast für ein Quartier

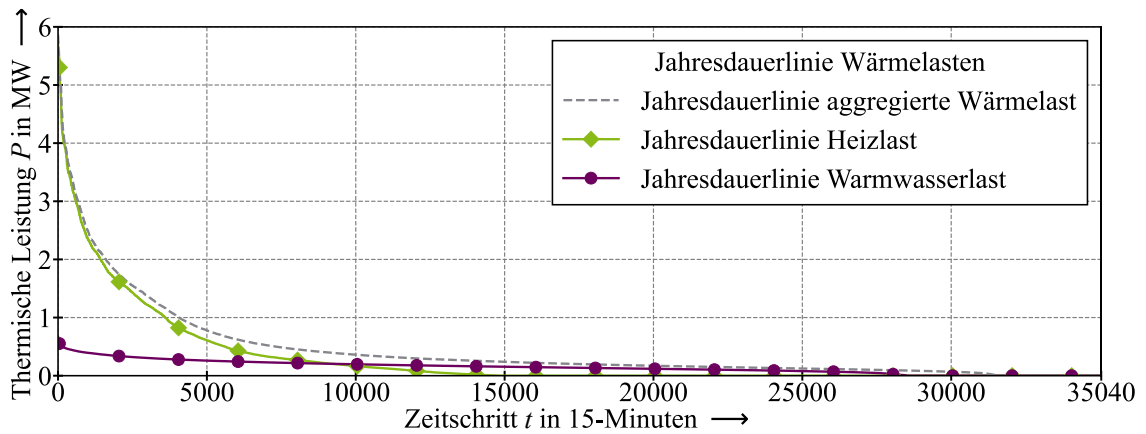


Abbildung 47 Beispielhafte Jahresdauerlinie der Wärmelast für ein Quartier

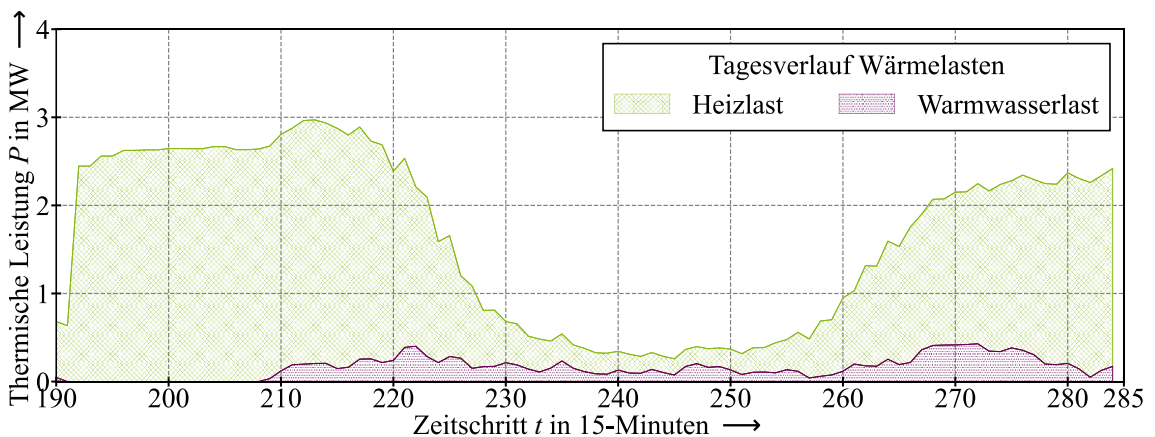


Abbildung 48 Beispielhafte Tageszeitreihe (Wintertag) der Wärmelast für ein Quartier

3.4.2.3 Elektrofahrzeuge

Auch für die eKfz werden Zeitreihen benötigt. Diese werden zunächst mit einem zufälligen Fahrprofil anhand von Wahrscheinlichkeiten auf der Basis von [157] bestimmt. Das konkrete Vorgehen zur Erzeugung der Profile ist im Anhang (Abschnitt 11.3.3) in Abbildung 150 dargestellt [44, S. 26]). Es werden je Simulationswoche sieben Tagesprofile generiert. Diese setzen sich aus einer Wahrscheinlichkeit für die Anzahl der Wege und den dazugehörigen Wegstrecken zusammen. Die individuellen Wege werden dann zu sogenannten „Reisen“ zusammengefügt. Hierbei entspricht eine Reise der Zeit vom Verlassen des Wohnortes bis zur Rückkehr zum Wohnort. Im Modell wird davon ausgegangen, dass immer, wenn das Fahrzeug wieder am Wohnort ankommt, dass eKfz wieder an die LS angeschlossen wird. Demnach ist der Startzeitpunkt der Ladung immer das Ende der vorherigen Reise und der Endzeitpunkt der Ladung die vollständige Aufladung des eKfz. Die Dauer ist also davon abhängig, wie viel gefahren worden ist und wie entladen die Batterie ist. Unberücksichtigt bleiben zusätzliche Effekte, wie z. B. die erhöhten elektrischen Widerstände bei höher aufgeladener Batterie und damit reduzierter Ladeleistung. Es wird vereinfacht angenommen, dass die Ladeleistung über den gesamten Ladevorgang hinweg konstant bleibt.

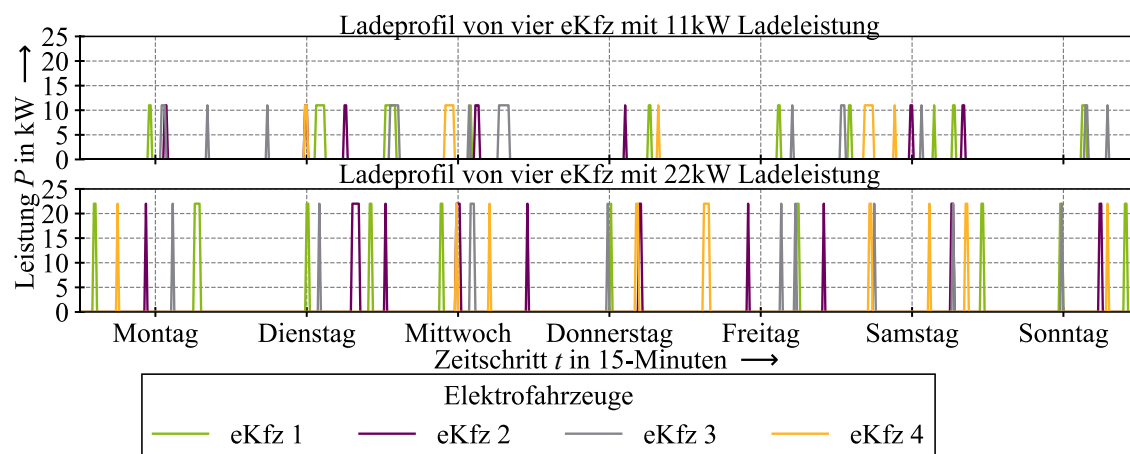


Abbildung 49 Beispielhafte Ladeprofile von eKfz

Die Abbildung 49 stellt Ladeprofile von eKfz mit $P_r = 11$ kVA und $P_r = 22$ kVA Ladeleistung über eine Woche dar. Es zeigt sich, dass sich aufgrund von kurzen durchschnittlichen Wegstrecken nur eine eher geringe Ladedauer existiert. Hierdurch ergibt sich eine geringe Wahrscheinlichkeit einer Überlappung von mehreren Ladevorgängen. Diese Überlappung wird in der elektrischen Energieversorgung mit dem Gleichzeitigkeitsfaktor g beschrieben. Dieser bei Überlagerung von mehreren Lasten setzt die maximal auftretenden Leistung zur installierten Leistung ins Verhältnis [158, 159], wodurch die kumulierte Leistung beeinflusst wird (s. Formel (38)). Mit steigender Anzahl an eKfz und erhöhter Ladeleistung verringert sich g stark. Bei $P_r = 11$ kVA und 100 eKfz ergibt sich $g = 0,12$ und bei $P_r = 22$ kVA $g = 0,08$ (erläutert in Abschnitt 11.3.3).

$$g = \frac{P_{\max}}{\sum P_{\text{inst.}}} \leq 1 \quad (38)$$

g : Gleichzeitigkeitsfaktor P_{\max} : Maximal auftretenden Leistung $P_{\text{inst.}}$: Installierte Leistung

3.4.2.4 Photovoltaikanlagen

Die Einspeisung einer PVA ist sehr volatil. Dies wird durch die Betrachtung der Simulation [160] in Abbildung 50 deutlich, in der die relative Leistung P/P_r abgebildet ist. Es sind hier die Zeitreihen für die vier Quartale abgebildet, die das Einspeiseverhalten beschreiben. Um die Einspeisung zu bewerten, werden von PVA oft die Volllaststunden berechnet. Es zeigt sich eine sehr volatile Einspeisung, die durch das häufige Auf und Ab der Kurven ersichtlich wird. Die durchschnittliche Volllaststundenanzahl einer Anlage liegt bei ca. 1.000 h [161]. Bei der in der Abbildung analysierten 4-kW-Anlage beträgt die Volllaststundenanzahl ca. 1020. Es zeigt sich bei einer PVA eine klare Abhängigkeit der Leistung, die die Anlage einspeist, von der Tageszeit und der damit verbundenen Sonneneinstrahlung. Zudem ist in wärmeren Monaten eine deutlich höhere Einspeisung vorhanden. Weiterhin ist in Abbildung 50 zu erkennen, dass insbesondere im Winter (Quartal 4) aber auch in anderen Jahreszeiten oft Einbrüche zu verzeichnen sind.

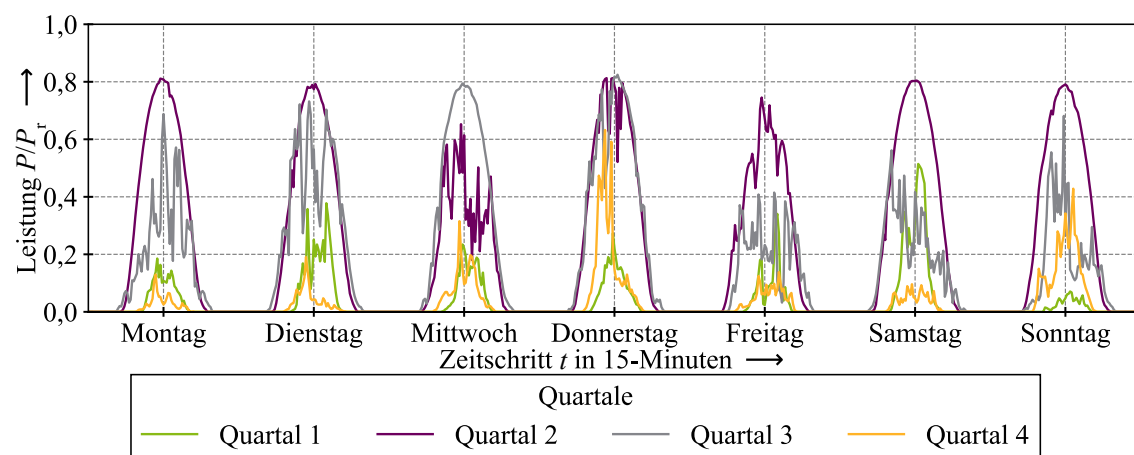


Abbildung 50 Einspeisezeitreihen von Photovoltaikanlagen für verschiedene Jahreszeiten (vgl. [160])

3.4.3 Abbildung von flexiblen Lasten

3.4.3.1 Indirekte Lastflexibilitäten

Beim Modell zur Abbildung von flexiblen Lasten kann zwischen indirekter und direkter Lastflexibilität unterschieden werden. Die indirekten Flexibilitäten beinhalten alle Leistungsanpassungsmaßnahmen, die ohne Fernwirktechnik oder andere automatische Steuerungstechniken möglich sind, z. B. Haushaltsanwendungen. Die direkten Lastflexibilitäten hingegen sind immer mit einer Steuerungstechnik verbunden, z. B. bei PtH-Anwendungen. Es zeigt sich, wie in Abschnitt 2.3.4 definiert, dass die Gesamtenergie vor und nach der Lastverschiebung gleichbleibt. Bei den indirekten Lastflexibilitäten wird über eine Anreizsetzung ein externes (Preis-)Signal gesetzt, mehr oder weniger elektrische Energie zu verbrauchen. Im Weiteren geht es um die konkrete Modellierung der flexiblen Lasten. Bei den Haushaltslasten wird, wie in Abschnitt 0 definiert, nur ein geringerer Teil der eigentlichen Last verschoben. Konkrete Zeitreihen für einzelne Lasten werden in Abschnitt 3.4.2.1 vorgestellt. Im Weiteren werden das Kundenreaktionsmodell für die indirekten Lastflexibilitäten und das GGPL-Optimierungsmodell für die direkten Lasten vorgestellt.

Das Modell für die indirekten Lastflexibilitäten ist in Abbildung 51 wiedergegeben, mit dem „Input“ aus dem Stromsektor und dem „Output“ in das „System Gebäude“. Bei der indirekten Laststeuerung kann davon ausgegangen werden, dass die verschobene Energie nicht notwendigerweise in beiden Zeiträumen äquivalent ist. Es gilt somit die Nebenbedingung $E_0 \neq E_1$.

In der Ökonomie wird die Grenzkostenfunktion als Ableitung der Kostenfunktion definiert [162]. Analog zur Kostenfunktion besteht die Funktion der Nachfrage bzw. ihrer Ableitung, der Grenz nachfrage. In der Wirtschaftstheorie wird die Preiselastizität $\eta_{x,p}$ der nachgefragten Menge x als Kennziffer definiert. Sie ist das Verhältnis der relativen Änderung der Nachfrage eines Guts zur relativen Änderung des Preises dieses Guts [162]. Oft wird der Wert negiert [162], damit im Fall einer Preiserhöhung die in Bezug stehende Nachfragerreaktion positive Werte generiert [162].

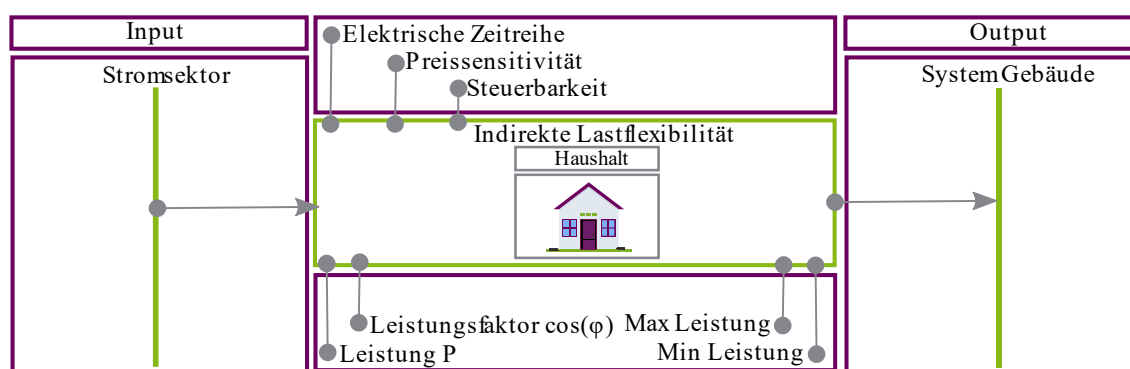


Abbildung 51 Modell für indirekte Lastflexibilitäten

Die dargestellte Modellierung benötigt im nächsten Schritt ein Kundenverhaltensmodell für die indirekte Lastflexibilität, welche über die angesprochenen Preissensitivitäten abgebildet wird. Die Teilnehmer entscheiden selbst über die Handlung und je nach Preiselastizität ergibt sich eine höhere oder niedrigere Reaktion auf Preisänderungen (s. Formel (39)). Die Höhe des Elastizitätswertes definiert die Reaktion der Konsumenten bei einer Preisänderung bezogen auf ein Gut. Es wird unterschieden, ob er steigt ($\eta > -1$), konstant bleibt ($\eta = -1$) oder fällt ($\eta < -1$).

$$\eta_{x,p} = \frac{\frac{dx_{\text{Gut}}}{x_{\text{Gut}}}}{\frac{dk}{k}} = \frac{dx_{\text{Gut}}}{dk} \cdot \frac{k}{x_{\text{Gut}}} \quad (39)$$

$$\varepsilon = \frac{\frac{dE_{\text{Last}}}{E_{\text{Last},0}}}{\frac{dT_{\text{Tarif}}}{T_{\text{Tarif},0}}} = \frac{dE_{\text{Last}}}{dT_{\text{Tarif}}} \cdot \frac{T_{\text{Tarif},0}}{E_{\text{Last},0}} \quad (40)$$

$$\varepsilon \cdot \frac{dT_{\text{Tarif}}}{T_{\text{Tarif},0}} = \frac{dE_{\text{Last}}}{E_{\text{Last},0}} \quad (41)$$

- | | |
|--|---|
| $\eta_{x,p}$: Elastizität der Nachfrage | x_{Gut} : Menge eines Konsumgutes |
| dk : Kostenfunktion eines Konsumgutes | ε : Elastizität der Stromnachfrage |
| dE_{Last} : Änderung der konsumierten Energie | $E_{\text{Last},0}$: Konsumierte Energie vor dem Anreiz |
| dT_{Tarif} : Änderung des Tarifs zum Mittelwert | $T_{\text{Tarif},0}$: Tarif, der als Referenz genutzt wird |

Hierbei gilt ein Definitionsraum von 0 bis $-\infty$. Bei der Anwendung auf Endverbraucher von elektrischer Energie benötigt die Preiselastizität noch ein abgeändertes Konsumgut, in diesem Fall die elektrische Energie des Haushalts [163]. Die prozentuale Änderung in der Nachfrage E in kWh wird gegen die prozentuale Änderung im Tarif T_{Tarif} gestellt. ε beschreibt die Preiselastizität der Nachfrage (s. Formeln (40) und (41)), die aus der Änderung der Stromnachfrage dE_{Last} und der Preisänderung dT_{Tarif} berechnet wird. In Untersuchungen wurden für Endkunden die in Abbildung 52 gezeigten Preiselastizitätswerte identifiziert. Bei einem Elastizitätswert von $\varepsilon = -1,0$ würde eine einprozentige Erhöhung des Preises zu einer einprozentigen Verringerung der Last führen. Es zeigt sich deutlich eine erhöhte Lastverschiebung mit steigendem Elastizitätswert.

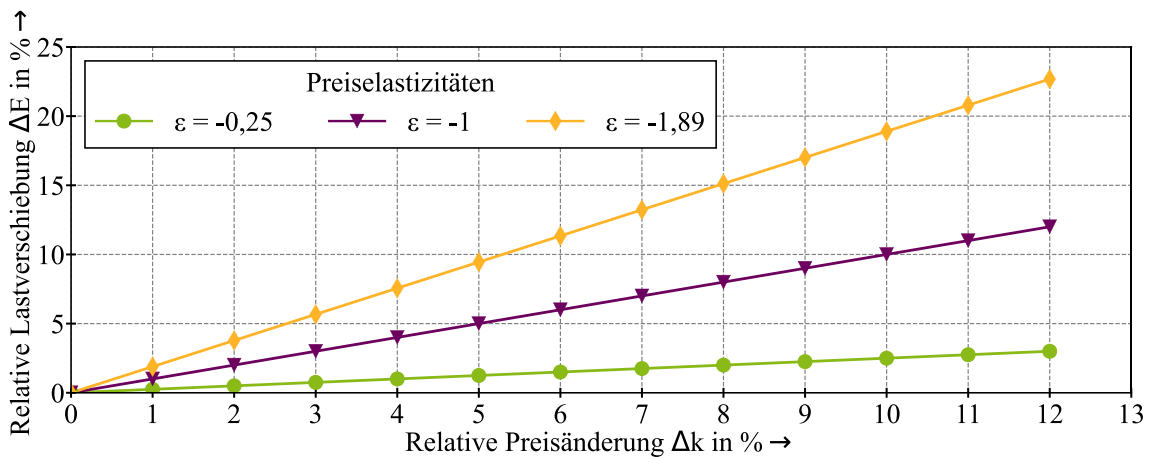


Abbildung 52 Verschiedene Preiselastizitätswerte und beispielhafte Preiselastizitätskurven (vgl. [163])

3.4.3.2 Direkten Lastflexibilitäten

Das Modell für die direkte Laststeuerung hingegen steuert technische direkt Aggregate an. In diesem Modell (s. Abbildung 53) ist hingegen (wenn Speicherungsverluste und weitere Verluste vernachlässigt werden) die Energie vor und nach der Verlagerung konstant, d. h., es gilt die Nebenbedingung $E_0 = E_1$.

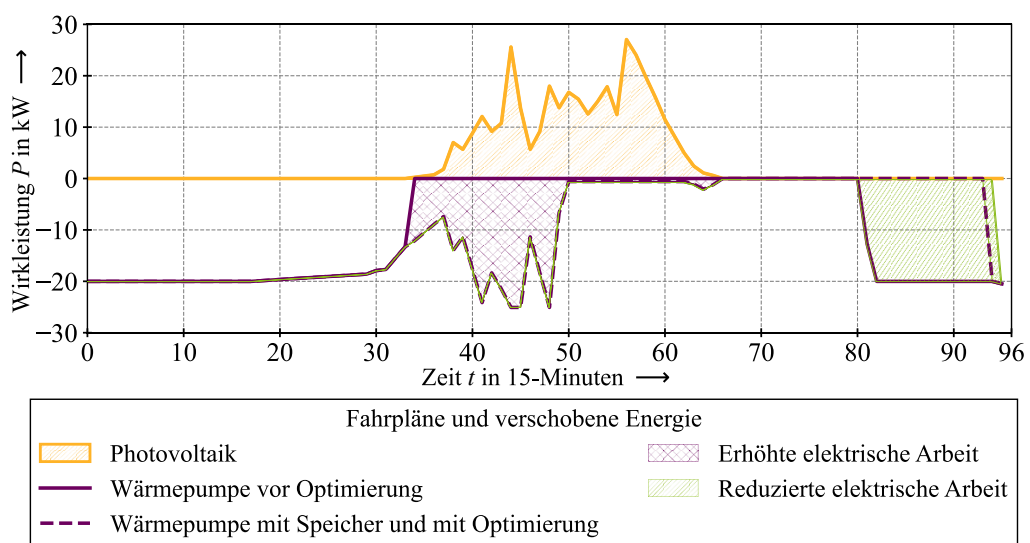


Abbildung 53 Konzept der direkten Lastverschiebung

Um dies zu gewährleisten sind Preisblöcke relevant, die einerseits groß genug sind und andererseits einen entsprechend großen Preisvorteil benötigen, um überhaupt relevante Lastverschiebungen zu ermöglichen. Zudem muss das Modell für die technischen Aggregate relevante Parameter (die Parameter sind in Abbildung 38 dargestellt) abbilden. Diese sind am Beispiel einer WP und eines eKfz in Abbildung 54 dargestellt. Es zeigt sich, dass sowohl Gradienten und Grenzkosten als auch die *EF* relevant sind. Für die Direkten Lastflexibilitäten existiert ein Parameter (wie in Tabelle 3 aufgelistet), der als Wirkungsgrad bezeichnet wird. Dieser gibt an, mit welchem Auf- oder Abschlag die eine Energieform in eine andere Energieform umgewandelt werden kann [164].

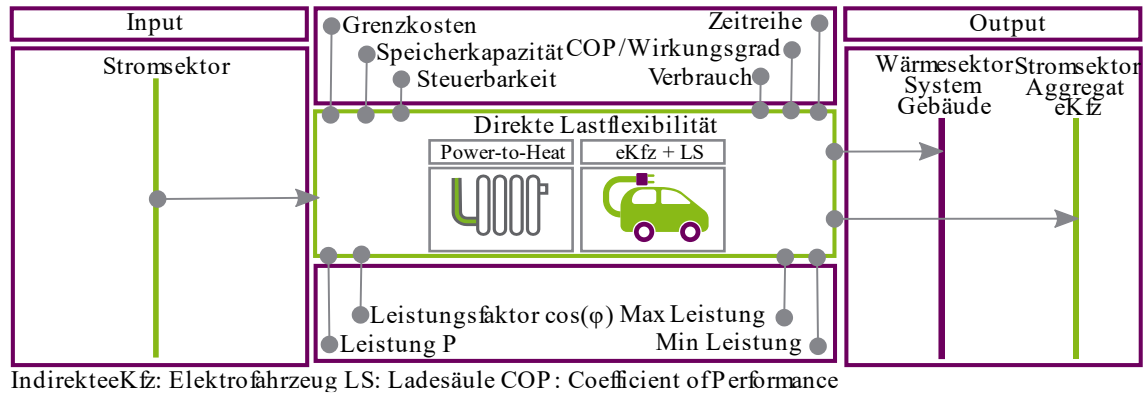


Abbildung 54 Modell direkte Flexibilitäten von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen

3.4.4 Flexible Einspeiser und Speichertechnologien

Zur Einbindung von kleineren konventionellen Stromeinspeisern wie BHKW in das Energiekonzept, werden an dieser Stelle die Restriktionen der Aggregate untersucht. Hierbei wird der Fokus nicht allein auf elektrische Daten gerichtet sein, sondern auch weitere Parameter erfassen, wie etwa die *EF* oder die Grenzkosten. Die festgelegten Parameter und Restriktionen, beispielsweise für BHKW, werden durch entwickelte Modelle jeweils für die optimierte Betriebsweise (Fahrplanoptimierung) und für das Netz (Netzberechnung) im Simulationsmodell abgebildet. Die benötigten Parameter für flexible Einspeiseanlagen sind in Abbildung 55 aufgelistet.

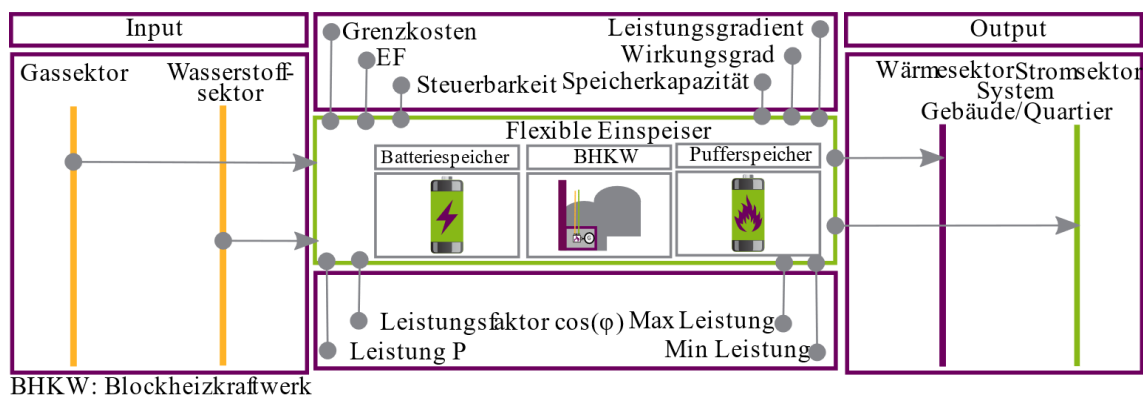


Abbildung 55 Modell für flexible und unflexible Einspeiser und Speichertechnologien

Die Parameter sind Grenzkosten, *EF*, Leistungsgradienten, Leistungsparameter für Wirk- und Blindleistung sowie die Minimal- und Maximalwerte hierfür. Diese Minimal- und Maximalwerte

weisen aus, wie flexibel ein Erzeuger betrieben werden kann. Zudem fungierten die Sektoren, in denen ein- oder ausgespeist wird, als ein weiterer relevanter Parameter. Dieser ist in Abbildung 55 dargestellt. Die BS müssen ebenfalls wiedergegeben werden. Hierbei sollen vor allem BS und eKfz aber auch die Speichermöglichkeiten für Wärme und Gas verwendet werden. Als weitere Parameter gibt es die Kapazität und den Speicherstand, diese sind in Abbildung 55 dargestellt.

3.5 Abbildung mehrerer konkurrierender Optimierungsziele

3.5.1 Pareto-Effizienz und Pareto-Optimierung

Zur gesamtenergiewirtschaftlichen Optimierung eines Portfolios können neben dem bereits thematisierten GGLP auch Algorithmen, die auf einer Pareto-Optimierung basieren, eingesetzt werden. Eine Pareto-Optimierung oder ein Pareto-effizienter Zustand ist eine Verbesserung einer (Ziel-)Eigenschaft, die nicht mehr möglich ist, ohne eine andere Eigenschaft verschlechtern zu müssen. Diese Wechselbeziehung wird mit den zwei Optimierungszielen im linken Diagramm in Abbildung 56 aufgezeigt. Es ergibt sich ein nicht realisierbarer Bereich, also ein Zahlenbereich, für den die Variablen nicht definiert sind. Zudem existiert ein Bereich, der als ineffizient bezeichnet wird, also für den die beiden Optimierungsziele keine Pareto-Effizienz aufweisen.

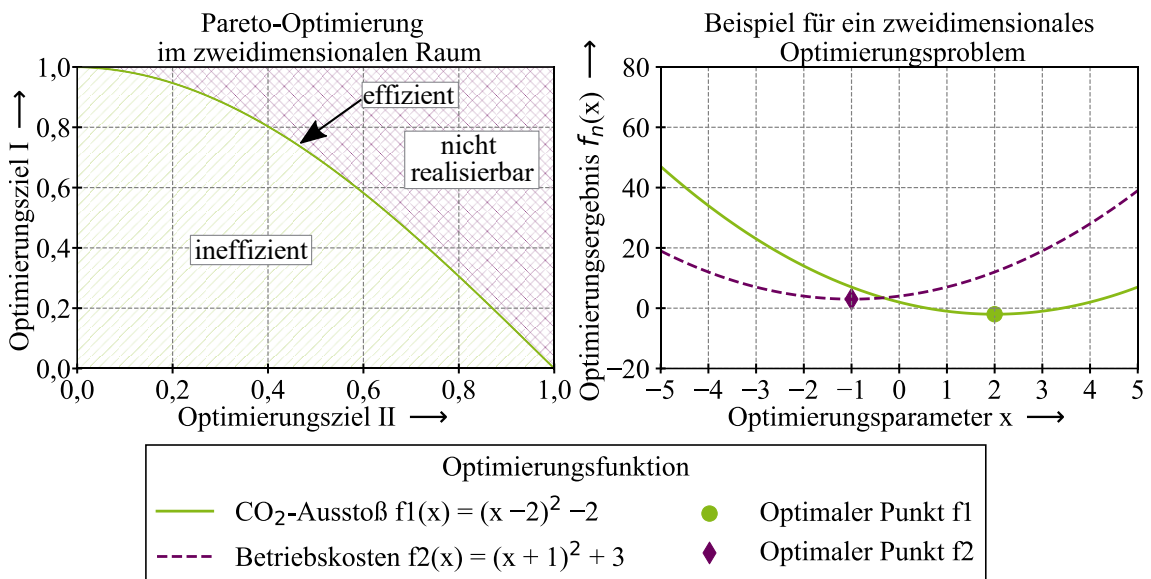


Abbildung 56 Pareto-Effizienz und zweidimensionales Optimierungsproblem (vgl. [54, 50-55])

Schließlich gibt es eine Linie, die als Indifferenzkurve bezeichnet wird. Auf dieser liegen die effizienten Lösungen. Die einzelnen Lösungen sind gleichwertig. Daher hätte ein Individuum bei jedem Punkt den gleichen Nutzen. Ein konkretes Beispiel ist im rechten Diagramm in Abbildung 56 wiedergegeben. Es handelt sich hierbei um zwei Optimierungsziele, den *EF* und die Strombeschaffungskosten mit zwei willkürlichen und dimensionslosen Formeln. Eingezeichnet sind die beiden optimalen Punkte für beide Funktionen. Es zeigt sich, dass es sich um ein Minimierungsproblem handelt und sich die beiden Funktionen teilweise negativ miteinander bedingen.

Wenn das System also umweltschonender wird, wird es unwirtschaftlicher und umgekehrt. Dies verdeutlicht eines der Grundprobleme der Energiewirtschaft im Konzept der „Energiewende“. An dieser Stelle muss ein Kompromiss gefunden werden. Mathematisch ausgedrückt handelt es sich um eine Pareto-Optimum, wenn ein n -Tupel $x_{1N} = (x_1, x_2, x_3, x_4, \dots, x_n)$ einer Menge B von n -Tupeln kein anderes n -Tupel gegenübersteht, das in allen Parametern mindestens ebenso gute Ergebnisse erzielt und in einem erheblich besser ist. Mathematisch ausgedrückt bedeutet das, dass es keinen n -Tupel $x_{2N} = (x_1, x_2, x_3, x_4, \dots, x_n)$ in A gibt, welches bei allen $i = 1, 2, 3, 5, \dots, n$ gilt, $x_{1N} \geq x_{2N}$ und für mindestens ein i gilt $y_i > x_i$. Diese Lösung erzielt eine Pareto-optimale Lösung und erhöht in kooperativen Spielen den Allgemeinnutzen. Es ergibt sich neben einer beliebigen Menge B_1, B_2, \dots, B_n und $I = \{1, 2, 3, \dots, m\}$ die jeweilige Indexmenge. Hierbei gilt $n \in \mathbb{N}$. Die generische Form einer Mehrzieloptimierung sieht wie folgt aus [165]. In diesem Fall werden f_{1i}, f_{2i} als Optimierungsfunktionen bezeichnet (s. Formel (42)). Diese werden im Weiteren mathematisch formuliert und in einer exemplarischen Simulation vorgestellt.

$$M: = \begin{cases} \max f_{1i}(x) & i = 1, \dots, q_1 \\ \min f_{2i}(x) & i = 1, \dots, q_2 \\ x \in R \end{cases} \quad (42)$$

f_{1i}, f_{2i} : Optimierungsfunktionen i : Indizierung der Tupeleinträge
 x_{1N}, x_{2N} : Variablen n -Tupel q_1, q_2 : Parametrierung von f_{1i}, f_{2i}

3.5.2 Implementierung mehrerer Optimierungsziele in den Algorithmus

Zur Implementierung der Optimierungsziele wird ein Vorgehen genutzt, das mit dem sonstigen Optimierungsansatz vereinbar ist. Hierzu wird das GGLP um die Funktion in der Kostenvariable ergänzt. In dieser wird anstelle des Kostenwertes für jede Flexibilitätsoption ein Optimierungswert (OW) eingesetzt. Dieser setzt sich aus den Optimierungszielen Ökonomie, Ökologie und Autarkie zusammen (s. Formel (46) und (47)), also den Dimensionen, die in Abschnitt 2.2.1 in Abbildung 9 als Bestandteile des Zieldreiecks für Energiequartiere definiert worden sind. Hierbei repräsentiert W jeweils die relative Höhe eines Wertes für eine Flexibilitätsoption im Verhältnis zum Maximum-Wert aller Flexibilitätsoptionen (s. Formel (43), (44) und (45)) und es werden die Parameter GK (in EUR/kWh), Umweltverträglichkeit (in g/kWh) und die Position der Flexibilität (innerhalb oder außerhalb des Quartiers) verwendet. Es wird auf eine $THGE$ -Bepreisung verzichtet, damit in die Optimierung keine künstliche Korrelation zwischen EF und den GK entsteht. Hiermit können beide Dimensionen unabhängig voneinander untersucht werden. Hieraus ergibt sich dann eine Reihenfolge der Flexibilitätsoptionen wie diese gewichtet werden in der Optimierung, vergleichbar ist dies mit einer Merit-Order. Da es sich um ein Verhältnis handelt, ist es somit ein dimensionsloser Wert und besitzt keine Einheit. Dies gilt kongruent für den OW , da es sich nach Formel (46) um einen gewichteten Mittelwert handelt, ist dieser ebenfalls dimensionslos. Die Variable F wiederum ist ein Gewichtungsfaktor der einzelnen Optimierungsziele. Auf diesem Weg können die drei Optimierungsziele Wirtschaftlichkeit, Ökologie und Autarkie priorisiert werden. Die Summe der Gewichtungsfaktoren ergibt immer den Wert 1.

$$W_{\text{Ökonomie}} = \frac{k_{\text{flow } t f}}{\max(k_{\text{flow } t f})} \quad (43)$$

$$W_{\text{Ökologie}} = \frac{EF_{\text{flow } t f}}{\max(EF_{\text{flow } t f})} \quad (44)$$

$$W_{\text{Autarkie}} = \frac{A_{\text{flow } t f}}{\max(A_{\text{flow } t f})} \quad (45)$$

$$OW = W_{\text{Ökonomie}} \cdot F_{\text{Ökonomie}} + W_{\text{Ökologie}} \cdot F_{\text{Ökologie}} + W_{\text{Autarkie}} \cdot F_{\text{Autarkie}} \quad (46)$$

$$F_{\text{Ökonomie}} + F_{\text{Ökologie}} + F_{\text{Autarkie}} = 1 \quad (47)$$

OW: Optimierungswert

W: Relativer Wert einer Flexibilitätsoption

F: Gewichtungsfaktor

$k_{\text{flow } t f}$: Kosten die ins Verhältnis gesetzt werden

$EF_{\text{flow } t f}$: Emissionsfaktor

$A_{\text{flow } t f}$: Autarkie das ins Verhältnis gesetzt wird

3.5.3 Betriebsbeispiel eines Quartiers mit einer Mehrzieloptimierung

Für eine beispielhafte Anwendung des Optimierungsmodells wird ein Anlagenportfolio genutzt. Für die Simulation sind folgende Komponenten wie in Tabelle 5 vorgesehen, die relevanten Parameter sind ebenfalls aufgeführt. Wenn das Optimierungsmodell mit dem Fokus auf ökonomischem Wert parametrisiert wird, wird das Modell in jedem Zeitschritt die kosteneffizienteste Komponentenkombination liefern. Die Kosten, die am Slack-Knoten entstehen, sind in dieser Simulation vom Marktpreis abhängig und inklusiv regulatorischer Abgaben (s. Abschnitt 2.2.1) und unterliegen daher einer gewissen Schwankung (zwischen 0,26 EUR/kWh und 0,30 EUR/kWh).

Tabelle 5 Komponenten für eine beispielhafte Mehrzieloptimierung

Elemente	Parameter	
	Leistungsparameter	Sonstige Parameter
Haushalte (Anzahl: 125)	Installierte Leistung $P_{\text{Last}} = 250 \text{ kW}$	Synthetische Zeitreihen gemäß Abschnitt 3.4.2.1
Photovoltaik (Anzahl: 19)	Installierte Leistung $P_{\text{PVA}} = 308 \text{ kW}$	Synthetische Zeitreihen gemäß Abschnitt 3.4.2.4
BHKW (Anzahl: 1)	Installierte Leistung $P_{\text{BHKW}} = 40 \text{ kW}$	Installierte Leistung $P_{\text{BHKW}} = 0,08 \text{ EUR/kWh}$ Emissionsfaktor $EF_{\text{BHKW}} = 317 \text{ g/kWh}$
Batteriespeicher (Anzahl: 19)	Speicherkapazität $K_{\text{BS}} = 5 \text{ kWh/n}$	Speicherkapazität $K_{\text{BS}} = 5 \text{ kWh/n}$ c-Rate $c_{\text{Rate}} = 0,3$
Slack-Knoten		Day-Ahead-Auktion [166] und <i>EF</i> [167]

Auf diesem Weg führt die Optimierung in Zeiten niedriger Marktpreise zu höheren Stromflüssen durch den Slack-Knoten im Vergleich zu Hochpreiszzeiten, in denen stattdessen der Speicher stärker genutzt wird. Die BHKW sind in diesem Szenario zu teuer und werden nicht eingesetzt. Die PVA speisen automatisch und unbeeinflusst von der Optimierung ein, was in Abbildung 57 abgebildet ist. Hierzu kongruent verhält sich die Residuallast, welche im untersten Diagramm

in Abbildung 57 abgebildet ist. Deren Peak-Leistung beträgt $P = 78,8 \text{ kW}$ und der durchschnittliche EF liegt bei 490 g/kWh . Im Vergleich dazu besaß der Strommix im Jahr 2018 laut Umweltbundesamt einen EF von 471 g/kWh [168] und befindet sich damit auf dem gleichen Niveau. Es zeigt sich hier die Diskrepanz zwischen dem Ziel der EF -Reduzierung und der Anreizung durch die Grenzkosten. Als Kontrast hierzu kann auch die ökologische Optimierung betrachtet werden. Diese ist in Abbildung 57 im zweiten Diagramm dargestellt. Es fällt auf, dass die Komponenten im Quartier mehr genutzt werden. Dies zeigt sich sowohl bei den BS als auch beim BHKW.

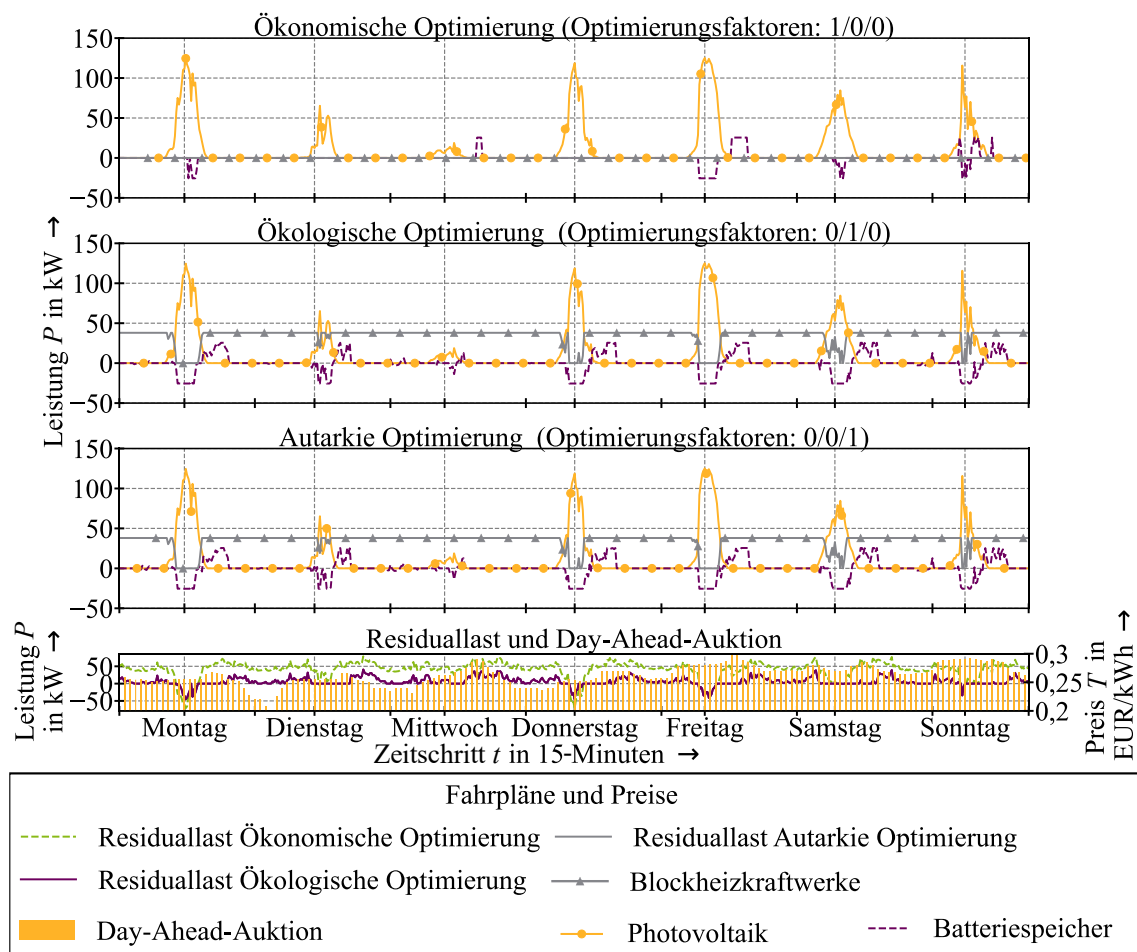


Abbildung 57 Ökonomische und ökologische Optimierung

Kongruent hierzu ist dann auch wieder die Residuallast, welche dieses Mal deutlich geringer ausfällt als bei der ökonomischen Optimierung, hier beträgt der EF 300 g/kWh , allerdings steigt auch der Strompreis auf $0,27 \text{ EUR/kWh}$. Die Autarkie Optimierung unterscheidet sich nicht wesentlich von der ökologischen Optimierung (die ist ebenfalls in Abbildung 57 im dritten Diagramm von oben dargestellt). Dies liegt vor allem daran, dass Aggregate, die sich im Energiequartier befinden, deutlich geringere THGE besitzen, aber auf diesem Weg auch weniger die schwankenden Strompreise an der Strombörse nutzen können. Die konkrete Unterscheidung zwischen den drei Optimierungsvarianten befindet sich in den Parametern für den Optimierungswert. Bei der oberen Optimierung ergibt sich eine Faktoren-Verteilung von $F_{\text{Ökonomie}} = 1$, $F_{\text{Ökologie}} = 0$, $F_{\text{Autarkie}} = 0$. Hingegen ist die Verteilung bei der zweiten Optimierung mit den Faktoren $F_{\text{Ökonomie}} = 0$,

$F_{\text{Ökologie}} = 1$, $F_{\text{Autarkie}} = 0$ und bei der dritten Optimierung mit den Faktoren $F_{\text{Ökonomie}} = 0$, $F_{\text{Ökologie}} = 0$, $F_{\text{Autarkie}} = 1$ gänzlich anders. Zur Gegenüberstellung von verschiedenen Optimierungsvarianten werden in Tabelle 6 die Ergebnisse von weiteren Parametrierungen der Simulation dargestellt. Hierbei sind insbesondere die Zwischenschritte interessant, die von der Abbildung 57 abweichen. Auch hier zeigt sich der gerade beschriebene Effekt, dass durch eine ausschließliche Fokussierung auf eine autarke Energieversorgung diese mit höheren Preisen, aber auch mit geringeren EF einhergehen. Diese Aussage bezieht sich auf den aktuellen Strommix. In späteren Analysen in Kapitel 6, wird der energetische Außenbezug noch mal analysiert und es wird untersucht, ob diese Aussage weiterhin so getroffen werden kann.

Tabelle 6 Beispielhafte Simulationsergebnisse mit unterschiedlicher Optimierungsgewichtung

OW			Bewertung		
Ökonomie	Ökologie	Autarkie	EF in g/kWh	GK in EUR/kWh	Autarkie in %
1	0	0	490,08	0,23	20,30
0	1	0	300,31	0,27	88,58
1/2	1/4	1/4	308,40	0,27	86,46
0	0	1	300,29	0,27	88,55
1/4	0	3/4	300,49	0,27	88,92

3.6 Modellierung von Demand Response und Anreizsignalen

3.6.1 Zusammenhang Anreizsignale und Demand Response

In diesem Abschnitt wird das Anreizsignal, welches zum Aktivieren von Lastflexibilitäten benötigt wird, modelliert. Hierbei wird zunächst eine Definition erarbeitet, um dies von anderen Begriffen abzugrenzen. Im Allgemeinen kann hier auf die Definition des VDE zurückgegriffen werden [169]. Hierbei umfasst DR die Reaktion von Lastflexibilitäten auf Anreizsignalen. Diese sind meist monetär, im Rahmen dieser Arbeit können diese aber auch nicht monetär sein (dies wird im Rahmen eines Feldtests in Abschnitt 4.4 vorgestellt). Dieses Anreizsignal entspricht im Rahmen dieser Arbeit einem Tarif T_t (dieser wird mit t indiziert, um die Zeitabhängigkeit auszudrücken), dieser reizt die Lastflexibilität an sich zu optimieren. Hierdurch wird der Energiebedarf in günstigere Tarifzeiten verschoben, hierdurch können sich für den Besitzer der Lastflexibilität Einsparpotenziale ergeben. Hierbei kann noch zwischen dem direkten und indirekten Ansatz (s. Abschnitt 3.4.3) unterschieden werden. Dies wird in den späteren Auswertungen (Kapitel 6) und im Feldtest (Abschnitt 4.4) erneut aufgegriffen. Für diese Arbeit gilt folgende Definition für Anreizsignale:

Definition Anreizsignale für Demand Response: Als Anreizsignal wird in dieser Arbeit ein monetäres oder nichtmonetäres Signal verstanden das Lastflexibilitäten aktiviert um Demand Response und damit eine Lastverschiebung umzusetzen. Das Anreizsignal wird entweder als monetärer Tarif T_t (durch lokale DEA und Spotmarktpreisen) oder mit einem andere Motivator umgesetzt (z. B. das später vorgestellte Energiewetter) und signalisiert wann optimale und weniger optimale Zeitpunkte zum Energieverbrauch sind. (vgl. [159])

3.6.2 Zusammenhang zwischen Day-Ahead-Markt und regenerativer Einspeisung

Zur Nutzung von Lastflexibilität für eine direkte Ansteuerung, so wie es in Abschnitt 3.4.2 erläutert worden ist, werden Anreizsignale benötigt. Bei diesen Anreizsignalen handelt es sich klassischerweise um Preissignale. In Abbildung 58 sind die Strommarktpreise an der EEX, die regenerative Einspeisung, das gehandelte Volumen an der EEX als auch die kumulierte abgenommene Energie und der aus den anderen Faktoren resultierende Strompreis an der EEX. Dargestellt sind auf Stundenbasis aggregierte Jahreswerte, diese sind als Boxplot über die Tageszeit hinweg (1 h bis 24 h) abgebildet, Hierdurch wird die Spannweite von Minimal-, Maximalwert und Quantile aufgezeigt. Die Anreize in der Energiewirtschaft fußen auf diesen Strommarktdaten.

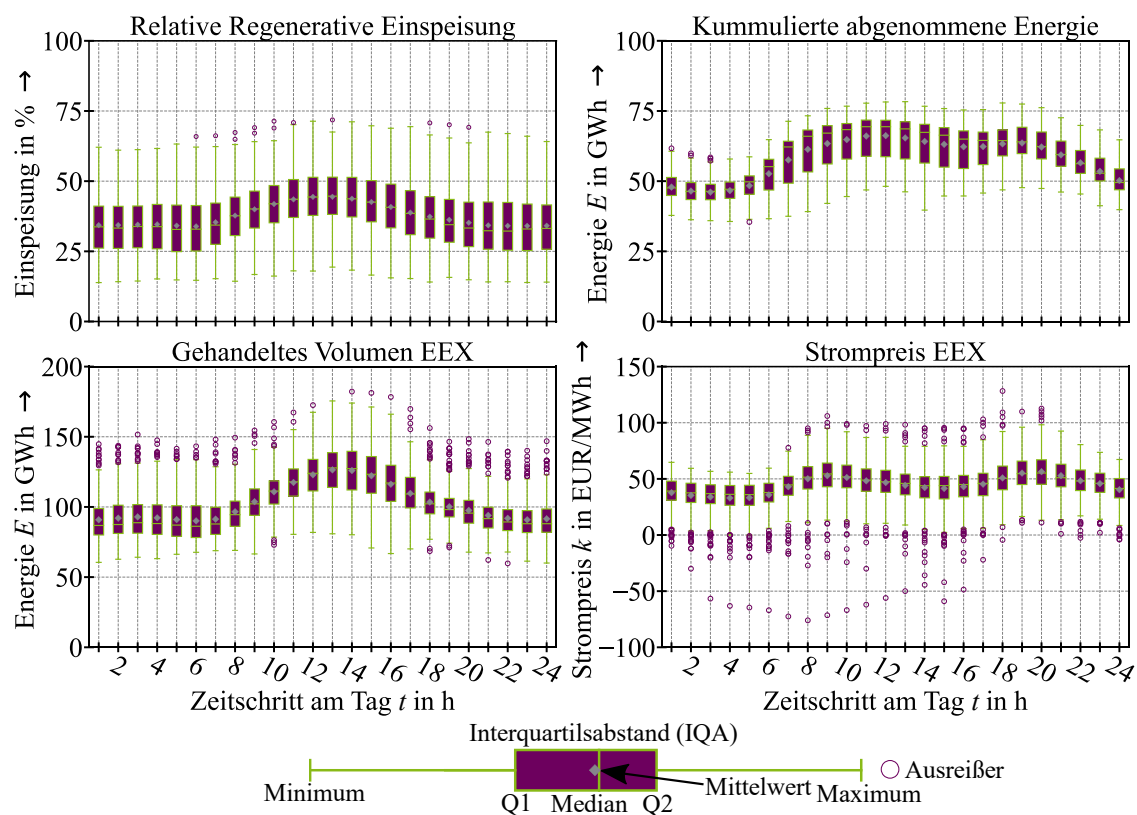
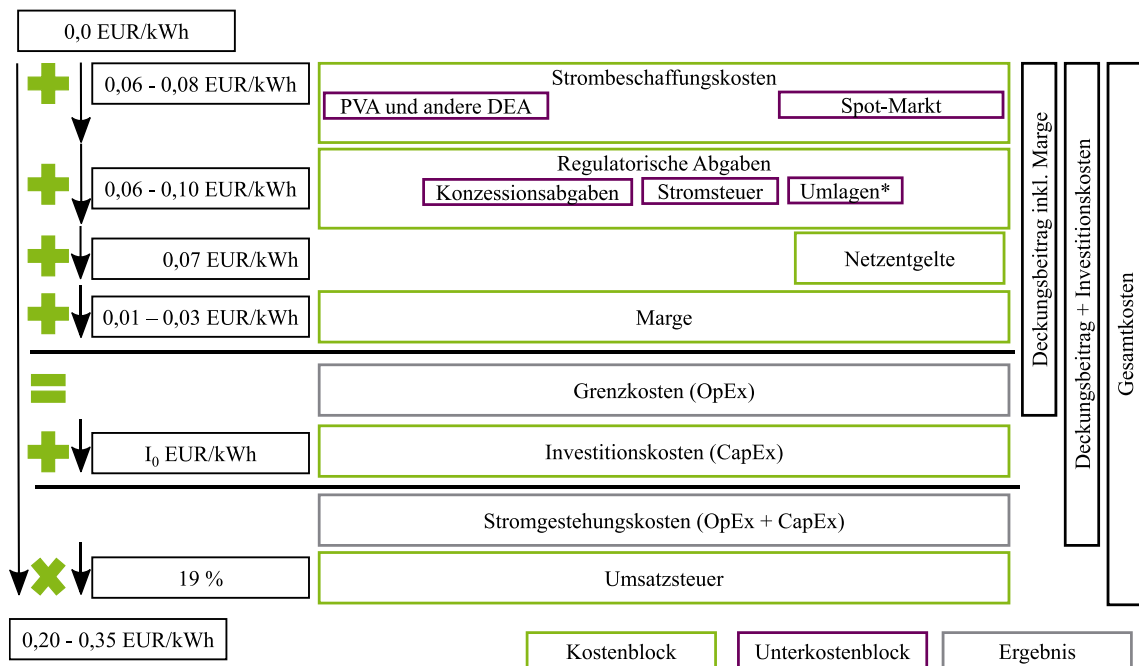


Abbildung 58 Zusammenhänge zwischen Angebot, Nachfrage und EEX-Strompreisen (vgl. [85, 166])

Es zeigen sich in den Boxplots für die Mittagsstunden deutlich höhere regenerative Einspeisungen mit Werten bis zu 70 % Anteil der regenerativen Einspeisung an der Gesamteinspeisung. Dies wirkt sich auf die gehandelte Menge der Kontrakte in der Form von MWh an der EEX aus. Sie folgt annähernd dem gleichen Verlauf. Durch die kumulierte Last im elektrischen Netz ergibt sich ein dem H0-Profil ähnlicher Verlauf. Aus dem Verhältnis von bezogener elektrischer Energie (Last) zur eingespeisten Energie (Einspeisung) resultiert der Strompreis, der als Day-Ahead-Preis dargestellt wird. Der Strompreisverlauf weist vermehrte Ausreißer bis hin zu negativen Strompreisen auf. Im weiteren Verlauf sollen insbesondere die niedrigen bzw. negativen Strompreise durch eine DR-Systematik ausgenutzt werden.

3.6.3 Kostenstruktur des Strompreises

An dieser Stelle wird für die weitere Abbildung der Kosten (die durch den Strombezug mittels DEA oder dem Spot-Markt geschieht) eine genaue Zuordnung der Begriffe zu den Wertschöpfungsschritten vorgenommen. Hierbei wird die Struktur wie sie in Abschnitt 2.2.2 (in Abbildung 13) aufgegriffen und die Termini erweitert. Hierbei entspricht die Strombeschaffungskosten die Kosten, die durch das reine Stromangebot entstehen durch DEA (z. B. PVA oder dem Spot-Markt). Hierzu müssen, um die eigentlichen Grenzkosten zu erhalten die Regulatorischen Abgaben und die Netzentgelte (für den Externen Teil außerhalb des Energiequartiers) hinzugerechnet werden. Weiterhin zu erwähnen ist, dass in diesem Modell auf eine CO₂-Bepreisung verzichtet wird. Dies wird insbesondere deswegen nicht gemacht, da eine weitere Betrachtung von CO₂-Kosten in die Optimierungsziele unabsichtlich eine Korrelation integrieren würde. So können die drei Ziele unabhängig voneinander bewertet werden. Hierauf wird noch die Umsatzsteuer aufgerechnet (19 %) womit sich dann die Grenzkosten *GK* ergeben. Die Grenzkosten spiegeln an dieser Stelle aber nur die reinen variablen Kosten (insb. die OpEx) wider und Investitionskosten und weitere Kapitalkosten (insb. die CapEx) werden an dieser Stelle noch nicht berücksichtigt. Die einzelnen Wertschöpfungsschritte sind in Abbildung 59 (rechts: Deckungsbeitrag inkl. Marge, Deckungsbeitrag + Investitionskosten und Gesamtkosten) dargestellt. Der Kostenblock Marge wird hier Vollständigkeitshalber aufgeführt, für eine praktische Umsetzung stellt dies ein relevantes Kostenbestandteil da, wird hier aber zu Null gesetzt. Im Weiteren wird bei der Tarifierstellung die Grenzkosten zur Tarif Berechnung genutzt inkl. der 19 % Umsatzsteuer, dies ist damit begründet, dass in diesem Kapitel die Investitionskosten zu Null gesetzt werden. In Kapitel 6 wird im Rahmen der Fallstudie auch die Investitionskosten detaillierter betrachtet.



* Enthält EEG, KWK, § 19-, Offshore Haftung, AbLaV, enthält keine CO₂-Bepreisung

Abbildung 59 Kostendefinitionen der Stromgestehungskosten von elektrischer Energie im Energiequartier

3.6.4 Tarifierstellung mit dem Mieterstrommodell

Zur Nutzung sowohl von DEA-Einspeisungen als auch von Preisschwankungen im Strommarkt kann eine Kombination zwischen dem Mieterstrommodell [170] und dem überregionalen Stromangebot in Form von anderen DEA z. B. WKA genutzt werden. Das prinzipielle Vorgehen beim Mieterstrom ist im Anhang abgebildet (s. Abschnitt 11.4 in Abbildung 154). Hierzu wird zunächst für jedes Zeitfester ein 15-minütiger Preis für einen Tag kalkuliert. Dieser wird wie folgt berechnet: Die Summe wird aus den 96 Zeitintervallen gebildet, in die ein Tag unterteilt wurde. Diese Intervalle entsprechen 15-Minuten-Schritten. Berechnet wird ein zeitabhängiger Tarif T_t in EUR/kWh (s. Formel (48)) des 15-Minuten-Zeitschritts über die Summe aus erzeugter Energie $P_{DEA\ d\ t}$ und dem Strompreis an der Börse $GK_{Residual\ t}$ für den Fall, dass die Residuallast $P_{Residual\ t}$ positiv ist. Der Preis der erzeugten Leistung $P_{DEA\ d\ t}$ wird mit dem Wert des Energietyps und der Schrittweite ($\tau = 15$ -Minuten) multipliziert. $GK_{DEA\ d\ t}$ besteht aus den Stromgestehungskosten k , Steuern und Abgaben k_b . Bei positiver Residuallast $P_{Residual\ t}$ wird zusätzlich zur erzeugten Energie noch weitere Energie benötigt. Diese wird über die Strombörse eingekauft.

$$T_t = \sum_{d=0}^D (GK_{DEA\ d\ t} \cdot P_{DEA\ d\ t} \cdot \tau) + GK_{Residual\ t} \cdot P_{Residual\ t} \cdot \tau \quad \forall t \in T, \quad d \in D \quad (48)$$

T_t : 15 Minuten Tarif $GK_{DEA\ d\ t}$: Grenzkosten DEA τ : Schrittweite
 $P_{DEA\ d\ t}$: Einspeisung DEA $GK_{Residual\ t}$: Grenzkosten Residual $P_{Residual\ t}$: Residuallast

Durch die Multiplikation mit $GK_{Residual\ t}$ wird der Wert der eingekauften Energie gewichtet. $GK_{Residual\ t}$ besteht aus den Day-Ahead-Preisen, Steuern und Abgaben k_b . $GK_{DEA\ d\ t}$ wird je nach Erzeugung unterschiedlich berechnet. Für die DEA werden Stromgestehungskosten von 0,049 EUR/kWh angenommen [171, 172]. Die Steuern und Abgaben werden addiert. Inklusive der MwSt. wird in dieser Untersuchung ein Wert von 0,1773 EUR/kWh für $GK_{DEA\ d\ t}$ als Grundlage genommen. Für den externen Zukauf werden Netzentgelte, Steuern und Entgelte von 0,2399 EUR/kWh berechnet [87]. Dies stellt die Abgaben zu den Kosten $GK_{Residual\ t}$ dar, die für den Außenbezug der Residuallast anfallen. Die resultierenden Kosten für die Residuallast werden durch den Börsenstrompreisen volatil. Das Tarifmodell soll nun weiterentwickelt werden, damit es für den Endkunden anwendbar ist. Diese 15-minutenscharfe Betrachtung soll vielmehr für die Berechnung weiterer Tarifmodelle genutzt werden. In Abbildung 60 sind die resultierenden 15-Minuten Preise in einer „colormap“ aufgetragen. Die Farbverteilung zeigt die negative Korrelation zwischen der PVA-Einspeisung – die um die Mittagsstunden einspeist – und den Tarif T_t (s. Formel (48)). Zwischen 06:00 und 12:00 Uhr steigt der Leistungswert der PVA und reduziert somit die Stromkosten, da ein externer Einkauf über die Strombörse reduziert wird. Die niedrigsten Strompreise werden in den Sommermonaten erreicht. In den Wintermonaten verringern sich die Sonnenstunden pro Tag. Hier kann die dezentral eingespeiste Energie an den Kunden zu einem günstigen Preis weitergegeben werden. In den Nachtstunden wird keine elektrische Energie der PVA eingespeist, daher muss die Energie zu einem höheren Preis an der Börse eingekauft

werden. Die Korrelation ist in den Nachtstunden besonders ersichtlich. In den Mittagsstunden lässt sich diese Korrelation nicht beobachten. Durch den Anstieg der PVA-Einspeisung sinkt der Strompreis, obwohl der Preis an der Börse nahezu konstant ist. Im nächsten Schritt wird skizziert, wie aus diesen 15-minutenscharfen Tarif anders aufgelöste Tarifblöcke entstehen, die zur Anreizsetzung im Energiequartiers genutzt werden können.

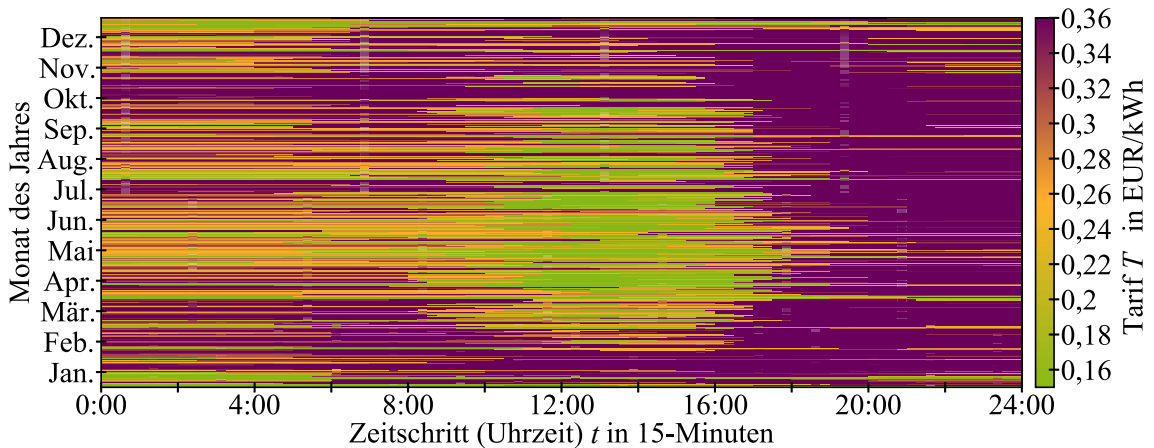


Abbildung 60 Jahresdarstellung der 15-Minuten-Tarifblöcke

3.6.5 Generierung von Tarifblöcken

Durch die Berechnung der kleinsten Preisblöcke können nun verschiedene Tarifmodelle entwickelt werden, die sich in den Zeitintervallen unterscheiden. Das größte wählbare Zeitintervall besteht aus dem Mittelwert eines Tages, wodurch ein einzelner Block entstehen würde. \bar{T}_{Tag} (s. Formel (49)) für einen ausgewählten Sommertag (02.08.2018) liegt bei $T_t = 0,2287$ EUR/kWh. Der Durchschnittspreis an der Strombörse beträgt an diesem Tag $GK_{\text{Residual } t} = 0,2572$ EUR/kWh. Auch wenn ein täglich variierender Durchschnittspreis näher an der jahreszeitabhängigen Erzeugung und Last liegt, bietet dieser Wert keinen Anlass für den Kunden, seinen Konsum innerhalb eines Tages zu verschieben. Nur durch ein flexibles Lastverhalten innerhalb eines Tages kann die schwankende Residuallast durch volatile DEA minimiert werden. Durch die Modelle können nun die Unterschiede des Kundenverhaltens untersucht werden. Durch eine Einteilung des Tages in feste Zeitscheiben mit unterschiedlichen Strompreisen (s. Formel (50)) kann die schwankende Residuallast im Strompreis abgebildet werden. Die Anzahl der Zeitscheiben und die dementsprechende Dauer einer Zeitscheibe kann variabel mit τ (Schrittweite) gewählt werden. Hier werden als Beispiel 24 verschiedene, gleichgroße Preisblöcke gewählt. Daher wurde der Tag in 1-Stunden-Zeitscheiben eingeteilt also $\tau = 4$ h. Mit dem Parameter b kann in Formel (50) der jeweilige Startzeitpunkt (15-Minutenzeitschritt) ausgewählt werden.

$$\bar{T}_{\text{Tag}} = \frac{\sum_{t=0}^{95} T_t}{96} \quad \forall t \in T \quad (49)$$

$$T_{b \tau} = \frac{\sum_{t=b}^{b+\tau} T_t}{\tau} \quad \forall t \in T \quad (50)$$

\bar{T}_{Tag} : Mittelwert Tarif Tag T_t : Tarif 15 Minutenbasis $T_{b \tau}$: Ausgewählte Tarifblock

Berechnet wird jeweils der Preisdurchschnitt innerhalb der einen Stunden. Die Preise an der Börse entsprechen dem Durchschnitt des letzten Tarifblocks, dargestellt in Abbildung 61. Im Intra-Day-Handel würden weitere Optimierungen vorgenommen werden. Im Anreizsystem ist dies nicht möglich. Obwohl die Zeitgrenzen 06:00 und 18:00 Uhr grob mit der PVA-Einspeisung übereinstimmen, sind diese fixen Grenzen problematisch für die Stromtarifberechnung. So ist in der Mittagszeit die PVA-Einspeisung so hoch, dass sie kurzzeitig die komplette Energienachfrage decken kann. Dies zeigt sich ebenfalls in der Jahresbetrachtung in Abbildung 62. Allerdings befindet sich genau um 12:00 Uhr eine fixe Grenze. Zu diesem Zeitpunkt speist die PVA am meisten ein und könnte dadurch den Stromtarifpreis stark beeinflussen. Diese Beeinflussung ist in Abbildung 61 dargestellt. Es zeigt sich ein eindeutiger Einfluss der PVA-Einspeisung und der Reaktion der Preiszeitschreibe. In der Darstellung wird dies als „Quartiers-Effekt“ bezeichnet. Ein gleichgroßer Effekt kann durch die Marktpreise am Spot-Markt („Spot-Markt-Effekt“) identifiziert werden.

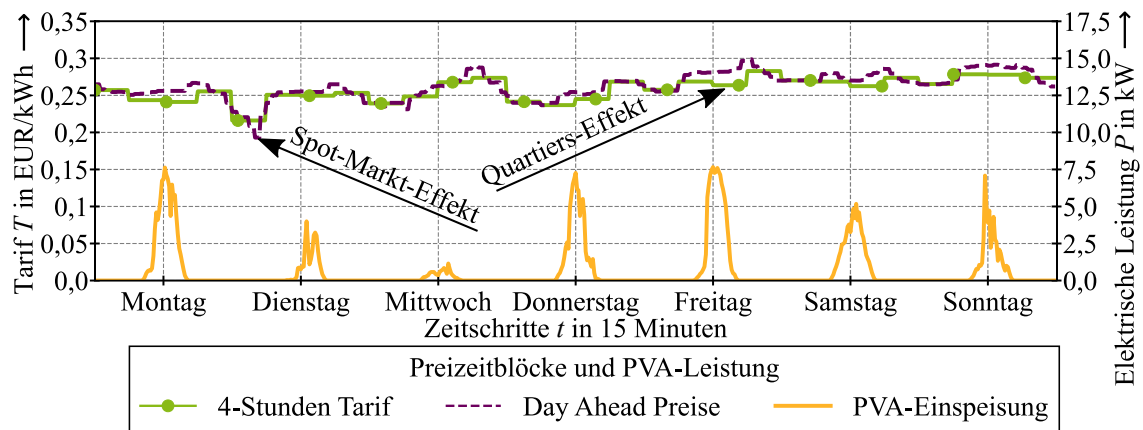


Abbildung 61 Day-Ahead-Preise, lokale Einspeisung und resultierende Stromtarife T_t

Diese können dadurch erklärt werden, dass relativ viel WKA in das deutschlandweite elektrische System eingespeist wird oder die Nachfrage im Vergleich dazu relativ gering ist. Dies wird an dieser Stelle als „Spot-Markt-Effekt“ definiert. In der Darstellung in Abbildung 62 sind diese Effekte in einem Jahresplot dargestellt. Es zeigt sich, dass im Tagesverlauf die günstigeren Preise mittags und im Jahresverlauf eher im Sommer auftreten.

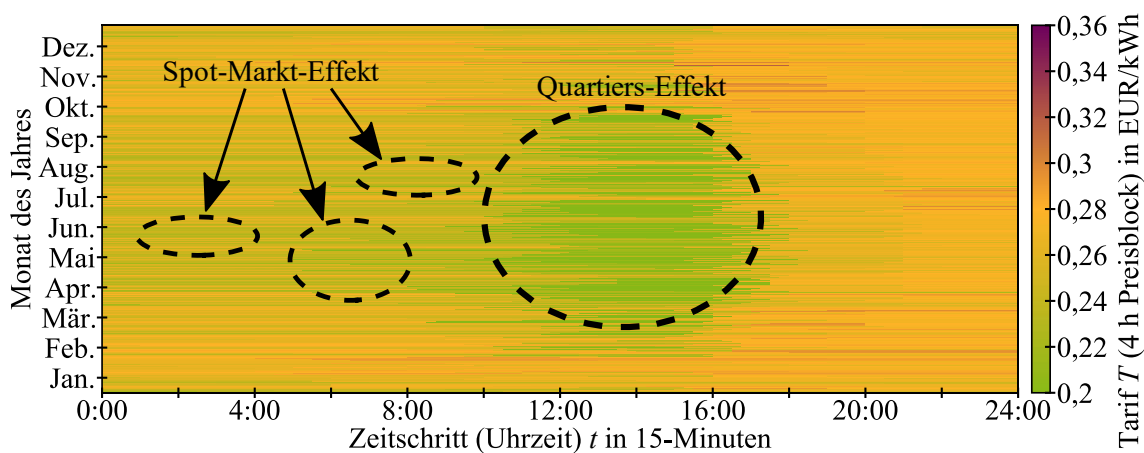









Abbildung 62 Jahresverlauf des Tarifs mit Markt- und DEA-Effekt

3.7 Ausgestaltung des Netzmodells

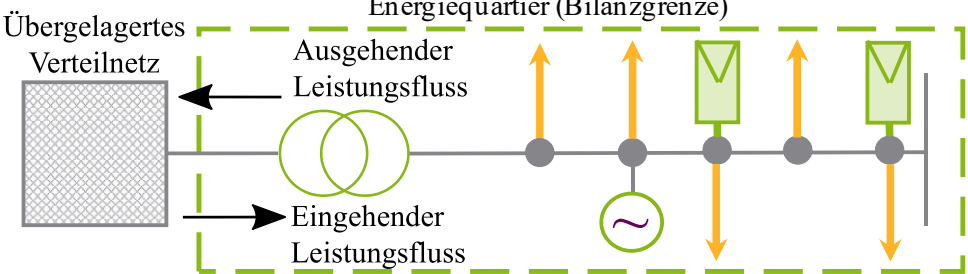
3.7.1 Netzberechnungsmodell

Das NS-Netz in Energiequartieren dient zur lokalen Verteilung der elektrischen Energie von der ONS, während das MS-Netz die regionale Verteilung vom UW aus übernimmt. Im Folgenden werden die nötigen Betriebsmittel in Tabelle 7 abgebildet. Das Netzberechnungsmodell ist zur Darstellung der realen Leistungsflüsse in den Betriebsmitteln relevant. Dazu gehören Netzknoten, die Leitungen, ONS, Lasten und Einspeisungen. Die übergeordnete Netzstruktur wird als übergelagertes Verteilnetz abgebildet und wird als Slack-Knoten mit einer festen Spannung modelliert.

Tabelle 7 Abgebildete Bestandteile des Netzberechnungsmodells

Netzeinspeisung	Knoten	Leitung	ONT	Last	DEA	Flexibilitätsoption
						
Spannung	Spannung	Länge $s_{Länge}$ Leitungstyp Widerstandsbeläge Reaktanzbeläge Kapazitätsbeläge Max. thermischer Grenzstrom	Bemessungs Scheinleistung	Wirkleistung $\cos(\phi)$	Wirkleistung $\cos(\phi)$	Wirkleistung $\cos(\phi)$ Min. Max

Energiequartier (Bilanzgrenze)



Die netztechnische Betrachtung der einzelnen Bestandteile wird in Tabelle 7 dargestellt. Der Netzzustand wird unter anderem von den aufgeführten Betriebsmitteln, den unflexiblen Komponenten, wie z. B. volatilen DEA, den Lasten den Flexibilitätsoptionen, die in der Portfoliooptimierung flexibel genutzt werden, bestimmt. Zur Festlegung der Netzzustände wird angenommen, dass für einen kurzen Zeitraum keine Veränderungen des Lastzustandes erfolgen. Dieser Zeitraum wird hier als 15-Minuten festgelegt. Das üblicherweise angewendete Verfahren zur Berechnung des Lastflusses ist das Newton-Raphson-Verfahren, das in die numerischen Verfahren eingeordnet ist und genutzt wird, um nicht lineare Gleichungen und Gleichungssysteme iterativ zu lösen, falls eine Lösung existiert [173].

3.7.2 Flexibilitätseinsatz zur Beseitigung von Netzengpässen

Zur Beseitigung von Netzengpässen durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen werden die zunächst geplanten Fahrpläne (auch als „Dispatch“ bezeichnet) durch eine Neuplanung abgeändert (auch als „Redispatch“ bezeichnet). Klassischerweise wird dies auf der Übertragungsnetz-Ebene

mit Kraftwerksfahrplänen umgesetzt. Treten bei der Berechnung des Lastflusses Leitungsüberlastungen auf, werden die Kraftwerkslasten neu verteilt und die betroffenen Kraftwerke aufgefordert, ihre Fahrpläne entsprechend anzupassen. So wird versucht, den sonst entstehenden Netzengpässen zuvorzukommen.

Im Fall des „Redispatches“ im Energiequartier werden analog Flexibilitätsoptionen im von „Überlast“ oder „Über- oder Unterspannung“ betroffenen Netzbereich entsprechend angepasst. Die Leistung einer Flexibilitätsoption wird in diesem Falle adjustiert, sodass über die übergelagerte Verteilnetzebene mittels der ONS weniger Leistung fließt. Dadurch verlagert sich die DEA-Leistung zum Verbrauchsschwerpunkt und der betroffene Leitungsabschnitt wird nicht über das zulässige Maß hinaus beansprucht. Dieser Ansatz kann sowohl auf die NS- als auch die MS-Ebene angewendet werden. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass nicht beide Netzebenen gleichzeitig netzdienlich optimiert werden können. In späteren Auswertungen in Kapitel 6, gibt es deswegen separate Auswertungen auf NS- als auch auf MS-Ebene.

3.7.3 Redispatch-Modell und Integration in das bilanzielle Optimierungsmodell

Die hier aufgeführte Lastflussberechnung dient als Grundlage für die Optimal Power Flow (OPF)-Berechnung unter gleichzeitiger Einhaltung aller Nebenbedingungen, wie z. B. den Netzrestriktionen. Mögliche Netzrestriktionen (s. Formeln (51), (52) und (53)) sind die Einhaltung der Spannungsgrenzen der Knoten, der maximalen Strombelastung von Leitungen und der maximalen Belastung des Transformators. Damit der OPF zu einer Lösung führt, müssen dem Flexibilitätsoptionen zur Verfügung gestellt werden, um Anpassungen der ein- und ausspeisenden Leistungen an dem jeweiligen Knoten durchführen und die Netzrestriktionen einhalten zu können.

$$U_{\min k} \leq U_{tk} \leq U_{\max k} \quad \forall t \in T, k \in K \quad (51)$$

$$I_{st} \leq I_{\max s} \quad \forall t \in T, s \in S \quad (52)$$

$$S_{rtw} \leq S_{r \max tw} \quad \forall t \in T, w \in W \quad (53)$$

$$\text{MIN} \sum_{t=0}^T \sum_{f=0}^F P_{tf} \cdot f_t(P_{tf}) \quad \forall t \in T, f \in F \quad (54)$$

U_{tk} : Netzknoten Spannung k	$U_{\min k}$: Untere Knotenspannungsgrenze k
$U_{\max k}$: Obere Knotenspannungsgrenze k	I_{rs} : Bemessungsstrom der Leitungsstrecke s
I_{st} : Auslastung der Leitungsstrecke s	S_{rtw} : Belastung Transformator w
S_{rw} : Bemessungscheinleistung des ONT w	T : Menge aller Zeitschritte
K : Menge aller Netzknoten	S : Menge aller Leitungsstrecken
W : Menge aller Transformatoren	P_{tf} : Leistung einer Flexibilität
f_t : Kostenfunktion	F : Menge aller Flexibilitäten

Ein OPF kann in allgemeiner Form wie in Formel (54) dargestellt werden. Sind nicht ausreichend Flexibilitäten vorhanden oder die Anforderungen der Nebenbedingungen können nicht eingehalten werden, konvergiert der OPF nicht und es gibt somit keine approximierte Lösung. Zunächst

wird eine Lastflussberechnung für die jeweiligen Fahrpläne durchgeführt. Bei Nicht-Einhaltung der Grenzwerte erfolgt ein OPF zur Korrektur der Fahrpläne, unter Einhaltung der Grenzwerte der einzelnen Flexibilitätsoptionen. Das BDEW Ampelsystem ist im Optimierungsmodell in das Netzmodell integriert, hierbei wurden die Ampelphasen genutzt wie sie in Kapitel 2 in Abbildung 16 vorgestellt wurden. Die zu interpretierenden Ampelphasen sind in Tabelle 8 dargestellt. Diese Grenzwerte werden wieder in einer erneuten Fahrplanoptimierung berücksichtigt. Hierbei spielt die relative Spannung $\frac{U_{tk}}{U_{n_{tk}}}$ an einem Knoten k , die relative Belastung I_{tl} an einer Leitung l und die relative Belastung S_{rtw} eines Transformators w eine Rolle.

Tabelle 8 Interpretation der Ampelphase für das Netzmodell (in Anlehnung an [92])

Technische Kriterien	Grüne Phase	Gelbe Phase	Rote Phase
$\frac{U_{tk}}{U_n}$	$0,95 \leq \frac{U}{U_n} \leq 1,05$	$0,95 \geq \frac{U}{U_n} \vee 1,05 \leq \frac{U}{U_n}$	
$\frac{I_{st}}{I_{rs}}$	0 - 100 %	> 100 %	
S_{rtw}	0 - 100 %		
Flexibilitätsbedarf	$P_{Flex\ benötigt\ t} < P_{Flex\ möglich\ t}$		$P_{Flex\ benötigt\ t} > P_{Flex\ möglich\ t}$

Dabei sind alle technischen Kriterien mit t indiziert, also sind diese jeweils für alle 15-Minutenzeitschritte zu berücksichtigen. Dies wird rekursiv durchgeführt, bis ein endgültiger Fahrplan erstellt wurde. Hierbei können je nach Status der Lastflussergebnisse unterschiedliche Phasen des BDEW-Ampel-Modells (s. Abschnitt 2.2.4.2) [92] als Interpretation genutzt werden. Flexibilitäten können hier sämtliche Flexibilitätsoptionen sein. Diese werden mit den jeweiligen Minimum- und Maximum-Werten modelliert, wie oben im Quartiersmodell dargestellt (s. Formel (55)).

$$P_{flow\ min\ ft} \leq P_{flow\ fi\ ot} \leq P_{flow\ max\ ft} \quad \forall t \in T, \quad \forall f \in F \quad (55)$$

$P_{flow\ fi\ ot}$: Aktuelle Leistung der Flexibilität f $P_{flow\ max\ ft}$: Obere Leistung der Flexibilität f
 $P_{flow\ min\ ft}$: Untere Leistung der Flexibilität f F : Menge aller Flexibilitäten
 T : Menge aller Zeitschritte

Nach den Ausführungen zu dem Redispatch-Ansatz, wird im Weiteren die Kopplung zwischen dem Netzmodell und dem Optimierungsmodell vorgestellt. Dabei wird sowohl die Struktur der Kopplung präsentiert als auch die Funktionsweise anhand eines Beispiels erklärt. Die Kopplung ist in Abbildung 63 zu sehen. Bevor eine Kopplung von Quartiers- und Netzmodell durchgeführt werden kann, müssen zunächst beide Modelle initialisiert werden, wozu sie dieselbe Datenbasis und dieselben Zeitreihen als Import benötigen. Dadurch ist gewährleistet, dass auf beiden Ebenen z. B. dieselbe Zeitreihe betrachtet wird und auf dieselben Last- und Einspeisezeitreihen. Über die Simulationsparameter und Zeitreihen hinaus werden bzgl. des Netzmodells weitere Informationen, wie z. B. die Netztopologie, benötigt. Erst dann können eine realitätsnahe Initialisierung des

Netzes, eine Abbildung der Topologie der einzelnen Komponenten zueinander sowie eine Spezifizierung der genutzten Betriebsmittel erfolgen. Das Quartiersmodell erhält als Input Daten der Lasten (wie in Abschnitt 3.4.2 beschrieben) und der DEA sowie Informationen zu den Grenzkosten und weiteren Simulationsparametern. Das Netzmodell besitzt neben den Simulationsparametern auch Informationen zur Netztopologie und den Netzrestriktionen.

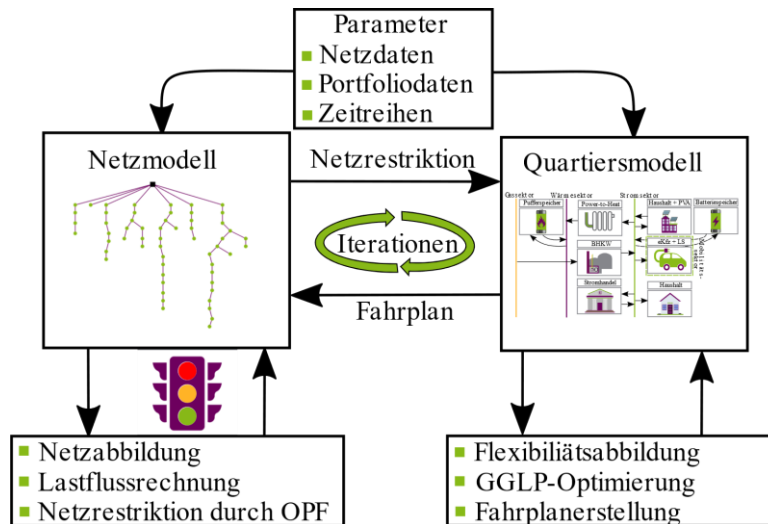


Abbildung 63 Verknüpfung von Netzmodell und dem GGLP-Flexibilitätsmodell

Als Output übergibt das Quartiersmodell einen vorläufigen Fahrplan der kostenoptimierten Fahrweise der Flexibilitäten an das Netzmodell. Die Auswirkungen des Fahrplans auf die Betriebsmittel im Netzmodell werden mittels des Netzzustandes beschrieben. Dies kann durch die Kapazitätsampel ausgedrückt werden. Sind keine Grenzwerte verletzt, verbleibt der Netzzustand in der grünen Phase und die Simulation wird in einem einzigen Iterationsschritt beendet. Wenn jedoch durch den vorläufigen Fahrplan Grenzwertverletzungen entstehen, wechselt die Kapazitätsampel in die gelbe Phase und die Anzahl der Schleifen erhöht sich, bis keine Grenzwerte mehr verletzt werden oder eine Abbruchbedingung erreicht wird. Die maximale Anzahl an Schleifen ist dabei gleich der Anzahl aller Zeitschritte. Nun kann es passieren, dass durch die Auflösung eines kritischen Netzzustandes in einem Zeitschritt in anderen Zeitpunkten kritische Netzzustände entstehen. Dies würde allerdings nur zu einer zeitlichen Verschiebung des Problems führen, sodass weitere Schleifen notwendig wären. Im Quartiersmodell wird in einem Optimierungsschritt eine bilanzielle Optimierung durchgeführt, aufgelöst in den zuvor definierten Zeitschritten. Hierfür werden alle unflexiblen und flexiblen Aggregate berücksichtigt und ein kostenoptimierter Fahrplan für alle flexiblen Einheiten erstellt. Der Fahrplan umfasst dabei jeweils alle Zeitschritte mit ihren relativen Auslastungen, bezogen auf die installierte Leistung der jeweiligen Aggregate. Da dieser Fahrplan bisher nur eine wirtschaftliche Fahrweise gewährleistet, wird er an das Netzmodell übergeben, um die Auswirkungen des Fahrplans auf das Netz zu simulieren. Allerdings besitzt dieser Fahrplan daher nur einen vorläufigen Charakter. Im Netzmodell werden Zeitreihenbasierte Leistungsflüsse durchgeführt. Für jeden Zeitschritt werden die momentanen Leistungen

der Flexibilitäten mit den Informationen des vorläufigen Fahrplans aktualisiert. Mittels der Lastflüsse wird die Auslastung der Betriebsmittel durch den vorläufigen Fahrplan simuliert. Die Auslastung des Transformators, die Spannungen an den Knoten und die Ströme durch die Leiter können dadurch ermittelt werden. Sind die Auslastungen im Rahmen der vorgegebenen zulässigen Restriktionen erreicht, ist der vorläufige Fahrplan gleichzeitig der finale Fahrplan. Mit der vorgestellten BDEW-Kapazitätsampel kann dieser Umstand mit der grünen Phase gleichgesetzt werden. Denn diese bedeutet einen uneingeschränkten Zugang aller Akteure zum Energiemarkt. Falls jedoch der vorläufige Fahrplan des Anlagenmodells dazu führt, dass die Netzrestriktionen im Netzmodell nicht eingehalten werden können, müssen Änderungen des Fahrplans erfolgen. Dann würde die BDEW-Kapazitätsampel in die gelbe Phase übergehen. Im Netzmodell werden zunächst die Zeitschritte mit nicht konformen Netzzuständen identifiziert. Weiterhin können in den einzelnen Zeitschritten die Betriebsmittel identifiziert werden, die zu einem kritischen Netzzustand führen. Durch deren Kenntnis kann für die kritischen Zeitschritte ein OPF durchgeführt werden, um die aktuellen Leistungen der Flexibilitäten anzupassen und dadurch die Netzengpässe zu beheben. Hierbei ist zu bedenken, dass der OPF nicht immer eine Lösung findet. Denn zur Lösungsfindung muss ausreichend Flexibilität vorhanden sein. Hat das Energiequartier zu wenig Flexibilität, wird der OPF nicht konvergieren und die Kapazitätsampel geht in die rote Phase über. In der roten Phase ist der VNB verpflichtet, die Stabilität des Netzes aufrechtzuerhalten, sodass dieser nun Zwangsmaßnahmen, wie z. B. Lastabwurf, veranlassen muss. Unter der Annahme, dass ausreichend Flexibilität vorhanden ist, werden für die jeweiligen Zeitschritte Restriktionen für die spezifischen Anlagen erzeugt. Diese Restriktionen der Anlagen werden in Form eines Fahrplans an das Anlagenmodell übergeben. Im Anlagenmodell wird anschließend für alle Zeitschritte unter Einhaltung der Restriktionen für die spezifischen Anlagen eine bilanzielle Optimierung durchgeführt, um dadurch einen finalen Fahrplan der Flexibilitätsoptionen zu erhalten.

3.7.4 Eine beispielhafte Quartierssimulation für den Redispatch

Anhand eines beispielhaften Energiequartiers soll mit einem Ausbauszenario für DEA simuliert werden, wie sich die Netzdienstleistungen in einem Optimierungsbeispiel verhalten und ob die kritischen Netzzustände ausgeregelt werden können. Als Untersuchungsgegenstand soll das folgende Quartier, so wie in Abbildung 64 dargestellt, verwendet werden.

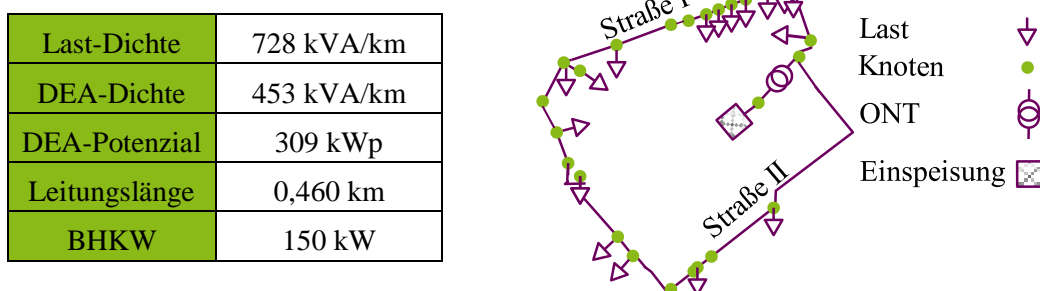


Abbildung 64 Beispielhaftes Energiequartier für eine Simulation des Netzmodells

Es handelt sich heute um ein reines Bezugsgebiet ohne DEA mit aktuell 18 Haushaltslasten, welche in Summe $P = 249,93 \text{ kW}$ ausmachen. Hierbei handelt es sich um die maximal gleichzeitig auftretende Last. Durch eine Analyse konnte ein DEA-Ausbaupotenzial von 309 kWp ermittelt werden. Dieses Ausbauszenario soll im Weiteren untersucht werden. Da in diesem Gebiet derzeit keine Flexibilitätsoptionen vorhanden sind, kann das Optimierungsmodell nur eingeschränkt angewendet werden. An dieser Stelle wird eine einfache Lastflussrechnung für den Status quo an einem Sommertag (01.08.) und an einem Wintertag (04.01.) erstellt. Die Ergebnisse der Lastflüsse für jeden Zeitschritt sollen ein Indiz dafür sein, inwieweit das Netz ausreichend dimensioniert ist und ob es den Einsatz von flexiblen Erzeugern bzw. flexiblen Verbrauchern zulässt. Abbildung 65 zeigt beispielhaft den Verlauf der Spannung und der Stromauslastung.

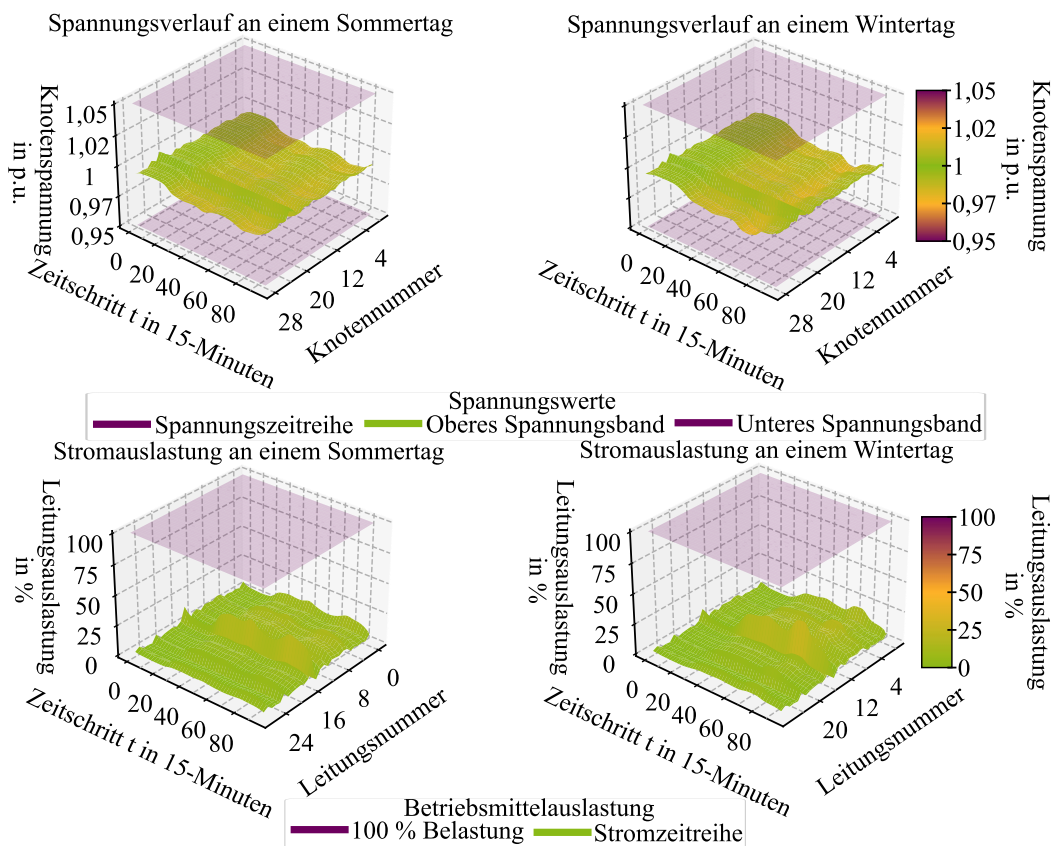


Abbildung 65 Spannungsverlauf und Stromauslastung für einen Sommer- und Wintertag für das Beispielnetz

Auf der Abszisse sind die Zeitschritte eingetragen, die Ordinate zeigt die Leistungs- bzw. Knotennummer und auf der Applikate ist das bezogene Spannungsbereich in Prozent angegeben, wobei, 100 % exakt $U_{tk} = 0,4 \text{ kV}$ entsprechen. Es zeigt sich, dass die Spannungswerte keine Grenzwertverletzungen beinhalten und sich die Werte innerhalb des Spannungsbereichs zwischen $0,95 U_n$ und $1,05 U_n$ befinden. Bei der Betriebsmittelauslastung sind die relativen Auslastungen ebenfalls auf der Applikate eingetragen. Ansonsten ist das Format identisch. Die Werte der Betriebsmittelauslastung im gesamten betrachteten Zeitraum liegen zwischen 0 % und 31,26 %. Die Auslastung des ONT übersteigt den Wert von 20,24 % nicht. Der Status quo besaß keine Grenzwertverletzung, deswegen soll in einer weiteren Untersuchung ein Zukunftsszenario analysiert

werden. Hierzu wird angenommen, dass das PVA-Potenzial von $P = 309 \text{ kWp}$ voll ausgebaut wird. Außerdem wird an jedem Netzstrang ein BHKW am ersten Knoten mit einer installierten elektrischen Leistung von 100 kW installiert. Die beiden BHKW können flexibel genutzt werden und dienen der Versorgung und als Flexibilitätsoption für das Ortsnetz. Die Lasten bieten genauso wie die PVA in diesem Szenario keine Flexibilität an. In der ersten Iteration wird der erste Fahrplan erstellt. Dieser ist in Abbildung 66 dargestellt.

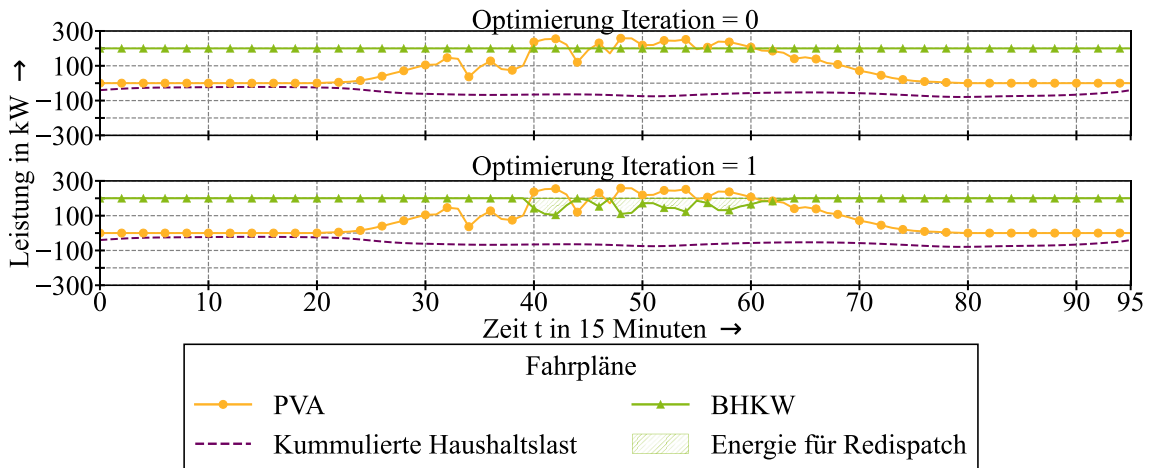


Abbildung 66 Fahrpläne mit den Iterationen für die Netzdienstleistungen

Die Fahrpläne werden im nächsten Schritt an das Netzmodell übergeben und es werden Lastflüsse für jeden der Zeitschritte berechnet. Aus den Lastflüssen lässt sich die Auslastung der Betriebsmittel ermitteln. Der dazugehörige Spannungs- und der Stromverlauf ist in Abbildung 67 dargestellt. Es zeigen sich deutlich höhere Spannungen und Leitungsauslastungen und es werden bei beiden Kriterien die Grenzwerte überschritten (dies ist an der Farbskala deutlich zu erkennen).

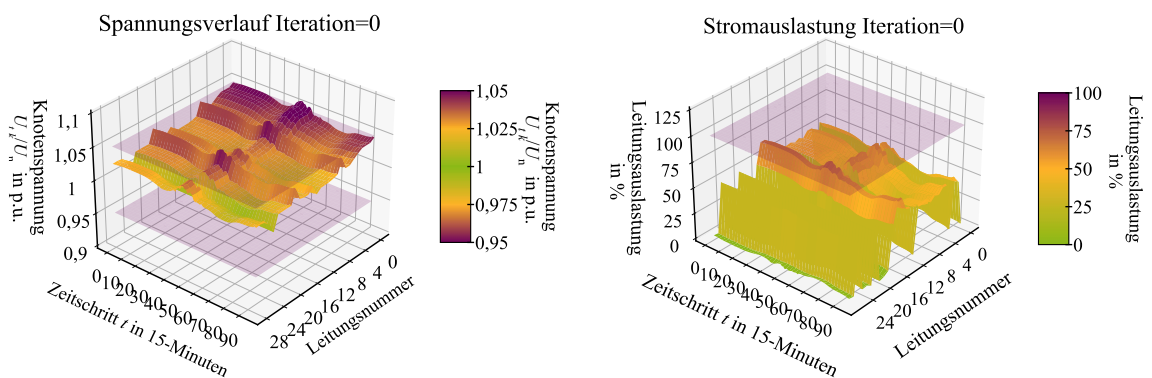


Abbildung 67 Strom- und Spannungsverläufe des Zukunftsszenario

Im nächsten Schritt wird ein Redispatch benötigt, damit die Grenzwertverletzungen beseitigt werden können. Hierzu werden die Restriktionen in das Quartiersmodell übergeben und eine erneute Optimierung angestoßen. Bei der Beseitigung der kritischen Netzzustände zeigt sich, dass alle Grenzwertverletzungen in der 2. Iteration gelöst sind. Dies ist in Abbildung 68 dargestellt. Die Spannungs- und Stromverläufe sind hier als Boxplot dargestellt, es wird für jeden Zeitschritt alle Stromwerte von jeder Leitung und alle Spannungswerte von jedem Knoten zusammengefasst. Zur weiteren Visualisierung ist die Auslastung erneut im Anhang (Abschnitt 0 in Abbildung 148)

dargestellt, mit einer Farbskala dargestellt, die eine Aussage über die Spannung und die Betriebsmittelauslastung zulässt. Die transparente pflaumenfarbige Fläche bildet die Wertgrenzen der Parameter ab. Es zeigen sich im Tagesverlauf sowohl bei den einzelnen Betriebsmittelauslastungen als auch bei den Spannungswerten hohe Abweichungen. Um die Netzzustände zu optimieren, wird in einer 2. Iteration die Flexibilität des BHKW genutzt. Im Anhang (Abschnitt 0 in Abbildung 148) in dem Plot mit der Farbskala, zeigt sich in das weniger pflaumenfarbige Flächen auftreten. Die Betriebsmittelüberlastungen konnten durch eine Defossilisierung der Einspeiseleitung des BHKW alle beseitigt werden. Übrige bleiben noch vereinzelte Spannungsbandverletzungen in den Mittagsstunden. In einer zweiten Iteration wurde deswegen noch einmal zusätzliche Flexibilität abgerufen, um die letzten kritischen Netzzustände zu beseitigen.

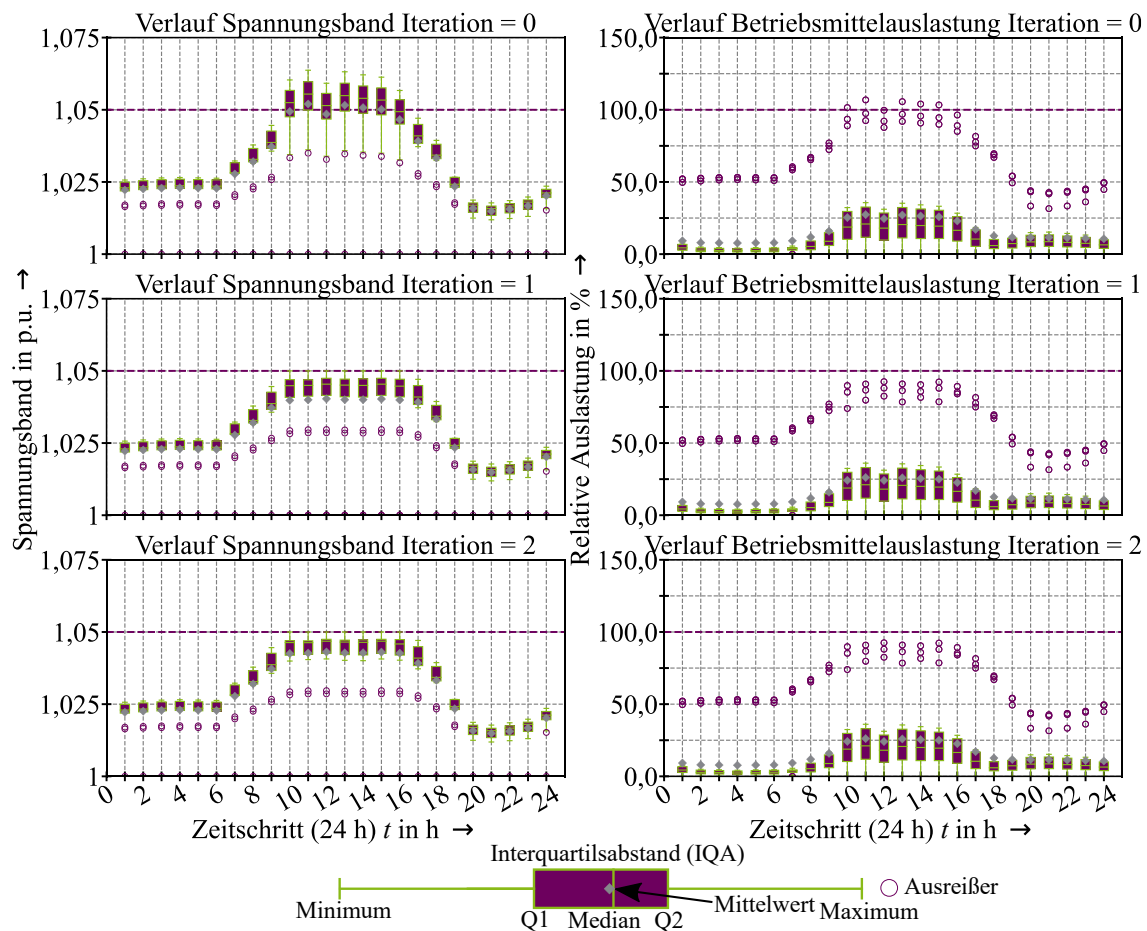


Abbildung 68 Übersicht der Iterationen als Boxplot über die Spannungs- und Stromwerte

3.8 Grenzen der Modellierung

Das Ergebnis jeder Simulation ist das Ergebnis eines mathematischen Modells und des jeweiligen Algorithmus, das für die Aufstellung des Modells genutzt worden ist. Durch Iterationen derselben Simulationsumgebung können somit keine neuen Erkenntnisse ermittelt werden. Es werden aus einer mathematischen Modellierung lediglich die Ergebnisse herausgezogen, die sich konsequenterweise ergeben. Diese Untersuchungen müssen konsequenterweise durch empirischen Studien ergänzt werden (s. Abschnitt 4.4), was in dieser Arbeit nicht zur vollsten Zufriedenheit geleistet werden kann [174, S. 98-101], da die empirische Untersuchung (s. hierzu Kapitel 4) nur einen kleinen Teil der Arbeit ausmacht und die mathematische Modellierung und simulative Untersuchung (s. hierzu Kapitel 6) den größeren Anteil ausmacht. Für weitere Erkenntnisse und zur Absicherung von Theorien, wird deswegen weitere empirische Untersuchungen benötigt. Mit diesem Wissen im Hintergrund wurde das hier genutzte Modell entworfen. Das Optimierungsmodell wurde in mehreren Teilmodellen vorgestellt. Es ergeben sich Modelle für die GGLP-Optimierung. Dabei handelt es sich um den Teil des Modells, der ausschließlich in linearen Zusammenhängen funktioniert. Etwaige Nichtlinearitäten wurden hier vernachlässigt, bzw. einer Linearität angenähert. Das zweite große Modell umfasst sämtliche Vorgänge, die im elektrischen Netz erfolgt. Hier ergeben sich insbesondere durch den Lastflussalgorithmus mehrere Nichtlinearitäten. Aus diesem Grund existieren zwei unterschiedliche Parallelmodelle (genauer wurde dies in Abschnitt 3.7 erläutert). Der Nachteil dieses Vorgehens ist, dass aus Gründen, die dem Modell inhärent sind, einzelne Aussagen nicht mehr möglich sind und deswegen eine gewisse Ungenauigkeit besteht. Die Ungenauigkeiten entstehen im Vergleich zu geschlossenen Optimierungsmodellen, da bei zweiten alle Zusammenhänge direkt in einem Modell abgebildet sind. Bei dem gewählten Ansatz (Austausch zwischen Quartiersmodell und Netzmodell) hingegen wird durch die Berechnung in Schleifen und die Übergabe der jeweiligen Teilergebnisse eine Lösung nur approximiert. Im Weiteren werden die zusätzlichen Ungenauigkeiten des Modells aufgezeigt und diskutiert. Zur wissenschaftlichen Abbildung der Flexibilitätsoptionen wurde ein generisches Modell entwickelt, welches mit guter Genauigkeit, aber nicht perfekt, die verschiedenen Technologien (Haushaltslasten, eKfz, WP, BHKW, PVA, Wärmepufferspeicher und BS) abbildet. Hier schlägt insbesondere die Linearisierung von nicht linearen Prozessen ins Gewicht. Auch sind Teillastwirkungsgrade größtenteils vernachlässigt worden. Dies und weitere Faktoren führen zu einer Abweichung zwischen Modell und Wirklichkeit, sind aber im Rahmen der Untersuchungen vertretbar. Das Modell folgt nicht der Prämisse des volkswirtschaftlichen Modells des Homo Oeconomicus. Dieses besagt, dass das Verhalten eines Konsumenten (in diesem Falle von elektrischer Energie) ausschließlich durch betriebswirtschaftliche Vorteile zu begründen ist. Diese Prämisse wurde insbesondere früheren Untersuchungen [52] als Annahme zugrunde gelegt. Mit der Mehrzieloptimierung wird diesem abweichenden Fokus weitgehend Rechnung getragen. Allerdings hat auch das hier vorgestellte Verfahren seine Grenzen. Sie ergeben sich durch die Annahmen der Gewicht-

tung der Optimierungsziele. Deswegen können nur Aussagen über mögliche Sensitivitäten zwischen dem Optimierungsmodell und dem Ergebnis der Optimierung getroffen werden. Mit dem Verfahren können somit im Rahmen der getroffenen Nebenbedingungen und der weiteren festgelegten Umweltparameter (wie der regulatorischen Kosten und Zeitreihen) die Flexibilitätspotenziale ermittelt werden. Aufgrund der Anzahl an Annahmen und Unsicherheiten, die existieren, muss davon ausgegangen werden, dass die Ergebnisse gewissen Fehlern unterliegen, die eventuell relevant sein können. Die Optimierung beschränkt sich immer auf den Bilanzbereich eines oder mehrere Energiequartiere, die auf der MS-Ebene miteinander in Abhängigkeit stehen. Die vorgelegten Netze und die Auswirkungen, z. B. durch ein Redispatch 2.0, bleiben hierbei unberücksichtigt. Das Modell könnte aber erweitert werden, um dies zu untersuchen. Die Ergebnisse, die das Modell erzeugt, sind im großen Umfang von den eingehenden Zeitreihen abhängig. Je genauer die Zeitreihen sind, desto genauere Ergebnisse können erwartet werden. Im weiteren Verlauf wird mit zukünftigen Ausbauszenarien z. B. für DEA, WP oder eKfz simuliert. Diese stützen sich wiederum in Teilen auf aussagekräftige Studien, wie z. B. der „dena-Leitstudie“ [42]. In den enthaltenen

Zukunftsszenarien sind weitere Fehlerquellen vorhanden, die nicht restlos beseitigt werden können. da es sich ebenfalls um Langzeitprognosen handelt. Die dargestellten Grenzen der Modellierung zeigen einige Verbesserungspotenziale auf. Dennoch können mithilfe der dargestellten Methode die grundsätzlichen Fragestellungen dieser Arbeit mit hinreichender Genauigkeit beantwortet werden.

3.9 Zwischenfazit

Im Rahmen der Erstellung des Optimierungsmodells hat sich gezeigt, dass sich mit einem generischen System die relevanten Bereiche einer energetischen Quartierssimulation abbilden lassen. Hierzu wurde auf das Kapitel 2 aufgebaut, in dem die Funktion von Quartierskonzepten vorgestellt worden ist. Das Modell wurde so konstruiert, dass ein Portfoliomanagement der relevanten DEA, BS und Lasten als Einsatzoptimierung kostenminimal umgesetzt werden kann. Hierzu wurde ein GGLP-Algorithmus genutzt, der eine Fahrplanoptimierung ermöglicht. Die Abbildung der einzelnen Technologien erfolgte mittels eines Modells das sowohl Knoten als auch Kanten beinhaltet. In den Kanten wurden die angegebenen Technologien verwendet. Die Knoten spiegeln die Energiesektoren wider in denen die Energie zwischen Lasten und Einspeisern ausgetauscht werden kann. Das gesamte Konstrukt wird als „Quartiersmodell“ bezeichnet.

Ein weiterer Bereich ist die Netzbetrachtung, die ebenfalls einen signifikanten Bereich der Optimierung enthält. Es wird ein klassischer Lastfluss berechnet, der die Bewertung aller Betriebsmittel zulässt und prüft, ob eine Grenzwertverletzung vorliegt. Um einen „Redispatch“ umsetzen zu können, wird nachgelagert mittels eines OPF eine Flexibilitätsnutzung berechnet und die Fahrpläne werden entsprechend angepasst. Dieser Bereich wird im Teilmodell unter dem Begriff „Netzmodell“ zusammengefasst. Die Parametrierung dieses Modells erfolgt insbesondere durch Zeitreihen für die verschiedenen Lasten und DEA. Hierzu werden mehrere Modelle hergeleitet und vorgestellt. So wird für die Wärmelasten ein Zeitreihentool genutzt, das auf der DIN 4108-6 basiert. Für DEA sowie Lasten wie eKfz und Haushaltslasten werden verschiedene Modelle aus früheren Arbeiten genutzt.

Für die Optimierung des Quartiermodells wurde eine Mehrzieloptimierung vorgestellt. Mit dem Modell können nach den Dimensionen Ökonomie, Ökologie und Autarkie verschiedene Gewichtungen genutzt werden, um eine Pareto-effizienz nachzubilden. Das Modell für das Lastmanagement wurde in ein Modell für eine direkte und indirekte Laststeuerung integriert. Das indirekte Modell basiert auf Anreizsetzung für Endverbraucher. Der Endverbraucher muss hierbei selbst die Flexibilitätsoptionen, wie z. B. Haushaltswaren, aktivieren und gibt niemals die Kontrolle über die Flexibilitätsoptionen ab. Das direkte Modell für die Laststeuerung verfolgt einen automatisierten Ansatz und der Besitzer der Anlagen gibt die Kontrolle an einen Algorithmus ab, dem oben beschriebenen GGLP-Algorithmus. Dies ist insbesondere für die Laststeuerung der Sektorenkopplungsanlagen sinnvoll.

Unter diesen vorgestellten Prämissen kann das beschriebene Modell als hinreichend genau zur Beantwortung der Forschungsfragen bewertet werden.

4 Flexibilitätsoptionen in urbanen Quartieren

4.1 Lokale Energiesysteme in urbanen Quartieren

Zur Beschreibung der Flexibilitätsoptionen wird ein Anschauungsbeispiel herangezogen. Die beiden Energiequartier, die hierfür genutzt werden sollen, sind in Tabelle 9 dargestellt. Hierbei handelt es sich jeweils um zwei Ortsnetze aus dem „Virtual Power Plants“ (VPP) Projekt [175] mit dem Stand 2020, welche in dessen Rahmen zu Untersuchungszwecken aufbereitet worden sind. Beide Energiequartier befinden sich in der Stadt Wuppertal und werden mit $U_n = 0,4$ kV betrieben. Hierbei ist das Energiequartier 1 ein urbanes Energiequartier (s. Definition aus Kapitel 2 in Abbildung 5) in einem großstädtischen Umfeld. Das Energiequartier 2 hingegen ist von einem Vorort geprägt und ist als semiurban zu verorten (s. Definition aus Kapitel 2 in Abbildung 5).

Tabelle 9 Zwei urbane Energiequartiere als Untersuchungsgegenstand

Energiequartier 1 (urbanes Quartier)		Energiequartier 2 (semiurbanes Quartier)	
Parameter	Werte (Jahr 2020)	Parameter	Werte (Jahr 2020)
Leitungslänge s	0,460 km	Leitungslänge s	1,8 km
Lastdichte σ_{Last}	0,68 MVA/km	Lastdichte σ_{Last}	0,15 MVA/km
DEA-Dichte σ_{DEAt}	0 MVA/km	DEA-Dichte σ_{DEAt}	0,01 MVA/km

4.2 Szenarien für urbane Quartiere

4.2.1 Bundesweite Szenarien als Grundlage der Quartierszenarien

Für die Szenarien auf der Quartiersebene werden bundesweite Ausbauszenarien genutzt, diese Ausbauszenarien beschränken sich auf PVA, eKfz und WP. Die Szenarien sind auf Grundlage der „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende“ [42] erstellt worden. In dieser Studie werden verschiedene Szenarien entwickelt, die unterschiedliche Entwicklungen, wie den Ausbau der regenerativen Einspeisungen und eKfz, in der Energieversorgung als Grundlage nehmen. Es werden Zielmarken für die Einsparung der *THGE* von 95 % (die Reduktion bezieht sich auf das Jahr 1990) für die beiden Hauptszenarien, das Elektrifizierungs- (EL) und das Technologie-mix(TM)szenario, gesetzt. Daraus ergeben sich unterschiedliche Transformationspfade. Für das Referenz(RF)szenario werden keine *THGE*-Einsparungsziele vorgegeben, da dieses als

Vergleichsszenario dient. Sowohl die historischen Daten [122, 176] als auch die Szenarien nach der dena-Leitstudie [42] sind für Deutschland in Abbildung 69 dargestellt.

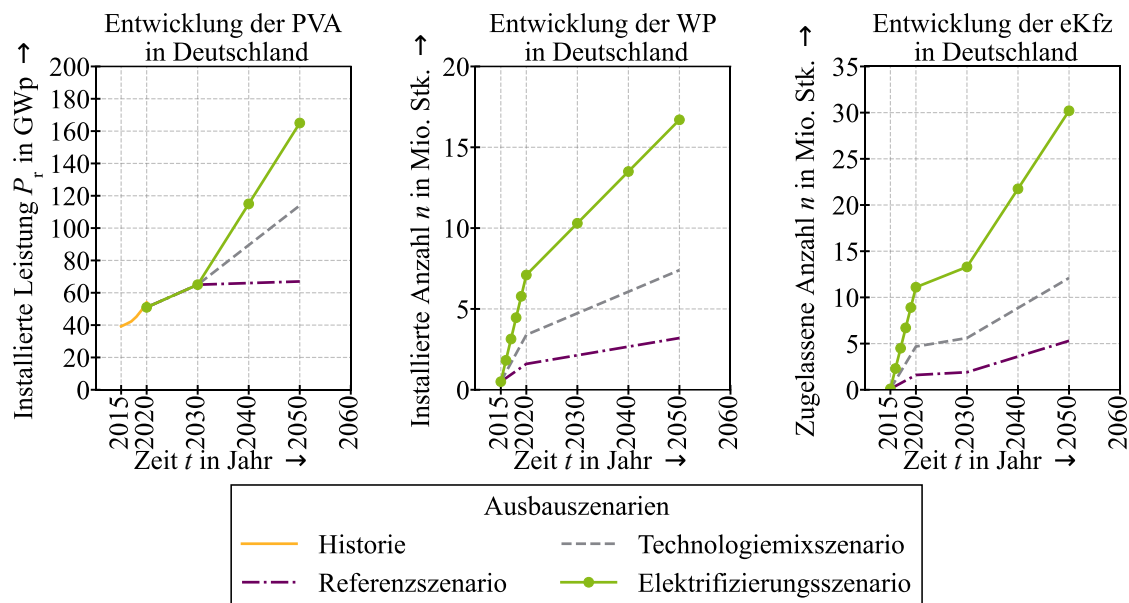


Abbildung 69 Historie und Szenarien von 2015 bis 2050 für Deutschland (vgl. [42, 122, 176])

Das TM-Szenario zeichnet sich durch einen durchmischten Energiemix aus, in dem verschiedene Technologien nebeneinander genutzt werden. Das bedeutet für den Bereich der Gebäudebeheizung, dass neben WP auch weiterhin Gasheizungen eingesetzt werden. Dabei wird mit einer Energieeffizienzsteigerung durch weiterentwickelte Technologien gerechnet. Außerdem wird von einer mittleren Sanierungsrate (1 %) des Gebäudebestands ausgegangen (s. Formel (56)). Im TM-Szenario steigt die Einspeisung durch regenerativen Energien in Deutschland auf 431 TWh/a im Jahr 2030 und 769 TWh/a im Jahr 2050 [42, S. 172]. Die Einspeisung durch PVA steigt in diesem Szenario auf 62 TWh/a im Jahr 2030 und dann weiter auf 116 TWh/a im Jahr 2050 [42, S. 172].

$$SR = \frac{n_S}{N_G} \cdot 100 \% \quad (56)$$

n_S : Anzahl Sanierungsmaßnahmen pro Jahr N_G : Anzahl Gebäude um Bezugsgebiet
 SR: Sanierungsrate in %

Der Verkehr wird in diesem TM-Szenario zum größten Teil mit eKfz abgedeckt. Die von regenerativen Energieträgern eingespeiste elektrische Energie steigt im EL-Szenario am stärksten (453 TWh/a im Jahr 2030 und 879 TWh/a im Jahr 2050 [42, S. 153]) und damit auch die installierte Leistung der insgesamt in Deutschland installierten PVA. Das bedeutet einen Ausbau der PVA, der eine Stromerzeugung von 62 TWh/a bis zum Jahr 2030 ermöglicht. Im Jahr 2050 sollen dann jährlich 168 TWh mit PVA erzeugt werden [42, S. 153]. Die WP werden im EL-Szenario deutlich stärker ausgebaut, im Jahr 2030 ergibt sich eine Anzahl von 10,3 Mio. Stück, im Jahr 2050 dann 16,7 Mio. Stück. Im TM-Szenario wird im Jahr 2050 eine Anzahl von 7,4 Mio. Stück erreicht. Bei den eKfz zeigen sich ähnliche Effekte, im EL-Szenario ergeben sich im Jahr 2050 30,2 Mio. Stück und im TM-Szenario 13,3 Mio. Stück. [42, S. 153]

4.2.2 Umlage der bundesweiten Szenarien auf urbane Quartiere

Die Daten aus [42] liefern umfassende Prognosen über die Entwicklungen, die sich in den kommenden Jahrzehnten im Bereich der Energieversorgung ergeben werden. Dabei beziehen sich die Daten allerdings immer auf die gesamte Bundesrepublik und haben damit einen sehr allgemeinen Blick auf die Situationen, die sich lokal allerdings deutlich unterscheiden können. Um diesen lokalen Abweichungen Rechnung zu tragen, ist es notwendig, die einzelnen Prognosen zu regionalisieren. Hierzu werden die PVA, WP und die Ladepunkte für die eKfz zunächst auf Stadtebene und anschließend auf Quartiersebene heruntergebrochen. Zu diesem Zweck werden mit Daten des Zensus 2011 [177] verwendet für die Anzahl und die Art von Wohngebäuden sowie die Verteilung der Bevölkerung verwendet. Aus einer Erhebung der Gesellschaft für Konsumforschung stammen zudem Daten über die Einkommensstruktur [178]. Aufgrund dieser Daten wurden die vorhandenen Szenarien für die Bundesländer und die einzelnen Städte und Kreise in Deutschland regionalisiert (dies erfolgt nach dem Vorgehen in [48, 179]). Die Szenarien aus [42] werden zwecks Berechnung und Visualisierung auf verschiedene Ebenen umgerechnet (das Vorgehen in im Anhang in Abschnitt X dargestellt). Dies folgt aus dem Verteilungs-(VS) und Regionalisierungsschlüssel (RS) (s. Formel (57), (58) und (59)) [48].

$$VS_{\text{inst. Aggregate}} = \frac{P_{\text{Aggregate Stadt}}}{P_{\text{Aggregate Deutschland}}} \quad (57)$$

$$RS_{\text{inst. Aggregate}} = \frac{P_{\text{Aggregate Quartier}}}{P_{\text{Aggregate Stadt}}} \quad (58)$$

$$P_{\text{inst. Aggregate, Quartier}} = VS \cdot RS \cdot P_{\text{Aggregate, Deutschland}} \quad (59)$$

VS : Verteilungsschlüssel RS : Regionalisierungsschlüssel $P_{\text{inst. Aggregate}}$: Leistung der Aggregate

Diese verschiedenen Ebenen sind Stadt und Energiequartiere, diese haben einen direkten Einfluss (relevant für die Simulation) auf die MS- und NS-Ebene. Die einzelnen WP und eKfz und PVA werden anhand der geografischen Position zugeordnet. Die Regionalisierungssystematik ist in Abbildung 70 am Beispiel der Stadt Wuppertal dargestellt.

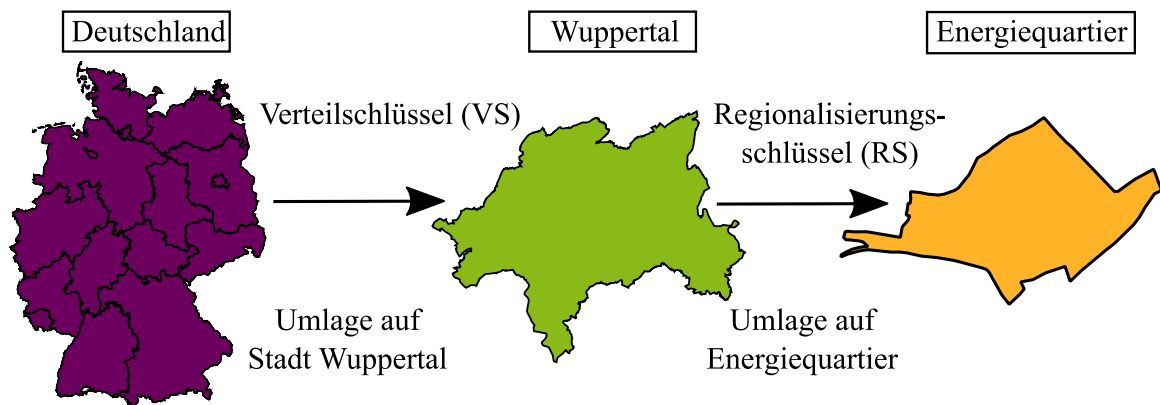


Abbildung 70 Systematik zur Umlage von bundesweiten Studien auf Quartiersebene

So wurde für die Quartiersebene eine Datei aus dem offenen „Daten-Wuppertal-Portal“ mit den georeferenzierten Polygonen der Quartiere Wuppertals verwendet [180]. Für die Umlage auf die ONS-Ebene wurden die Daten dem Geoinformationssystem entnommen, wo die Netzwerkverfolgung als georeferenzierte Datei exportiert werden konnte. Bei den detaillierten Quartiersbetrachtungen werden die Zuordnung bis in die NS-Ebene heruntergebrochen.

Im Weiteren wird die Erstellung des *RS* genauer erläutert. In Abbildung 71 ist das Ablaufdiagramm zur Ermittlung von Quartiersszenarien aus „Nationalen Studien“ dargestellt. Der Abbildung ist zu entnehmen, dass als Dateneingaben neben der „Nationalen Studie“ auch die Bezirke (der jeweiligen Stadt), die Gebäudeklassen (als Stadtraumtypen) und die Quartiere benötigt werden. Im konkreten Fall von der Stadt Wuppertal gliedert sich diese in zehn Bezirke, die sich wiederum in 69 Quartiere unterteilen. Mit dem Vorgehen aus [179] wird die „Nationale Studie“ auf Wuppertal heruntergerechnet, in diesem Fall mit der dena-Leitstudie. Im Weiteren wird zunächst das Vorgehen für die WP, dann für die eKfz und dann für die PVA beschrieben.

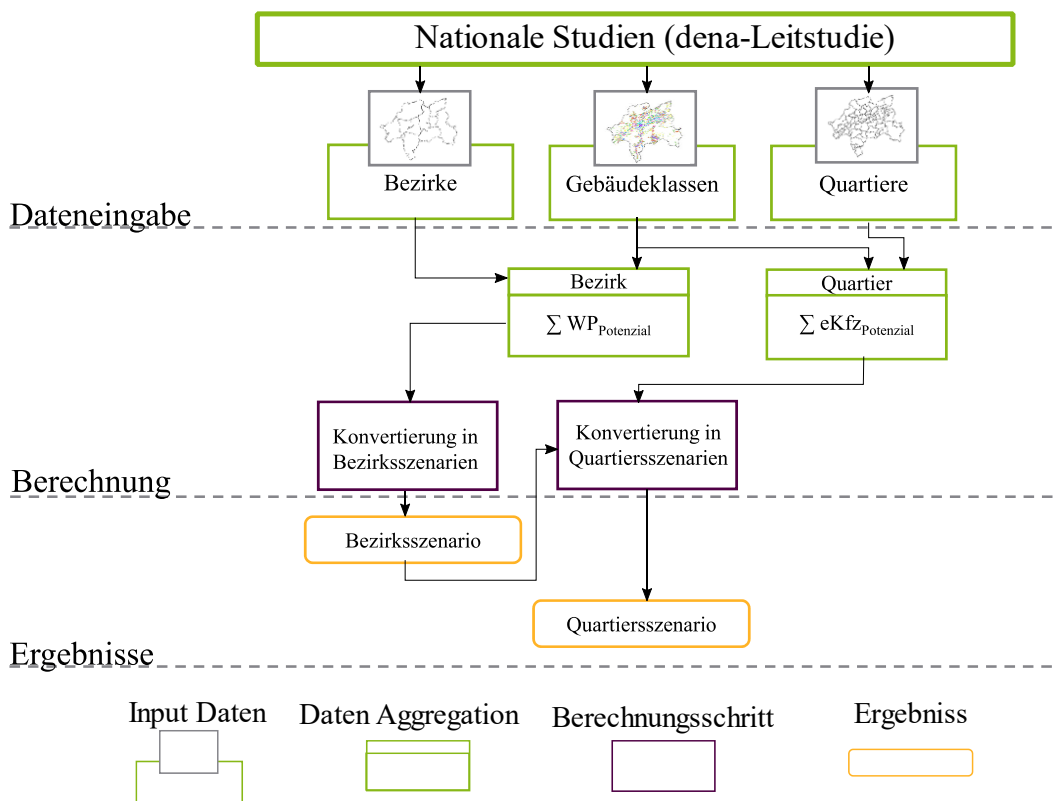


Abbildung 71 Ablaufdiagramm zur Regionalisierung von Stadtszenarien auf Quartiersebene

Bei den WP wird mit den Bezirksszenarien die nächste Umverteilung auf die einzelnen Quartiere durch Zuhilfenahme der Stadtraumtypen (SRT) (s. Abschnitt 11.6.5) umgesetzt. Die zugrunde liegenden Bezirksszenarien sind in Abbildung 72 dargestellt. Es wird davon ausgegangen, dass die WP mit höherer Wahrscheinlichkeit in Ein- und Zweifamilienhäusern eingesetzt werden. Deswegen wird eine Konzentration dieser Verbraucher in Gebieten mit hohem Anteil von SRT 8.1, 8.2 und 8.3 angenommen (das sind die SRT die einen hohen Anteil an größeren Gebäuden).

Damit ist nun bekannt welche SRT und damit welche Quartiere mit hoher Wahrscheinlichkeit WP installiert haben werden. Im nächsten Schritt wird errechnet, wie hoch der Anteil der SRT pro einzelnes Quartier hieran ist.

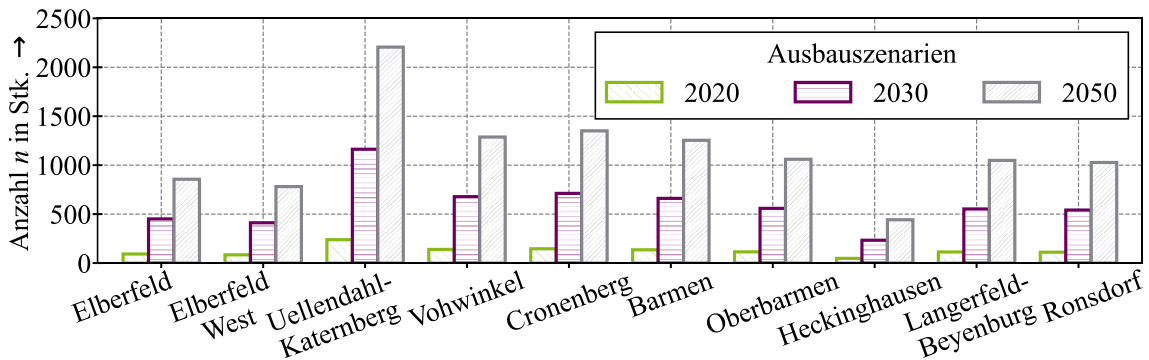


Abbildung 72 WP-Bezirksszenarien für die WP

Mithilfe dieser Anteile können dann die RS der WP auf die Quartiere errechnet werden. Diese Anteile sind in Abschnitt 11.6.5 in Tabelle 58 aufgelistet. In Abbildung 73 sind diese visuell für die oben genannten SRT dargestellt. Hierbei fällt auf, dass einige Quartiere deutlich hohe Anteile an SRT 8.1, 8.2 und 8.3 besitzen und einige deutlich weniger. Hier teilen sich die urbanen und semiurbanen Quartiere. Die WP werden maßgeblich eher in den semiurbanen Energiequartieren anzutreffen zu sein. Dies wird in den späteren Auswertungen in Kapitel 6 noch mal aufgegriffen.

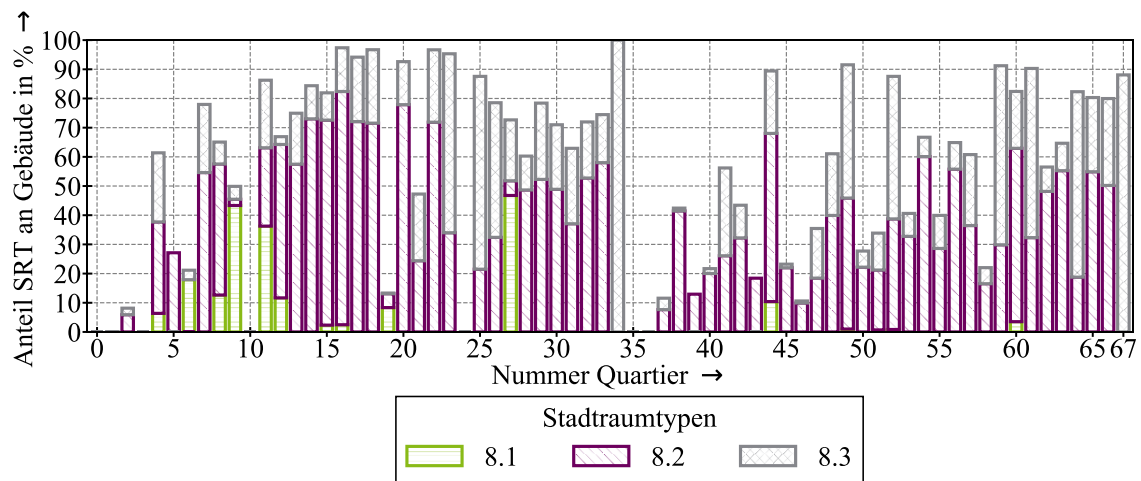


Abbildung 73 Quartiere und Anteile der SRT für die WP Regionalisierung

Zuletzt werden die WP je Quartier mit den Anteilen der SRT gewichtet und auf die Quartiere heruntergerechnet, dies Gewichtung erfolgt nach Formel (60), in Kombination mit Formel (58) ergeben sich dann die RS für die WP. Formel (60) errechnet die Leistung der WP, die gewichtet mit den SRT sich ergeben.

$$P_{WP \text{ Quartier}} = \frac{p_{SRT 8.1} + p_{SRT 8.2} + p_{SRT 8.3}}{\sum p_{SRT 8.1} + p_{SRT 8.2} + p_{SRT 8.3}} \cdot P_{WP \text{ Stadt}} \quad (60)$$

- $P_{WP \text{ Quartier}}$: WP Leistung im Quartier
- $P_{WP \text{ Stadt}}$: WP Leistung in Stadt
- $p_{SRT 8.1}$: Anteil SRT 8.1
- $p_{SRT 8.2}$: Anteil SRT 8.2
- $p_{SRT 8.3}$: Menge aller Zeitschritte

In Bezug auf die eKfz wird nach einer ähnlichen Systematik vorgegangen. Als Grundlage werden wieder die SRT genutzt die ein erhöhtes Vorkommen von eKfz nahelegen. Jedem SRT wird eine bestimmte Anzahl an LS zugeordnet. Für die SRT 2.1, 2.2, 3.1 und 3.2 je zwei Lademöglichkeiten für eKfz installiert werden, bei SRT 5 jeweils drei, bei SRT 8.1 jeweils zwei und bei den SRT 8.2 und 8.3 jeweils eine. Dies folgt aus der Anzahl der verschiedenen Wohnparteien und aus der Einschätzung des sozioökonomischen Einkommens. Demnach ist es in Gebieten mit hoher Ein- und Zweifamilienhausdichte für die Einwohner eher möglich, in ein eKfz zu investieren.

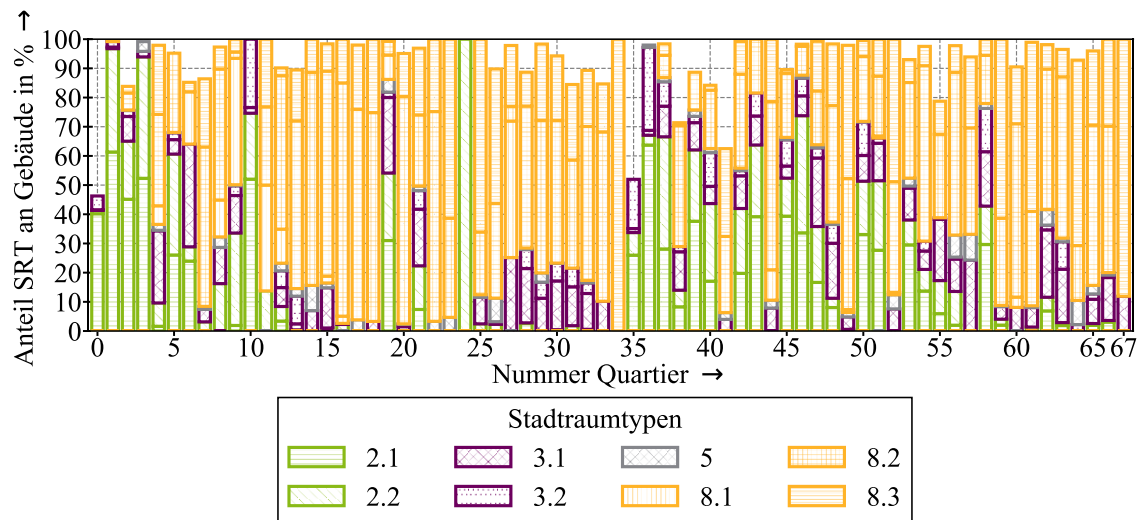


Abbildung 74 Quartiere und Anteile der SRT für die eKfz Regionalisierung

Dafür leben in großen Mehrfamilienhäusern und in Gebieten mit Mehrfamilienhäusern in Zeilenbauweise mehr Parteien. Zudem muss auch die Parksituation mit betrachtet werden, dies ist in innerstädtischen Bereichen häufig ein Problem. Feste Parkplätze stehen dort, wenn überhaupt, nur begrenzt im Innenhof zur Verfügung. Mit diesen Annahmen wurde ein Verteilschlüssel erstellt, der für die Verteilung auf die Quartiere, verwendet wird. In Bezug auf die PVA erfolgt die Umlage nach einem etwas anderem Schema. Hierbei werden die Dachflächen herausgesucht, die sich gut für eine Installation eignen. Hierzu werden die Dachflächen in m^2 und die Median Sonneneinstrahlung in kW/m^2 herangezogen. Diese Daten wurden dem offene Datenportal der Stadt Wuppertal entnommen [180]. Hierbei beinhalten die Dachflächen georeferenzierte Polygone inklusive der Median Sonneneinstrahlung und die Größe der Dachflächen. Für die Bestimmung der Eignung wurden die Dachflächen in verschiedenen Eignungsklassen unterschieden. Ausgeschlossen sind Dachflächen die aufgrund ihrer Größe ungeeignet sind (wenn die mögliche installierte Leistung weniger als $P_r = 2 kW$ betrug). Als geeignet wird eine Dachfläche klassifiziert, wenn die durch die Einstrahlung erzeugte Energie $700 kWh/a$ übertrifft hat. Freilandanlagen wurden in dieser Arbeit nicht betrachtet, da diese im urbanen Umfeld, durch den hohen Flächenbedarf, als irrelevant eingestuft werden können. Im Weiteren werden für die WP, PVA und eKfz die resultierenden Szenarien für die Stadt Wuppertal vorgestellt. Die regionalisierten Ergebnisse für das Beispiel Stadt Wuppertal sind in Abbildung 75 dargestellt. Es zeigt sich eine deutliche Entwicklung sowohl bei den PVA als auch bei den WP und den eKfz. Im Jahr 2020 waren historisch

$P_r = 22$ MWp bereits installiert. Im Jahr 2030 gleichen die Szenarien RF, TM und EL und erreichen $P_r = 43$ MWp. Im Jahr 2050 ergibt sich dann eine Spreizung der drei Szenarien und im RF-Szenario wird nur eine geringe Steigerung auf $P_r = 46$ MWp erreicht, hingegen im TM-Szenario bereits $P_r = 79$ MWp und das EL-Szenario erreicht $P_r = 115$ MWp erreicht. Bei den WP ergibt sich ein ähnliches Bild, die Spreizung fängt allerdings bereits im Jahr 2030 an. Ausgehend von dem Jahr 2020 in dem $n = 500$ Stk. WP in Wuppertal installiert waren. Im Jahr 2030 ergibt sich im RF-Szenario $n = 2,44$ Tsd. Stk., im TM-Szenario $n = 5,96$ Tsd. Stk. und im EL-Szenario $n = 12$ Tsd. Stk. installierte WP. Im Jahr 2050 erhöht sich die Anzahl noch mal, im RF-Szenario auf $n = 4,89$ Tsd. Stk., im TM-Szenario auf $n = 11,3$ Tsd. Stk. und im EL-Szenario auf $n = 25,5$ Tsd. Stk. installierte WP. In Bezug auf den eKfz zeigt sich ein noch steilerer Verlauf.

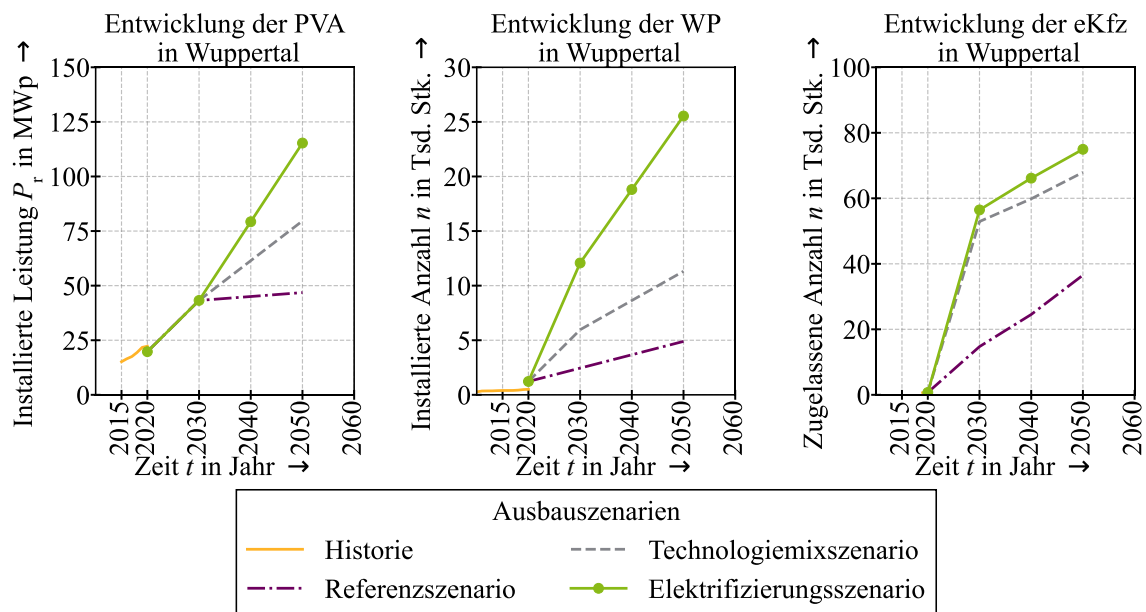


Abbildung 75 Historie und regionalisierte Szenarien für Wuppertal von 2015 bis 2050

Im Jahr 2030 ergibt sich im RF-Szenario $n = 14$ Tsd. Stk., im TM-Szenario $n = 52$ Tsd. Stk. und im EL-Szenario $n = 53$ Tsd. Stk. zugelassene eKfz. Im Jahr 2050 erhöht sich die Anzahl im RF-Szenario auf $n = 36$ Tsd. Stk., im TM-Szenario auf $n = 67$ Tsd. Stk. und im EL-Szenario auf $n = 74$ Tsd. Stk. installierte WP. In Tabelle 10 sind die Szenarien für Energiequartier 1 und 2 dargestellt. Hierbei zeigt sich deutlich der definierte Unterschied zwischen urban und semiurban (s. Abschnitt 2.1.1), also dass die σ_{Last} deutlich höher in den urbanen Energiequartieren ist als σ_{DEA} .

Tabelle 10 Regionalisierungsergebnisse für Quartier 1 und Quartier 2

Parameter	Energiequartier 1 (urbanes Quartier)			Energiequartier 2 (semiurbanes Quartier)		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Leitungslänge s in km	0,460			1,876		
Lastdichte σ_{Last} in MVA/km	0,68	0,9	1	0,15	0,22	0,25
DEA-Dichte σ_{DEA} in MVA/km	0	0,2	0,25	0,01	0,2	0,32

4.3 Simulation und Identifizierung von Flexibilitätsoptionen

Im Weiteren soll die Flexibilität der einzelnen Sektoren untersucht und demonstriert werden (dargestellt in Abbildung 76, Abbildung 78 und Abbildung 79).

4.3.1 Simulation von Haushaltslasten

Im ersten Fall wird der Flexibilitäts Einsatz von Haushaltslasten simuliert. Hierfür wird ein Haushalt aus dem Quartier 1 herangezogen für das Jahr 2020. Um einen beispielhaften Gerätemix im Haushalt zu haben, wurden aus einer Untersuchung [181] der Ausstattungsraten der Geräte anhand der Alterskohorten genutzt und auf die Haushalte im Energiequartier übertragen. An dem betrachteten Knotenpunkt befinden sich zwei Haushalte, die in die demographische Gruppe „Alleinerziehend zwischen 45 und 65, mit Kindern“ gehören. Der Lastverlauf ergibt, dass jeder dieser Haushalte 2.984 kWh elektrische Energie im Jahr verbraucht.

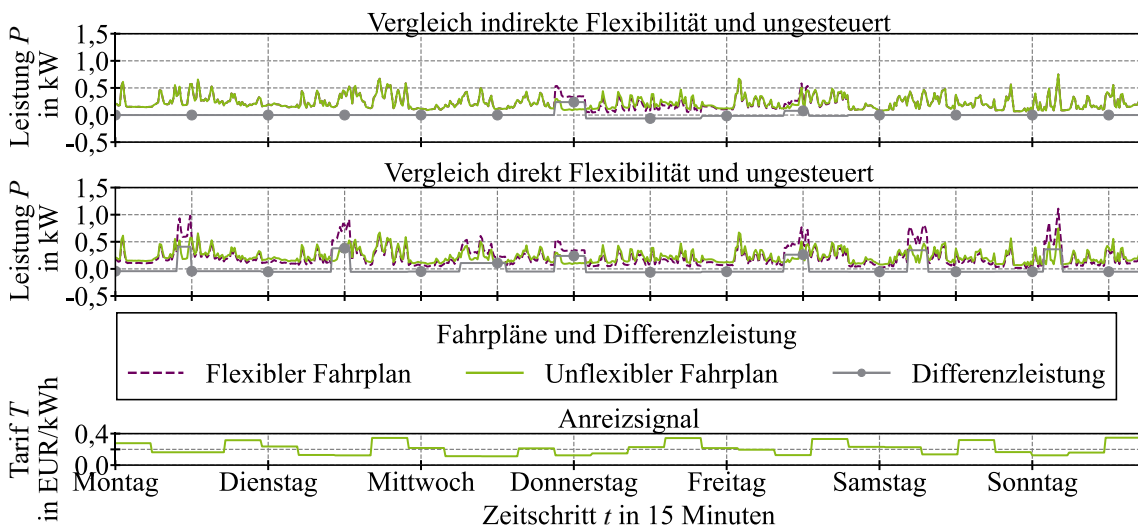


Abbildung 76 Beispielhafter Fahrpläne von flexibler und flexibler Haushaltslasten

Als flexible Lasten werden Geschirrspül- und Waschmaschine sowie der Wäschetrockner betrachtet. Ein exemplarischer Flexibilitätseinsatz ist in Abbildung 76 dargestellt. Es wird zwischen der indirekten und der direkten Flexibilität bereitstellung mittels „Smart-Home“ (dies wurde in Abschnitt 3.4.3 als direkte Lastflexibilität eingeführt) unterschieden. Aus den unterschiedlichen Fahrplänen kann im nächsten Schritt die Energiemenge berechnet werden, die flexibel verschoben werden konnte. Hierzu wird nach Formel (61) die flexible Energiemenge für ein Jahr berechnet. Sie beträgt damit $E = 433$ kWh.

$$E_{\text{Flex}} = \sum_{n=0}^N \sum_{t=0}^T W_{\text{Unflex } nt} - W_{\text{Flex } nt} \quad \forall n \in N, \quad \forall t \in T \quad (61)$$

$$e_{\text{Flex}} = \frac{E_{\text{Flex}}}{\sum W_{\text{Unflex}}} \quad (62)$$

E_{Flex} : Absolut flexible Energie
 $W_{\text{Flex } nt}$: Flexible Energie
 T : Menge aller Zeitschritte
 $W_{\text{Unflex } nt}$: Nichtflexible Energie
 e_{Flex} : Relative flexible Energie
 N : Menge aller Aggregate

Bezogen auf die gesamte Energie des Jahres sind das $e_{\text{Flex}} = 14,5\%$ (s. Formel (62)) des Jahresverbrauchs. Dieser Wert überschreitet leicht den erwarteten Wert von 12 % aus der Literatur [181, 182]. Dies soll nun auch auf ein gesamtes Energiequartier übertragen werden. Hierzu wird das Energiequartier 1 (urbanes Quartier) aus Tabelle 9 simuliert. Hierbei werden die 125 Haushalte mit dem Simulationsmodell analysiert. In Abbildung 77 sind die dazugehörige Auswertung der absoluten flexiblen Jahresenergie E_{Flex} und die relative flexible Jahresenergie e_{Flex} dargestellt.

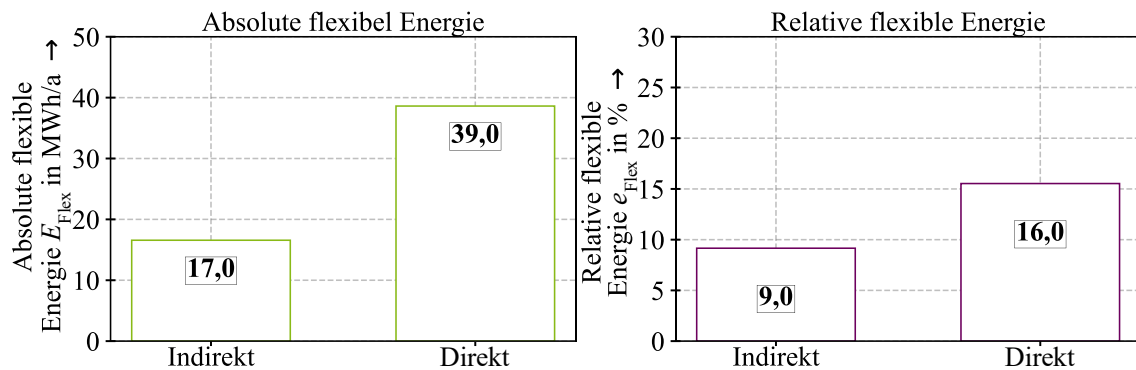


Abbildung 77 Jahresauswertung für Quartier 1 mit absoluter E_{Flex} und relativer flexibler Energie e_{Flex}

Es zeigt sich ein deutlich höheres Potenzial der direkten Lastflexibilität. Bei der indirekten Variante ergibt sich ein absolutes Potenzial von $E_{\text{Flex}} = 17$ MWh, bei der direkten Variante sind es $E_{\text{Flex}} = 39$ MWh. Dies zeigt sich ebenfalls bei der relativen flexiblen Energie, die indirekte Variante erreicht ein Potenzial von $e_{\text{Flex}} = 9\%$ und die direkte Variante erreicht ein Potenzial von $e_{\text{Flex}} = 16\%$. Der Unterschied ergibt sich vorrangig dadurch, dass durch die indirekte Variante viele Möglichkeiten der Lastverschiebung durch Abwesenheit der Bewohner nicht ausgeschöpft werden können. Bei der direkten Variante hingegen, wird dies durch einen direkten Zugriff ermöglicht womit dann das Potenzial von 17 % (s. Abschnitt 0 in Abbildung 27) ausgeschöpft werden kann. Das Beispiel wird in diesem Kapitel in einem Feldtest (Abschnitt 4.4) und einer Skalierung (Abschnitt 4.4.3) für eine gesamte Stadt (Stadt Wuppertal) wiederaufgegriffen, um hieraus entsprechende repräsentative Flexibilitätspotenziale zu ermitteln.

4.3.2 Simulation des Wärmesektors

Beim nächsten Untersuchungsbeispiel handelt es sich um den Wärmesektor im Jahr 2020. Hierbei wird das Quartier 2 als Untersuchungsgegenstand genutzt. Es wird die Kombination von je einer WP und einem Wärmespeicher in jedem Haushalt verwendet. Der Wärmespeicher wird mit 5 kWh pro Haushalt dimensioniert. Die WP besitzt eine elektrische Leistung von 5 kVA und einen COP von 3,5. Eine exemplarische Simulation ist in Abbildung 78 dargestellt. Dabei wird oben der Stromsektor mit den elektrischen Aggregaten abgebildet, in der Mitte ist der Wärmesektor mit den entsprechenden thermischen Aggregaten zu sehen. In Abbildung 78 zeigt sich wie die WP funktioniert, im Wärmesektor stellt diese eine Einspeisung und im Stromsektor eine Last da. Die WP wandelt elektrische Energie in Wärmeenergie in Zeiten mit hohem Anreizsignal im Stromsektor (geringe Preise) um. Der Wärmespeicher speichert die Heizenergie für die

Nachtstunden. Dies wird durch den Ladeverlauf und den aktuellen Ladezustand visualisiert. Der Speicherstand erhält auf diese Weise die Form einer PVA-Glockenkurve, da der Speicherstand der Einspeisung der DEA folgt. Dieses Beispiel wird ebenfalls im Weiteren im Rahmen der Fallstudie in Abschnitt 6.3.3 genauer untersucht.

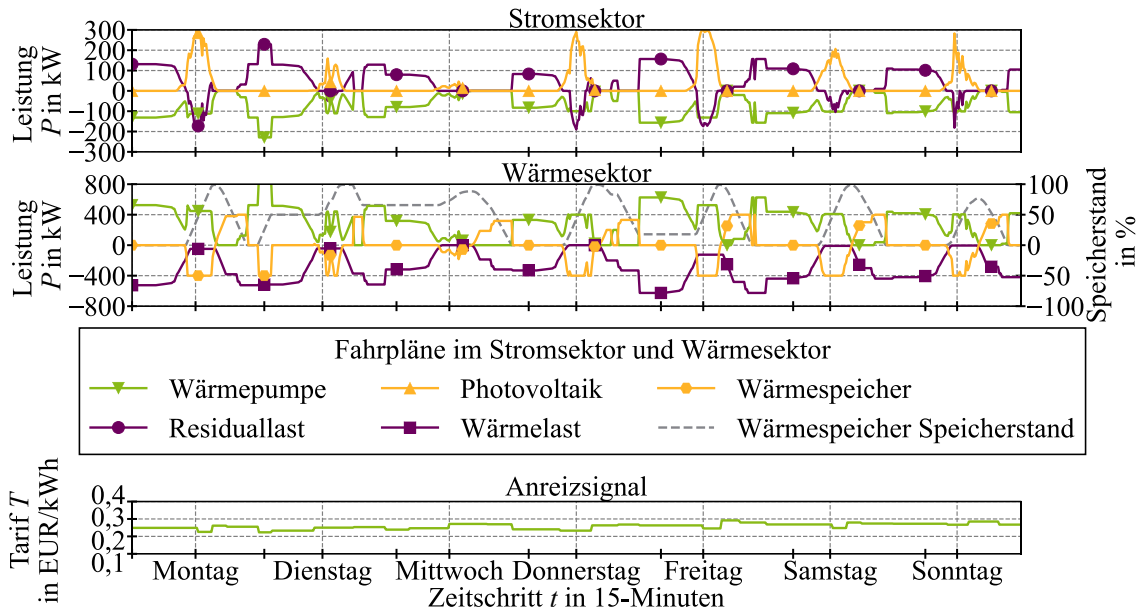


Abbildung 78 Beispielhafte Flexibilisierung im Wärmesektor für das Beispielquartier 2

4.3.3 Simulation des Mobilitätssektors

Ein weiteres Beispiel für eine sektorenübergreifende Lastverschiebung ist die Nutzung von Flexibilitäten im Mobilitätssektor beim Ladevorgang von eKfz. Die Flexibilität kann nur genutzt werden, wenn das Elektrofahrzeug an das Netz angeschlossen ist. Mit dem Anreizsignal wird der Energieverbrauch der eKfz in die PV-Spitzen verschoben. Diese Anwendung mit 16 eKfz mit einer Ladeleistung von $P_r = 11$ kVA pro eKfz und einer PVA für das Quartier 1 im Jahr 2020 über eine Woche hinweg ist in Abbildung 79 im ersten Diagramm dargestellt. Das zweite Diagramm (Mitte) zeigt das Verhalten der eKfz über die Woche hinweg mit Fahr- und Parkzeiten. In dem Diagramm wird der Anteil der Fahrzeuge dargestellt die aktuell an dem elektrischen System angeschlossen sind. Hierbei wird das Verhältnis in Prozent dargestellt (s. Formel (63) und (64)), hierbei beschreibt Z_{Fahren} wie viele eKfz aktuell im Status „Fahren“ sind und demnach nicht mit dem elektrischen System verbunden sind und auch nicht als Flexibilitätsoption genutzt werden können.

$$Z_{\text{Fahren}} = \frac{n_{\text{Fahren}}}{n_{\text{Fahren}} + n_{\text{Parken}}} \cdot 100 \% = 100 \% - Z_{\text{Parken}} \quad (63)$$

$$Z_{\text{Parken}} = \frac{n_{\text{Parken}}}{n_{\text{Fahren}} + n_{\text{Parken}}} \cdot 100 \% = 100 \% - Z_{\text{Fahren}} \quad (64)$$

Z_{Fahren} : Zustand „Fahren“ in %

Z_{Parken} : Zustand „Parken“ in %

n_{Fahren} : Anzahl eKfz in Zustand „Fahren“

n_{Parken} : Anzahl eKfz in Zustand „Parken“

Der Status Z_{Parken} beschreibt genau den gegenteiligen Fall also Status „Parken“, hierbei zeigt sich wie viele Fahrzeuge aktuell mit dem elektrischen System verbunden sind und somit als Flexibilitätsoption genutzt werden können. Im Diagramm (mittig) in Abbildung 79 zeigt sich, dass der Wert V_{Parken} relativ hoch ist, was mit der seltenen Nutzung der eKfz zu begründen ist. Hieraus lässt sich schließen, dass eKfz relativ oft als Flexibilitätsoption genutzt werden können. Der Wert schwankt zwischen 75 % und 100 %. Das dritte Diagramm (unten) visualisiert das Anreizsignal für die Lastverschiebung. In den Zeitbereichen mit hohem Status „Parken“, ergibt sich eine gute Lastverschiebung in die Zeitbereiche mit hohem Anreizsignal im Stromsektor (geringe Preise). Es verbleiben weitere Ladevorgänge, die nicht verschoben werden können, dies liegt zum einen an einen vollständig geladenen Akku oder das zu den Zeitpunkten der Lastverschiebung keine Verbindung mit dem elektrischen Netz des Energiequartiers existiert. Diese Ladevorgänge, verteilen sich dann unter den Zonen mit geringen Anreizen. Im Vergleich zu den WP aus Abbildung 78 ist eine geringere Gleichzeitigkeit zu erkennen. Die Flexibilität im Mobilitätssektor hat in Kombination mit dem Anreizsignal den gleichen Effekt. Sie führt zu einer Lastkonzentration in den PVA-Einspeisespitzen. Dies impliziert eine Reduktion der Residuallast im Energiequartier.

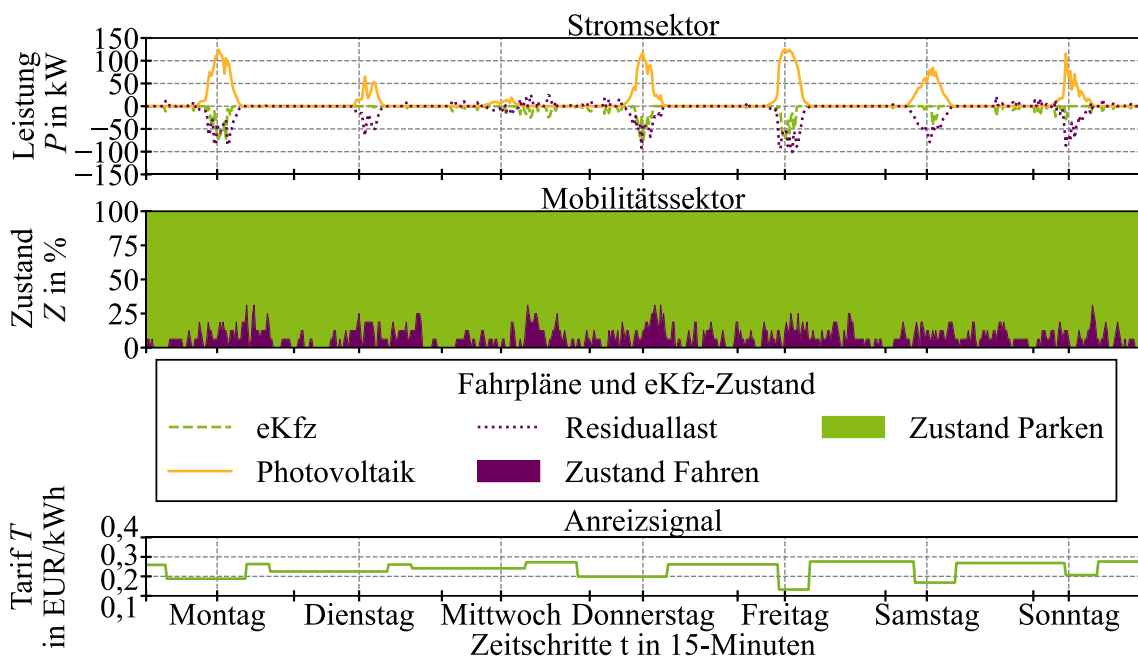


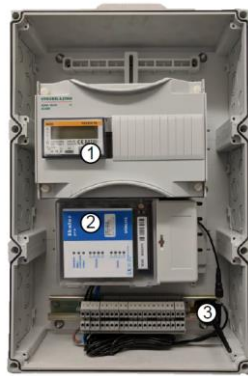
Abbildung 79 Exemplarische Flexibilisierung im Mobilitätssektor für das Beispielquartier 1

4.4 Exemplarische Umsetzung der Flexibilitätserbringung in Privathaushalten

4.4.1 Aufbau und Ergebnisse des Feldtests

Im Rahmen eines Feldtests zur Bewertung der Haushaltsflexibilitäten im Projekt VPP [183] wurden für die indirekte Flexibilisierung zur Ermittlung des Status quo zunächst Ex-ante-Messungen durchgeführt. Diese Messungen begannen im Juni 2018. Hierzu wurden im Netzgebiet Wuppertal

597 [183] nicht abrechnungsrelevante Sekundärmessungen in Kundenanlagen aufgebaut. Jede Kundenanlage repräsentiert einen Teilnehmer (Haushalt) des Feldtests, welcher sich am Forschungsprojekt beteiligen wollte. Dieser Messaufbau ist in Abbildung 80 (links) abgebildet. Ein detaillierteres Schema ist im Anhang dargestellt (Abschnitt 11.5.1).



- (1) Digitaler Drehstromzähler
- (2) Smart Meter Gateway
- (3) Mobilfunkantenne

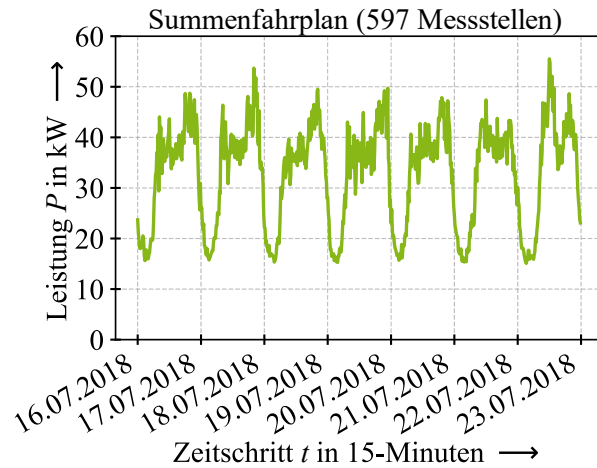


Abbildung 80 Messaufbau im Feld mit beispielhaften Messzeitreihen (vgl. [184], mit Daten aus [185])

Die Messung selbst bestand aus einem digitalen Drehstromzähler [183]), einem Gateway mit Datensammler und einer Mobilfunkantenne zur Kommunikation und der Sammlung der Informationen. Die elektrischen Messwerte wurden mit dem Drehstromzähler erfasst, welcher vorher in die Kundenanlage als nicht abrechnungsrelevante Messung installiert wurde. Der Zähler besaß eine M-Bus-Schnittstelle. Über sie wurden die relevanten Daten des Zählers zyklisch ausgelesen und von einem Datensammler aufgezeichnet und lokal zusammengefasst. Alle 15-Minuten wurden die Messwerte über die Datensammler mittels einer sftp-Kommunikation selbstständig auf ein Netzlaufwerk der Wuppertaler Stadtwerke übertragen. Die Übertragung wurde mit der Mobilfunknetzkommunikation „Global System for Mobile Communications“ (GSM) in der Zählerfernauslese der Wuppertaler Stadtwerke realisiert. Ein beispielhafter Summenfahrplan für Haushalte und den dazugehörigen Summenlastgang der 597 Messstellen ist in Abbildung 80 (rechts) dargestellt. Es zeigten sich ein stochastischer Verlauf und bei der Summierung der Lastgänge ein ähnlicher Verlauf wie bei einem konventionellen H0-Profil. Ziel des Feldtests war die Untersuchung, inwieweit sich Haushalte anreizen lassen, um eine selbstständige Lastverschiebung durchzuführen, was in dieser Arbeit als „indirekte Flexibilität“ eingeführt worden ist. Zur unkomplizierten und verständlichen Information der Teilnehmer über die Möglichkeiten zur Lastverschiebung wurde das „Energiewetter“ entwickelt, welches Anreizstufen darstellt, um den Endkunden zu signalisieren, wann „gute“ Zeitblöcke und wann „schlechte“ Zeitblöcke sind, um Energie zu verbrauchen. Für die Darstellung des Energiewetters wurde der Tag in Zwei-Stunden-Blöcke unterteilt. Jeder Block hatte eine farbliche Kennzeichnung (Grün, Gelb und Rot). Ziel war es, in den roten und gelben Phasen möglichst wenig und dafür in den grünen Phasen mehr Strom zu verbrauchen und den Verbrauch in die grünen Phasen zu verlagern. Dabei wurden je Stufe unterschiedlich viele Punkte vergeben. Diese werden genutzt, um die Teilnehmer beim Feldtest

einerseits anzureizen und andererseits zu ermitteln welcher Teilnehmer am effektivsten eine indirekte Lastverschiebung umgesetzt hat. Anhand der Punkte wurden Prämien vergeben. Die Spannweite reichte von einem Punkt bis zu fünf Punkten. Hierbei repräsentiert ein Punkt die Farbe Rot, zwei bis drei Punkte die Farbe Gelb und vier und fünf Punkte die Farbe Grün. Bei einem Verbrauch im roten Block, wurde ein Punkt vergeben, im gelben Block vier Punkte und in einem grünen Block fünf Punkte. Die Punkte wurden dann jedem Teilnehmer gutgeschrieben. Für die Nutzererfahrung des Kunden wurde ein Dashboard mit verschiedenen Funktionen entwickelt. Unter anderem konnte der eigene elektrische Lastgang beobachtet werden. Zur Errechnung des Energiewetters wurde ein vergleichbarer Algorithmus wie in Abschnitt 3.6.3 genutzt. Es wurden sowohl Strombörsenpreise als auch das lokale Stromangebot genutzt. Das Energiewetter wurde den Kunden in digitaler Form im Energiedashboard (s. Abbildung 81 und im Anhang Abschnitt 11.5.6 dargestellt) und in analoger Form in der Wuppertaler Rundschau zur Verfügung gestellt.

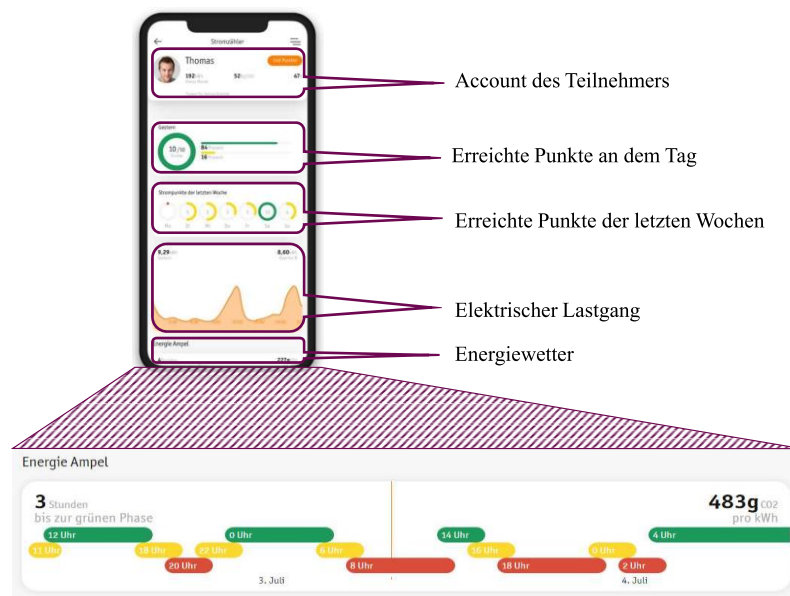


Abbildung 81 Dashboard für die Teilnehmer im Feldtest (vgl. [186, 187])

Im ersten Teil des Feldtests, der am 01.01.2018 gestartet wurde, wurden zunächst die Messdaten ohne das Anreizsystem des „Energiewetters“ gesammelt. Mit dem Ende der Messphase, wurden ab dem 01.11.2018 die Anreizsignale über das Dashboard sowie die Wuppertaler Rundschau an die Teilnehmer kommuniziert. Das Energiewetter sollte als Anreizsignal dienen, um den Quartiersbewohnern zu kommunizieren, wann aus netzdienlicher und ökologischer Sicht gute Zeitpunkte für flexiblen Verbrauch von elektrischer Energie sind und wann nicht. Das Dashboard zeigte neben dem Energiewetter auch ein Profil an, in welchem historisch die Energieverbräuche aufgezeigt werden und wie sich die Punkte in den letzten Tagen entwickelt haben. Es sollte hierdurch ein „Gamification“-Ansatz realisiert werden, damit sich die Quartiersbewohner vergleichen und so gegenseitig motivieren konnten. Im Rahmen des Feldtests wurden die Messzeitreihen für die Verschiebung der Leistungsspitzen untersucht. Um die Sensitivität der Verbräuche auf die Anreizstufen zu ermitteln, wurde eine Regressionsgerade berechnet, welche den Zusammenhang

zwischen den Anreizstufen und dem Energieverbrauch aufgezeigt. Hierfür kam Formel (65) zum Einsatz [188, S. 144]. Dabei ist der Regressionskoeffizient β_1 relevant, in Formel (65) wird dieser durch die Sensitivität auf das Energiewetter ε_{EW} repräsentiert. Dieser beschreibt die Steigung der Regressionsgeraden P_T , also die Sensitivität der Anreizstufen zum Energieverbrauch.

$$P_T = P_0 + \varepsilon_{EW} \cdot T_{EW} \quad (65)$$

$$R_{EW}^2 = \frac{\sum(\hat{p}_i - \bar{p})^2}{\sum(p_i - \bar{p})^2} \quad \forall i \in I_{EW} \quad (66)$$

P_T : Leistung der Messung P_0 : Leistungsachsenabschnitt \hat{p}_i : Schätzwerte
 T_{EW} : Block des Energiewetters R_{EW}^2 : Bestimmtheitsmaß Energiewetter p_i : Messwerte
 \bar{p} : Mittelwert der Messwerte ε_{EW} : Sensitivität Energiewetter I_{EW} : Menge Messwerte

Die Effekte waren abhängig vom individuellen Probanden mehr oder weniger stark ausgeprägt dies ist in Abbildung 82 dargestellt. Hierbei wies der aktive Kunde eine positive Korrelation zwischen Energiewetter und Leistung auf. Es wurde deutlich, dass je höher die Energiewetterstufe war, desto größer war auch die aufgenommene durchschnittliche Leistung.

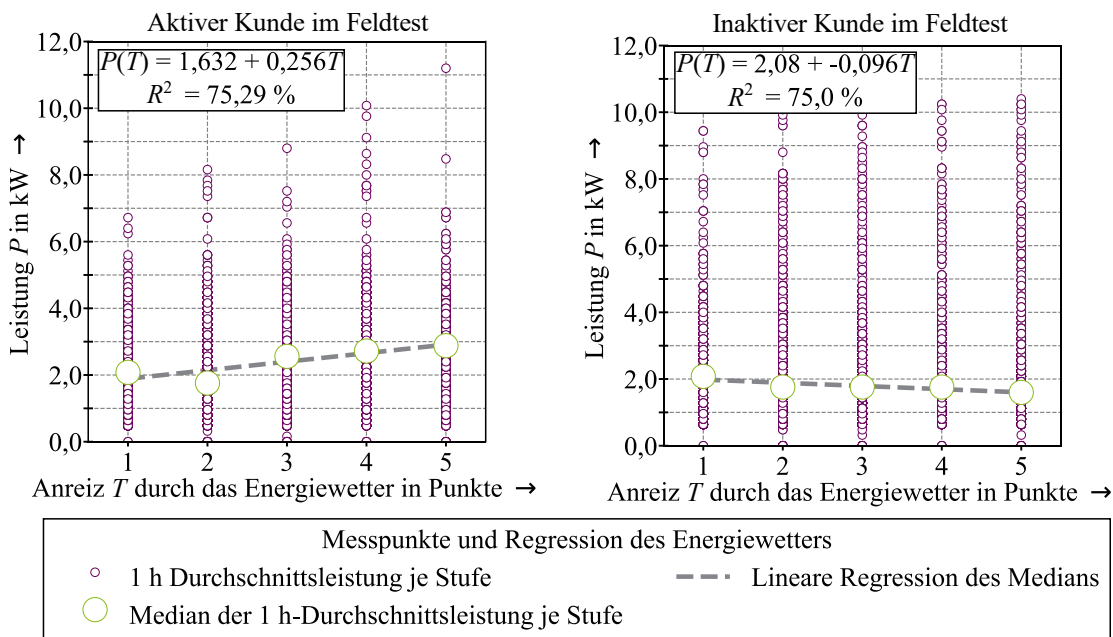


Abbildung 82 Auswertung des Feldtests (mit Daten aus [185])

ε_{EW} (vergleichbar mit der Sensitivität des Tarifs, s. Abschnitt 3.6) betrug ca. $\varepsilon_{EW} = 0,25$ der Sensitivität der Leistung je Erhöhung der Energiewetterstufe. Ein inaktiver Kunde wies hingegen einen negativen bzw. keinen Zusammenhang auf, es wird von keinem Interesse am Energiewetter ausgegangen, da $\varepsilon_{EW} = -0,096$ betrug. Der Zusammenhang konnte als linear angenommen werden, da das Bestimmtheitsmaß (R^2 , s. Formel (66)) der linearen Regression [188, S. 150] mit $R^2 = 75\%$ jeweils relativ hoch war. Um die Anzahl an aktiven Kunden zu ermitteln, wurden die Datenpunkte von ε_{EW} in Abbildung 83 absteigend über die Messstellen hinweg sortiert aufgetragen. Hierbei wurde als Kriterium für eine aktive Interaktion mit dem Energiewetter ein $\varepsilon_{EW} > 0$ und ein $R^2 > 33\%$ angenommen. Ein $R^2 = 67\%$ wurde als „substanziell“ und ein

$R^2 = 33\%$ bis 19% als „durchschnittlich“ betrachtet [189, S. 323]). Hierbei konnte bei 32% der Probanden ein messbarer Effekt identifiziert werden. Nur wenige Probanden haben sehr sensitiv reagiert (links in der Kurve). Diese hohen Werte fallen allerdings schnell ab und erreichen (rechts in der Kurve) auch negative Werte. Es wird angenommen, dass ein Großteil (68%) mit geringen und negativen Werten kein Interesse am Energiewetter hatte.

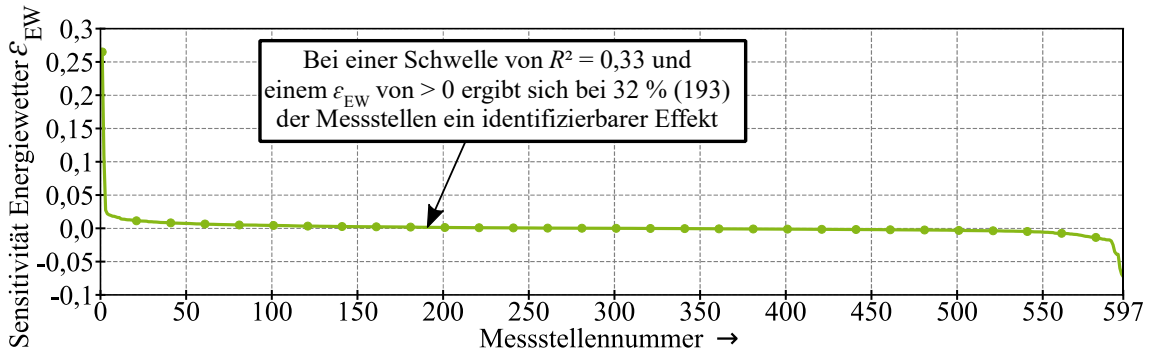


Abbildung 83 Sortierte Datenpunkte der Sensitivität auf das Energiewetter ϵ_i (mit Daten aus [185])

4.4.2 Analyse der Ergebnisse

Es wird untersucht, welchen Nutzen diese Art der Lastverschiebung haben kann. Dabei sollen sowohl die netztechnische Nutzung von regenerativer Einspeisung als auch die Möglichkeit der *EF*-Reduktion untersucht werden. Es kann angenommen werden, dass die maximal gleichzeitig kumulierte Last sich über alle Messstellen hinweg durch DR reduziert. Durch die verringerte Gleichzeitigkeit g (s. Formel (38) in Abschnitt 3.4.2.3) kann gegebenenfalls der Netzausbau insbesondere auf MS- und NS-Ebene reduziert werden. Für gewöhnlich wird bei Haushalten für g mit Erfahrungswerten gearbeitet. Im Feldtest wurde dies sowohl für die Mess- als auch für die Anreizphase untersucht. Die Verteilung von g ist in Abbildung 84 in einem Boxplot dargestellt. Dabei ist links die Gesamtheit aller Messungen, in der Mitte die Stichprobe 32% „aktive Probanden“ und rechts die Stichprobe 10% der aktivsten Teilnehmer aus Abbildung 83 zu sehen.

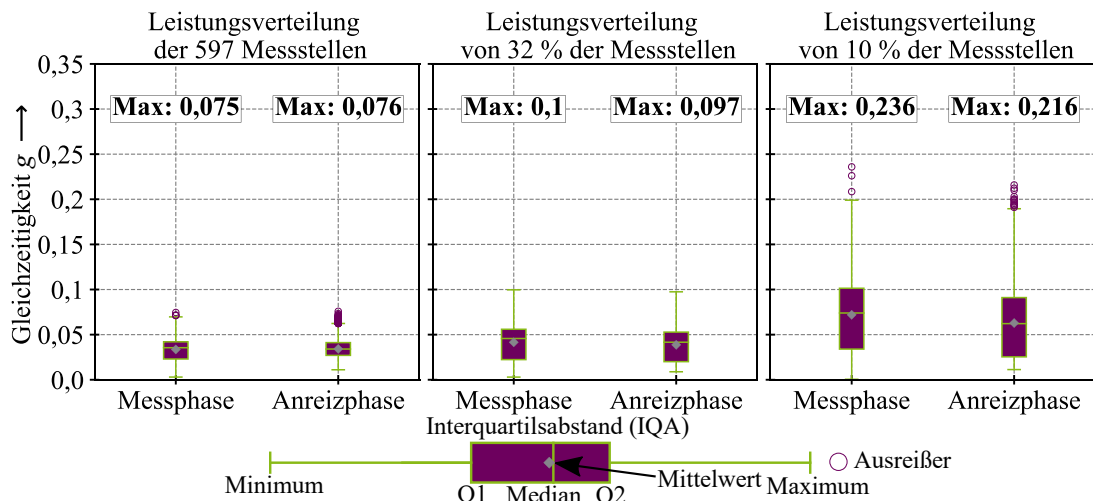


Abbildung 84 Gleichzeitigkeit der 15-minütigen aggregierten Leistung der Stichproben (mit Daten aus [185])

Dabei ist zu beachten, dass je weniger Messstellen betrachtet wurden, desto eher wurde eine hohe Gleichzeitigkeit g (s. Abschnitt 3.4.2.3) erreicht. Dies ist in Tabelle 11 zusammengefasst mit referenzierten Literaturwerten. Diese Entwicklung kann ebenfalls in Abbildung 84 abgelesen werden. Im Fall für alle Messstellen wird zunächst kein Effekt erreicht. Dies liegt vor allem am großen Anteil nicht aktiver Messstellen, aber auch daran, dass bei 597 bereits geringe Gleichzeitigkeitsfaktoren $g \approx 0,075$ entstehen. Bei 32 % aktiven Messstellen, ergibt sich eine kleine Verbesserung. In der Messphase ergibt sich $g = 0,099$ und in der Anreizphase $g = 0,097$, was einer Verbesserung um $\Delta = 2\%$ entspricht. Bei den aktivsten Teilnehmern (10 % der Messstellen) liegt ein größeres Δ vor. Die Messphase hatte ein $g = 0,235$ und die Anreizphase eine Reduktion auf den Wert $g = 0,215$ zur Folge. Dies entspricht einer relativen Veränderung von $\Delta = 9\%$.

Tabelle 11 Gleichzeitigkeitsfaktoren aus dem Feldtest (Maximalwerte aus Abbildung 84)

Stichprobe	Gleichzeitigkeit g		Relative Differenz Δ in %
	Messphase	Anreizphase	
Literaturwerte	Haushaltsanzahl abhängig: 0,4 (4); 0,1 (30); 0,08 (50) [190]		
100% der Messstellen	0,075	0,075	$\pm 0\%$
32 % der Messstellen	0,099	0,097	- 2 %
10 % der Messstellen	0,235	0,215	- 9 %

In einer weiteren Untersuchung soll aufgezeigt werden, ob und inwiefern sich die Lastverschiebung eignet, um die regenerative Energie, die eingespeist wird, besser zu nutzen. Hierfür werden für den Zeitraum des Feldtests die Quote der regenerativen Einspeisung (s. Formel (4)) in Abschnitt 2.2.2) für jeden Zeitschritt berechnet. Hierbei wird die Grundgesamtheit regenerativ eingespeister elektrischer Energie zu einem spezifischen Zeitpunkt t mit der benötigten abgenommenen elektrischen Energie ins Verhältnis gesetzt. Dabei wird als Bilanzgrenze der gesamte Teilnehmerkreis des Feldtests genutzt. Hieraus lässt sich dann für jeden Zeitpunkt ein konkreter Wert ausweisen. Als Berechnungsgrundlage wurden die Werte des Verbands Europäischer ÜNB ENTSO [85] genutzt. Hierbei werden die Einspeisezeitreihen dieser Quelle genutzt, um den Anteil der regenerativen Einspeisung zu bewerten. Die Quoten $P_{Reg. Anteil}$ (gemäß in Formel (4)) werden im Weiteren zur Veranschaulichung in 5 %-Schritten in einem Histogramm zusammengefasst, und zwar wieder sowohl für die Messphase als auch für die vorher definierten Gruppen, um die Auftrittswahrscheinlichkeit einzelner Quoten $P_{Reg. Anteil}$ besser zu veranschaulichen. Die Werte erstrecken sich von 0 % (Zeitpunkte, in denen keine regenerative Einspeisung existiert) bis hin zu 100 % (Zeitpunkte, in denen der Bedarf an elektrischer Energie vollständig mit regenerativer Energie gedeckt wird). Dies ist in Abbildung 85 dargestellt. In der Messphase erstrecken sich die Quoten $P_{Reg. Anteil}$ von 10 % bzw. 15 % bis zu maximal 65 % bzw. 70 %. In der Anreizphase ergeben sich Bereiche von 10 % bzw. 15 % bis 65 % bzw. 70 %, allerdings mit unterschiedlichen Auftrittswahrscheinlichkeiten (die konkreten Auftrittswahrscheinlichkeiten sind im Anhang in Abschnitt 11.5.2 in Tabelle 21 dargestellt). Dies spiegelt sich auch in den statistischen Kennzahlen wider. In der Messphase zeigt sich ein deutlich gestauchter Verlauf, welcher sich

auch in Form der geringen Standardabweichung $\sigma = 1,21\%$ zeigt. Im Gegensatz dazu ergaben sich Werte von $\sigma = 1,4\%$ bis $\sigma = 1,41\%$ in den angereizten Stichproben. Allerdings fällt unter den anderen drei Stichproben der Unterschied deutlich geringer aus als in der Messphase zu den angereizten Stichproben. Zudem ist eine seitliche Verschiebung zu erkennen. Der Median beläuft sich in der Messphase auf $32,5\%$ und in der angereizten Stichprobe auf $37,5\%$. Die mittlere Quote an regenerativer Energie hat sich somit um 5 Prozentpunkte erhöht, wodurch die von DEA eingespeiste Energie besser genutzt wird. Zudem ist im Histogramm zu erkennen, dass die höheren Quoten $P_{\text{Reg. Anteil}}$ häufiger als die niedrigeren vertreten waren, die Kurve sich also insgesamt verlagert hat. Außerdem werden höhere Quoten im Bereich 75% bis 80% erreicht.

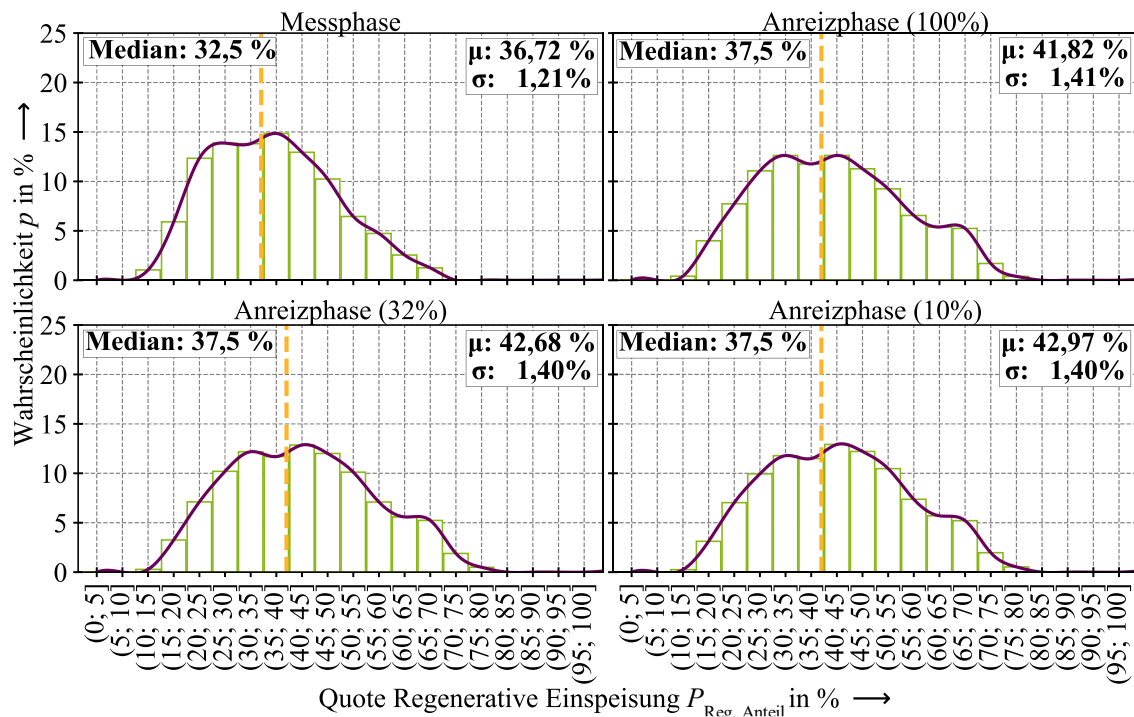


Abbildung 85 Histogramm der Auftrittswahrscheinlichkeit der regenerativen Quote für den Feldtest

Dies wird durch die höhere Streuung erreicht, was auch in Form der höheren Standardabweichung erkennbar ist. Die dritte Bewertungsmöglichkeit des Feldtests soll die Reduzierung der THGE sein. Hierbei wird wiederum auf Daten des ENTSO [85] und der CO₂-Äquivalente (diese sind in Anhang in Abschnitt 11.5.3 in Tabelle 22 dargestellt) zurückgegriffen. Dadurch ergibt sich eine *EF*-Zeitreihe, welche die verlagerte Energie nach ihrem *THGE*-Potenzial bewertet. Über den gesamten Feldtest hinweg konnten durch diese Verschiebung der Leistung *EF*-Reduzierungen erzielt werden. Um dies mit einer Kennzahl bewerten zu können wird der mittlere *EF* (s. Formel (67)) $\overline{EF}_{\text{Feldtest}}$ berechnet. Hierbei wird für jeden Zeitschritt *t* die jeweilige extern bezogene Leistung P_t mit dem jeweiligen Emissionsfaktor EF_t verrechnet und mit P_t ins Verhältnis gesetzt.

$$\overline{EF}_{\text{Feldtest}} = \frac{\sum_{t=0}^T EF_t \cdot P_t}{\sum_{t=0}^T P_t} \quad \forall t \in T \quad (67)$$

$\overline{EF}_{\text{Feldtest}}$: Mittlerer Emissionsfaktor im Feldtest
 P_t : Bezogene Leistung im Feldtest
 EF_t : Emissionsfaktor
 T: Gesamter Zeitintervall

Hieraus ergibt sich dann für die unterschiedlichen Stichproben jeweils ein $\overline{EF}_{\text{Feldtest}}$. Diese sind in Abbildung 86 (links) dargestellt. Die Messphase war von einem $\overline{EF}_{\text{Feldtest}}$ von $\overline{EF}_{\text{Feldtest}} = 496$ g/kWh geprägt. Durch die Volatilität der regenerativen Einspeisung und der damit verbundenen Verschiebung der Verbräuche konnte eine Reduzierung des $\overline{EF}_{\text{Feldtest}}$ von 67 g/kWh auf $\overline{EF}_{\text{Feldtest}} = 429$ g/kWh (13,5 %) erzielt werden. Wenn die Stichproben (wie in den vorherigen Auswertungen) genutzt werden, reduziert sich der $\overline{EF}_{\text{Feldtest}}$ bei der 32-%-Stichprobe um 72 g/kWh auf $\overline{EF}_{\text{Feldtest}} = 424$ g/kWh (14,5 %). Bei der 10-%-Stichprobe kann diese Reduzierung nur noch gering auf 73 g/kWh erhöht werden und es wird ein $\overline{EF}_{\text{Feldtest}}$ von $\overline{EF}_{\text{Feldtest}} = 423$ g/kWh (14,7 %) erreicht. Diese Reduzierungen resultieren aus den volatilen Einspeisungen, die mittags mehr und abends weniger verfügbar sind. Auf diese Weise wird ebenfalls die THG-Konzentration im Strommix beeinflusst.

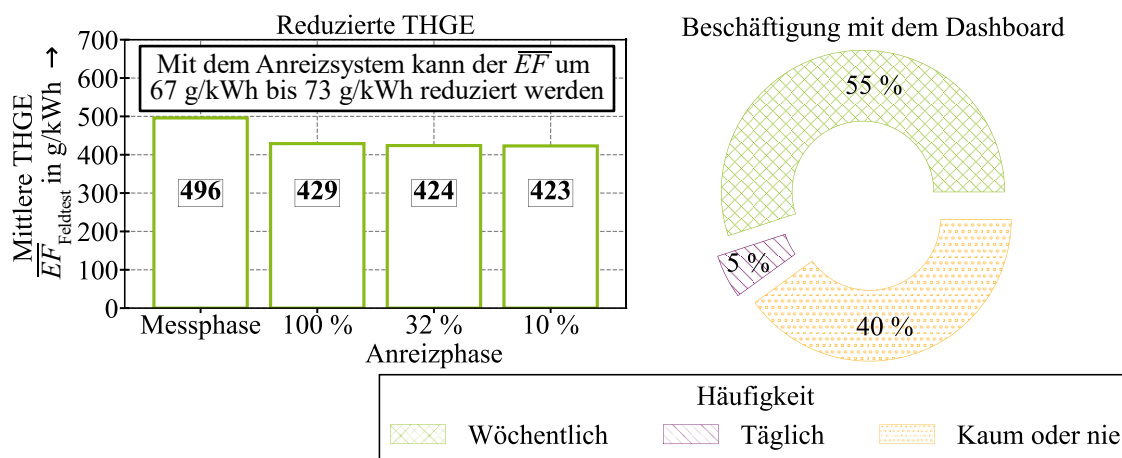


Abbildung 86 Umwelttechnische und soziologische Auswirkung des Anreizsystems im Feldtest

Bei einer Befragung von Haushalten im Feldtest gaben 55 % der Teilnehmer an, das Energiewetter unregelmäßig, aber wenigstens einmal pro Woche zu nutzen. 5 % nutzten es täglich und 40 % nutzten es kaum oder nie. Dargestellt sind die Resultate in Abbildung 86 (rechts). In Interviews (in Abschnitt 11.5.7 sind Details und Fragebögen dargestellt) mit Teilnehmern zeigte sich, dass sich das Bewusstsein für Energieverbrauch deutlich erhöht hat und bspw. Zeitschaltfunktionen von Geräten häufiger genutzt wurden. Herausforderungen wurden bei der Implementierung in den Alltag geschildert. Insbesondere vollberufstätige Teilnehmer sagten, dass es im Alltagsstress zu oft unterging, bspw. Timing-Funktionen zu verwenden. 80 % der Teilnehmer der Befragung wünschten sich eine Fortsetzung des Energiewetters, weil sie damit ein potenzielles und mindestens punktuell nutzbares Instrument zur Mitwirkung an der „Energiewende“ zur Verfügung hätten. Aus diesem Feldtest lässt sich ableiten, dass eine Bereitschaft zur Flexibilisierung auch in den Privathaushalten vorhanden ist. Ebenfalls existiert eine tendenzielle Bereitschaft, diese eigenständig umzusetzen. Diese Bereitschaft stößt allerdings im privaten Leben an ihre Grenzen, wenn die Komforteinbußen zu groß sind. Hier ließe sich durch eine entsprechende Automatisierung sowie ein geeignetes Anreizsystem der doch erhebliche Anteil von 80 %, der sich eine Fortführung wünschte, auch als Flexibilitätsoption nutzen.

4.4.3 Methodik zur Hochskalierung von Lastverschiebungspotenzialen

In diesem Abschnitt wird eine Methodik vorgestellt, um Flexibilitätspotenziale (z. B. mit E_{Flex}) von der Netzebene auf die Quartiersebene zu skalieren. Hiermit ist die städtische Einteilung gemeint und nicht der Begriff „Energiequartier“, wie er in Abschnitt 2.1.2 eingeführt worden ist. Hierdurch werden geographische Auswertungen ermöglicht. Diese Methodik wird im nächsten Abschnitt 4.4.4 für die Lastverschiebung von Haushaltslasten angewendet und in Kapitel 6 (im Rahmen der Fallstudie s. Abschnitt 6.5) erneut aufgegriffen. Das Vorgehen zur Skalierung wird in Abbildung 87 in einem Ablaufdiagramm dargestellt, dies ist allgemein formuliert. Dieses Vorgehen kann auf verschiedene Anwendungsgebiete der Skalierung des Flexibilitätspotenzials angewendet werden. Für die Hochskalierung werden Eingangswerte benötigt, hierzu werden die Ergebniswerte der der Simulation genutzt.

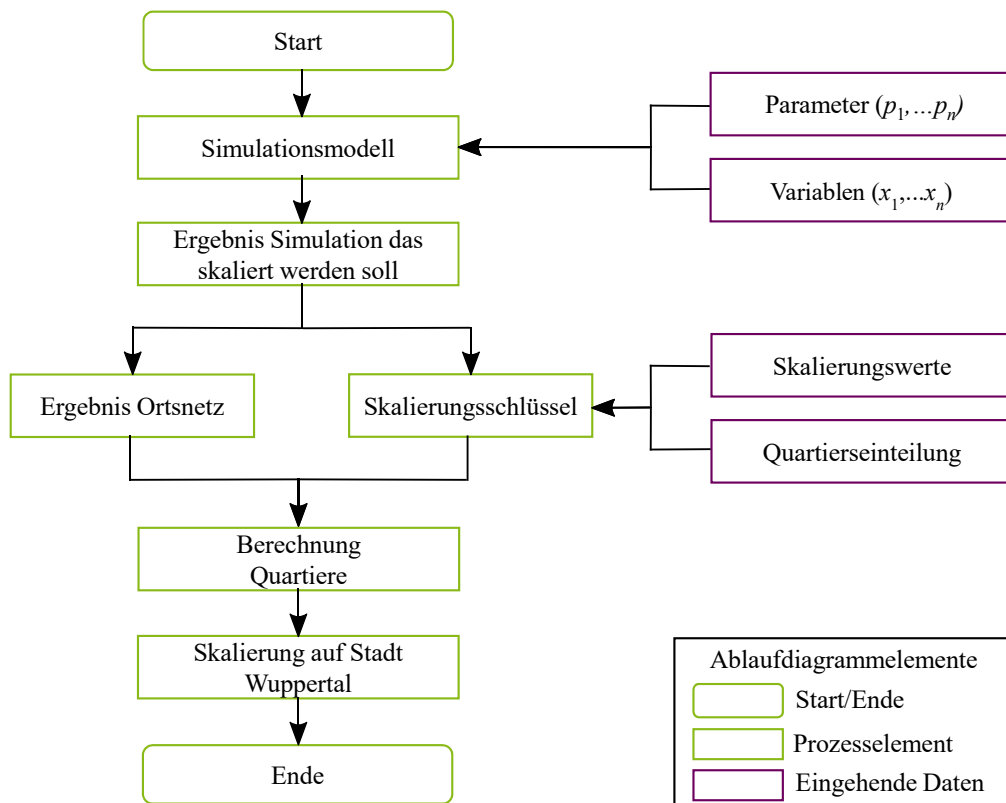


Abbildung 87 Ablaufdiagramm Skalierung Flexibilitätspotenzial auf Stadt Wuppertal

Als Eingangsparameter für die Simulation ergeben sich hier die Parameter p und die Variablen x . Mit den Ergebnissen für das Ortsnetz (in dem Simulationsmodell als Energiequartier definiert) wird mit einem Skalierungsschlüssel das Flexibilitätspotenzial auf andere Quartiere (wie sie die Stadt definiert) hochgerechnet.

Auf diese Skalierungswerte soll im Weiteren kurz eingegangen werden. Dies wird im Rahmen dieser Arbeit auf zwei Wegen durchgeführt. Die erste ist für die Skalierung von Haushaltswaren („Weiße Ware“) gedacht und die zweite für die Skalierung von sämtlich anderen Flexibilitätsoptionen.

tionen. Dies wird unterschieden, da die Anzahl und Art Haushaltswaren hoch mit Alter und demografischen Gruppen korreliert und die anderen Flexibilitätsoptionen deutlich mit der geografischen Lage korreliert. Für die Skalierung der Haushaltswaren werden die verschiedenen durchschnittlichen Ausstattungsraten a (diese bezeichnet, wie viele Geräte von einer Kategorie in einem Haushalt vorhanden sind) benötigt, diese sind in Abbildung 88 dargestellt. Es zeigt sich deutlich, dass Paare und Haushalte mit Kindern eine höhere Ausstattung haben.

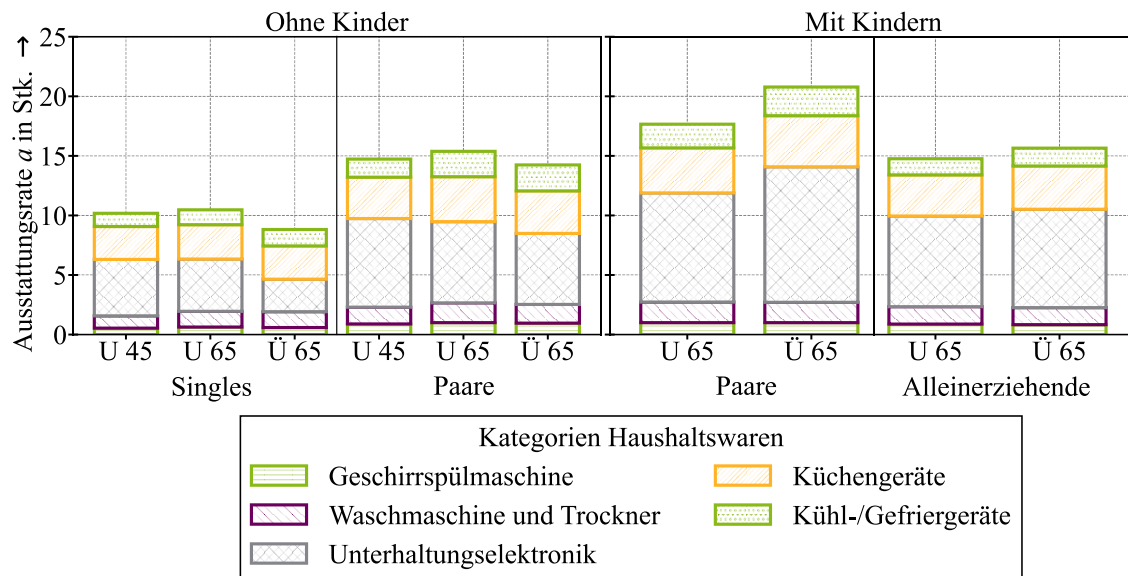


Abbildung 88 Ausstattungsraten demografischer Gruppen (mit Daten aus [130])

Dies kann dann in Kombination mit Quartiersstatistiken für die Altersverteilung genutzt werden, um einen Skalierungsschlüssel zu bilden, der dann auf verschiedene Quartiere umgelegt werden kann. Diese Altersverteilung für die Stadt Wuppertal ist in dem Abschnitt 11.5.5 in Tabelle 25 [191] dargestellt. Dieses Vorgehen wird im nächsten Abschnitt 4.4.4 exemplarisch durchgeführt und dargestellt.

Die zweite Variante, also die Skalierung über die geografische Aufteilung auf verschiedene Quartiere, kann mithilfe von sogenannten Stadtraumtypen (SRT) erfolgen. Die SRT sind im Anhang in Abschnitt 11.6.5 dargestellt und in ihrem Aufbau und ihrer Struktur erklärt. Zusätzlich werden die Anteile an den Gebäuden im Quartier je SRT in Abbildung 89 angegeben. Zur Einordnung der Quartiere ist eine Karte der Stadt Wuppertal mit Namen der Quartiere im Anhang zu finden (s. Abschnitt 11.6.6 in Abbildung 165). Hierbei stellen sich insb. SRT 2.1, 2.2, 3.1, 3.2, 8.1, 8.2 und 8.3 als relevant da und werden deswegen tiefergehend betrachtet. Die sonstigen SRT werden unter „Sonstige“ gelistet, um die Verteilung der relevanten SRT zu verdeutlichen. [192] Diese relevanten SRT machen 91,7 % der Gebäude in der Stadt Wuppertal aus, hierbei sind innerstädtische Baublöcke (SRT 2.x), innerstädtische Gemengelagen (SRT 3.x) sowie Einfamilienhausgebiete (SRT 8.x) inkludiert. Da die Bebauungsstruktur in den jeweiligen SRT homogen verteilt ist, kann dies genutzt werden, zum Hochskalieren von Flexibilitätspotenzialen. [192]

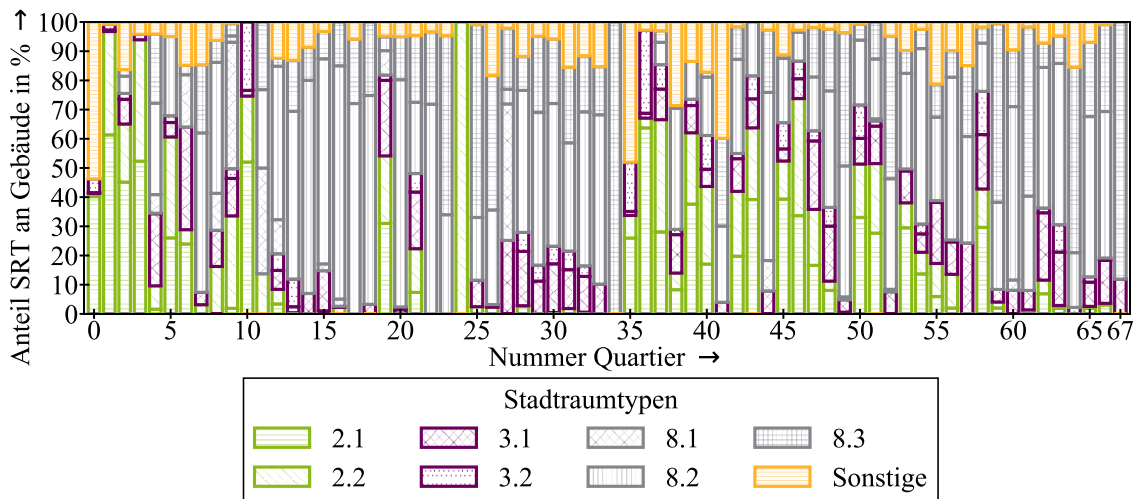


Abbildung 89 Anteile der Stadtraumtypen an den 68 Quartieren (vgl. [192])

Im nächsten Abschnitt werden die Haushaltslasten hochskaliert nach dem hier beschriebenen Vorgehen. In Abschnitt 6.5 werden dann die übrigen Flexibilitätsoptionen skaliert.

4.4.4 Skalierung des Feldtests und Implikationen zum Flexibilitätspotenzial

Im Weiteren kann mit dieser Systematik die Flexibilitätspotenziale auf die gesamte Stadt Wuppertal hochskaliert werden. Hierfür werden die bereits vorgestellten Simulationsmodelle für die Laststeuerung genutzt. Zur Hochskalierung auf die Ortsnetz-, Quartiersebene sowie auf die ganze Stadt Wuppertal werden mit städtische Statistiken zu den einzelnen Quartieren [191] und durchschnittliche Ausstattungsraten mit Geräten [130] genutzt. Die Erfahrungen aus dem Feldtest werden für eine Gruppe genutzt, zu der die demografischen Daten vorhanden sind (die Gruppe aus der Umfrage). Die Daten zu Lastverschiebung werden anhand der Bevölkerungsdichte hochgerechnet. Dabei wird das Simulationsmodell genutzt, um die einzelnen Lastverschiebungspotenziale zu ermitteln. In dem Simulationsmodell wurde das Quartier 1 (s. Abschnitt 4.1) genutzt. Hierbei wird angenommen, dass alle Teilnehmer eine Ausstattung ihrer Geräte mit einem Smarthome-System haben, also nicht zu Hause sein müssen, um an der Lastverschiebung teilzunehmen. Hierbei wird angenommen, dass alle Teilnehmer eine Ausstattung ihrer Geräte mit einer Steuerbox erweitert haben, also nicht zu Hause sein müssen, um an der Lastverschiebung teilzunehmen. Dies wird in dem Simulationsmodell als direkte Flexibilität abgebildet. Anhand dieser Auswertung hat sich ein flexibler Anteil von 10 %, bezogen auf die Energie ergeben, dies ist in Abbildung 90 in Form eines Kuchendiagramms (links) abgebildet. Von diesen 10 % konnten aufgrund der Fahrpläne weitere 3 % nicht verschoben werden, womit ein restlicher Anteil der Energie von 7 % verbleibt. Die Hochrechnung der Lastverschiebungspotenziale auf die ganze Stadt Wuppertal, erfolgt wie im vorherigen Abschnitt (4.4.3) erläutert mit Ausstattungsraten (die Ausstattungsraten selbst sind im Anhang Abschnitt 11.5.5 dargestellt) um die unterschiedlichen Haushalte abzubilden.

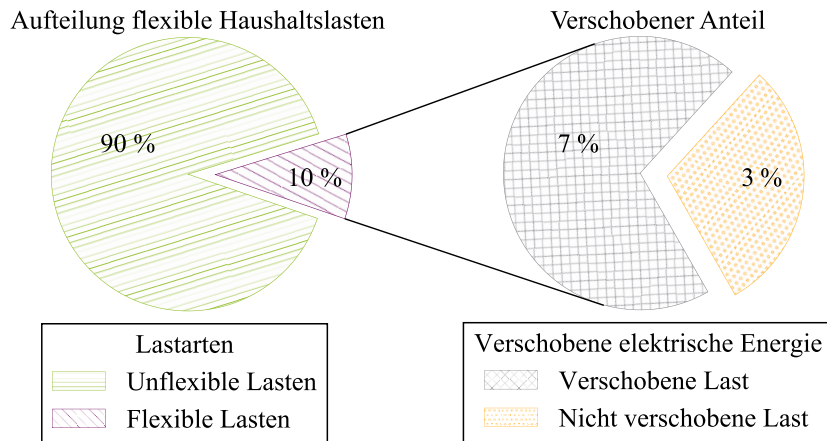


Abbildung 90 Anteil flexibler und verschobener Lasten

Das konkrete Vorgehen ist als Ablaufdiagramm in Abbildung 91 dargestellt. Hierbei ist das Lastverschiebungspotenzial von den Bewohnern, der Grundfläche, der Anzahl der Zimmer sowie der Anzahl und dem Alter der Elektrogeräte abhängig [181]. Es wird im ersten Schritt durch die Simulation Ergebnisse für das Ortsnetz erzeugt. Im zweiten Schritt muss das Ergebnis von dem Ortsnetz auf andere Quartiere übertragen werden.

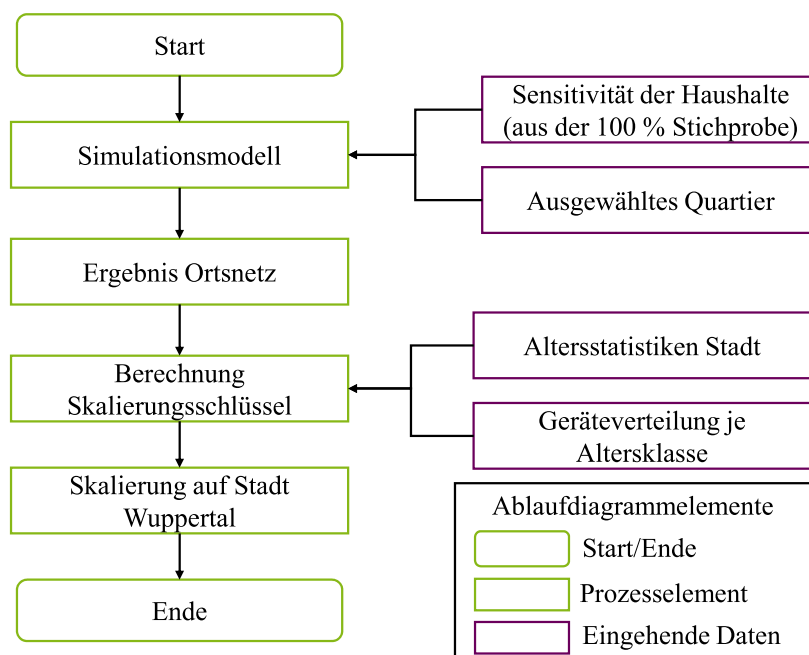


Abbildung 91 Ablaufdiagramm Skalierung Flexibilitätspotenzial auf Stadt Wuppertal

Hierzu werden die einzelnen Haushalte nach Alter und Familienstand unterschieden. Auf Grundlage der bekannten demographischen Verteilung in dem Ortsnetz (die Altersverteilung wurde von der Altersverteilung des Quartiers auf das Ortsnetz übertragen) wird das prozentuale Verhältnis auf die Anzahl an Haushalte in den Feldtest übertragen. Das Lastverschiebungspotenzial wird mit der demographischen Ausstattungsrate je Haushalte ausgewertet. Die umgesetzte Lastverschiebung wird dann mit der demografischen Verteilung auf einen Haushalt runtergerechnet. Das Ergebnis wird in Abbildung 92 dargestellt.

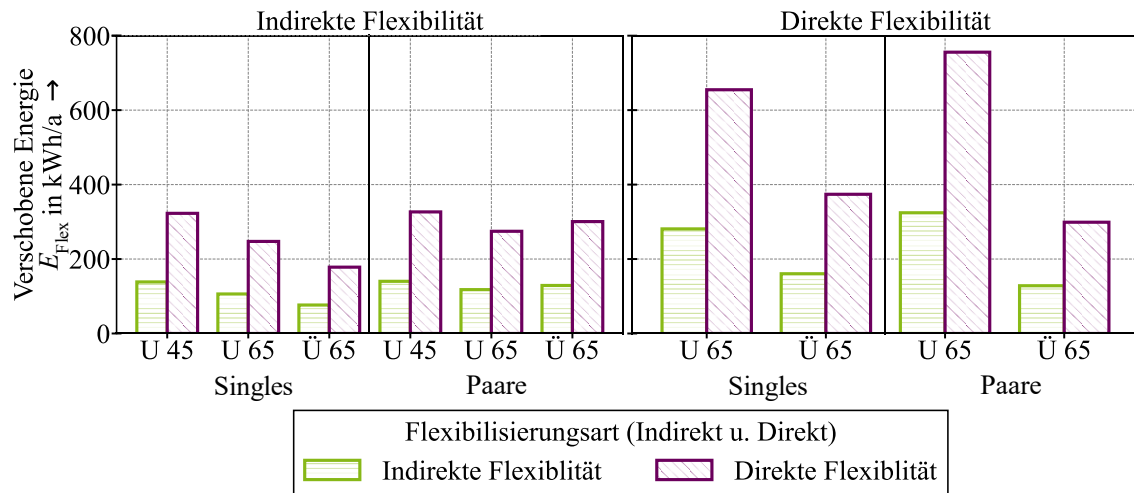


Abbildung 92 Demographische Verteilung der verschobenen Jahresenergie

Hieraus ergibt sich, dass das Lastverschiebungspotenzial in Haushalten mit mehreren Personen größer ist, als das Potenzial alleinlebender (die Anzahl der Personen skaliert mit dem Energieverbrauch und den dazugehörigen flexibilisierbaren Endgeräten). Haushalte mit Kindern weisen hierbei ein erhöhtes Potenzial auf. Dies liegt an der Anzahl der Wasch- und Spülgänge, da hier diese Endgeräte am intensivsten genutzt werden. Die Gruppe „Paare mit Kindern unter 45 Jahre“ weist hierbei das größte Potenzial auf. Das errechnete Lastverschiebungspotenzial beträgt 35 kWh im Jahr. Durch eine Anbindung an ein Smarthome-System steigt das Potenzial auf bis zu 444 kWh in einem Jahr. Wie erwartet ist das zweite Potenzial deutlich höher, da die Personen bei der direkten Lastverschiebung nicht zuhause sein müssen und damit mittags auch Flexibilität vorliegt (zwischen 8:00 bis 16:00 Uhr). Hiermit kann die Simulation auf die gesamte Stadt übertragen werden, dazu wird die demographische Verteilung der Stadt Wuppertal genutzt, diese ist im Anhang dargestellt (s. Abschnitt 11.5.5 in Tabelle 25). Das Ergebnis der Hochrechnung ist in Abbildung 93 zu sehen. Die absoluten Lastverschiebungspotenziale steigen mit der Betrachtung. Die relativen Lastverschiebungspotenziale liegen im Haushalt zwischen $e_{\text{Flex}} = 1\%$ und $e_{\text{Flex}} = 9\%$. Je größer der Fokus wird, desto geringer werden auch die Potenziale, da neben Quartieren mit Gerätemixen, die gut für eine Lastverschiebung geeignet sind (viel „Weiße Ware“), auch Quartiere einkalkuliert werden, die nicht gut für die Lastverschiebung geeignet sind. Bei einer bestimmten Größe des betrachteten Bereichs konvergiert sowohl das mögliche relative Lastverschiebungspotenzial e_{Flex} als auch die reduzierte THGE gegen einen Wert von $e_{\text{Flex}} = 1\%$ bis $e_{\text{Flex}} = 7\%$ (Lastverschiebungspotenzial) bzw. 8% (THGE).

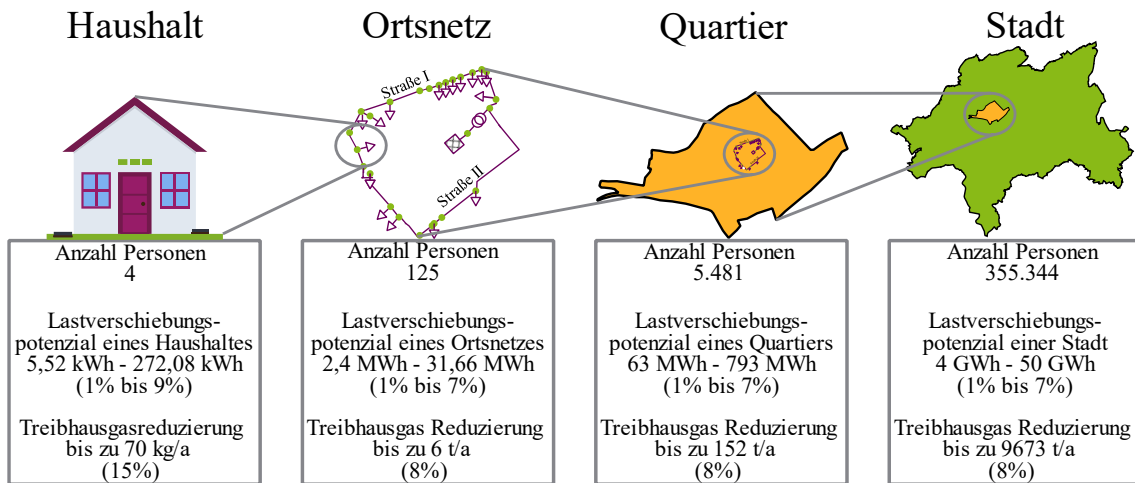
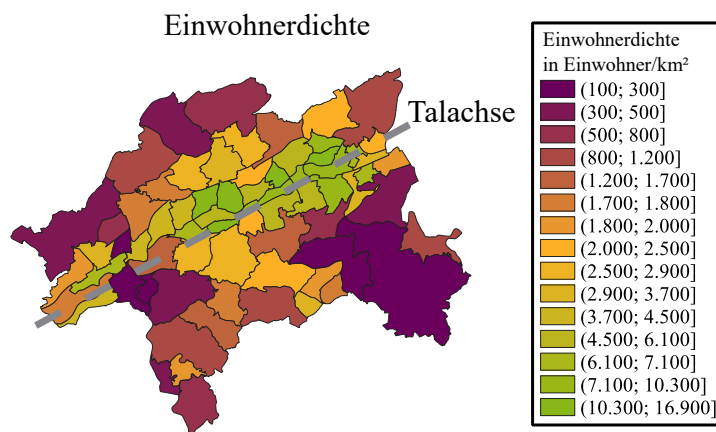
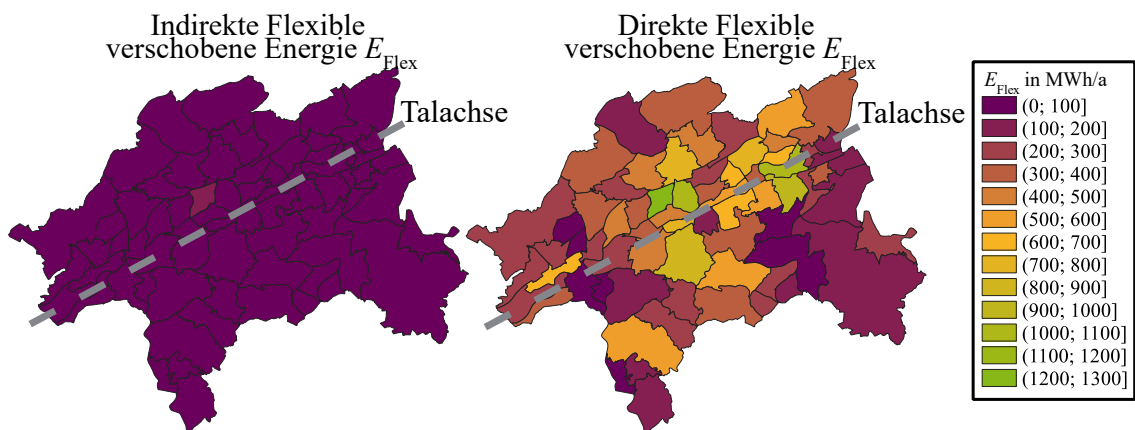


Abbildung 93 Skalierung des Lastverschiebungspotenzials

Die geografische Auswertung für jedes einzelne Quartier ist in Abbildung 95 dargestellt, sowohl für die verschobene Energie. Es zeigt sich deutlich, dass die verschobene Energie mit der Einwohnerdichte (s. Abbildung 94) korreliert, diese ist insbesondere nahe der Talachse daher sehr hoch.

Abbildung 94 Geografische Einordnung der Einwohnerdichte in der Stadt Wuppertal je Quartier¹³Abbildung 95 Geografische Einordnung der verschobenen Jahresenergie E_{Flex} (indirekte und direkte Flexibilität) in der Stadt Wuppertal je Quartier

¹³ Die Talachse verläuft in der Stadt Wuppertal entlang des Flusses Wupper im Tal

Es zeigt sich zu dem ein deutlicher Unterschied zwischen der Variante mit der Automatisierung und der eigenständigen Verlagerung von einem Faktor 10. Die erste Variante liegt in der Größenordnung $E_{\text{Flex}} = 6 \text{ MWh/a}$ bis $E_{\text{Flex}} = 108 \text{ MWh/a}$ je Quartier, die zweite Variante liegt in der Größenordnung $E_{\text{Flex}} = 70 \text{ MWh/a}$ und $E_{\text{Flex}} = 1210 \text{ MWh/a}$.

Die *THGE* Einsparung in t wie in Abbildung 96 unten rechts dargestellt, diese befindet sich je nach Quartier zwischen $THGE = 15 \text{ t}$ und $THGE = 263 \text{ t}$. Hierbei ergibt sich bei einer direkten Flexibilität eine deutlich höhere verschobene elektrische Energie, dies ergibt sich aus den effizienteren verschieben der Lastgänge in die jeweiligen Tarifstufen.

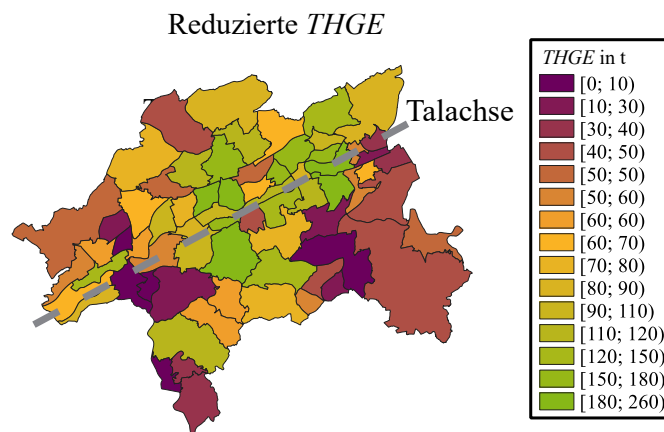


Abbildung 96 Geografische Einordnung der reduzierte THGE in Tonnen in der Stadt Wuppertal je Quartier

Im Kapitel 6 wird im Rahmen einer zweiten Hochskalierung ein ähnliches Verfahren genutzt, um die anderen Flexibilitätsoptionen (insbesondere eKfz und WP) auf die anderen Quartiere hochskaliert. Im Gegensatz zu den Ausstattungsraten wird dort die Bebauungsstruktur (s. Abschnitt 6.5) der Quartiere genutzt.

4.5 Zwischenfazit

Bei der Analyse von Simulation und Messung von real umgesetzten Flexibilitätsoptionen im urbanen Bereich haben sich Ergebnisse ergeben, die die vorherigen Thesen stützen, dass Haushaltsanwendungen nur einen geringen Beitrag zur Flexibilisierung leisten. Es hat sich gezeigt, dass ein gewisses Potenzial für Flexibilitätsbereitstellung vorhanden ist, welches auf ca. 7 % der Wirkleistung beziffert werden kann. Dieses Potenzial wurde in einem Feldtest ermittelt. Der Feldtest war mit 32 % aktiven Kunden unter seinem theoretisch möglichen Potenzial, weswegen Stichproben ausgewertet wurden. So konnte durch den Feldtest nachgewiesen werden, dass sich die Lastspitzen von Haushaltsanwendungen und die Gleichzeitigkeit reduzieren lassen. In der Stichprobe „32 % der Messstellen“ konnte die Gleichzeitigkeit um 2 % reduziert werden und in der Stichprobe „10 % der Messstellen“ war sogar eine Verringerung um 9 % möglich. Außerdem konnte durch diese Stichproben erwiesen werden, dass eine verbesserte Nutzung der DEA im Energiequartier realisierbar ist. Hierzu wurde eine Regenerativenquote definiert. Diese lag ohne Anreizsetzung im Mittelwert bei 36 %. Mit Anreizsetzung konnte sie auf etwa 42 % erhöht werden. Bei der Auswertung der Stichproben konnte bei der 32 %-Stichprobe ein Wert von 42,68 % und bei der 10 %-Stichprobe ein Wert von 42,97 % erreicht werden. Durch diese Verlagerung der Lasten in Zeiträume mit höheren regenerativen Anteilen konnte eine Reduzierung von THGE umgesetzt werden, die sich allerdings als gering erwiesen hat. Das Potenzial wird vor allem durch die geringe angeschlossene Leistung, energetisch geringen Verbräuche und Dezentralität reduziert. Insbesondere der letzte Punkt ist relevant, da viele unterschiedliche Steuereingriffe in den verschiedenen Haushalten die Optimierung hin zu einem defossilisierten Energieverbrauch erschweren. Eine zentralere Lastabnahme mit wenigen Steuereingriffen würde dies erleichtern. Außerdem existieren relativ wenige flexible Lasten (wenn die Sektorenkopplung ausgeklammert wird), da der größte Anteil einen konstanten Lastverlauf aufweist oder eine Lastverschiebung nicht ohne Komforteinbußen realisierbar ist. Die Wirtschaftlichkeit wurde in diesem Kapitel nicht untersucht. Auch überregionale Effekte, wie etwa volkswirtschaftliche Einflüsse auf eine erhöhte Autarkie, sind nicht Teil der Untersuchung gewesen (siehe Untersuchung in Kapitel 6). Es lässt sich an der Stelle festhalten, dass für die drei Forschungsfragen teilweise Antworten gefunden werden konnte. Es konnten sowohl ein Teil des Potenzials identifiziert und quantifiziert werden (Forschungsfrage 1) als auch erste Einflüsse auf den Betrieb des lokalen Netzes (Forschungsfrage 2) herausgestellt werden, da die Gleichwertigkeiten reduziert werden konnte. Auch konnten die Auswirkungen auf die Aspekte Ökologie und Betrieb bewertet werden (Forschungsfrage 3). Da die Potenziale allerdings als gering anzusehen sind und es noch weitere offene Fragen bzgl. des Sektorenkopplung und der Autarkie gibt, werden im Weiteren mittels eines Kennzahlensystems (Kapitel 5) und einer breiten angelegten Untersuchung (Kapitel 6) weitere Analysen durchgeführt.

5 Performance Monitoring von Quartieren mit einem Kennzahlensystem

5.1 Monitoring-Bereiche in der Energiewirtschaft

Die Monitoring-Bereiche für eine Systemanalyse von energiewirtschaftlichen Prozessen wie am Beispiel eines Energiequartiers lassen sich auf einer hohen Abstraktionsebene zunächst aus den typischen Bereichen des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks ableiten, so wie es in Abschnitt 2.2.1 für diese Arbeit definiert worden ist: Ökonomie, Ökologie und Versorgungssicherheit bzw. der Betrieb richtlinienkonformen und effizienten des elektrischen Netzes. Das eigentliche Ziel einer solchen Analyse ist es, Antworten auf die jeweilige Fragestellung zu erhalten. Die Zielstellung eines Kennzahlensystems soll an dieser Stelle insbesondere die Analyse und Interpretation der Optimierung eines oder mehrere Energiequartiere sein. Dies wird in Kapitel 6 in einer Fallstudie angewandt. Bei der Bewertung von Energiesystemen [145, S. 31] sollen die technischen Bewertungskriterien untersucht werden, die die Effizienz, aber auch den Einsatz der verfügbaren lokalen Energie umfassen. Darüber hinaus sollen ökonomische Bewertungskriterien, wie die Bereitstellungskosten für Energie (z. B. in Form eines flexiblen Tarifes) kalkuliert und für alle relevanten Sektoren aufbereitet werden. Neben den ökonomischen sind auch die ökologischen Betrachtungen relevant. Im Weiteren wird ein beispielhaftes Kennzahlensystem für Energiequartiere vorgestellt.

5.2 Entwicklung der Kennzahlensystem für Quartiere

Ausgehend von diesen Anforderungen, ergibt sich aus den drei definierten Bereichen die Struktur der Kennzahlen in Abbildung 97. Im Weiteren werden diese drei Bereiche und ihre Kennzahlen mitsamt Formeln erläutert. Eine Anwendung erfolgt dann in Kapitel 6.

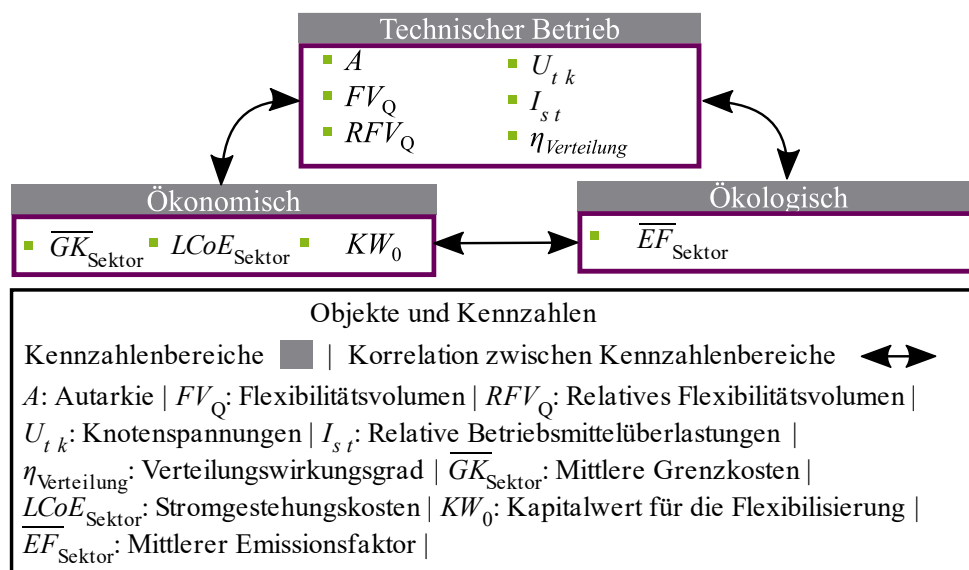


Abbildung 97 Kennzahlen und Kennzahlenbereiche

Für die Berechnung der *THGE*-Bilanz wird die Kennzahl Emissionsfaktor (\overline{EF}) genutzt, hierzu wird eine *EF*-Zeitreihe verwendet. Hierdurch können unterschiedliche Zeitpunkte mit verschiedenen Emissionswerten bewertet werden, wodurch dann die Flexibilität nach ihrer *THGE*-Reduzierung bewertet werden kann. Diese *Zeitreihe* wird mit der eingespeisten Leistung [85] (s. Abschnitt 2.2.2 in Abbildung 12) und mit verschiedenen Emissionsfaktoren über die *Zeit* hinweg für die Energieträger und die Verlustfaktoren für Speicher [167] berechnet, was in Abbildung 98 dargestellt ist. Mit dieser *Zeitreihe* können Emissionen aus Lasten und Lastverschiebungen als ex-post-Analyse berechnet werden. Die *THGE*-Minderung durch die Nachfrageverschiebung von den Morgen- und Abendstunden in die Mittagsstunden im Stadtgebiet wird durch den geringeren Kohlendioxidausstoß der externen Energieversorgung erklärt. Zur Berechnung dieser Kennzahl, wird jeweils über alle Einspeiseanlagen (im deutschen Energiesystem) der gewichtete Mittelwert der eingespeisten Leistung genutzt. Dies ist in Abbildung 98 als *Zeitreihe* dargestellt.

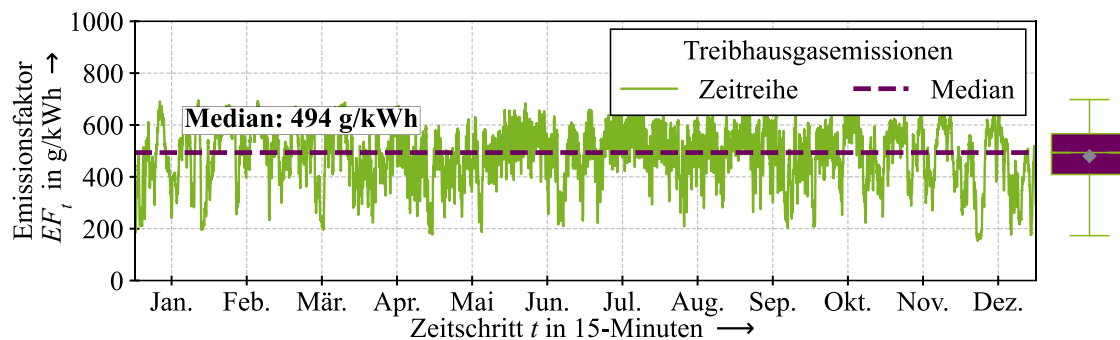


Abbildung 98 *EF*-Zeitreihe zur Berechnung der zeitspezifischen Emission im Quartier [85, 167]

Mit Anlehnung an Formel (67) aus Abschnitt 4.4.2 wird $\overline{EF}_{\text{Feldtest}}$ auf die einzelnen Sektoren angewendet in dem in einer weiteren Summe die einzelnen Aggregate n iteriert werden. Hierdurch kann mit dem mittleren Emissionsfaktor $\overline{EF}_{\text{Sektor}}$ (s. Formel (68)) für jeden Sektor die *THGE* untersucht werden, da die einzelnen Zeitpunkte über die abgenommene Leistung verschieden gewichtet sind. Durch eine zeitliche Lastverschiebung kann auf diesem Weg der \overline{EF} reduziert werden, wenn z. B. dies über die Anreizsignale signalisiert wird.

$$\overline{EF}_{\text{Sektor}} = \frac{\sum_{t=0}^T \sum_{n=0}^N EF_{nt} \cdot P_{nt}}{\sum_{t=0}^T \sum_{n=0}^N P_{nt}} \quad \forall n \in N, \quad \forall t \in T \quad (68)$$

$\overline{EF}_{\text{Sektor}}$: Mittlerer Emissionsfaktor
 P_{nt} : Leistung eines Aggregats
 T : Gesamter Zeitintervall
 EF_{nt} : Emissionsfaktor
 N : Menge aller Aggregate

Zur Bewertung der ökonomischen Dimension, werden Kennzahlen verwendet, die sowohl die Betriebskosten als auch die Investitionskosten berücksichtigen. Zudem sind die Energiebezugpreise relevant, da die Quartiersbewohner möglichst geringe Energiebezugpreise anstreben. Um den Unterschied für die Kosten in einem ersten Wertschöpfungsschritt zu bewerten, werden die mittleren Grenzkosten (\overline{GK}) für alle Aggregate berechnet (s. Formel (69)). Diese Analyse betrachtet insbesondere die Betriebskosten. Diese werden tendenziell bei verstärkter

DEA-Einspeisung sinken (s. Quartiers-Effekt in Abschnitt 3.6.5). Dem stehen Investitionskosten gegenüber. Hierfür werden die Stromgestehungskosten betrachtet, die auch als „Levelized Cost of Energy“ (*LCoE*) bezeichnet wird [193]. Diese untersuchen langfristig die Investitionskosten je nach Zeitpunkt, diskontieren diese auf den Zeitpunkt $t = 0$ und stellen sie ins Verhältnis zur verbrauchten Energie (s. Formel (70)). Mitberücksichtigt werden hierbei auch Brennstoffkosten und Steuern. Diese Kennzahl wird für jeden Sektor separat ausgewertet, um die Dynamik des Tarifs in den einzelnen Sektoren besser auswerten zu können. Dies wird vor allem deswegen gemacht, da sich die Sektoren unterschiedlich verhalten und es sich somit analysieren lässt, welcher Sektor besser zur Flexibilisierung geeignet ist. Hierbei wird in den *LCoE* sämtliche Investitionen I_j betrachtet die im betrachteten Zeitintervall T getätigt werden, um die Flexibilisierung zu ermöglichen. Diese werden zusammen mit den teilfixen Kosten K_{Fj} (diese entsprechen den Betriebskosten) und den mittleren Grenzkosten $\overline{GK}_{\text{Sektor}}$ auf das jeweilige Jahr abgezinst und ins Verhältnis mit der genutzten Energie E_j gesetzt. Um die Investitionen in neue Flexibilitäten bewerten zu können, wird der Kapitalwert (*KW*) genutzt (s. Formel (72)). Dabei wird hauptsächlich die Zusatzinvestition für die Umsetzung der Flexibilität berücksichtigt (sofern also die Aggregate bereits vorhanden waren, werden diese nicht berücksichtigt, sondern nur die Zusatzkosten, um die Flexibilität zu heben). Als zeitlicher Horizont wird die fallabhängige Lebensdauer der Investition berücksichtigt. Zum Zeitpunkt $t = 0$ wird eine Investition getätigt. Diese wird als Grundlage genutzt, um in Zukunft die Kapitalrückflüsse, die als Cashflow CF_j (s. Formel (73)) modelliert werden, auszulösen.

$$\overline{GK}_{\text{Sektor}} = \frac{\sum_{t=0}^T \sum_{n=0}^N GK_{nt} \cdot P_{nt}}{\sum_{t=0}^T \sum_{n=0}^N P_{nt}} \quad \forall n \in N, \quad \forall t \in T \quad (69)$$

$$LCoE_{\text{Sektor}} = \frac{\sum_{j=0}^J \frac{I_j + K_{Fj} + \overline{GK}_j \cdot E_j}{(1 + r_a)^j}}{\sum_{j=0}^J \frac{E_j}{(1 + r_a)^j}} \quad \forall j \in J \quad (70)$$

$$DB_j = CF_j - K_{vj} \quad \forall j \in J \quad (71)$$

$$KW_{\text{Sektor}0} = -I_{j=0} + \sum_{j=0}^J DB_j \cdot (1 + r_a)^j \quad \forall j \in J \quad (72)$$

$$DB_j = CF_j - K_{vj} \quad \forall j \in J \quad (73)$$

$$r_a = r_f + r_k \quad (74)$$

$\overline{GK}_{\text{Sektor}}$: Mittlere Grenzkosten
 P_{nt} : Leistung eines Aggregats
 r_a : Risikoadjustierter Zins
 r_k : Risikoaufschlag Zins
 I_j, I_0 : Investitionskosten
 K_{vj} : Variable Kosten
 j : Jahr
 CF_j : Cashflow im Jahr j
 J : Zeitintervall Jahre

GK_{nt} : Grenzkosten Aggregat
 t : 15-Minutenzeitschritt
 r_f : Risikofreier Zins
 $LCoE_{\text{Sektor}}$: Stromgestehungskosten
 K_{Fj} : Teilfixe Kosten
 $KW_{\text{Sektor}0}$: Kapitalwert
 DB_j : Deckungsbeitrag
 N : Menge der Aggregate
 E_j : Verbrauchte Energie

Diese Cashflows müssen allerdings von den Zeitpunkten $t > 0$ in die Gegenwart diskontiert werden. Hierfür wird der risikoadjustierte Zins r_a genutzt (s. Formel (74)). Dieser beinhaltet neben dem risikofreien Zins r_f noch einen Risikoaufschlag r_k . Für repräsentative r_a Zinssätze für die Energiewirtschaft wurde in einer Studie ein r_a von ungefähr 3,7 % [194, S. 64] ermittelt; zusammen mit einem von r_f von 5% ergibt dies einen ungefähren r_a von 8,7 %. Am Ende des Investitionszeitraums kann es eine optionale Liquidationseinzahlung geben [195], indem die Restwerte der Investition veräußert werden. Der Aspekt Betrieb gibt einen Überblick über den Zustand des Netzes und die Auswirkungen von Flexibilisierung auf das Netz. Eine Kennzahl zur Bewertung ist die Autarkie eines bestimmten Sektors $A_{\text{Sektor } t}$ (s. Formel (75)) zu einem bestimmten Zeitpunkt t . Energieströme werden in dieser Untersuchung als selbsterzeugt definiert, wenn die Primärenergie nicht durch den ONT aus dem lokalen Netz geflossen ist. Die Variable $P_{\text{Residual } t}$ beschreibt den positiven Leistungsfluss durch den ONT. Dieser wird für jeden Zeitschritt über die Simulationsdauer mit dem Anteil der Sektorenleistung des Zeitschrittes multipliziert. In den späteren Untersuchungen wird für jeden Zeitpunkt der leistungsgewichtete Mittelwert \bar{A}_{Sektor} von $A_{\text{Sektor } t}$ für $\forall t \in T$ berechnet (s. Formel (76)). Auf diesem Weg werden die Zeitschritt mit einem hohen Bedarf übergewichtet und diejenigen mit geringen Leistungsbedarfen untergewichtet.

$$A_{\text{Sektor } t} = 1 - \frac{P_{\text{Residual } t} \cdot \frac{\sum P_{\text{Sektor } t}}{\sum P_{\text{Wärme } t} + \sum P_{\text{Strom } t} + \sum P_{\text{Mobilität } t}}}{\sum P_{\text{Sektor } t}} \quad \forall t \in T \quad (75)$$

$$\bar{A}_{\text{Sektor}} = \frac{\sum_{t=0}^T A_{\text{Sektor } t} \cdot P_{\text{Sektor } t}}{\sum_{t=0}^T P_{\text{Sektor } t}} \quad (76)$$

$A_{\text{Sektor } t}$: Sektorenspezifische Autarkie $P_{\text{Mobilität } t}$: Leistung Mobilitätssektor
 $P_{\text{Sektor } t}$: Leistung Sektor $P_{\text{Wärme } t}$: Leistung Wärmesektor
 $P_{\text{Strom } t}$: Leistung Stromsektor P_{Residual} : Residuallast
 \bar{A}_{Sektor} : Mittlere Autarkie T : Menge aller Zeitschritte

Um die Summe der Flexibilitäten quantifizieren zu können, wird das Flexibilitätsvolumen (FV_Q) verwendet. Um die verschiedenen Kennzahlen mit der benötigten und aktivierten Flexibilität korrelieren zu können, wird die flexible Energie benötigt. Hierfür wird die Kennzahl des FV_Q , gemäß Formel (77) benötigt. Es wird die Differenz der Energie im flexibilisierten Zustand jeder Flexibilitätsoption $W_{\text{Flex } n t}$ im Quartier mit der Energie $W_{\text{Unflex } n t}$ im nicht flexibilisierten Zustand dieser Flexibilitätsoption gebildet. Diese Differenzen werden dann aufsummiert. Hierbei werden alle Flexibilitätsoptionen N und alle Zeitschritte t im Zeitintervall T berücksichtigt.

$$FV_{Q \text{ Sektor}} = \sum_{n=0}^N \sum_{t=0}^T W_{\text{Unflex } n t} - W_{\text{Flex } n t} \quad \forall n \in N, \quad \forall t \in T \quad (77)$$

$$RFV_Q = \frac{FV_Q}{\sum W_{\text{Unflex}}} \quad (78)$$

FV_Q : Flexibilitätsvolumen eines Quartiers $W_{\text{UnFlex } n t}$: Nicht flexibilisierte Energie
 RFV_Q : Relatives Flexibilitätsvolumen eines Quartiers $W_{\text{Flex } n t}$: Flexibilisierte Energie

In diesem Fall ist ein positives FV_Q ein Mehr an eingespeister Energie bzw. an verringerter bezo

gener Energie und ein negatives FV_Q wiederum ist ein Weniger an eingespeister Energie bzw. bezogener Energie. Des Weiteren kann dieses Flexibilitätsvolumen ins Verhältnis zur gesamten unflexiblen Energie $\sum W_{\text{Unflex}}$ gesetzt werden, um das Flexibilitätspotenzial zu bewerten. Diese Kennzahl wird als relatives Flexibilitätsvolumen (RFV_Q) bezeichnet (s. Formel (78)). Hierdurch wird bei Analysen der steigenden Flexibilität durch den steigenden Energieverbrauch Rechnung getragen, wenn Zukunftsszenarien betrachtet und analysiert werden z. B. für das Jahr 2030 oder 2050. Die Verteilungseffizienz $\eta_{\text{Verteilung}}$ (s. Formel (79)) bewertet die Verluste des elektrischen Netzes eines Energiequartiers, in welcher Intensität die erzeugte Energie genutzt wird und wie viel Energie im lokalen Netz bei der Verteilung der Energie verwendet wurde. Die Effizienz kann durch kürzere Verteilungswege mit optimierten Einsatzplanung der Flexibilitäten gesteigert werden. Dies hängt von den lokalen Energieverlusten P_{verlust} der Betriebsmittel und dem Betriebspunkt des Energiesystems mit Lasten und DEA ab. Dieser lässt sich aus dem Verhältnis zwischen bezogener Energie, der gesamten benötigten Energie im Netz und der Summe mit der Verlustleistung (Kupferverluste in den Leitungen und Ummagnetisierungsverluste in den ONT) für jeden Zeitschritt berechnen.

$$\eta_{\text{Verteilung}} = \frac{\sum_{t=0}^T \sum_{n=0}^N P_{\text{Last } n t}}{\sum_{t=0}^T P_{\text{Verlust } t} + \sum_{t=0}^T \sum_{n=0}^N P_{\text{Last } n t}} \cdot 100 \% \quad \forall n \in N, \quad \forall t \in T \quad (79)$$

$\eta_{\text{Verteilung}}$ Verteilungseffizienz $P_{\text{Verlust},t}$: Netzverluste $P_{\text{Last},n,t}$: Netzlast

Für die Untersuchung von Grenzwertverletzungen im Netz werden Kennzahlen für Spannung und Auslastung benötigt. Die maximale und minimale Spannung ermittelt sich aus den Simulationsergebnissen der Spannungsanstiege und -abfälle. Die Spannungsschwankungen müssen innerhalb der Grenzen von -10% bis $+10\%$ gehalten werden (s. Formeln (5) und (6)). Diese Bewertung wird für jeden Knoten und jedes Betriebsmittel in jedem Zeitschritt durchgeführt. Der maximale Strom berechnet den Zustand der Betriebsmittel, um festzustellen, ob eine thermische Überlastung der Leitungen oder ONT vorliegen. In Matrixform ist dies sowohl für die Spannung als auch für die Betriebsmittelauslastung (s. Formel (80) und (81)). In den späteren Auswertungen werden diese beiden Kennzahlen als Boxplot dargestellt, um eine Übersicht über die Dynamik in den Werten sowohl über alle Komponenten n als auch über alle Zeitschritte t zu erhalten.

$$\underline{U} = \begin{bmatrix} U_{k=0,t=0} & \dots & U_{k=0,t=T} \\ U_{k=1,t=0} & \ddots & U_{k=1,t=T} \\ U_{k=K,t=0} & \dots & U_{k=K,t=T} \end{bmatrix} \quad (80)$$

$$\underline{I} = \begin{bmatrix} I_{s=0,t=0} & \dots & I_{s=0,t=T} \\ I_{s=1,t=0} & \ddots & I_{s=1,t=T} \\ I_{s=S,t=0} & \dots & I_{s=S,t=T} \end{bmatrix} \quad (81)$$

\underline{U} : Matrix aller Spannungswerte $U_{k,t}$: Spannungswert des Knotens k zu t
 \underline{I} : Matrix Betriebsmittelauslastungen $I_{s,t}$: Betriebsmittelauslastung s zu t
 t : 15-Minuten Zeitschritt T : Intervall der betrachteten Zeitschritte
 K : Menge aller Knoten k : Einzelner Knoten im Netz
 S : Menge aller Betriebsmittel s : Einzelne Betriebsmittel im Netz

5.3 Zwischenfazit

Im Kapitel 5 wurden relevante Kennzahlen für die Bewertung von Flexibilitätsoptionen in urbanen Energiesystemen definiert. Sie konnten für die Bereiche Ökonomie, Ökologie und regelkonformen und effizienten Betrieb des Energiesystems identifizieren werden. Der erste Bereich wird einerseits von der Bewertung der Grenzkosten abgedeckt. Diese beschreiben insbesondere die variablen Kosten, die durch die Beschaffung von elektrischer Energie entstehen. Hinzu kommen die Stromgestehungskosten. Diese betrachten zusätzlich die Kapitalkosten in Form von Investitionskosten.

Im Bereich Ökologie wurde eine *EF*-Zeitreihe erstellt, um die *THGE*-Reduktion durch Flexibilitätseinsatz zu bewerten. Daraus lässt sich dann eine durchschnittliche *THGE*-Emission je Sektor berechnen. Im Bereich Betrieb des elektrischen Netzes wurden einerseits die Netzzustände mit Spannung und Strömen, andererseits die sektorenspezifischen Autarkiegrade definiert, die die Abhängigkeit von externen elektrischen Energieflüssen messen. Mit dem vorgestellten Kennzahlensystem können die verschiedenen Bereiche, die für die Beantwortung der Forschungsfragen (insbesondere Forschungsfrage 3 und die Fragen bzgl. der Sektorenkopplung) wichtig sind, genauer analysiert werden. Davon wird im folgenden Kapitel 6 ausführlich im Rahmen realer Fallstudien Gebrauch gemacht.

6 Fallstudien realer Quartiere

6.1 Quartiere, Ausbauszenarien und Flexibilisierungsszenarien

6.1.1 Betrachtetes Netzgebiet und Vorgehen

Der Untersuchungsgegenstand wird das Versorgungsgebiet Wuppertal sein. Hierzu werden die Netzdaten aus dem VPP-Projekt genutzt [183]. Die Stromversorgung in Wuppertal wird zum Großteil über eine 110 kV-Anbindung per Freileitungen an ein 380/110-kV-Umspannwerk des Übertragungsnetzes realisiert. Im Wesentlichen wird dabei die elektrische Energie zunächst an zwei UW im Stadtgebiet verteilt, von wo aus dann die Weiterleitung hauptsächlich über 110 kV-Leitung auf die übrigen UW erfolgt. Die UW sind auf das gesamte Stadtgebiet verteilt. Von den UW wird die elektrische Energie auf der MS-Ebene weiter zu den ca. 2.000 ONS verteilt. Darunter fallen auch Stationen, die sich in Kundenbesitz befinden. Dabei handelt es sich meist um Industriekunden oder andere Großverbraucher, die einen Anschluss an die MS-Ebene benötigen. Die in Wuppertal insgesamt ausgelieferte elektrische Energie betrug 2020 1,857 TWh bei einer Jahreshöchstleistung von 364,6 MW [196, 197]. Zur Ermittlung der Auswirkungen der verschiedenen Flexibilitäten auf ein urbanes Energiesystem sollen im Weiteren die Erkenntnisse aus dem Feldtest (s. Abschnitt 4.4) erweitert werden. Dies betrifft insbesondere die Sektoren Wärme und Mobilität, da die Flexibilitätspotenziale der Haushalte („Weiße Ware“) relativ limitiert sind. Um diese Sektoren besser bewerten zu können, wird wie in Abbildung 99 dargestellt vorgegangen.

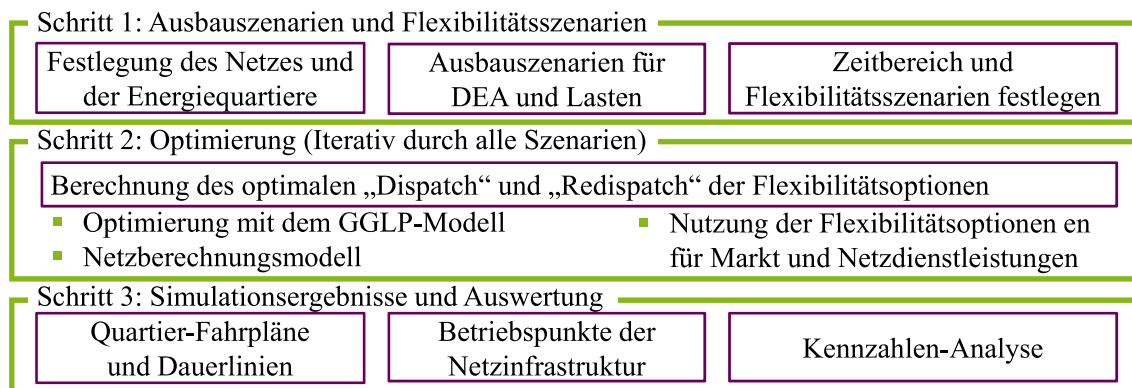


Abbildung 99 Aufbau der Fallstudie mit Einzelschritten

In Schritt 1 werden zunächst das Netz und die Energiequartiere (Abschnitt 6.1.2), die untersucht werden sollen, festgelegt. Dann werden die Ausbau- (Abschnitt 6.1.3) und die Flexibilitätsszenarien bestimmt. Dies erfolgt nach dem in Abschnitt 4.2 vorgestellten Ablauf. Im zweiten Schritt erfolgt eine Festlegung, welche Flexibilitätsoptionen (Abschnitt 6.2) genutzt und welche Sensitivitäten untersucht werden sollen. Dabei werden Zeitbereiche in Form von Standardtypwochen definiert. In Schritt 2 wird das Modell mit den definierten Szenarien aus Schritt 1 simuliert. Daraus ergeben sich Fahrpläne, für die das in Kapitel 3 vorgestellte Modell genutzt. Anschließend erfolgt in einem Schritt 3 die Auswertung (Abschnitt 6.3 und 6.4) der Ergebnisse mittels der Kennzahlen aus Kapitel 5.

6.1.2 Betrachtete MS-Netzgebiete

Die Simulation basiert einerseits auf den beiden Quartieren aus Abschnitt 4.1, wird aber andererseits noch erweitert durch die Betrachtung weiterer Energiequartiere aus dem Netzgebiet von Wuppertal. Zum übergeordneten Betrachtungsgegenstand wird das MS-Netz. Da nicht das komplette Netz von Wuppertal untersucht werden kann, umfasst die Analyse nur einen urbanen Ausschnitt aus dem Wuppertaler MS-Netz. Dieser Ausschnitt besteht aus zwei Netzgebieten, einem semiurbanen und einem urbanen Quartier. Beide Netzgebiete sind über ein 110 kV-Leitungsnetz miteinander verbunden. Das semiurbane Netzgebiet ist in der Konfiguration eines „offenen Ringnetzes“ geschaltet, welches von UW A aus versorgt wird. Das urbane Netzgebiet ist ein offenes vermaschtes Netz, dessen Masche über das UW C geschlossen werden kann. Das Netzgebiet ist in Abbildung 100 dargestellt.

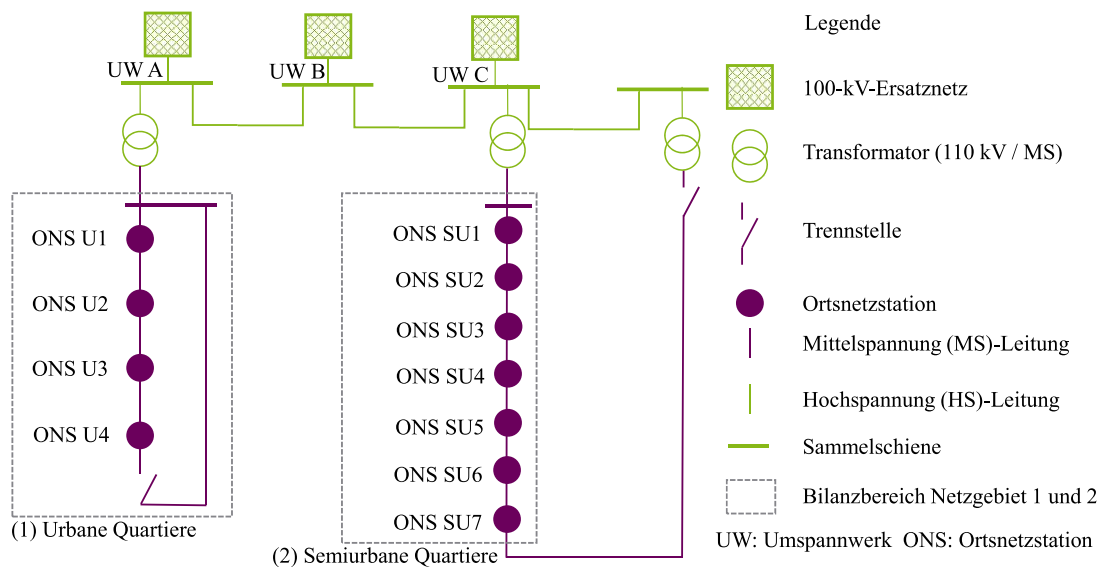


Abbildung 100 Ausgewählte Mittelspannungsnetze aus dem Wuppertaler Netzgebiet

6.1.3 Ausbauszenarien der einzelnen Quartiere

In Abbildung 101 sind für die Jahre 2030 und 2050 die prognostizierten installierten PVA aufgezeigt. Bei der Verteilung der installierten Leistung zeigen sich Schwerpunktgebiete.

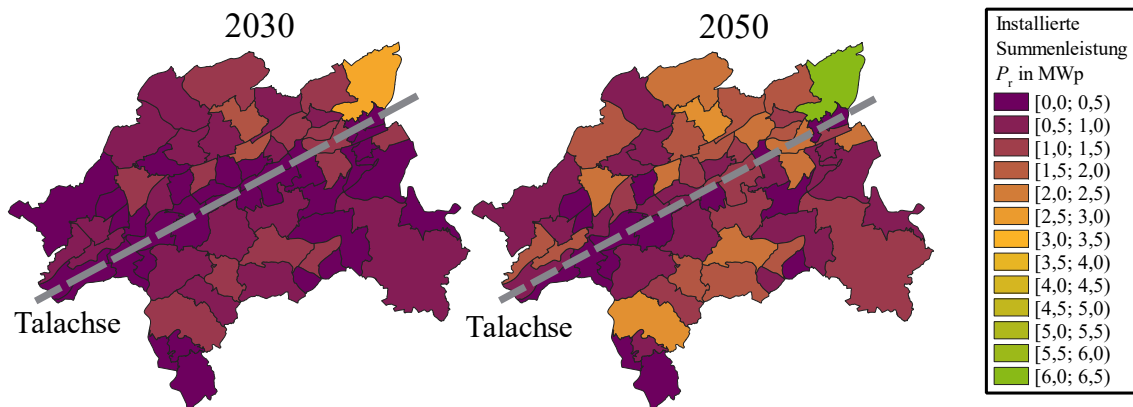


Abbildung 101 Verteilung Photovoltaik installierte Summenleistung für die Jahre 2030 und 2050

Die Summenleistung wird in 13 Klassen unterteilt und erstreckt sich von 0 kWp bis 6500 kWp mit einer Schrittweite von jeweils 500 kW zwischen den Leistungsklassen. Im Jahr 2030 ergibt sich noch eine deutlich geringere installierte Leistung. Sie liegt im Bereich von bis zu 3.000 kWp. Dies ändert sich im Jahr 2050, wenn weitere Gebiete erschlossen werden. Dabei sind insbesondere die semiurbanen Quartiere von größeren Leistungsklassen geprägt. Im Stadtkern (entlang der Talachse) sind auch PVA installiert, allerdings in einer deutlich geringen Leistungsklasse. Hierbei stechen einzelne Quartiere hervor, zu nennen ist dies bei dem Quartier Nächstebreck-Ost (in Abbildung 165 ist eine Karte mit den Quartiersnamen abgebildet in Abschnitt 11.6.6), das sowohl im Jahr 2030 (oben in Gelb) als auch im Jahr 2050 (oben in Pflaume). Die deutlich höhere installierte Summenleistung ist mit der deutlich geringen Einwohnerdichte zu erklären, hierdurch ergeben sich größere Dachflächen und dadurch mehr Potenzial für größere PVA-Summenleistung. Die weiteren einzelnen Quartiere, die herausstechen weisen ebenfalls geringe Einwohnerdichten auf. Als Regel kann festgehalten werden, semiurbane Quartiere mit geringeren Einwohnerdichten weisen größere Summenleistungen auf als urbane Quartiere mit höheren Einwohnerdichten. Die Prognose aufgeschlüsselt auf die ONS ist in Tabelle 31 im Anhang (Abschnitt 11.6.2) zu finden.

Die WP konzentrieren sich auf die Quartiere nördlich und südlich der Talachse, da hier die Verbreitung von Ein- und Zweifamilienhäusern größer als in den Innenstadtquartieren ist. Die geografische Verteilung für das Jahr 2030 und 2050 ist in Abbildung 102 dargestellt. Ausgehend von den Verteilungen der Ein- und Zweifamilienhäuser ergibt sich das Muster wie es in Abbildung 102 dargestellt ist. Quartiere die hier insbesondere herausstechen sind das Quartier Griffenberg und Nächstebreck-West (in Abbildung 165 ist eine Karte mit den Quartiersnamen abgebildet in Abschnitt 11.6.6), dies ist mit relevanten Neubaugebieten und wenig einzelnen Wohnungen zu erklären, welches wiederum Einfluss auf die WP-Verteilung hat. Quartiere die nahezu keine Einfamilienhäuser besitzen, weisen geringe bis keine WP auf und es ergibt sich dadurch auch keine nennenswerte Veränderung von 2020 auf 2030. Aufgeschlüsselt auf die ONS aus dem Netzgebiet (Abbildung 100), werden die WP verteilt. Die Prognose ist in Tabelle 32 im Anhang (Abschnitt 11.6.2) zu finden.

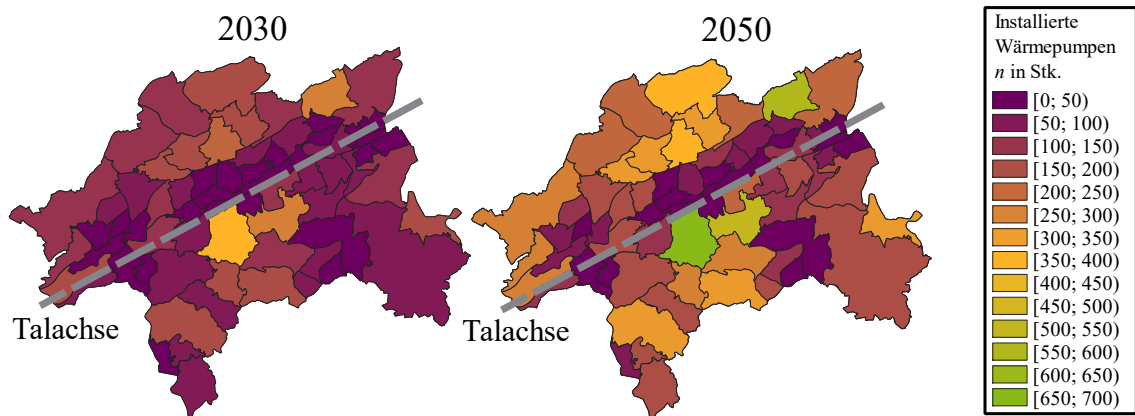


Abbildung 102 Verteilung Wärmepumpen für die Jahre 2030 und 2050

Die Szenarientwicklung der LS für eKfz für Wuppertal sind in Abbildung 103 zu sehen. Die Anzahl wird in 14 Klassen unterteilt und erstreckt sich von 0 Stk. bis 2.000 Stk.. Die Verteilung über Wuppertal zeigt keine Tendenz von klar identifizierbaren Schwerpunkten. Einzelne Quartiere, in denen tendenziell enger gebaut (höhere Bevölkerungsdichte) ist, fallen allerdings auf. Was zudem auch auffällt ist, dass bereits im Jahr 2030 einige Quartiere (im Osten und im Westen von Wuppertal) eine sättigende Anzahl an LS erreicht ist und sich eine größere Veränderung an der Talachse ergibt, also dort wo es höhere Einwohnerdichten gibt. Es werden als Maximalwert 1.250 LS im Jahr 2030 angenommen. Für das Jahr 2050 gehen die Prognosen von Maximalwerten von 2.000 LS aus. Es ergibt sich also eine deutliche Erhöhung des Bestandes. Die Prognose aufgeschlüsselt auf die ONS ist in Tabelle 33 im Anhang (Abschnitt 11.6.2) zu finden.

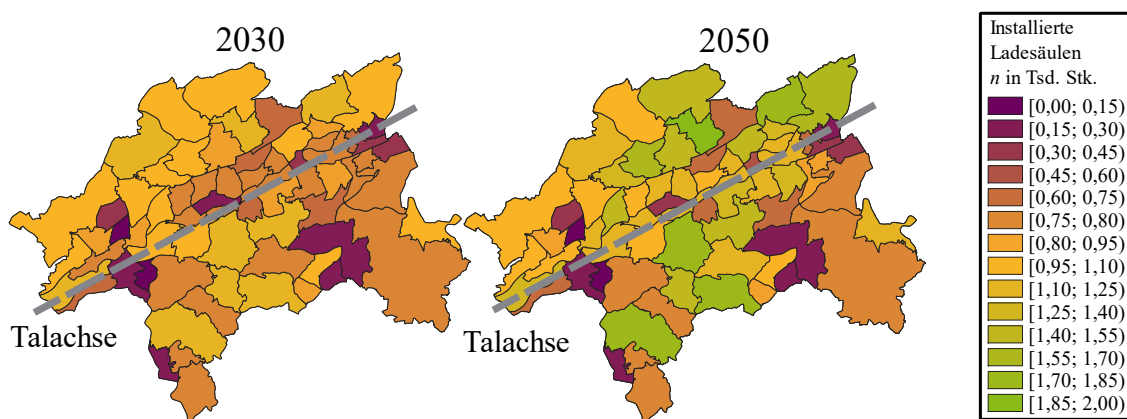


Abbildung 103 Verteilung Ladesäulen für die Jahre 2030 und 2050

6.2 Zeitbereich der Untersuchung und Flexibilisierungsszenarien

6.2.1 Zeitbereiche für die Simulation

Die Simulationen sollen möglichst alle relevanten Betriebsfälle und -situationen repräsentativ abbilden. Um dies zu gewährleisten, werden vier Berechnungszeiträume in Form von Standardtypwochen definiert. Hierzu werden je Quartal die maximale bzw. die minimale Residuallast identifiziert. Dabei soll in den kalten Quartalen (Quartal 1 und Quartal 4) die maximale Residuallast und in den wärmeren Quartalen (Quartal 2 und Quartal 3) die minimale Residuallast gesucht werden. Im ersten Fall werden eine höhere Last und eine geringere DEA-Einspeisung erwartet. Im zweiten Fall verhält es sich umgekehrt, also niedrigere Last und höhere DEA-Einspeisung. Anhand dieser vier Wochen werden im Folgenden die Simulationen exemplarisch für den Status Quo und die beiden Stützjahren 2030 und 2050 durchgeführt. Mit dem TM-Szenario werden die Residuallasten in Abbildung 104 wiedergegeben. Im Jahr 2020 wird nicht zurückgespeist und das Energiesystem des betrachteten Netzgebietes von Wuppertal verhält sich wie eine Last. Im Jahr 2030 senkt sich bereits die Spitzenlast durch die DEA-Einspeisung. Im Jahr 2050 ergeben sich dann für das betrachtete Netzgebiet 10 % der Zeit, wo sich das Netzgebiet nicht mehr ausschließlich wie eine Last verhält, und es wird Energie in die überlagerte Spannungsebene eingespeist.

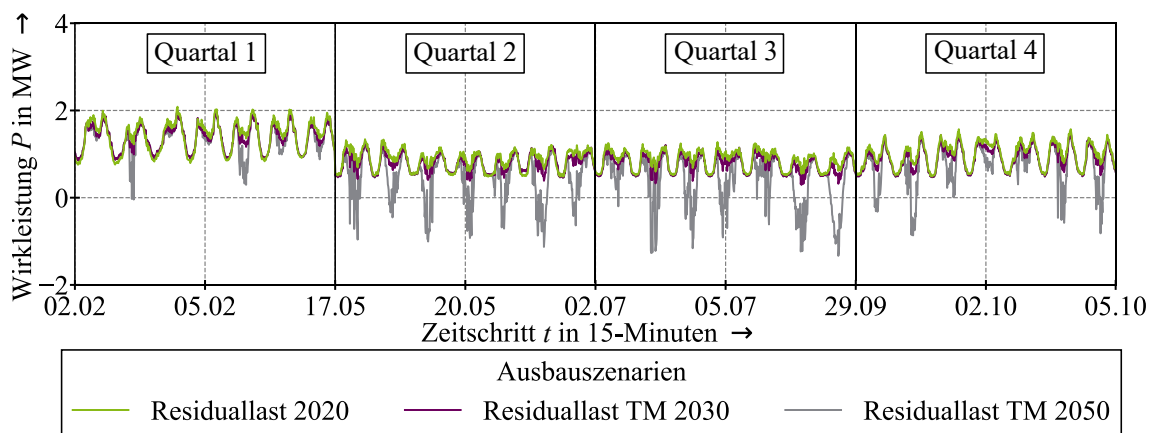


Abbildung 104 Residuallast (mit repräsentativen Wochen je Quartal) für die Jahre 2020, 2030 und 2050 für das betrachtete 10 kV-Netzgebiet (beide Stränge wie in Abbildung 100 dargestellt)

6.2.2 Auswertungen und Flexibilisierungsszenarien

Neben den Ausbauszenarien müssen für die Flexibilisierung auch Anwendungsfälle definiert werden, welche im Weiteren „Flexibilisierungsszenarien“ genannt werden. Dabei unterscheiden sich diese Flexibilisierungsszenarien für die beiden betrachteten Energiequartiere. Sie folgen der Systematik, dass die Flexibilisierungsszenarien in „Status Quo“ (keine Flexibilisierung) und die Flexibilisierung eines oder mehrere Sektoren mit „Flex-Sektor“ bezeichnet werden. Hinzu kommt eine Auswertung zu den unterschiedlichen Optimierungszielen für ein Quartier. Für das MS-Netz wird ein Flexibilisierungsszenario definiert in Form einer Sensitivitätsanalyse betrachtet.

6.2.2.1 Auswertung 1 – Variierung der Optimierungsziele

In dieser Auswertung werden die Optimierungsziele variiert. Hierbei dient das Quartier 1 in einer ausgebauten Variante als Untersuchungsgegenstand. Durch die 19 vorhandenen Gebäude ergibt sich eine Spitzenleistung von $P = 250$ kW. Außerdem existieren in dieser Variante je Gebäude eine PVA als Vollausbau (2050 TM-Ausbauszenario) mit zwei weiteren Flexibilitätsoptionen. Für ein installiertes BHKW werden $P = 40$ kW, für jede PVA wird ein BS mit $E_{\text{Kapazität}} = 5$ kWh angenommen. Für die Netzrestriktionen werden projektierte Spannungsbänder für die NS-Ebene sowie in Abschnitt 2.2.3 in Abbildung 14 erklärt genutzt, also das untere Spannungsband $U_{\text{unten } k} = 0,9 U_n$ und das obere Spannungsband $U_{\text{oben } k} = 1,03 U_n$. Im Flexibilitätsszenario sollen die drei Dimensionen der Optimierung (Ökonomie, Ökologie, Autarkie), wie in Abschnitt 3.6 erklärt, variiert werden. Diese werden in einheitslosen 0,25-Schritten abgeändert. Die Parametrierung des Energiequartiers ist in Tabelle 12 aufgelistet. Hierbei werden nicht die Tarife als Anreizsignale genutzt. In der Untersuchung soll das Trade-off zwischen lokaler Einspeisung und Wirtschaftlichkeit herausgestellt werden.

Tabelle 12 Komponenten für die Variierung der Optimierungsziele (mit 2050 TM-Ausbauszenario)

Komponente	Anzahl	Leistung in kW Kapazität in kWh	EF g/kWh	Strombeschaffungskosten k in EUR/kWh
Gebäude	19	250 kW		
Photovoltaik	19	308 kW		
Blockheizkraftwerk	1	40 kW	317	0,08
Batteriespeicher	19	5 kWh		

6.2.2.2 Auswertung 2 – Sektorenspezifische Flexibilisierung

Für die zweite Auswertung sollen mehrere Flexibilisierungsszenarien der einzelnen abgebildeten Sektoren definiert werden. Dies ist in Tabelle 13 dargestellt, ausgehend von „Status Quo, der Referenz dienen soll. Der Untersuchungsgegenstand ist das Quartier 1 (Erklärung s. Abschnitt 4.1) beschrieben. Für die Netzrestriktionen werden projektierte Spannungsbänder für die NS-Ebene wie in Abschnitt 2.2.3 in Abbildung 14 erklärt genutzt, also das untere Spannungsband $U_{\text{unten } k} = 0,9 U_n$ und das obere Spannungsband $U_{\text{oben } k} = 1,03 U_n$. Im Flexibilisierungsszenario 1 sind PVA, eKfz und WP in das Energiequartier integriert und es wird zunächst der Betrieb simuliert, wie er ohne Flexibilität funktioniert. Im Flexibilisierungsszenario 2 werden die Haushaltswaren flexibilisiert und es wird versucht herauszufinden, welche Auswirkungen dieser relativ kleine Anteil auf die Kennzahlen hat. Im Flexibilisierungsszenario 3 erfolgt dies dann für den Wärmesektor, im Flexibilisierungsszenario 4 für den Mobilitätssektor und im Flexibilisierungsszenario 5 werden dann alle Sektoren flexibilisiert.

Tabelle 13 Auflistung der Flexibilisierungsszenarien für Quartier 1

Flexibilisierungsszenario	Beschreibung
(0) Status-Quo	Quartier in Status Quo
(1) 2050 TM-Ausbauszenario	Installation von PVA, eKfz und WP (keine Flexibilitätsoptionen)
(2) Strom-Flex	(1) mit Flexibilisierung der Haushaltswaren („Weiße Ware“)
(3) Wärme-Flex	(1) und Flexibilisierung des Wärmesektors
(4) Mobilitäts-Flex	(1) und Flexibilisierung der Mobilitätssektor
(5) Voll-Flex	Kombination aus (2), (3) und (4) (alle Aggregate flexibilisiert)

6.2.2.3 Auswertung 3 – Wärmesektor und Einfluss der Sanierung

In dieser Auswertung soll der Einfluss des Wärmeverbrauchs auf die Lastverschiebung untersucht werden. Hierfür werden für die Jahre 2020, 2030 und 2050 Wärmeszenarien nach dem Modell aus Abschnitt 3.5.2 genutzt. Der Untersuchungsgegenstand ist das Quartier 2. Für die Netzrestriktionen werden projektierte Spannungsbänder für die NS-Ebene sowie in Abschnitt 2.2.3 in Abbildung 14 erklärt genutzt, also das untere Spannungsband $U_{\text{unten } k} = 0,9 U_n$ und das obere Spannungsband $U_{\text{oben } k} = 1,03 U_n$. Die Wärmeszenarien werden des Weiteren mit unterschiedlichen Sanierungsraten SR zwischen (1 % und 3 %) und den PVA-Ausbauszenarien unterteilt. Die SR (s. Formel (56) Abschnitt 4.2.1) bezeichnet hierbei die jährlichen Maßnahmen, um die

Technik im Quartier auf den neusten Stand zu bringen und so die thermische Energie zu reduzieren. Dies wird in Abbildung 105 dargestellt. Dabei zeigt sich, dass die installierte PVA bis in das Jahr 2050 steigen und die thermische verbrauchte Energie sinkt.

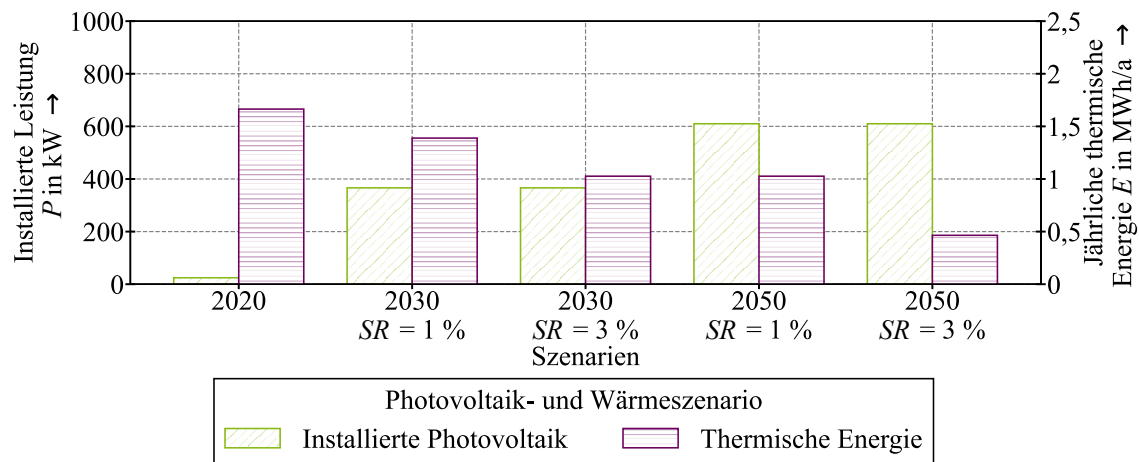


Abbildung 105 Photovoltaik- und Wärmeszenarien

Bei den Ausbauszenarien werden, wie bei den anderen Auswertungen, die verschiedenen Flexibilitätsszenarien berücksichtigt. Hierbei ergeben sich: „Status Quo“, „Strom-Flex“ zur Flexibilisierung der Haushalte und „Wärme-Flex“ zur Flexibilisierung des Wärmesektors und des Stromsektors, unterteilt nach den jeweiligen Stützjahren. Die Unterteilung ist in Tabelle 14 dargestellt. Im Unterschied zu Auswertung 2 wird hier also der Wärmesektor spezifisch mit den SR betrachtet und es wird sich auf die Stützjahre 2030 und 2050 bezogen.

Tabelle 14 Flexibilitätsszenarien und Ausbauszenarien für das Quartier 2

Flexibilisierungsszenario	2020	2030(SR=1%; SR=3%)	2050 (SR=1%; SR=3%)
(0) Status-Quo	Status Quo	2030 Ausbau	2050 Ausbau
(1) Strom-Flex	Flexible Haushalte	2030 Strom-Flex	2050 Strom-Flex
(2) Wärme-Flex	(1) und flexible Wärme	2030 Wärme-Flex	2050 Wärme-Flex

6.2.2.4 Auswertung 4 – Sensitivitätsanalyse auf der Mittelspannungsebene

Für die Flexibilisierungsszenarien auf der MS-Ebene soll eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt werden. Hierzu sollen die Parameter der flexiblen Quartiere, die verfügbare Speicherkapazität und die flexiblen DEA angepasst werden. Für die drei Dimensionen soll jeweils ein Verhältnis definiert werden. Für die flexiblen Quartiere sollen zusätzlich die flexible Quartiersrate (FQR) bestimmt werden (s. Formel (82)), welche die Anzahl der flexiblen Quartiere im Verhältnis zu allen Quartieren abbildet. Für den Anteil an flexibler Einspeisung im Quartier wird die Flexible Residualastrate (FRR) definiert (s. Formel (83)). Diese setzt die Summe der flexiblen DEA, z. B. BHKW, und die maximal real auftretende Residuallast ins Verhältnis zueinander. Das heißt je höherer die installierten unflexiblen DEA-Leistung, desto kleiner müssen die flexiblen Einspeiser (z. B. BHKW) dimensioniert werden. Für den Anteil an flexibler Speicherkapazität im Quartier wird eine Speicher-Photovoltaikrate (SPR) definiert (s. Formel (84)). Diese setzt die lokal

vorhandene Speicherkapazität multipliziert mit einem durchschnittlichen c -Faktor \bar{c} (dieser definiert das Verhältnis der maximalen Leistung zu der speicherfähigen Kapazität s. Formel (15) in Abschnitt 2.3.5.2) der installierten DEA Leistung ins Verhältnis.

$$FQR = \frac{\text{Anzahl flexibler Quartiere}}{\text{Anzahl aller Quartiere}} \quad (82)$$

$$FRR = \frac{P_{\text{Flexible DEA}}}{P_{\text{Last}} - P_{\text{DEA}}} \quad (83)$$

$$SPR = \frac{Q_{\text{BS}} \cdot \bar{c}}{P_{\text{DEA}}} \quad (84)$$

FQR : Flexible Quartierrete
 $P_{\text{Flexible DEA}}$: Summe Leistung flexible DEA
 P_{DEA} : Summe Leistung DEA
 Q_{BS} : Batteriespeicherkapazität

FRR : Flexible Residuallastrate
 P_{Last} : Summe Leistung Last
 SPR : Speicher-Photovoltaikrate
 \bar{c} : Durchschnittlicher c -Faktor

Die Flexibilitätsszenarien sind für das MS-Netzgebiet in der Tabelle 15 dargestellt. Sie gliedert sich in die Ausbauszenarien und die drei Flexibilitätsszenarien FQR , FRR und SPR . Für die Netzrestriktionen werden projektierte Spannungsbänder für die MS-Ebene sowie in Abschnitt 2.2.3 in Abbildung 14 erklärt genutzt, also das untere und obere Spannungsband von $U_{\text{unten } k} = 0,9 U_n$ und $U_{\text{oben } k} = 1,03 U_n$.

Tabelle 15 Flexibilitätsszenarien und Szenarien für das MS-Netzgebiet

Flexibilitäts-szenarien	2020	2030	2050
Status Quo	Status Quo	2030 Status Quo	2050 Status Quo
FQR	Quartiere flexibilisiert	2030 Quartiere flexibilisiert	2050 Quartiere flexibilisiert
FRR	Flexible Einspeisung	2030 Flexible Einspeisung	2050 Flexible Einspeisung
SPR	Flexible Speicher	2030 Flexible Speicher	2050 Flexible Speicher

6.3 Simulation und Analyse der urbanen Quartiere

6.3.1 Auswertung 1 (Quartier 1) – Unterschiedliche Optimierungsziele

In dieser Auswertung wird die Analyse unterschiedlicher Optimierungsdimensionen untersucht, um daraus eine möglichst Pareto-optimale Lösung abzuleiten. Im Gegensatz zu den anderen Untersuchungen werden, hier neben den Grenzkostenoptimierung auch andere Kriterien untersucht. Auf diese Weise werden die Abhängigkeiten zwischen den einzelnen Dimensionen angenähert, um konkrete Handlungsspielräume zu identifizieren und eine Optimierung für eine Regulatorik vorzuschlagen. Die Spannweite der Dauerlinien der Auswertung 1 (Abschnitt 6.2.2.1) für ausgewählte Optimierungsziele werden in Abbildung 106 dargestellt. Hierbei handelt es sich um eine sortierte Zeitreihe über alle Zeitschritte (der Typwochen wie in Abschnitt 6.2.1 in Abbildung 104 definiert) hinweg. Auf der Ordinate ist die Leistung aufgetragen, die die Residuallast $P_{\text{Residual } t}$

dargestellt. Die Gewichtungsfaktoren werden in 25%-Schritten angepasst über alle Kombinationen hinweg. Aus diesen Kombinationen wurde die Bandbreite der Optimierungen errechnet (die Fläche in Abbildung 106). Je nach Gewichtung in einer der drei Dimensionen zeigen sich unterschiedliche Schwerpunkte. Es zeigt sich, dass sich mit einem erhöhten Fokus auf die Dimensionen Autarkie und Ökologie der Austausch mit der überlagerten Spannungsebene verringert. Hingegen zeigt bei einem größeren Fokus auf die ökonomische Dimension sich ein vermehrter Austausch mit der überlagerten Spannungsebene.

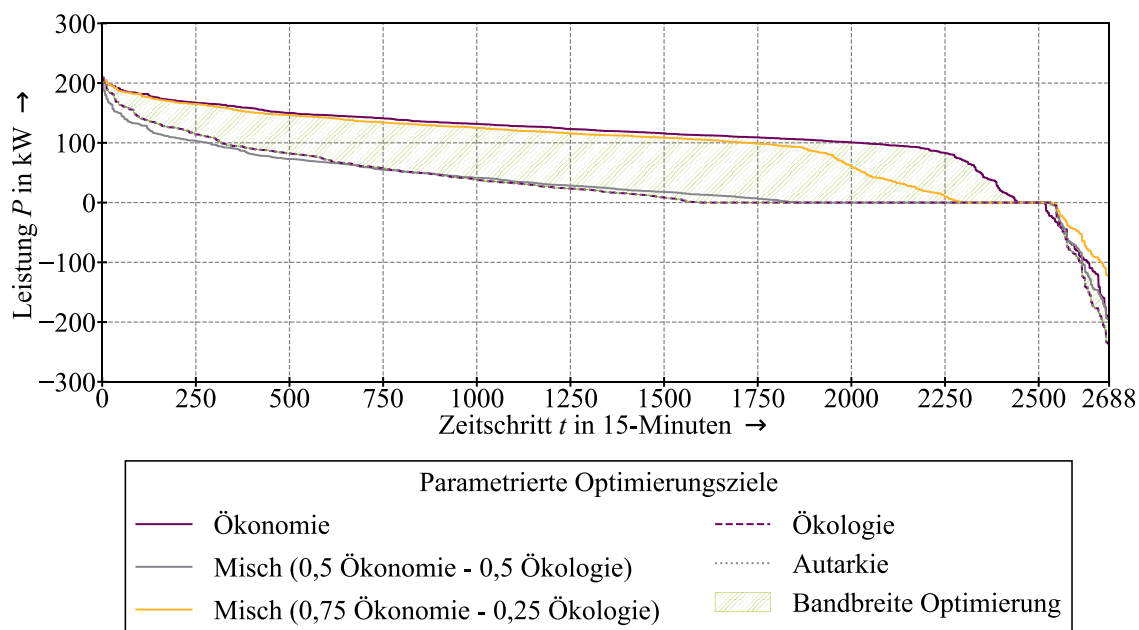


Abbildung 106 Dauerlinien für Quartier 1 für ausgewählte Optimierungsziele

Dies ist auf die volatilen Strommarktpreise zurückzuführen. In den Zeiten in denen geringere Grenzkosten am Spotmarkt verfügbar sind als diese in dem lokalen Energiequartier vorhanden sind, wird der Austausch erhöht. In diesen Fällen werden also Marktdienstleistungen angeboten. Dies ist bei einem stärkeren Fokus auf eine ökologische Optimierung gegenläufig.

Im Weiteren soll nun analysiert werden, inwiefern die einzelnen Dimensionen (Ökonomie, Ökologie und Autarkie) voneinander abhängig sind. Die Korrelation zwischen den einzelnen Dimensionen ist für die Strombeschaffungskosten k (diese sind in Abschnitt 3.6.3 in Abbildung 59 definiert) in Abbildung 107 dargestellt. Es werden an dieser Stelle die Strombeschaffungskosten k und nicht die Grenzkosten GK analysiert, weil untersucht werden soll, welche Auswirkungen sich auf den verschiedenen Wertschöpfungsstufen ergeben. Dies wird dann als Grundlage genutzt, um in den späteren Analysen (s. Abschnitt 6.3.2, 6.3.3 und 6.4.2) die unterschiedlichen Konzepte der Flexibilisierung zu vergleichen, dann werden auch Kennzahlen wie GK , $LCoE$ und KW genutzt. In den Abbildungen wird das Spektrum der Optimierungsziele mit einem Dreieck, das schräg im Raum liegt, in den Dimensionen Ökonomie, Autarkie und Ökologie aufgespannt. Auf der Farbskala sind die Strombeschaffungskosten k dargestellt. Es zeigt sich, dass durch eine Erhöhung der Dimensionen Ökologie und Autarkie die Grenzkosten deutlich steigen. Dies korrespondiert mit

den oben aufgezeigten Effekten des geringeren Austauschs mit der übergelagerten Netzebenen und der Erhöhung der Grenzkosten. Effektiv wird dem Energiesystem eine Vermarktungsmöglichkeit (in Abbildung 19 in Abschnitt 2.3.3) genommen bzw. sie wird zumindest reduziert. Durch diese fehlenden Vermarktungsmöglichkeiten zeigt sich ein sprunghafter Anstieg der Strombeschaffungskosten k , dies ist damit begründet, dass ab einer bestimmten Parametrierung das BHKW einspeist und somit die DEA der eigentliche Kostentreiber in dem Energiequartier sind. Dies Reduzierung der Vermarktungsmöglichkeiten wird mit entsprechenden Opportunitätskosten bezahlt, die sich in diesem Dreieck in Abbildung 107 durch den oben beschriebenen Sprung von k darstellen lassen.

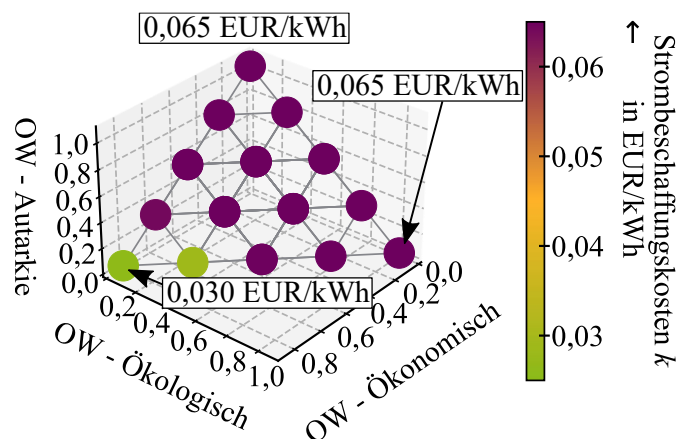


Abbildung 107: Auswirkung der Optimierung auf die Strombeschaffungskosten k

Im nächsten Schritt wird untersucht, wie sich die Kennzahl Autarkie verhält, wenn die Optimierungsziele variiert werden. Es ist davon auszugehen, dass das Optimierungsverhältnis, das durch das Dreieck in Abbildung 107 dargestellt ist, sich invertiert verhält. Die Dimensionen sind mit der Kennzahl Autarkie in Abbildung 108 abgebildet. Ein invertierter Verlauf verdeutlicht, wie sich durch die Erhöhung der Dimension Ökonomie die Autarkie verringert. Je mehr zusätzliche Erlösmöglichkeiten genutzt werden sollen, desto mehr wird dies auf Kosten der Autarkie passieren. Es sei angemerkt, dies verhält sich nicht linear und ist signifikant von der Ausgestaltung des Portfolios im Energiequartier abhängig ist.

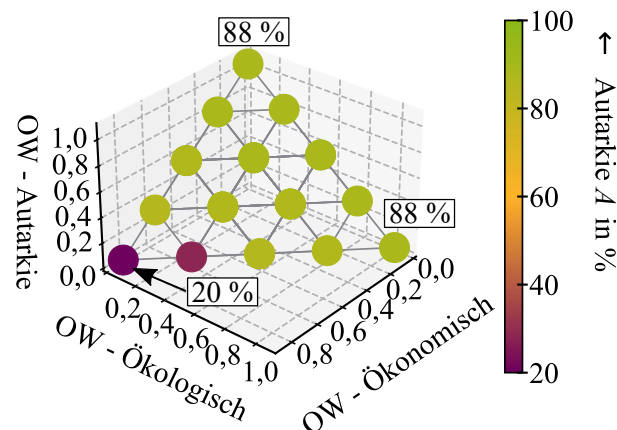


Abbildung 108 Auswirkung der Optimierung auf die Autarkie

Als dritter Untersuchungsgegenstand werden die THGE analysiert. Auch hier wird ein invertiertes Verhältnis im Vergleich zu Abbildung 107 erwartet. Die Ergebnisse sind in Abbildung 109 dargestellt. Zu beachten ist, dass in diesem Diagramm die Farbskalierung anders gewählt wurde, da hohe EF als negativ zu bewerten sind. Auch hier zeigt sich kein langsamer Übergang von pflaumenfarbig zu grün, sondern ein Sprung. Dies ist hier mit dem Einspeisen des BHKW begründet, dass, sobald es einspeist, die EF deutlich reduziert. Es zeigt sich eine deutliche Korrelation zwischen Autarkie und THG-armer Stromversorgung und eine negative Korrelation zwischen EF und k .

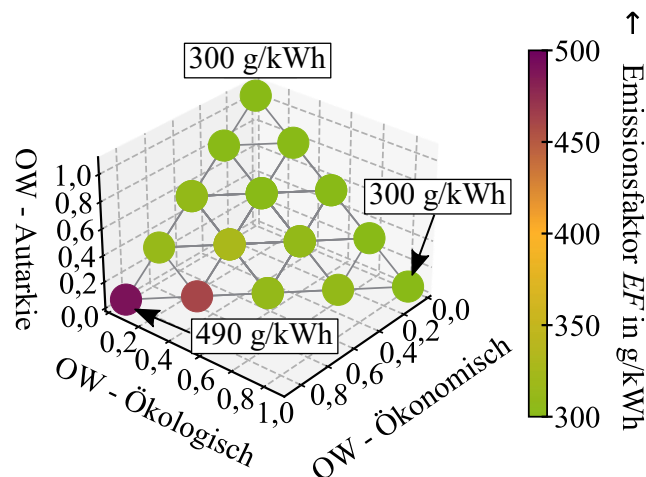


Abbildung 109 Auswirkung der Optimierung auf die EF

So kann nachgewiesen werden, dass durch konventionelle Annahmen (kein Anreiz für lokale Energieversorgung) eine Autarkie nicht positiv mit geringeren Kosten korreliert. Im Weiteren, soll aufgezeigt werden, wie durch weitere Flexibilitätsnutzung mittels des vorgestellten Anreizsystem versucht werden kann, den Trade-off zwischen diesen Dimensionen zu reduzieren.

6.3.2 Auswertung 2 (Quartier 1) – Flexibilisierung der einzelnen Sektoren

Die Dauerlinien der Auswertung 2 (Abschnitt 6.2.2.2) mit Flexibilisierung der einzelnen Sektoren werden in Abbildung 110 dargestellt. Hierbei handelt es sich um eine sortierte Zeitreihe über alle Zeitschritte (der Typwochen) hinweg. Alle Werte über $P > 0$ kW stellen einen Leistungsbezug der überlagerten Spannungsebene dar. Werte von genau $P = 0$ kW stehen für eine ausgeglichene Energiebilanz im Quartier und alle Werte unter $P < 0$ kW für eine Rückspeisung. Zum einen zeigt sich, dass im Status Quo ohne DEA keine Rückspeisung existiert. Dies kehrt sich mit dem Szenario „2050 Ausbau“ um und es wird zurückspeist. Dies passiert in 30 % der Zeit. Mit der Flexibilisierung der Haushaltswaren (Strom-Flex) ergibt sich eine geringe Senkung der Rückspeisung auf 29 % der Zeit, die Spitze der Rückspeisung (rechte Seite des Diagramms) verringert sich von $P = -198$ kW auf $P = -192$ kW. Allerdings erhöht sich die Spitzenlast (linke Seite des Diagramms) von $P = 187$ kW auf $P = 198$ kW. Mit der Flexibilisierung des Wärmesektors (Wärme-Flex) reduziert sich die Rückspeisung auf 20 % der Zeit, die Rückspeisenspitze verändert sich

allerdings nicht und verbleibt bei $P = 192 \text{ kW}$. Nachteilig zu werten ist die Erhöhung der Lastspitze auf $P = 231 \text{ kW}$, die Erhöhung lässt sich durch die erhöhte Gleichzeitigkeit der WP und den Bezug außerhalb PVA-Einspeisespitze mit geringen Marktpreisen (um die Wärmespeicher zu füllen) erklären. Hierdurch ergibt sich dann eine erhöhte aggregierte Last, die dann in der Erhöhung der Lastspitze resultiert. Mit der Flexibilisierung des Mobilitätssektors (Mobilitäts-Flex) wird die Zeit mit Rückspeisung auf 26 % reduziert, gleichzeitig kann die Lastspitze auf $P = 186 \text{ kW}$ reduziert werden. Die Reduzierung der Einspeisespitze fällt allerdings wieder auf das Szenario „2050 Ausbau“ zurück. Diese beiden Effekte in dem Mobilitäts-Flex Szenario sind mit dem Ladeverhalten der eKfz zu erklären, zum einen können die Ladezeitpunkte optimal in der PVA-Einspeisung positioniert werden (besser als die WP) um die Lastspitze zu reduzieren.

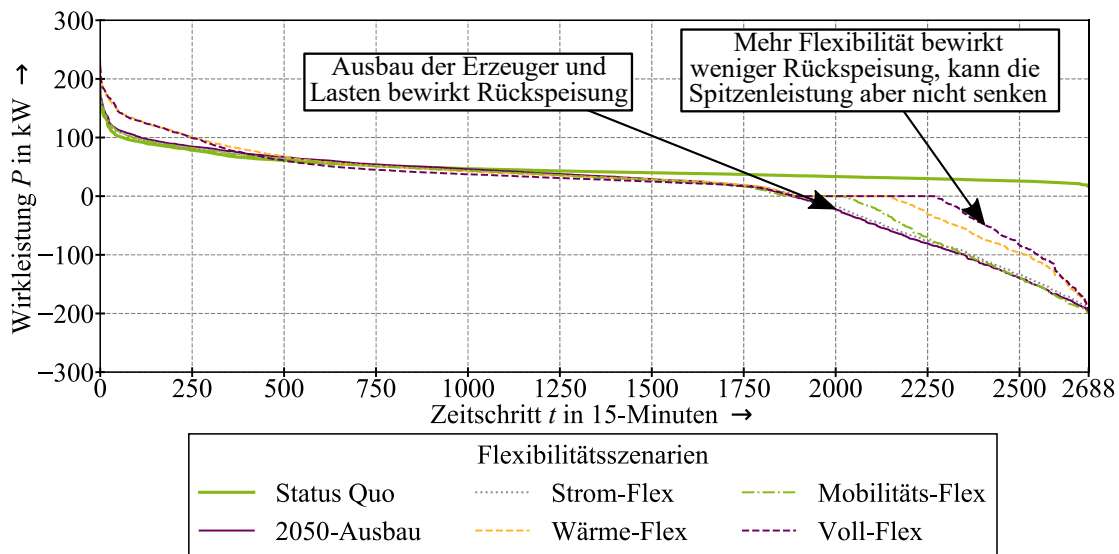


Abbildung 110 Dauerlinien für die Sektorenflexibilisierung

Aber gleichzeitig schafft es die eKfz nicht, die Einspeisespitze zu reduzieren, da die Leistung der Ladevorgänge in einer aggregierten Sicht geringer sind als die der WP. Damit ist das Potenzial zur Reduzierung der Einspeisespitze verringert im Vergleich zu dem Szenario Wärme-Flex. Bei einer Vollflexibilisierung ergibt sich dann ein Wert von 16 % der Zeitpunkte und ergibt damit auch das größte Potenzial die DEA-Einspeisung lokal zu nutzen, dies ist auch auf die geringe Rückspeisenspitze von $P = 194 \text{ kW}$ zurückzuführen. Allerdings weist dieses Szenario auch im Bezug der Lastspitze eine deutliche Erhöhung auf $P = 222 \text{ kW}$ auf. Es kann zusammenfassend gesagt werden, dass das „Strom-Flex“-Szenario ein kaum merkbarer Effekt auf eine bessere Integration der PVA-Einspeisung besitzt. Die Flexibilität der eKfz im „Mobilitäts-Flex“-Szenario sind besser zur Lastreduzierung geeignet. Dafür kann allerdings die lokale PVA-Einspeisung weniger vollständig genutzt werden. Inwieweit der Energiebedarf im Mobilitätssektor besser durch die PVA-Einspeisung abgebildet werden kann, wird im Weiteren analysiert (durch eine Autarkie Betrachtung). Die WP hingegen können besser die Einspeisespitzen reduzieren, dafür sind erhöhte Lastspitzen zu beobachten. Die Effekte auf die Autarkie werden ebenfalls im Folgenden analysiert. Das Voll-Flex Szenario besitzt dann die Vor- und Nachteile aller Szenarien in Bezug auf

die Last- und Einspeisespitzen, maximiert dann aber auch die lokale Nutzung der PVA-Einspeisung. Die Abhängigkeit von den Fahrgewohnheiten zeigt einen Zufallseinfluss und verdeutlicht, wie gut die DEA-Einspeisung im Mobilitätssektor genutzt werden kann. Im Wärmesektor ist dieser Zufallseinfluss nicht vorhanden, da kürzere Zeiträume in die überlagerte Spannungsebene eingespeist werden.

Die ist auch in Abbildung 111 mit dem Flexibilitätsvolumen FV_Q dargestellt. Dabei bedeuten die negativen Werte eine erhöhte Nutzung der lokalen Energie, also eine Lasterhöhung, und die positiven Werte eine Reduzierung der Last. Es zeigt, dass die Haushaltslasten selbst nur eine geringe FV_Q besitzt. Die eKfz hingegen setzen höhere FV_Q um. Diese wird aber durch die Verfügbarkeit an den Ladepunkten begrenzt.

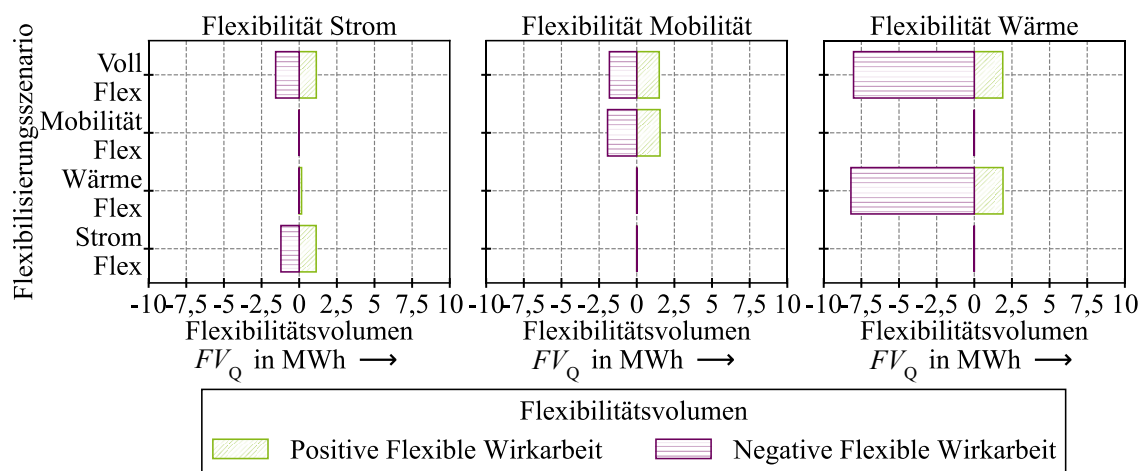


Abbildung 111 Flexibilitätsvolumen FV_Q je Sektor für das Quartier 1 je Flexibilisierungsszenario

Es also kann nur Energie verschoben werden, wenn diese auch wirklich am Ladepunkt im Ladeprozess ist. Das mit Abstand größte Potenzial, weist der Wärmesektor auf. Interessant ist, dass die Erhöhung der Last in Form von elektrischer Arbeit deutlich höher ist als die Reduzierung der Arbeit. Dies resultiert aus der kurzfristigen Befüllung der Pufferspeicher, damit die Absendstunden zur Wärmeversorgung überbrückt werden können. Ebenfalls ist zu erwähnen das der FV_Q im Voll-Flex Szenario innerhalb des Mobilitäts- und im Wärmesektors geringer ist als im jeweiligen Flexibilitätsszenario. Dies lässt sich damit erklären, dass die Flexibilität in den einzelnen Sektoren geringfügig sinkt, dies aber zugunsten der Flexibilitätserhöhung den anderen Sektoren geschieht. Wodurch dann insgesamt eine erhöhte Gesamtflexibilität resultiert. Die Höhe des FV_Q hat ebenfalls Einfluss auf die Dauerlinien, was sich wiederum auf die Autarkiezahlen der einzelnen Flexibilitätsszenarien auswirkt, was in Abbildung 112 zu sehen ist. Das Szenario „Wärme-Flex“, weist den größten Autarkiegrad auf. Die Autarkie des „Voll-Flex“-Szenarios ist signifikant vom Mobilitäts- und dem Wärmesektor abhängig und erreicht 38 %. Es kann daraus gefolgert werden, dass die Autarkie außer von hohen FV_Q auch vom Verhältnis zur bezogenen Arbeit abhängig ist.

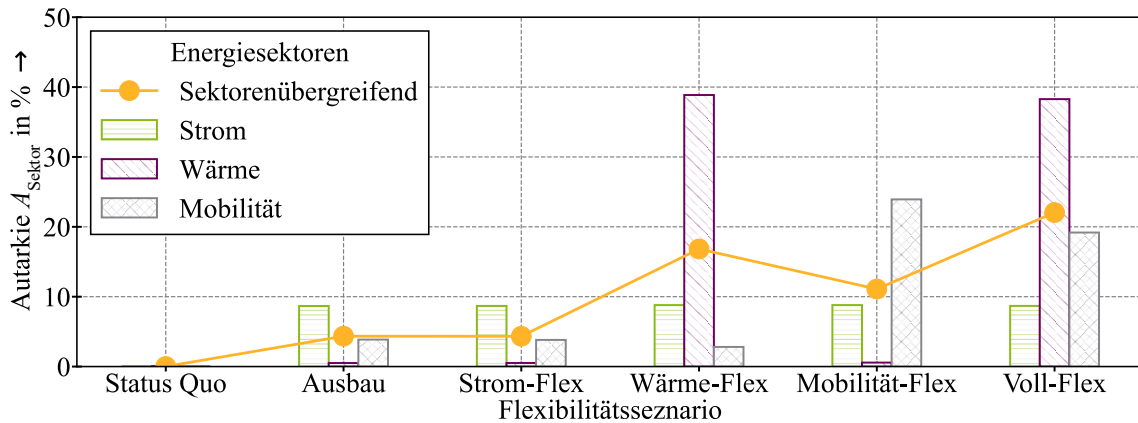


Abbildung 112 Sektorenspezifische Autarkiegrade für das Quartier 1 je Flexibilisierungsszenario

Weitere Kennzahlen, die betrachtet werden, sind die Auswirkungen auf den Netzbetrieb, die für alle Flexibilitätsszenarien in Abbildung 113 dargestellt sind. Es zeigt sich, dass in allen Szenarien der Betrieb des Netzes im Rahmen aller technischen Rahmenbedingungen ist. Die Auslastungen der Betriebsmittel (im oberen Boxplot in Abbildung 113) weisen nur geringe Unterschiede auf. Hingegen sind bei den Spannungswerten deutlich größere Unterschiede erkennbar. Insbesondere ist die Differenz zwischen dem Status Quo und dem Ausbau besonders auffällig, allerdings auch ohne Grenzwertverletzungen.

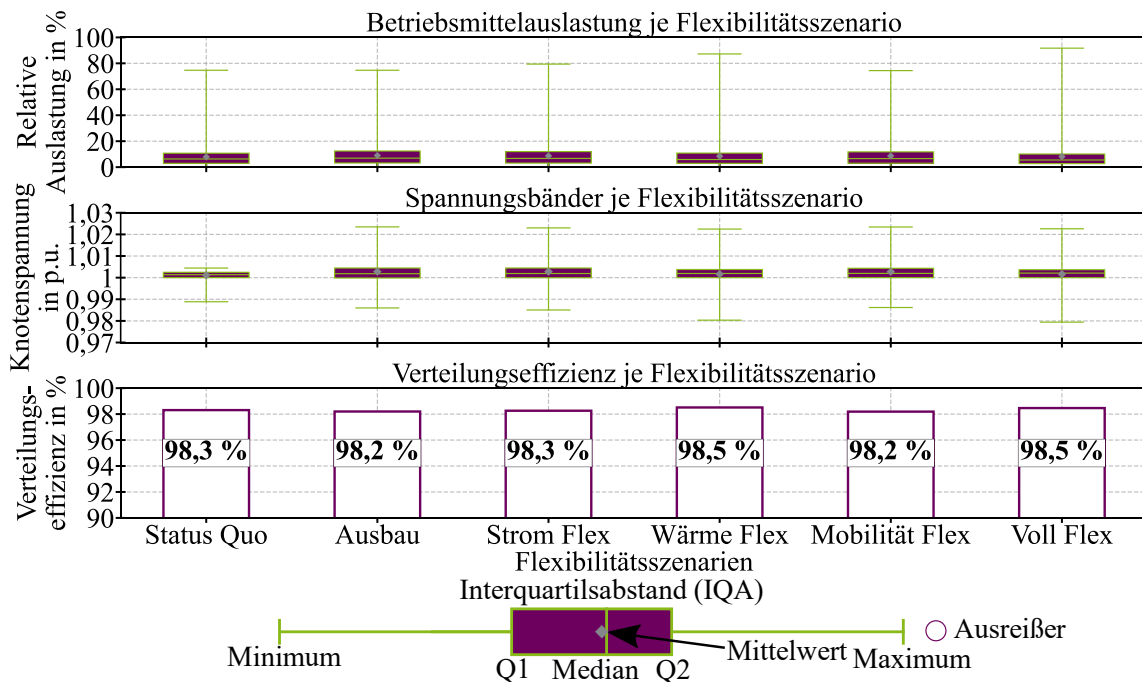


Abbildung 113 Netztechnische Kennzahlen für das Quartier 1 je Flexibilisierungsszenario

Bei der Flexibilitätsnutzung wird zwar die Spreizung der Spannungswerte erhöht; sie bleiben aber, wie schon erwähnt, im technischen Rahmen. Als letzte Betrachtungsebene werden die Verteilungseffizienzen analysiert. Die Verluste sind im Vergleich zwischen dem Status Quo und dem Ausbau geringfügig erhöht. Dies ist auf die ineffizientere verteilte Einspeisung durch die DEA und die neuen Lasten zurückzuführen. Insgesamt liegen die Verluste mit bis zu 1,8 % (im Szenario „Ausbau“) allerdings im Normalbereich (diese liegen in der NS-Ebene mit Übergabestelle bei

ca. 3,6 %) [76, S. 186]. Es zeigt sich, dass in der vollständigen Flexibilisierung eine deutlich erhöhte Effizienz von 98,5 % erreicht wird. Dies liegt vor allem an der lokal genutzten Energie, die ansonsten über den ONT in die überlagerte Spannungsebene eingespeist werden würde. Durch diesen verlängerten Transportweg für die elektrische Energie ergeben sich Kupferverluste sowohl in den Leitungen als auch in den Transformatoren, also in den leistungsabhängigen Verlusten.

Neben der Veränderung der Netzbetriebsparameter soll nun analysiert werden, inwiefern sich durch die Veränderung der Einspeisestruktur und der Nutzung der lokalen Flexibilität die THGE verändert wird. In Abbildung 114 zeigt sich mit der Kennzahl \overline{EF} deutlich, dass sich die THGE durch den reinen Ausbau der DEA vermindert hat, aber die Lastverschiebung in den Sektoren Wärme und Mobilität einen deutlich höheren Hebel aufweist.

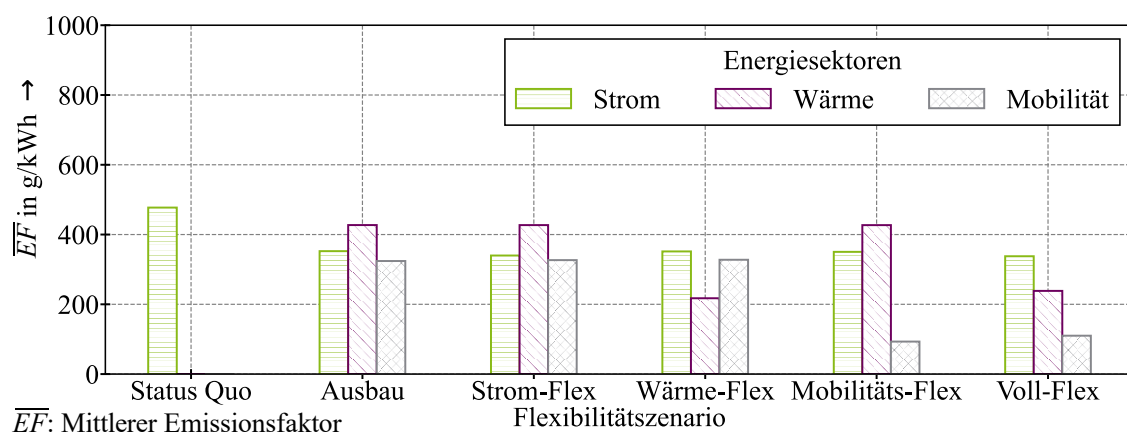


Abbildung 114 THGE bewertet mit \overline{EF} für das Quartier 1 je Flexibilisierungsszenario

Dies ist insbesondere im Wärmesektor damit zu erklären, dass der Verbrauch in Zeitbereiche mit geringen EF_{nt} verschoben werden kann, und die WP ansonsten in Zeiten Strom bezieht in denen es ansonsten hohe EF_{nt} existieren. Dies ist durch die Speichermöglichkeit der Wärmespeicher möglich. Bei dem Mobilitätssektor ist zudem eine sehr zuverlässige Möglichkeit, den Emissionsfaktor $\overline{EF}_{\text{Mobilität}}$ zu reduzieren. Dies liegt vor allem daran, dass die Ladezeiten deutlich kürzer als die Betriebszeiten bei den WP sind. Daher lässt sich die Leistung besser in die PVA-Einspeisezeiten verschieben. Außerdem wird kein zusätzlicher Speicher benötigt, da die eKfz ein eigener Speicher enthält. Bei den WP ergeben sich eine flachere Spitzenleistung, dafür aber längere Betriebszeiten. Den geringsten Effekt in den Flexibilisierungsszenarien besitzt der Stromsektor.

Um die Kosten für die einzelnen Sektoren zu analysieren, werden im nächsten Schritt die Kennzahlen für die ökonomische Dimension ermittelt. Dabei sollen als Erstes die \overline{GK} der in den einzelnen Szenarien und dann die $LCoE$ und die KW für den Ausbau der Sektoren bestimmt werden, um die Investitionskosten ebenfalls betrachten zu können. In den \overline{GK} sind neben den Erzeugungs- und Beschaffungskosten ebenfalls die anderen Tarfkosten wie Steuern und Netzentgelte enthalten. In Abbildung 115 sind die verschiedenen Flexibilitätszenarien dargestellt. Es zeigt sich, dass im Stromsektor eine deutlich geringere Reduzierung umgesetzt wird als in den anderen Sektoren. Auch hier kann insbesondere der Mobilitätssektor die größte Kostendegression umsetzen. Das

liegt vor allem an den kurzen Ladedauern im Vergleich dazu die deutlich längeren Lastabnahmen im Wärmesektor durch die WP.

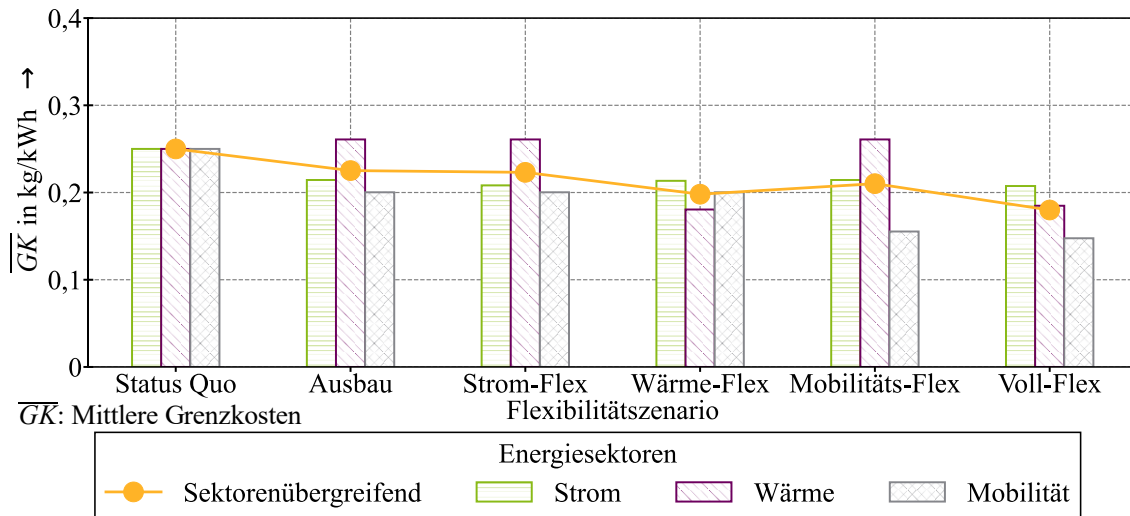


Abbildung 115 Grenzkosten für das Quartier 1 je Flexibilisierungsszenario

6.3.3 Auswertung 3 (Quartier 2) – Wärmesektor und Einfluss der Sanierung

Bei der Betrachtung der dritten Auswertung werden zunächst wieder die Dauerlinien der Residuallast über die Typwochen hinweg aufgezeigt. Dies ist in Abbildung 116 dargestellt. Es zeigt sich mit erhöhtem Ausbau der DEA eine deutliche Rückspeisung in die überlagerte Netzebene. Im Jahr 2020 wird noch in 16 % der Zeit zurückgespeist, im Jahr 2030 sind dies bereits 30 % der Zeit und im Jahr 2050 in 35 % der Zeit. Quartier 2 speist öfter in die obere Spannungsebene ein als Quartier 1 in Untersuchung 1 und 2.

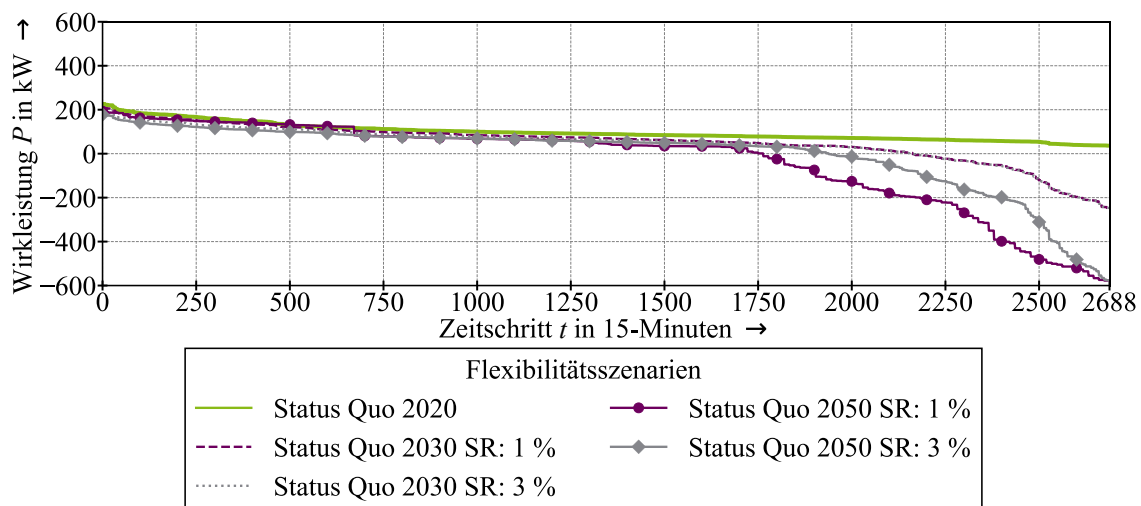


Abbildung 116 Dauerlinien der Residuallast für den Status Quo in den verschiedenen Ausbauszenarien

Dies hängt insbesondere mit dem unterschiedlichen Verhältnis zwischen σ_{DEA} und σ_{Last} zusammen. Quartier 2 besitzt im Vergleich zu Quartier 1 das deutlich höhere Verhältnis zu Gunsten der DEA. Dies ist dadurch zu erklären, dass es sich bei Quartier 2 um ein suburbanes Quartier handelt und deshalb mehr PVA-Potenzial vorhanden ist. Die Sanierungsrate SR macht im Jahr 2030 nur

einen geringen Unterschied. Im Jahr 2050 sieht dies anders aus: Dann erzeugt eine höhere SR deutlich mehr Rückspeisung in das übergelagerte Netz. Der Grund hierfür ist der reduzierte Wärmeverbrauch im Quartier durch die bessere Isolation. Dadurch kann mehr Energie für andere Verbraucher genutzt werden. Im Flexibilitätsszenario der Haushaltswaren („Strom-Flex“) ergibt sich ein erweitertes Bild zum „Status Quo“. Die Dauerlinie der Residuallast ist in Abbildung 117 zu sehen. Erneut liegt für das Jahr 2030 kaum sichtbarer Unterschied bei den unterschiedlichen SR vor. Hingegen wird aber für das Jahr 2050 die Rückspeisung der Wirkarbeit durch die flexiblen Haushaltswaren reduziert. Allerdings kann die Lastspitze nicht signifikant reduziert werden.

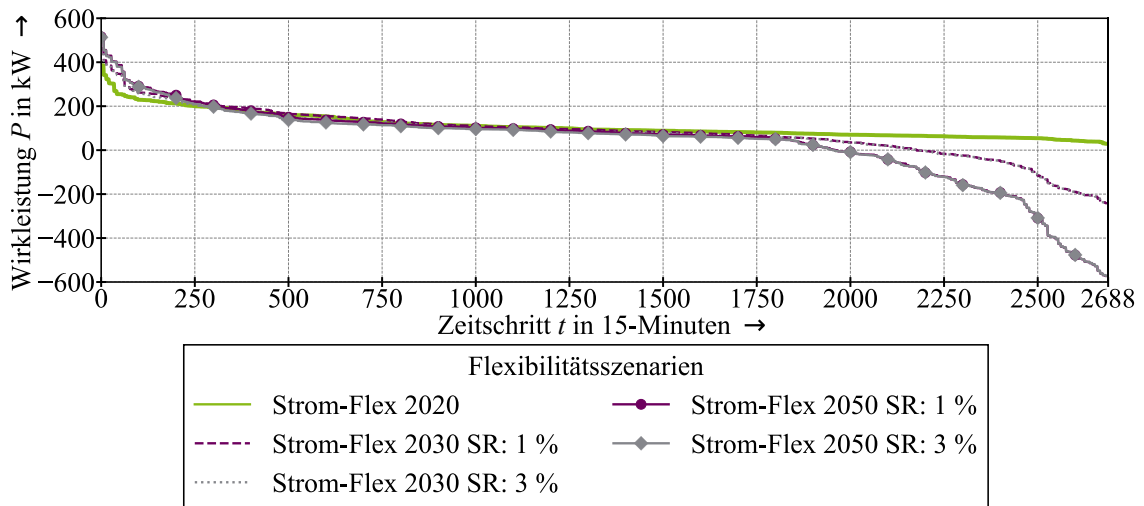


Abbildung 117 Dauerlinien der Residuallast für „Strom Flex“ in den verschiedenen Ausbauszenarien

Als letztes wird die Veränderung durch den flexibilisierten Wärmesektor betrachtet. Die Dauerlinien sind in Abbildung 118 dargestellt. Interessant ist hier, dass sowohl im Jahr 2030 als auch im Jahr 2050 ein deutlicher Unterschied in der Form der Dauerlinie vorliegt.

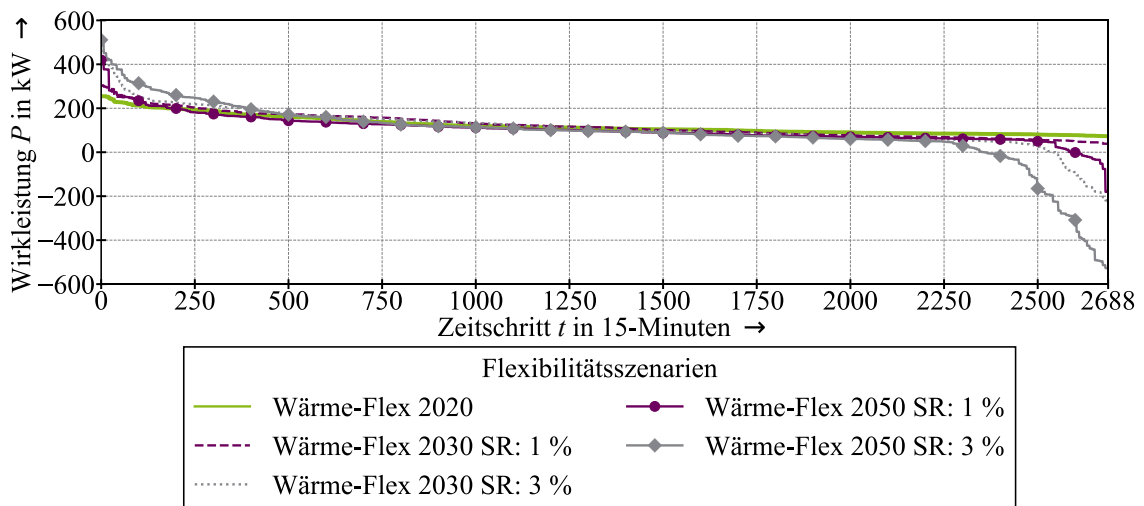


Abbildung 118 Dauerlinien für „Wärme-Flex“ in den verschiedenen Ausbauszenarien

Zunächst kann festgehalten werden, dass durch die Flexibilisierung eine deutlich einfachere Nutzung der lokal vorhandenen elektrischen Energie möglich ist. Allerdings wird auch hier wieder

der Effekt durch die bessere Sanierung kompensiert, wodurch es weitere Flexibilität benötigt oder ein entsprechendes gegenläufiges Quartier für eine Gesamtoptimierung gebraucht wird (s. Abschnitt 6.4). In Abbildung 119 ist das Flexibilitätsvolumen FV_Q für den Wärmesektor und Stromsektor dargestellt. Sie verdeutlicht das Bild aus der vorherigen Betrachtung der Dauerlinien. Je mehr DEA im Energiequartier ausgebaut werden und desto mehr der Gebäudebestand modernisiert wird, desto flexibler können die WP genutzt werden. Also eine höhere SR korreliert mit der Flexibilität im Wärmesektor. Allerdings besitzt der Stromsektor auch hier keinen Effekt hierauf.

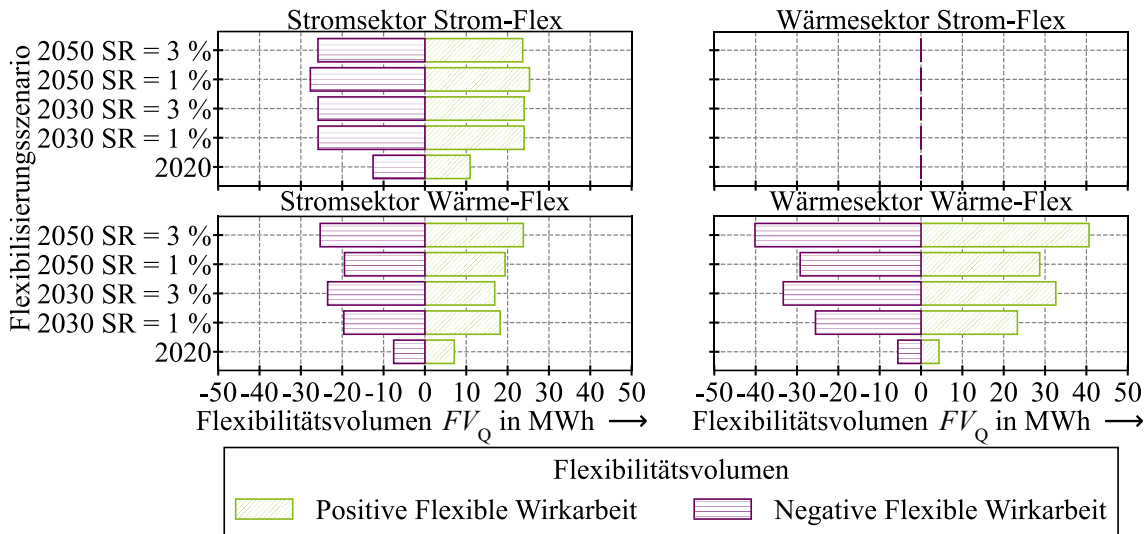


Abbildung 119 Flexibilitätsvolumen FV_Q je Flexibilisierungsszenario und Ausbauszenario

Im Weiteren wird die Autarkie A_{Sektor} der einzelnen Sektoren betrachtet. Ausgehend von der flexiblen Wirkarbeit FV_Q , zeigt sich in Abbildung 120 die realisierte A_{Sektor} je betrachtetem Sektor und gruppiert nach den Flexibilisierungsszenarien („Status-Quo“, „Strom-Flex“ und „Wärme-Flex“). Mit dem PVA-Ausbau (2020, 2030 und 2050), erhöht sich A_{Strom} im Stromsektor von 2,2 % auf 18 %, durch die eigentliche Flexibilisierung erhöht sich A_{Strom} . Im Jahr 2020 kann sie von 2,2 % auf 2,6 % und im Jahr 2030 von 9,4 % auf 12,6 % gesteigert werden. Die SR haben hierbei keinen Effekt. Im Jahr 2050 steigt die A_{Strom} von 15 % auf ca. 18 %. Über die Flexibilitätsszenarien hinweg wird deutlich, dass die Erhöhung der installierten PVA und die Flexibilisierung deutlich die $A_{\text{Wärme}}$ im Wärmesektor erhöht. Dies liegt vor allem an der steigenden Korrelation zwischen dem WP-Lastgang und der PVA-Einspeisung. Sobald die vorhandene Flexibilität im Wärmesektor genutzt wird („Wärme Flex“-Szenario), steigt die $A_{\text{Wärme}}$ von 2 % auf 4 % im Jahr 2020 von 21,6 % auf 26,3 % ($SR = 1 \%$) und von 22 % auf 27,4 % ($SR = 3 \%$) im Jahr 2030. Im Jahr 2050 ist mit weiteren Zunahmen auf von 25,2 % auf 28 % ($SR = 1 \%$) und von 25 % auf 34 % ($SR = 3 \%$) zu rechnen. Es zeigt sich also, dass eine hohe SR einen Einfluss auf die Lastverschiebung hat und sich so die Autarkiefähigkeit eines Energiequartiers verbessert. Allerdings erreicht diese auch eine Sättigung, nämlich dann, wenn die vorhandenen Pufferspeicher befüllt sind und nicht noch mehr thermische Energie für die Abendstunden vorgespeichert werden kann. Die

übrige Restmenge muss dann in den Abendstunden durch den konventionellen Betrieb in thermische Energie umgewandelt werden.

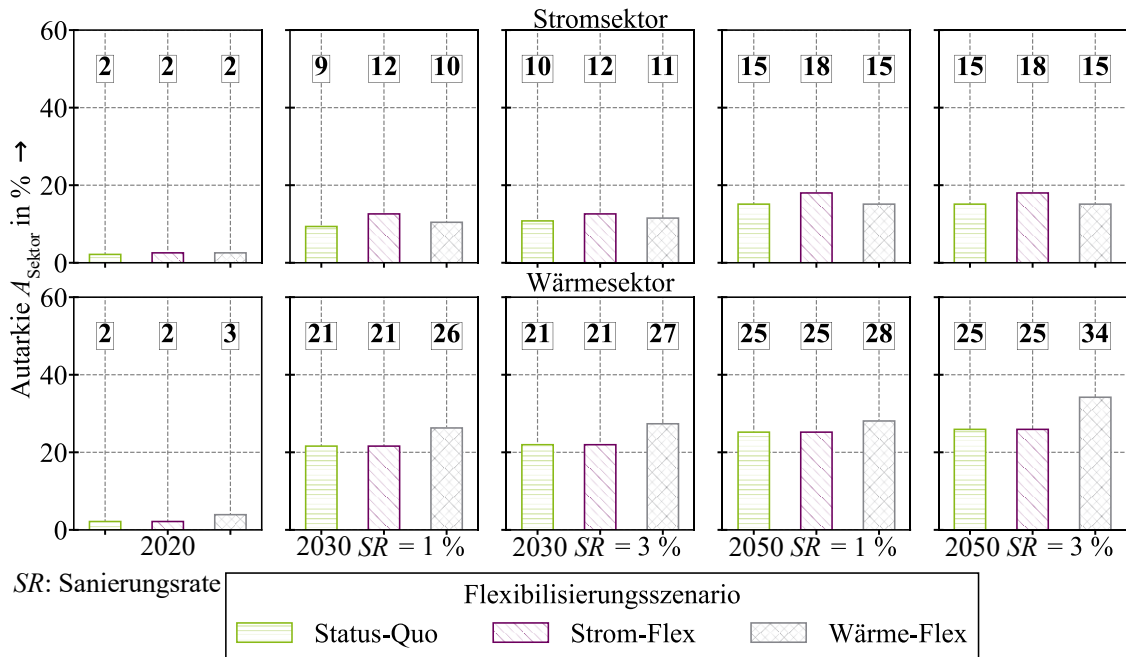


Abbildung 120 Autarkie für das Quartier 2 je Flexibilisierungsszenario

Bei der ökologischen Betrachtung ist ebenfalls der Effekt durch Flexibilisierung und der Ausnutzung der PVA-Einspeisung ersichtlich. Dieser ist in Abbildung 121 dargestellt. Bereits bei der Flexibilisierung im Jahr 2020 wird im Wärmesektor eine deutliche Reduzierung der THGE erreicht. Zu diesem Zeitpunkt beträgt der mittlere Emissionsfaktor $\overline{EF}_{\text{Wärme}}$ ohne Flexibilisierung $\overline{EF}_{\text{Wärme}} = 370 \text{ g/kWh}$, während er mit Flexibilisierung einen Wert von $\overline{EF}_{\text{Wärme}} = 235 \text{ g/kWh}$ verzeichnet.

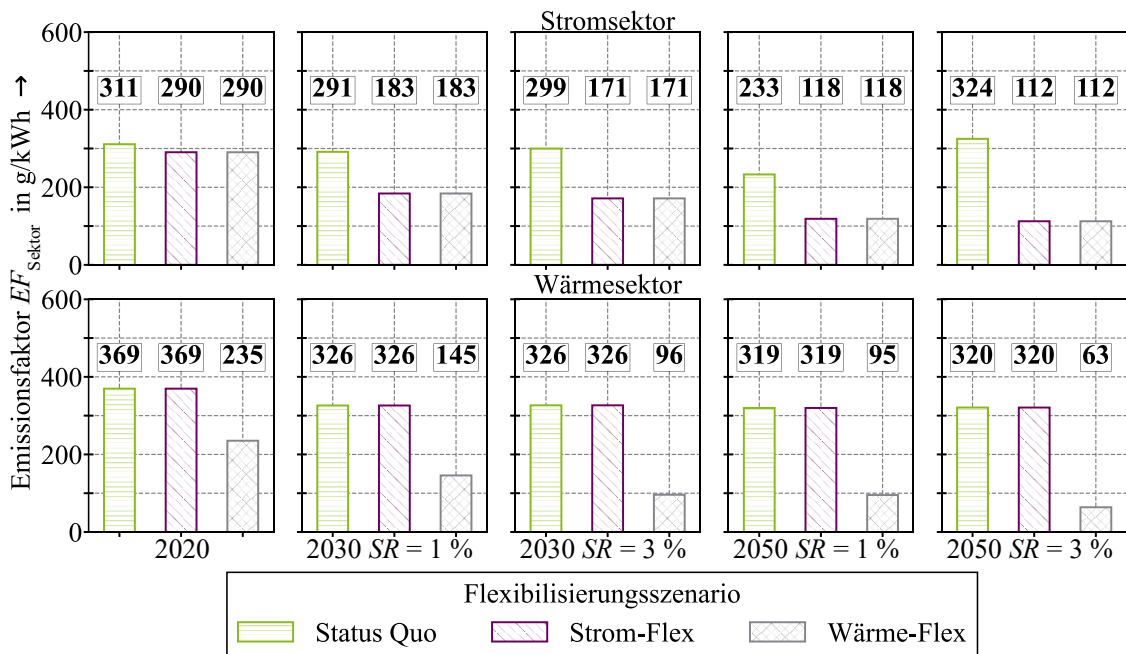


Abbildung 121 THGE bewertet mit \overline{EF} für das Quartier 2 je Flexibilisierungsszenario

Dieser Effekt vergrößert sich mit den Ausbauszenarien und erreicht im Jahr 2050 den niedrigsten Wert mit $\overline{EF}_{\text{Wärme}} = 0,064 \text{ kg/kWh}$. Ebenfalls zeigt eine höhere SR einen deutlichen Effekt auf die Reduzierung der THGE, da, wie aus den vorangegangenen Kennzahlen ersichtlich, sich die durch die DEA eingespeiste Energie besser für die WP nutzen lässt. Der Effekt beim Stromsektor ist ähnlich wie im Feldtest, die Flexibilisierung erzeugt aufgrund des geringen Potenzials im Jahr 2020 nur kleine Verbesserungen ($EF = 311 \text{ g/kWh}$ auf $EF = 290 \text{ g/kWh}$), im Wärmesektor ist dies deutlich signifikanter ($EF = 369 \text{ g/kWh}$ auf $EF = 235 \text{ g/kWh}$). Dies ist mit dem noch vorhandenen Ausbau der DEA zu und den geringen Leistungsklassen im Stromsektor zu erklären. Denn bei Betrachtung der Jahre 2030 und 2050 zeigt sich ein deutlich größerer Effekt bei der Flexibilisierung der beiden Sektoren.

Den nächsten Untersuchungsgegenstand bilden die Grenzkosten $\overline{GK}_{\text{Sektor}}$, die sich durch die Flexibilisierung ergeben (s. Abbildung 122). Es zeigt sich insbesondere für die zukünftigen Szenarien ein Effekt, der durch den Einsatz der Flexibilität im Sektor Wärme die $\overline{GK}_{\text{Sektor}}$ im Vergleich zum Szenario ohne Flexibilität deutlich reduziert. Auch hat die höhere SR einen positiven Einfluss auf die $\overline{GK}_{\text{Sektor}}$, da die niedrigen Preisbereiche besser für die Befüllung der Pufferspeicher genutzt werden können und die höheren Preisstufen deswegen nicht genutzt werden müssen. Des Weiteren zeigt sich, dass ein einfacher Zubau der DEA kaum einen Effekt auf die $\overline{GK}_{\text{Sektor}}$ hat, da die Korrelation zwischen der Zeitreihe der WP und der Einspeisung der PVA sehr gering ist. Ähnliches ist beim Sektor „Strom“ der Fall. Hier kann durch eine höhere Sanierungsrate ebenfalls mehr lokale DEA-Einspeisung für den Haushaltsbedarf genutzt werden. Die $\overline{GK}_{\text{Sektor}}$ je Flexibilisierungsszenario sind in der Abbildung 122 dargestellt.

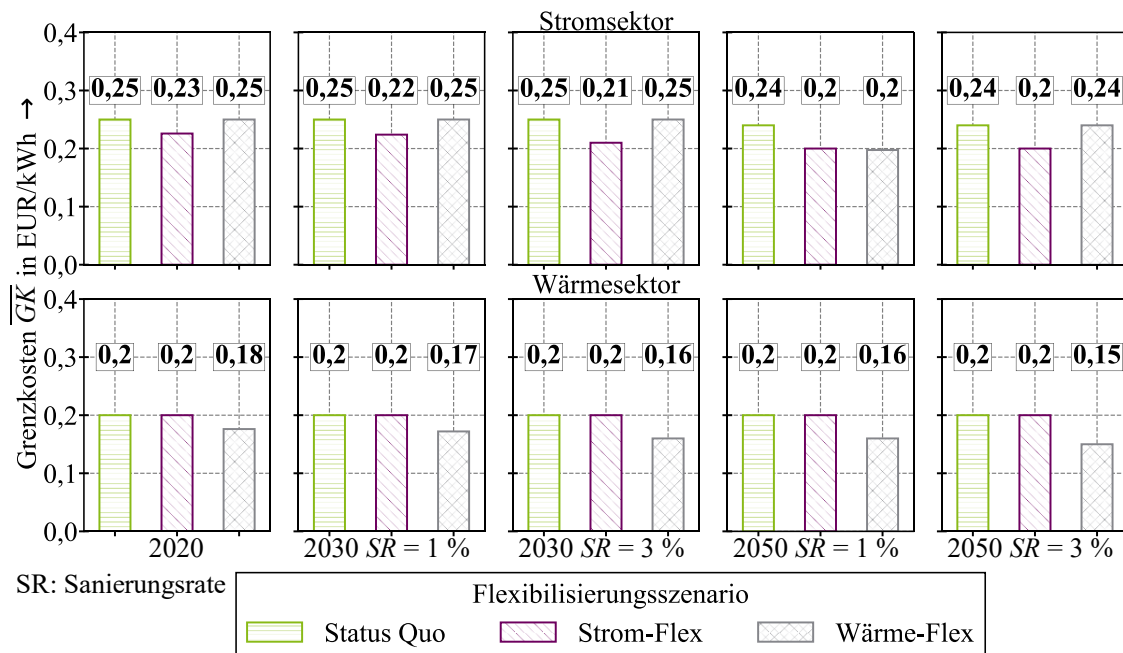


Abbildung 122 Grenzkosten für das Quartier 2 je Flexibilisierungsszenario

6.4 Auswirkung von flexiblen Quartieren auf die Mittelspannungsebene

6.4.1 Modellierung der Mittelspannungsebene

Als Untersuchungsgegenstand für die MS-Ebene dient ein Ausschnitt des Versorgungsgebietes wie es in Abbildung 100 (s. Abschnitt 6.1.2) dargestellt ist. Das Netz hat elf ONS zur Versorgung der Quartiere. Das Netzmodell ist in Abbildung 123, mit den jeweiligen DEA, Lasten und Flexibilitätsoptionen (im Unterschied zu Abbildung 100) zu sehen. Auch sind die Bilanzräume (semiurban, urban und gesamt) dargestellt (ähnlich zu Abbildung 100), diese werden im nächsten Abschnitt erneut aufgegriffen. Die ONS werden jeweils mit einer NS-Sammelschiene abgebildet, an die jeweils die entsprechenden Aggregate angeschlossen werden. Hierbei werden PVA, WP, BHKW, flexible Haushaltslasten, unflexible Haushaltslasten eKfz und BS berücksichtigt. Diese werden an der NS-Sammelschiene der ONS abgebildet und bilden in ihrer Summe die angeschlossenen Energiequartiere ab. Auf diesem Weg kann der Austausch ähnlich wie beim zellularen Ansatz (s. Abschnitt 2.2.4.3) über einen bilanziellen Ausgleich zwischen einzelnen Energiezellen über die MS-Ebene zwischen den Energiequartieren simuliert und anschließend mit den Kennzahlen analysiert werden.

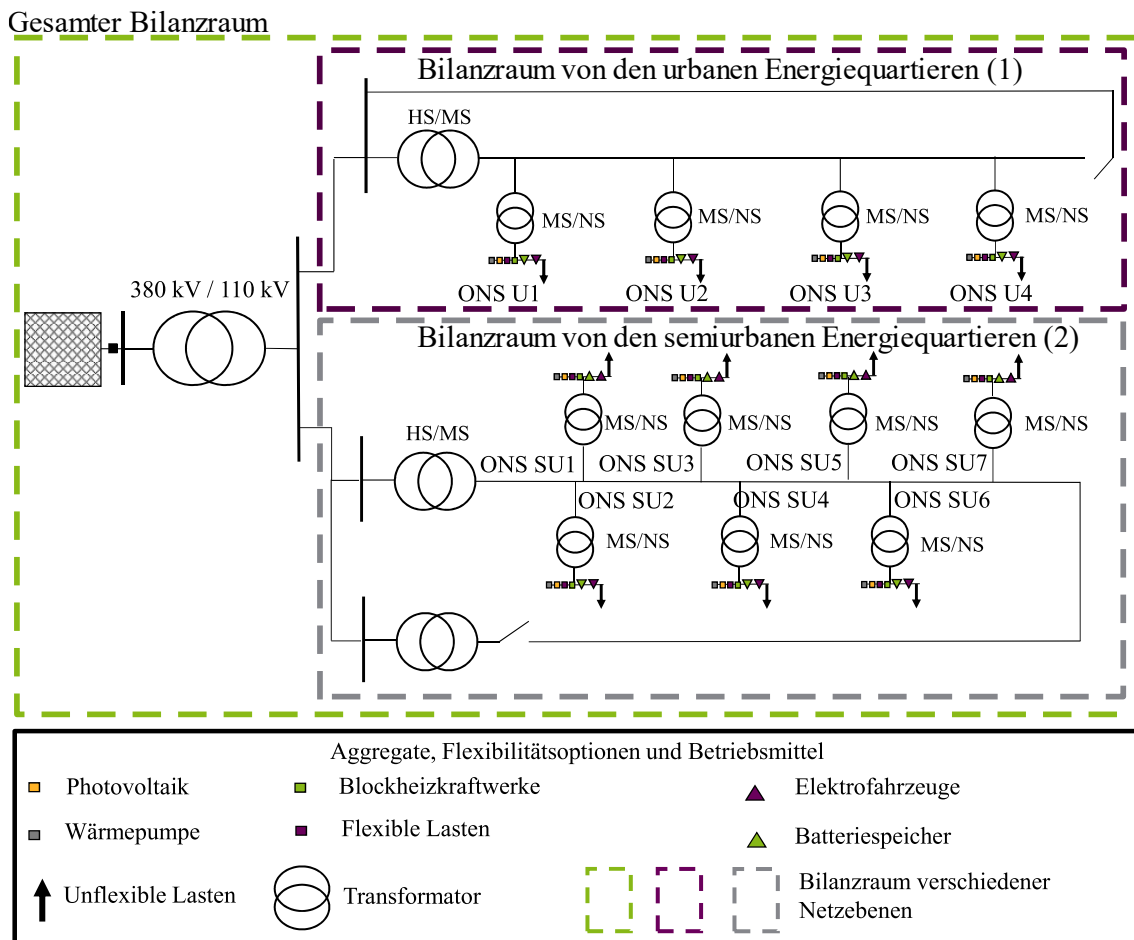


Abbildung 123 Modell für die Mittelspannungsebene

6.4.2 Auswertung 4 – Sensitivitätsanalyse auf der Mittelspannungsebene

6.4.2.1 Status Quo

In Abbildung 124 sind die Dauerlinien des MS-Netzes für beide Netzstränge (semiurban und urbane wie in Abbildung 123 abgebildet) für den Status Quo, d. h. ohne Flexibilitätseinsatz, für die drei Ausbauszenarien dargestellt. Dabei ergibt sich für 2020 und 2030 keine Rückspeisesituation in das 110-kV-Netz, wie auch in Abbildung 104 (in Abschnitt 6.2.1) als Zeitreihe zu sehen ist.

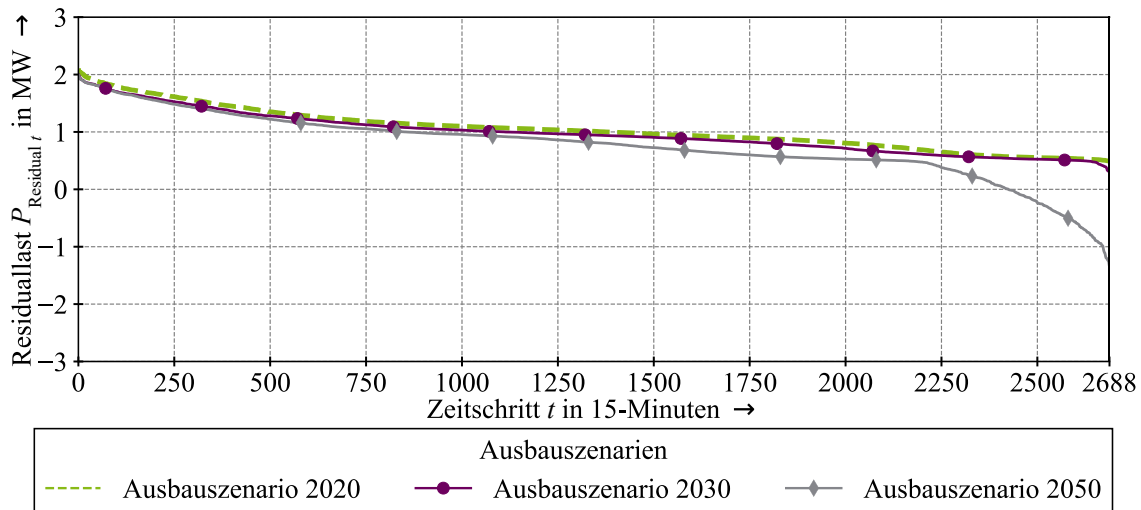


Abbildung 124 Dauerlinie der Residuallast für das semiurbane und urbane Netzgebiet im Status Quo

Für das Jahr 2050 existiert für 10 % der betrachteten Zeit eine Rückspeisesituationen mit einer Leistungsspitze von $P = -1,3$ MW. Die Last variiert in den Ausbauszenarien nur unwesentlich und erreicht eine maximale Leistung von $P = 2$ MW. Die netztechnischen Kennzahlen zur Spannung und Auslastung der Betriebsmittel sind in Abbildung 125 dargestellt.

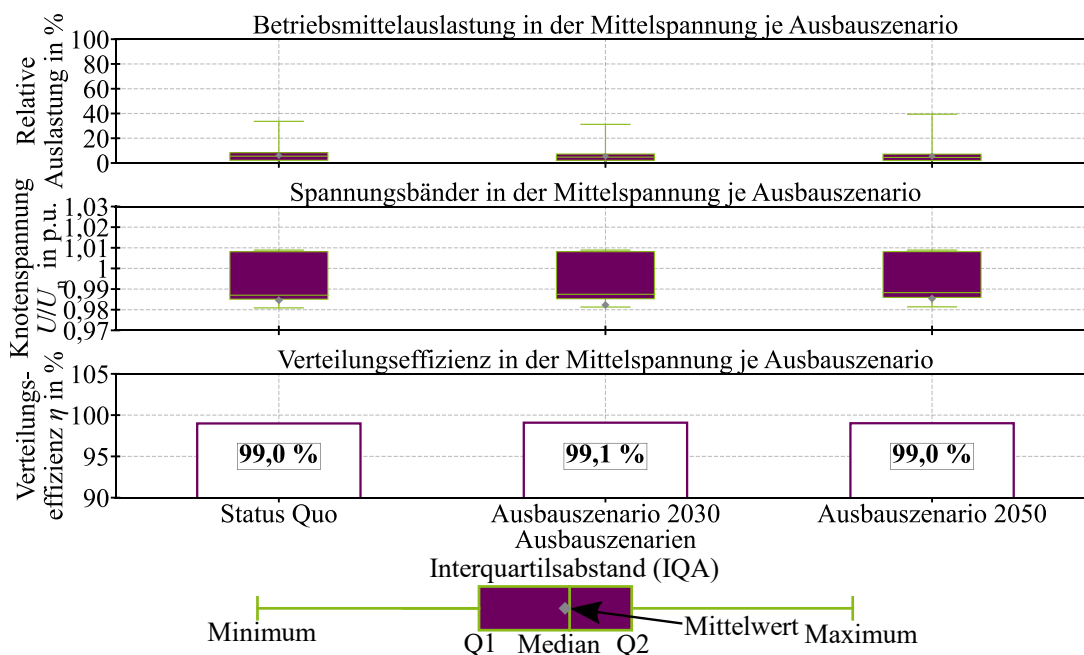


Abbildung 125 Netztechnische Kennzahlen für den Status Quo in der Mittelspannung (2020, 2030, 2050)

In dem Boxplot werden hierbei beide Netzstränge betrachtet inklusive des UW. Es zeigt sich, dass die Auslastung der Betriebsmittel (Leitungen und 110-kV/MS-Transformator) innerhalb der Auslastungsgrenzen liegt. Das gleiche gilt für die Knotenspannungen. Diese liegen innerhalb des festgelegten Spannungsbandes von +2 %/-5 % (in Abschnitt 2.2.3 definiert). Die Verteilungseffizienz, die an dieser Stelle lediglich Verluste beinhaltet, die auf der MS-Ebene, z. B. durch Kupferverluste der Leitung, und Magnetisierungsverluste der Transformatoren, liegen befindet sich bei ca. 99 %. Die Verluste liegen damit unter 1 % und damit im üblichen Bereich (diese liegen in der MS-Ebene mit Übergabestelle im Bereich von ca. 1 % bis 2,2 % [76, S. 186]).

6.4.2.2 Sensitivitätsanalyse – Anzahl flexibler Quartiere

Bei der Variation der Anzahl der flexiblen Quartiere anhand des Parameters FQR werden alle Sektoren stückweise flexibilisiert. Es werden somit Haushalte, WP und eKfz als Flexibilitätsoptionen (Voll-Flex) genutzt. Die entsprechenden Dauerlinien für das Ausbauszenario 2030 und 2050 werden in Abbildung 126 dargestellt. Auf die Dauerlinien für 2020 wird hier nicht weiter eingegangen, da die Einflüsse auf die Residuallast nur sehr geringe Auswirkungen besitzen. Im Jahr 2030 kann mit Erhöhung der FQR weder eine Rückspeisung noch eine Spitzenlastreduktion erreicht werden. Insgesamt kann der Verlauf etwas in Richtung geringerer Leistung verschoben werden (dies ist auch links in Abbildung 126 zu erkennen). Erst im Jahr 2050 kann mit deutlicherem Ausbau der DEA eine Rückspeisung in die überlagerte Spannungsebene erfolgen. Dies erfolgt im Jahr 2050 für ein FQR von 100 % für ca. 9 % und bei 75 % für 7 % der Zeit, in der in das überlagerte Netz gespeist wird. Auf der MS-Ebene ergibt sich keine Spitzenlastreduzierung. Dies liegt zum einen an der geringen Flexibilität der urbanen Quartiere.

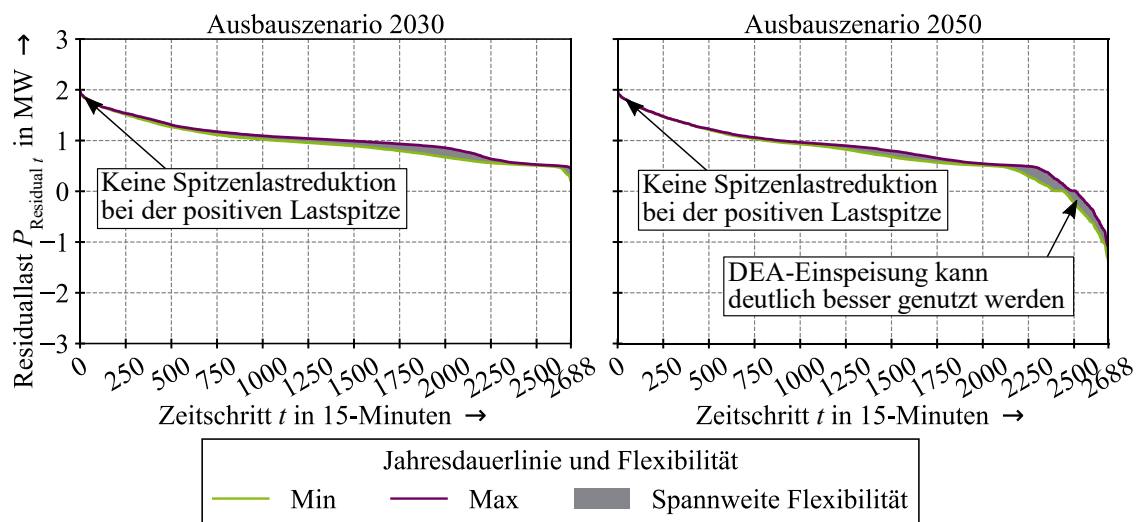


Abbildung 126 Dauerlinie der Residuallast für die Mittelspannung mit flexiblen Quartieren (2030, 2050)

Auf der NS-Ebene konnten einzelne Energiequartiere in Abschnitt 6.3.3 in Abbildung 116, Abbildung 117 und Abbildung 118 die Spitzenlast reduzieren. Das liegt daran, dass in diesem Quartier ein signifikantes PVA-Potenzial vorhanden ist und die Last so in der PVA-Einspeisung verschoben werden kann. Dieses Potenzial ist in der Gesamtheit auf der MS-Ebene im Verhältnis zur

Last deutlich geringer. So kann dann sowohl ein deutliches Potenzial an flexibler Energie verschoben werden (s. die pflaumenfarbigen Flächen in Abbildung 126), allerdings die Spitzenlast nicht reduziert werden. Hierfür kann aber die lokale PVA-Energie besser genutzt werden. Dies wird im Weiteren mit der Autarkie untersucht.

Bei der Betrachtung der Flexibilitätsszenarien zur Analyse der Autarkie $A_{\text{Sektor } t}$, ergeben sich abhängig vom Sektor deutlich unterschiedliche Potenziale. Hier wird für jeden Zeitschritt $A_{\text{Sektor } t}$ berechnet und hieraus der Mittelwert \bar{A}_{Sektor} berechnet. Diese Potenziale sind in Abbildung 127 dargestellt. Im oberen Diagramm ist der Stromsektor dargestellt. Im ausgebauten Fall im Jahr 2030 mit einer maximalen FQR werden $\bar{A}_{\text{Strom}} = 8\%$, im Jahr 2050 Autarkien bis zu maximal $\bar{A}_{\text{Strom}} = 23\%$ für die Gesamtbetrachtung der MS-Ebene zu erkennen. Dies ist in Abbildung 127 als Balkendiagramm zu sehen. Diese Werte setzen sich aus den einzelnen Energiequartieren zusammen (dargestellt als pflaumenfarbige Kreise und gelbe Rauten) die ebenfalls eine eigenständige Autarkie in ihrer eigenen Bilanzgrenze aufweisen. Diese Bilanzgrenze ist jeweils das Energiequartier (also gemäß der Definition aus Abschnitt 2.1.2). Die Autarkie A dieser Energiequartiere beinhaltet demnach die DEA und Flexibilitätsoptionen bzw. sonstigen Lasten, die sich innerhalb dieser Bilanzgrenze befinden.

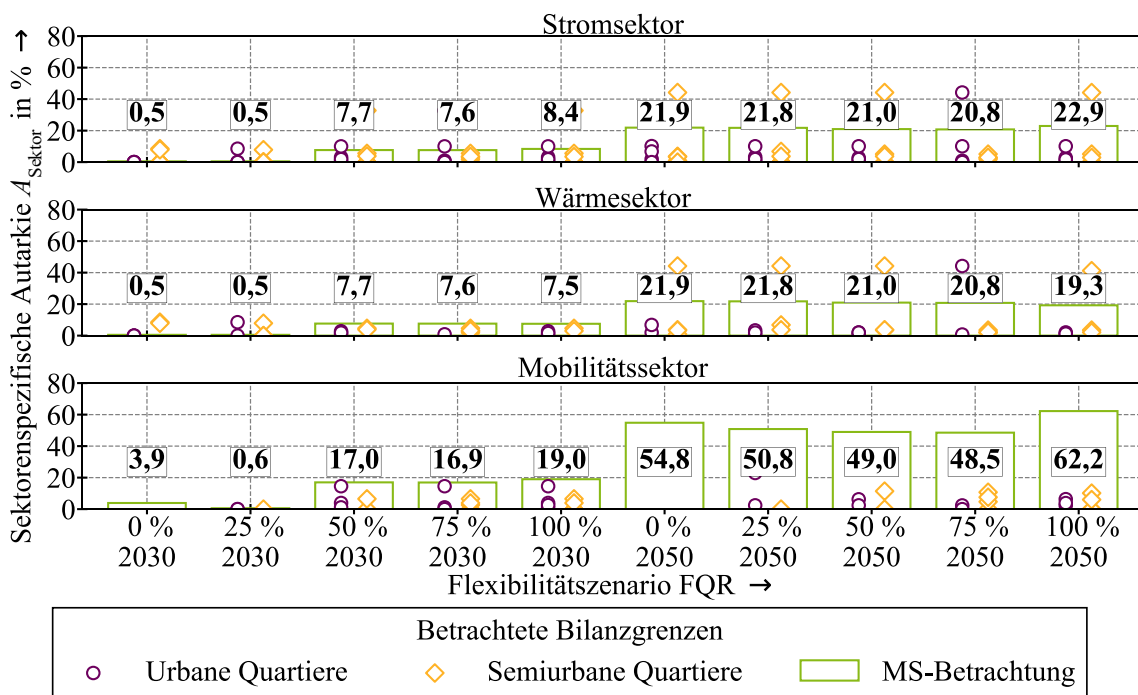


Abbildung 127 Autarkiegrade abhängig von der Anzahl der flexiblen Quartiere (FQR)

Bei der Einzelbetrachtung der Energiequartiere, sind sowohl Ausreißer nach oben als auch nach unten festzustellen. Hieraus zeigt sich deutlich, dass durch die Kombination der urbanen und semiurbanen Quartiere eine erhöhte Gesamtautarkie resultieren kann. Da die urbanen Quartiere eher lastgetrieben und die semiurbanen Quartiere eher einspeisegetrieben sind. Unterstützt wird dies durch den größeren Bilanzraum, der einen sogenannten Portfolioeffekt bewirkt. Sie erreichen hier teilweise Werte von 44 %. Dies deutet auf unterschiedliches PVA-Potenzial hin, welches insb. in

den semiurbanen Energiequartieren vorhanden ist. Dies mittelt sich allerdings bei der höheren Aggregation (auf die MS-Ebene) bei den $MS-\bar{A}_{Strom}$ heraus. Ähnliches ergibt sich im Wärmesektor, wobei sich allerdings auch hier je nach Energiequartier deutlich unterschiedliche $\bar{A}_{Wärme}$ vorhanden sind. Für die Erreichung der Autarkien ist die installierte PVA-Leistung von signifikanter Bedeutung. Insbesondere bei den urbanen Energiequartieren ergeben sich hier geringere Potenziale als bei den semiurbanen Energiequartieren. Im Wärmesektor werden im Jahr 2030 eine Autarkie $\bar{A}_{Wärme} = 8\%$ erreicht und im Jahr 2050 Autarkien von $\bar{A}_{Wärme} = 21\%$. Die Potenziale werden ebenfalls wieder durch die unterschiedliche Fahrweise der WP eingeschränkt. Diese ist relativ lang im Vergleich zur kurzen PVA-Einspeisung. Auch im Wärmesektor zeigt sich ein Portfolioeffekt für die Autarkie, vergleichbar zu dem Stromsektor (wie oben beschrieben). Im Mobilitätssektor besteht anderes Bild. Durch die kürzere Ladezeit im Vergleich zu den Strombezugszeiten der WP können die eKfz die PVA-Einspeisung deutlich besser zum Laden nutzen. Dies zeigt sich ebenfalls in den Autarkiegraden, die deutlich höhere Werte erreichen im Vergleich zu den anderen Sektoren. Bereits im Jahr 2030 ergeben sich bei einem $FQR = 0\%$ schon höhere $\bar{A}_{Mobilität} = 4\%$ als in den anderen beiden Sektoren. Mit einem $FQR = 100\%$ kann eine $\bar{A}_{Mobilität} = 19\%$ im Jahr 2030 und im Jahr 2050 sogar $\bar{A}_{Wärme} = 62\%$ erreicht werden. Damit bieten sich auf der MS-Ebene im Mobilitätssektor ähnliche Potenziale wie bei der Betrachtung der einzelnen Energiequartiere. Die THGE-Betrachtung für das Jahr 2050 ist in Abbildung 128 dargestellt. Anders als bei der Autarkie, entsprechen hier die Werte für die MS-Betrachtung (grüner Balken) dem genauen Mittelwert der einzelnen betrachteten Energiequartiere.

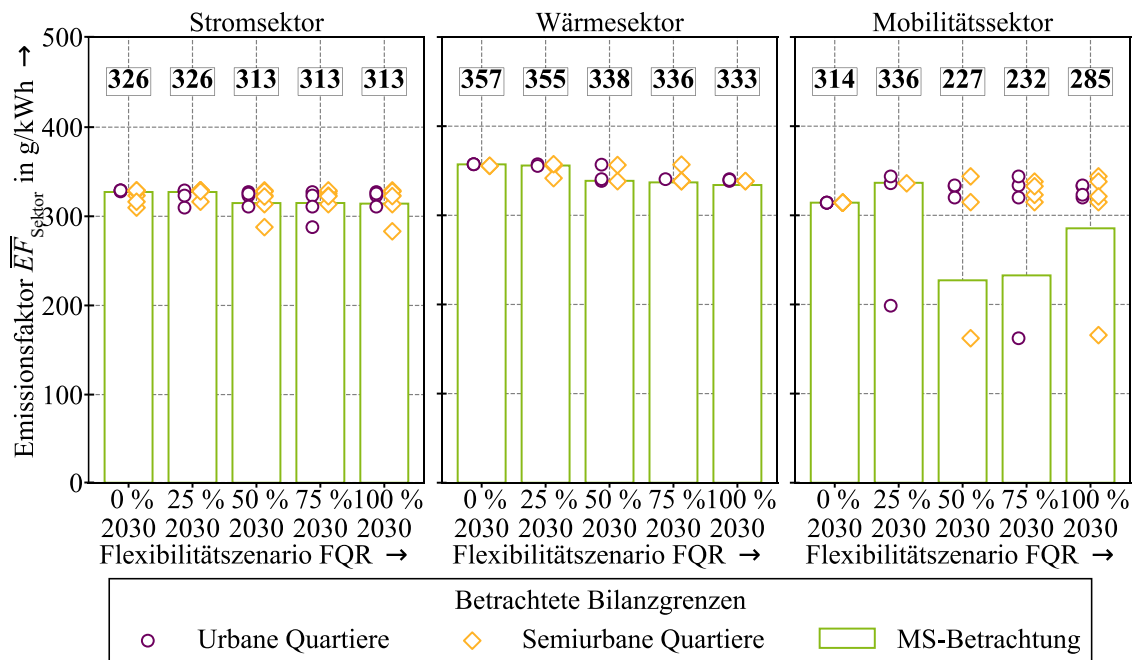


Abbildung 128 THGE bewertet mit \bar{EF} für das Jahr 2030, abhängig von der FQR

Durch eine andere bilanzielle Betrachtung kann hier sich kein Portfolioeffekt, wie noch bei der Autarkiebetrachtung, ergeben. Da ein Ausgleich zwischen den einzelnen Quartieren bereits betrachtet ist und sich durch eine höher aggregierte Verrechnung hier keine Reduzierung von \overline{EF} einstellen kann. Bei den \overline{EF} zeigen sich, wieder abhängig vom Sektor und dem betrachteten Jahr, unterschiedlich große Effekte. Im Stromsektor ergeben sich, ähnlich wie beim Feldtest (siehe hierzu Abschnitt 4.4), ein relativ geringer Effekt. Es konnte lediglich eine kleine Reduktion von $\overline{EF}_{\text{Strom}} = 326 \text{ g/kWh}$ auf $\overline{EF}_{\text{Strom}} = 313 \text{ g/kWh}$ erzielt werden. Das entspricht einem Rückgang von 4 %. Die Streuung der \overline{EF} bei den einzelnen Energiequartieren ist hier auch relativ gering und befindet sich auf einem ähnlichen Strom Niveau von $\overline{EF}_{\text{Strom}} = 313 \text{ g/kWh}$. Ähnlich sieht der \overline{EF} im Wärmesektor aus. Hier konnte eine Verbesserung von $\overline{EF}_{\text{Wärme}} = 357 \text{ g/kWh}$ auf $\overline{EF}_{\text{Wärme}} = 333 \text{ g/kWh}$ festgestellt werden, also einer Reduktion von 7 %. Der Mobilitätssektor profitiert hingegen am signifikantesten von der Lastverschiebung. Es konnte ein Rückgang von $\overline{EF}_{\text{Wärme}} = 314 \text{ g/kWh}$ auf $\overline{EF}_{\text{Wärme}} = 232 \text{ g/kWh}$ und damit eine Minimierung von 25 % ermittelt werden. Im Vergleich dazu seien in Abbildung 129 für das Jahr 2050 die \overline{EF} betrachtet. Hier zeigt der FQR einen deutlich geringeren Effekt, was damit zusammenhängt, dass die THGE im Strommix durch den deutschlandweiten Ausbau der DEA schon deutlich reduziert worden sind. Die weitere Flexibilisierung hatte kaum Einflüsse auf den \overline{EF} . Lediglich der Wärmesektor profitiert ab einem $FQR = 50 \%$ von einer Reduktion. Der $\overline{EF}_{\text{Mobilität}}$ sinkt von $\overline{EF}_{\text{Wärme}} = 33 \text{ g/kWh}$ auf $\overline{EF}_{\text{Wärme}} = 28 \text{ g/kWh}$, also eine weitere Reduktion von 15 %.

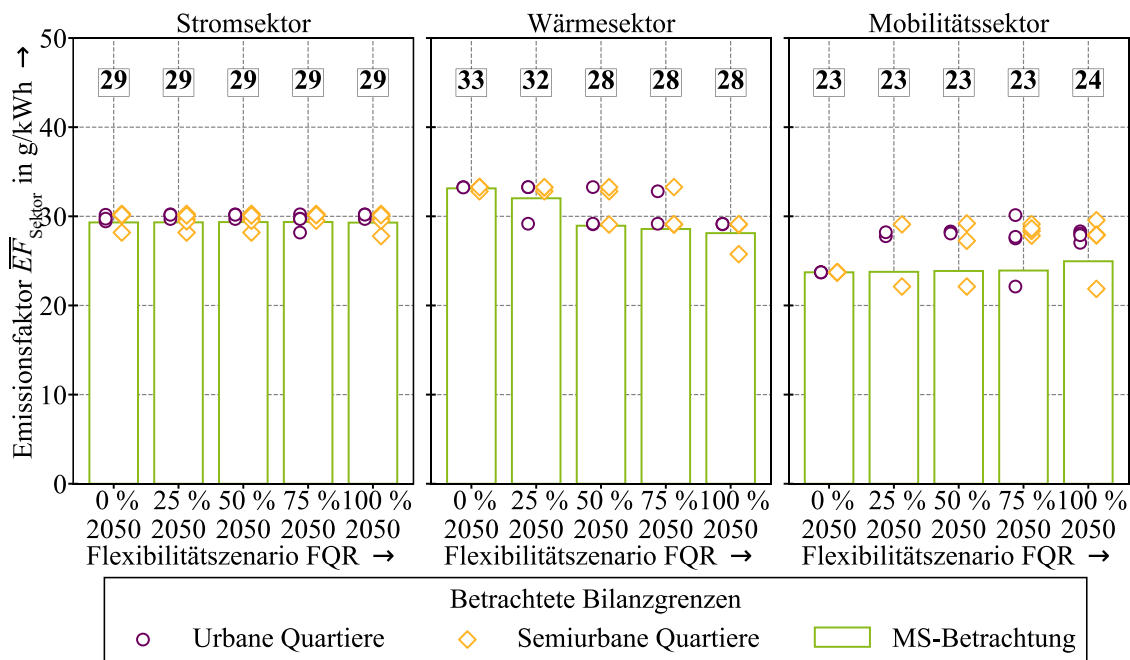


Abbildung 129 THGE bewertet mit \overline{EF} für das Jahr 2050, abhängig von der FQR

Bei der Betrachtung der mittleren Grenzkosten \overline{GK} fällt auf, dass die $\overline{GK}_{\text{Strom}}$ keine Sensitivität mit der FQR aufweisen. Dies ist im oberen Diagramm in Abbildung 130 dargestellt. Dieser Umstand lässt sich mit der deutlich geringeren Leistung erklären, die schlecht auf Zeitabschnitte mit geringen Preisblöcken verteilt werden kann. Anders sieht dies bereits im Wärmesektor aus.

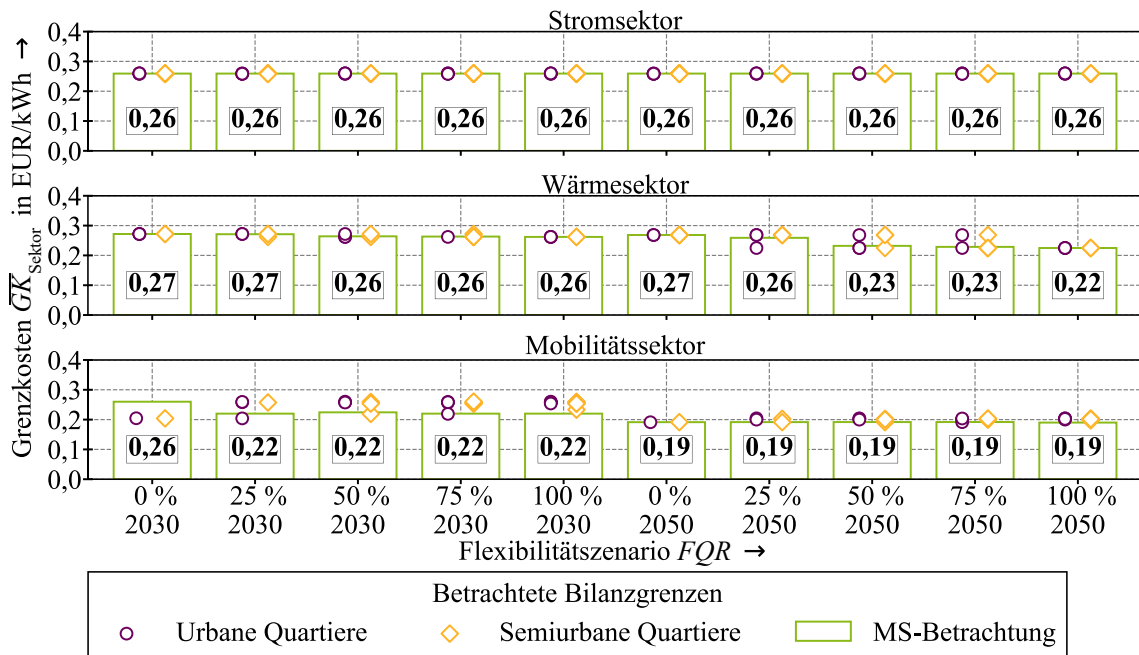


Abbildung 130 Grenzkosten \overline{GK} abhängig von der Anzahl der flexiblen Quartiere (FQR)

Im Jahr 2030 ergeben sich hier noch geringere Reduktion auf $\overline{GK}_{\text{Wärme}} = 0,26$ EUR/kWh. Im Jahr 2050 hingegen können die $\overline{GK}_{\text{Wärme}}$ auf ungefähr $\overline{GK}_{\text{Wärme}} = 0,22$ EUR/kWh minimiert werden. Ähnliches zeigt sich im Mobilitätssektor. Die $\overline{GK}_{\text{Mobilität}}$ der eKfz befinden sich im Jahr 2020 im Bereich $\overline{GK}_{\text{Mobilität}} = 0,26$ EUR/kWh und können durch Flexibilisierung auf ca. $\overline{GK}_{\text{Mobilität}} = 0,22$ EUR/kWh reduziert werden. Im Jahr 2050 reduzieren sich die $\overline{GK}_{\text{Mobilität}}$ weiter auf bis zu $\overline{GK}_{\text{Mobilität}} = 0,19$ EUR/kWh. In Bezug auf den \overline{GK} zeigt sich in Abbildung 130 kein zusätzlicher Effekt wie noch bei der Autarkie. Dies ist mit dem geringen lokale DEA-Leistung zu erklären, wodurch sich keine messbaren Effekte in Bezug auf Kostenreduzierung einstellen kann. Bei Betrachtung der verschiedenen Bilanzgrenzen weisen die semiurbanen Quartiere (gelben Rauten) geringere \overline{GK} als die urbanen Quartiere (pflaumenfarbigen Kreisen) ab.

Auf Basis der \overline{GK} aus den verschiedenen Sektoren können im letzten Schritt die KW und die $LCoE$ (s. Formel (70) und (72)) berechnet werden. Dies wird für alle FQR -Stufen jahresübergreifend von 2020 bis 2050 vorgenommen. Die Kostenannahmen für die Flexibilisierung sind in Tabelle 29 im Anhang dargestellt (Abschnitt 11.6.1). Für die Auswertung wird der Zeitraum von 2020 bis 2050 zugrunde gelegt. Die fixen Kosten werden in Form des Smart-Meters, der Steuerbox sowie der Montagekosten berücksichtigt. Des Weiteren wird eine Jahrespauschale K_{Fj} (abgebildet als Teilfixkosten) angenommen, zu der unter anderem die jährlich anfallenden Wartungskosten gehören. Die Auswertung der einzelnen FQR ist in Abbildung 131 dargestellt. Wenn die Senkung der \overline{GK} die Investitionen übersteigt, kann sich eine Flexibilisierung sowohl bezogen auf die $LCoE$ als auch beim KW lohnen. Dies ist in beiden Fällen bei einem FQR von 25% und 50% zu beobachten. Darüber hinaus zeigt sich ein sinkender KW . Dies liegt an den stagnierenden \overline{GK} (da die Flexibilitätsoptionen mit dem verbleibenden Verschiebungspotenzial die Kosten durch lokale DEA und Marktpreise nicht mehr reduzieren können) und den erhöhten Investitionskosten I_0 . Da

I_0 . nicht mehr von geringeren \overline{GK} kompensiert werden kann, resultiert ein erhöhter KW wie in Abbildung 131 (rechts) zu sehen ist. Daraus resultieren dann steigende $LCoE$ und die teils negative KW . Da sich insbesondere bei den eKfz und die WP deutlich niedrigere $LCoE$ und positivere KW aufweisen, kann aus diesen Ergebnissen geschlossen werden, dass zum einen die Sektorenkopplung zur Optimierung einer ökonomischen Bewirtschaftung eines Portfolios geeignet ist, wenn sich genug Quartiers- und Spot-Markt-Effekte ausnutzen lassen (s. Abschnitt 3.6.5). Zum anderen aber reicht im Stromsektor der Effekt der Flexibilisierung nicht aus. Dies zeigt auch die Sensitivität im ökologischen Bereich. Hier ist ebenfalls der Effekt als zu gering zu bewerten, als dass sich eine Flexibilisierung des Stromsektors auf diesem Weg lohnen würde.

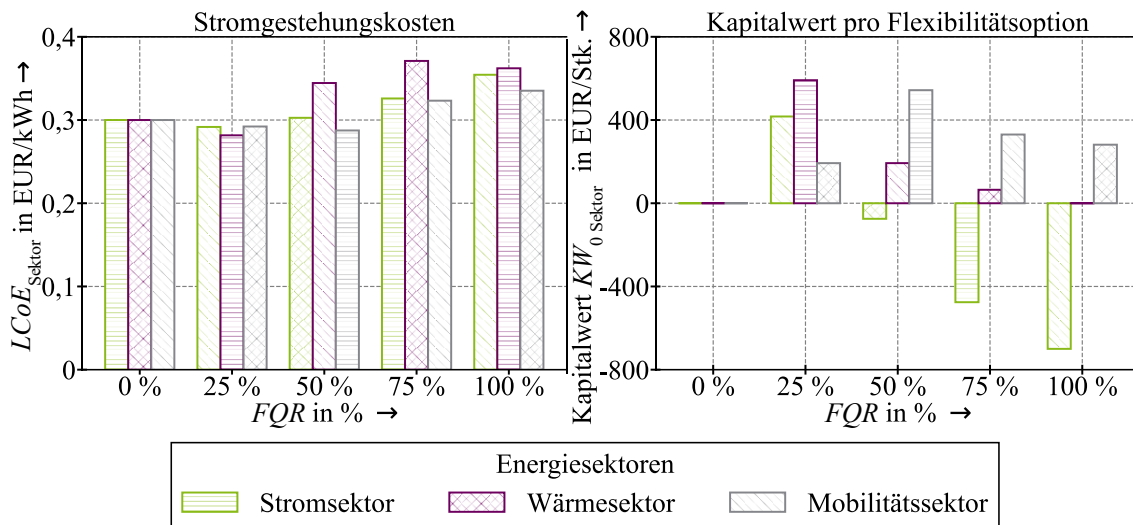


Abbildung 131 Strombereitstellungskosten $LCoE$ und Kapitalwerte KW für die Flexibilitätsoptionen

6.4.2.3 Sensitivitätsanalyse – Anzahl der flexiblen Einspeiseanlagen

Bei der Variation der Anzahl der flexiblen Einspeisungen (dies sind BHKW die entweder Gasbetrieben oder mittels Wasserstoffes betrieben werden) anhand des Parameters FRR wird in allen Energiequartieren stückweise die flexible Einspeisung erhöht. Die entsprechenden Dauerlinien für das Ausbauszenario 2030 und 2050 werden in Abbildung 132 dargestellt. Hierbei wird eine ausschließlich ökonomische Optimierung durchgeführt, die sonstigen Prämissen entsprechen den Szenarien wie sie in Abschnitt 6.2.2.4 vorgestellt wurden. Im Jahr 2050 können durch Erhöhung der flexiblen Einspeisung Rückspeisungen erreicht werden. Dies macht ca. 14 % der Zeit für ein $FRR = 20\%$ aus, bei einem $FRR = 5\%$ hingegen 13 %. Die Spitzenlast kann bereits im Jahr 2030 deutlich, von $P = 1,9\text{ MW}$ auf $P = 1,6\text{ MW}$ reduziert werden. Dies ist eine Reduktion von 21 % mit einem FRR von 20 %. Im Jahr 2050 bei einem $FRR = 20\%$ sinkt die Spitzenlast von $P = 2\text{ MW}$ auf $P = 1,6\text{ MW}$ was einer Reduktion von 23 % entspricht. Insgesamt kann der Verlauf nach unten verschoben werden. Im Jahr 2050 mit deutlicherem DEA-Ausbau und der flexiblen DEA kann öfter eine Spannungsebene nach oben gespeist werden wie in Abbildung 132 zu sehen.

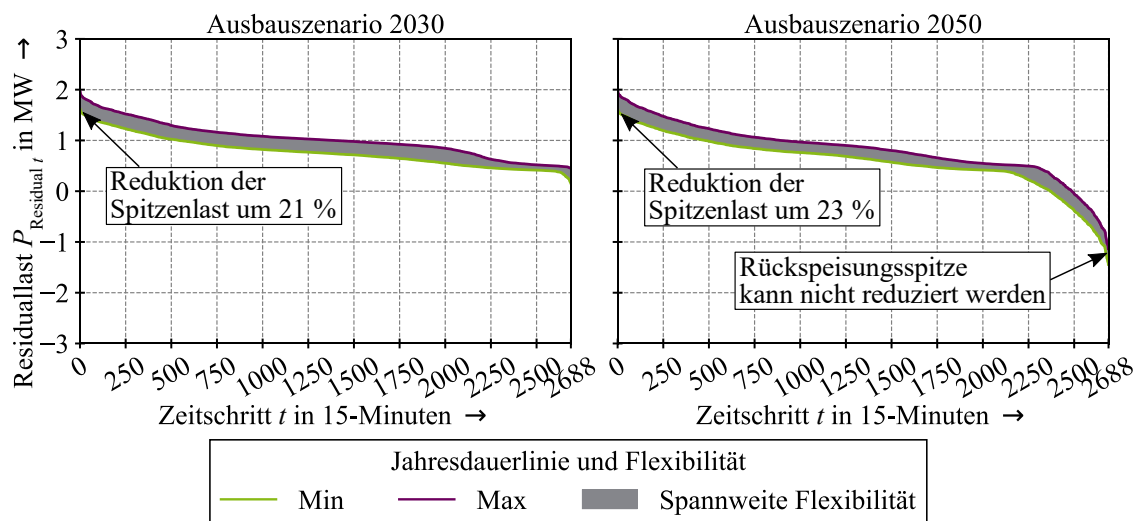


Abbildung 132 Dauerlinie der Residuallast für die Mittelspannung mit flexiblen Einspeisern (2030, 2050)

Aus der flexiblen erbrachten positiven Energie durch die BHKW ergeben sich auch entsprechende $A_{Sektor,t}$. Auch hier wird wieder für jeden Zeitschritt $A_{Sektor,t}$ berechnet und hieraus dann der Mittelwert \bar{A}_{Sektor} ermittelt. Diese unterscheiden sich je Sektor und sind zudem abhängig von der Kennzahl FRR . Im Stromsektor ergibt sich im Jahr 2030 mit einer $FRR = 20\%$ eine $\bar{A}_{Strom} = 32\%$. Mit einem $FRR = 0\%$ liegt der Wert bei $\bar{A}_{Strom} = 0,5\%$. Im Jahr 2050 ergibt sich eine Erhöhung der Autarkie von $\bar{A}_{Strom} = 32\%$ auf $\bar{A}_{Strom} = 45\%$, wenn die FRR mit 20 % maximiert wird. Anhand der Abbildung 133 der einzelnen Energiequartiere kann zwischen denjenigen, die eine deutlich geringere, und denjenigen, die eine deutlich höhere \bar{A}_{Strom} haben, differenziert werden. Dies ist anhand der einzelnen eingezeichneten Quartiere zu erkennen. Hierbei ergeben sich das insbesondere die semiurbanen Quartiere (gelbe Rauten) ein höheres Potenzial aufweisen als die urbanen Quartiere (pflaumenfarbige Kreise). In Abbildung 133 kann beobachtet werden,

dass die Gesamtautarkie (MS-Betrachtung) nicht zwingend der (Leistungs-)gewichtete Mittelwert der \bar{A}_{Strom} der einzelnen Energiequartiere ist. Es ergibt sich über die MS-Ebene ein energetisch bilanzieller (und physikalischer) Ausgleich, wodurch sich die Gesamtautarkie deutlich von den einzelnen \bar{A}_{Strom} unterscheidet. Dieser Effekt ist beispielsweise im Jahr 2050 zu beobachten, bei einer FRR von 20 %, ergeben sich viele Energiequartiere, die über eine deutlich geringere \bar{A}_{Strom} verfügen als $\bar{A}_{\text{Strom}} = 45$ %. Der Wärmesektor verhält sich analog bei der Betrachtung der flexiblen Quartiere und erreicht im Jahr 2030 eine $\bar{A}_{\text{Wärme}}$ von $\bar{A}_{\text{Wärme}} = 20$ % und im Jahr 2050 bis zu $\bar{A}_{\text{Wärme}} = 27$ %. Der Mobilitätssektor zeigt das größte Potenzial mit bis zu $\bar{A}_{\text{Mobilität}} = 74$ %.

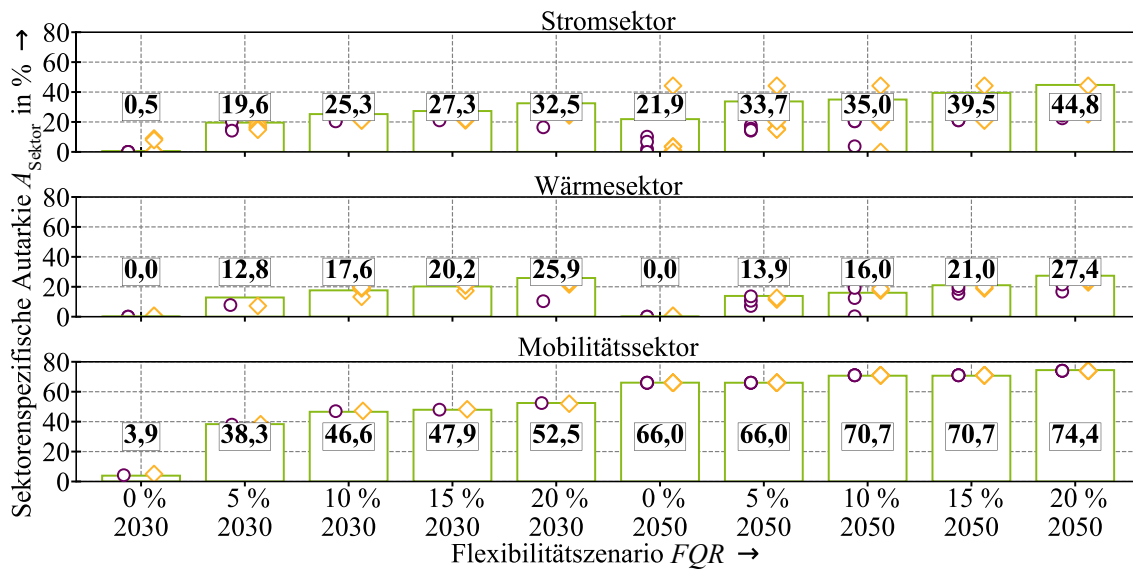


Abbildung 133 Autarkiegrade \bar{A}_{Sektor} , abhängig von der Anzahl der flexiblen Einspeisung (FRR)

Im Weiteren werden die THGE untersucht, die \overline{EF} der einzelnen Sektoren für das Jahr 2030 sind in Abbildung 134 dargestellt. Im Stromsektor ergeben sich durch eine Erhöhung der FRR kaum messbare Effekte. Hingegen zeigt sich für die Sektoren Wärme und Mobilität ein deutlicher Effekt auf die $\overline{EF}_{\text{Wärme}}$ und $\overline{EF}_{\text{Mobilität}}$ durch die Erhöhung des FRR . Im Wärmesektor gibt es eine Reduktion des $\overline{EF}_{\text{Wärme}}$ von $\overline{EF}_{\text{Wärme}} = 357$ g/kWh auf $\overline{EF}_{\text{Wärme}} = 334$ g/kWh. Dies ist eine Reduktion von 7 %. Die Volatilität zwischen den einzelnen Energiequartieren ist geringer als noch bei der Autarkie-Auswertung. Hingegen unterscheiden sich die einzelnen Energiequartiere im Mobilitätssektor deutlicher. Hier ist eine Optimierung der $\overline{EF}_{\text{Mobilität}}$ von $\overline{EF}_{\text{Mobilität}} = 316$ g/kWh auf $\overline{EF}_{\text{Mobilität}} = 227$ g/kWh festzustellen. Dies entspricht einem Rückgang von 28 %. Die Minimierung im Mobilitätssektor lässt sich mit den kürzeren Ladezyklen und in diesen Zeitbereichen hohen $EF_{n,t}$ erklären. Interessant ist zu beobachten, dass sich im Mobilitätssektor erst bei einem $FRR = 10$ % eine Reduktion von $\overline{EF}_{\text{Mobilität}}$ ergibt. Dies hängt mit der hohen Leistung der eKfz und der nicht ausreichenden Leistung der BHKW-Einspeisung (unter $FRR = 10$ %) zusammen. Allerdings wird ab einem bestimmten Punkt die BHKW-Leistung ausreichend, um die eKfz mit Energie zu versorgen, wodurch sich dann eine Reduktion ergibt. Dies lässt sich allerdings nicht auf höhere Stufen von $FRR = 10$ % skalieren. Der Mittelwert $\overline{EF}_{\text{Mobilität}}$ kann durch die Einspeisung des BHKW optimiert und reduziert werden.

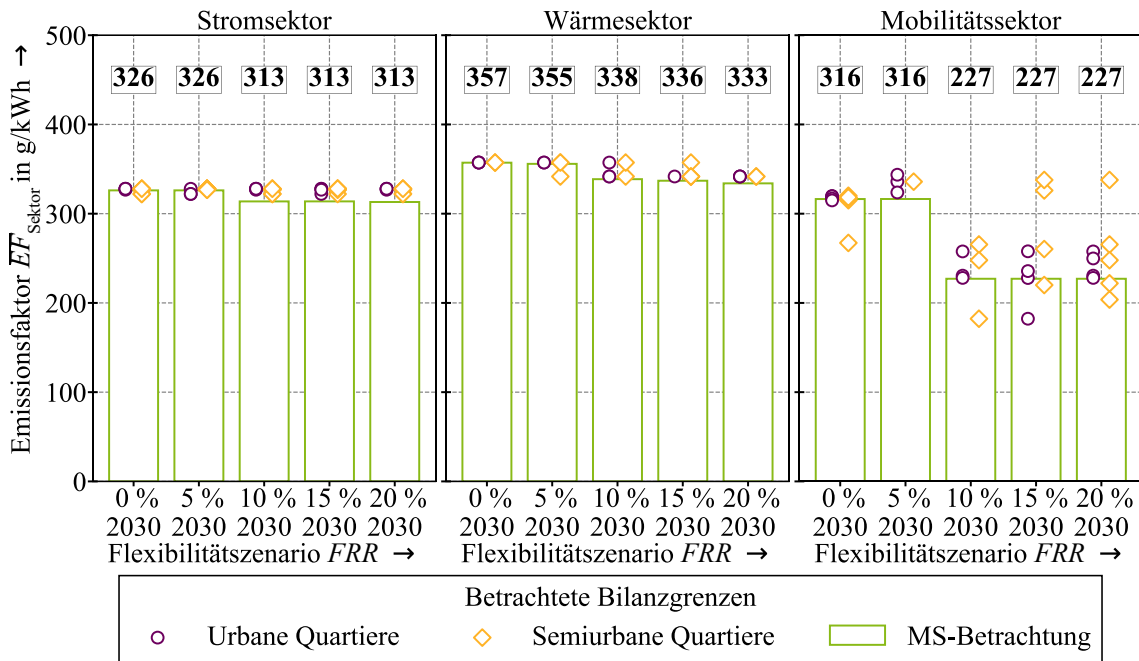


Abbildung 134 THGE bewertet mit \overline{EF} für das Jahr 2030, abhängig von der FRR

Als Vergleich hierzu zeigt sich im Jahr 2050 wieder ein anderes Bild. Da der Strommix im Jahr 2050 schon deutlich THGE-optimierter ist, sind in allen drei Sektoren keinerlei Effekte zu erkennen. Im Gegensatz zur Flexibilisierung der Lasten in Abschnitt 6.4.2.2 konnte der Wärmesektor noch optimiert werden. Dies ist durch eine Erhöhung der FRR nicht möglich. Auch die einzelnen Energiequartiere zeigen nur geringe Sensitivitäten, wobei in den urbanen im Vergleich zu den semiurbanen Energiequartieren noch die größten Effekte, insbesondere im Mobilitätssektor mit der Kennzahl $\overline{EF}_{\text{Mobilität}}$ nachzuweisen sind.

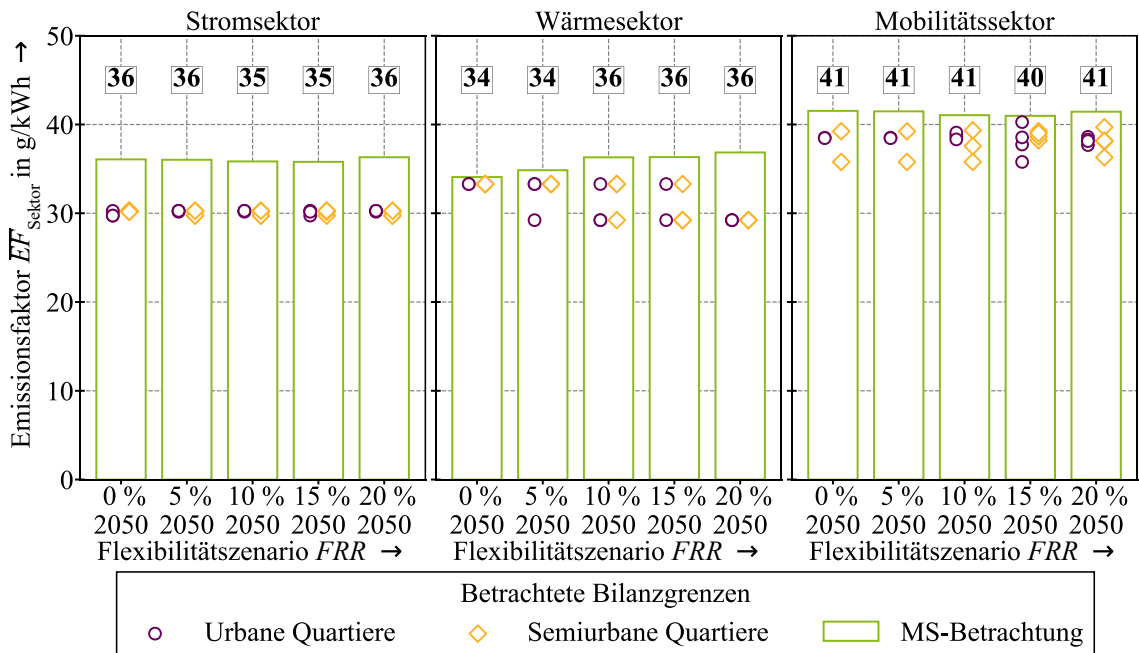


Abbildung 135 THGE bewertet mit \overline{EF} für das Jahr 2050, abhängig von der FRR

Im Weiteren werden die ökonomischen Aspekte analysiert, hierzu werden wieder zunächst die Grenzkosten analysiert (Kennzahl \overline{GK}). Diese wird im Anschluss genutzt, um den LCoE und die

KW für die verschiedenen FRR zu kalkulieren. Die Grenzkosten \overline{GK} sind in Abbildung 136 dargestellt. Im Stromsektor konnte keinerlei Effekt auf die $\overline{GK}_{\text{Strom}}$ ermittelt werden.

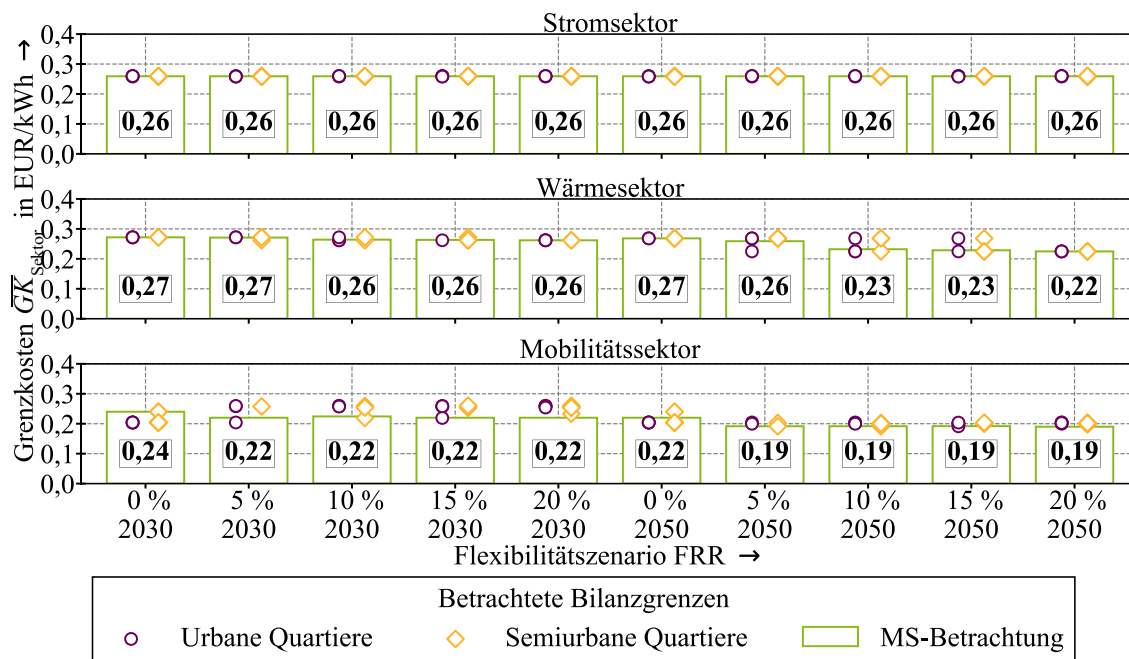


Abbildung 136 Grenzkosten, abhängig von der Anzahl der flexiblen Einspeiser (FRR)

Anders sieht dies im Wärmesektor aus. Hier ergibt sich im Jahr 2030 eine geringe Reduktion von $\overline{GK}_{\text{Strom}} = 0,27$ EUR/kWh auf $\overline{GK}_{\text{Strom}} = 0,26$ EUR/kWh ab einem FRR von 10 %. Im Jahr 2050 ist dann ein stärkerer Effekt auf die $\overline{GK}_{\text{Wärme}}$ feststellbar. Bei FRR = 0 % ergeben sich $\overline{GK}_{\text{Wärme}} = 0,27$ EUR/kWh. Mit einer Erhöhung des FRR auf 5 %, sinken diese auf $\overline{GK}_{\text{Wärme}} = 0,26$ EUR/kWh was eine Senkung um 4 % bedeutet. Mit einer weiteren Erhöhung des FRR auf 10 % gehen die $\overline{GK}_{\text{Wärme}}$ auf $\overline{GK}_{\text{Wärme}} = 0,23$ EUR/kWh zurück, was bezogen auf FRR=0 % eine Reduktion von 19 % entspricht. Der Mobilitätssektor kann durch einen generellen Zubau der DEA dies mehr gewinnen als durch die eigentliche Flexibilisierung. So hat die Erhöhung der FRR hier nur geringe Effekte.

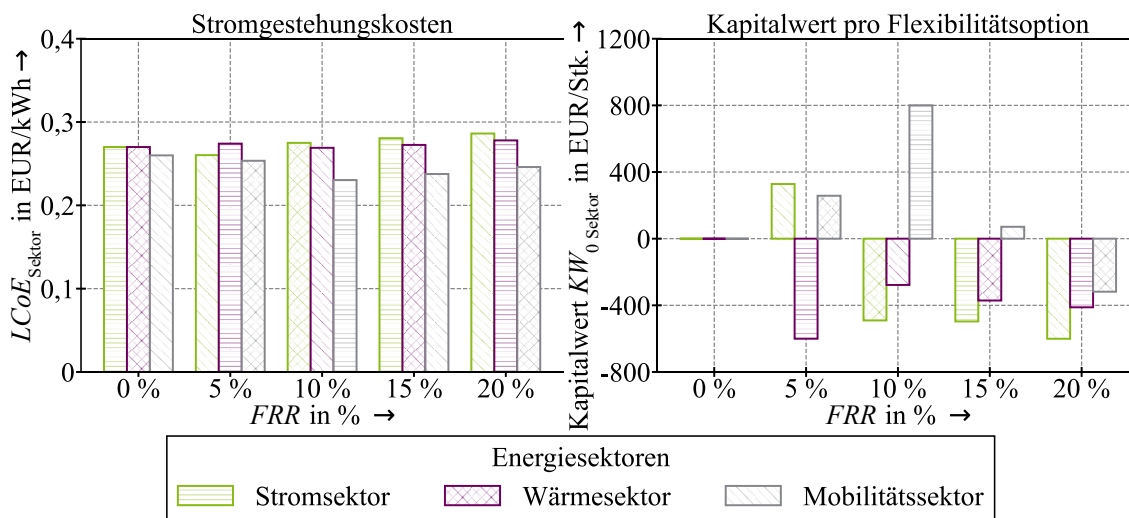


Abbildung 137 Strombereitstellungskosten LCoE und Kapitalwerte KW für die Flexibilitätsoptionen

Im Weiteren werden die \overline{GK} für die die Wirtschaftlichkeitsberechnung, bei Erhöhung der FRR genutzt. Dies ist in Form der $LCoE$ und des KW in Abbildung 137 dargestellt. Bei der Betrachtung wurden die Investitionskosten nach der abgenommenen elektrischen Arbeit gewichtet verteilt. Dies ist der Grund, warum die eKfz trotz hohen \overline{GK} im KW sich als wirtschaftliche Option herausstellen. Es fällt im Allgemeinen auf, dass nur geringe FRR (bis maximal 10 %) wirtschaftlich sind. Dies lässt sich mit den Volllaststunden der BHKW erklären, die für einen wirtschaftlichen Betrieb möglichst hoch sein müssen. Bei zu groß dimensionierten BHKW ist die Investition deshalb unwirtschaftlich, was sich auch rechts in Abbildung 137 widerspiegelt. Links in Abbildung 137 wird der $LCoE$ dargestellt. Auch hier zeigt sich bei geringen FRR zwischen 5 % und 10 % ein kostensenkender Effekt. Dieser lässt bei höheren FRR jenseits von 10 % aber nach und erzeugt schließlich eine Erhöhung des $LCoE$. Es kann deshalb davon ausgegangen werden, dass ein FRR von mehr als 10 % weder ökonomisch noch ökologisch sinnvoll ist.

6.4.2.4 Sensitivitätsanalyse – Anzahl der flexiblen Batteriespeicher

Bei der Variation der BS anhand des Parameters SPR wird in allen Energiequartieren stückweise die flexible Kapazität der Batteriespeicher erhöht. Die entsprechenden Dauerlinien für das Ausbauszenarien 2030 und 2050 werden in Abbildung 138 dargestellt. Im Jahr 2030 ergeben sich mit Erhöhung der flexiblen Speicher weiterhin keine Rückspeisungen. Die Spitzenlast kann im Jahr 2030 nur minimal reduziert werden (unter 1 %). Die negative Spitzenlast kann hingegen von $P = 0,458$ MW auf $P = 0,22$ MW reduziert werden, dies entspricht eine Reduktion um 50 %. Diese Reduktion kann allerdings nicht netzplanerisch genutzt werden, da die positive Spitzenlast maßgeblich ist. Nützlich könnte dies allerdings für die lokale Energieversorgung sein. Im Jahr 2050 verringert sich dieser Effekt und die Einspeisespitze kann nicht mehr reduziert werden, dies liegt vor allem an der erhöhten Last im Wärme- und Mobilitätssektor. Insgesamt kann der Verlauf der Dauerlinie etwas nach unten verschoben werden. Die eingespeiste Energie kann allerdings besser lokal genutzt werden, im Jahr 2050 kann die Rückgespeiste Zeitdauer von 8 % der Zeit auf 1 % der Zeit reduziert werden mit einer Erhöhung der SPR auf 100 %.

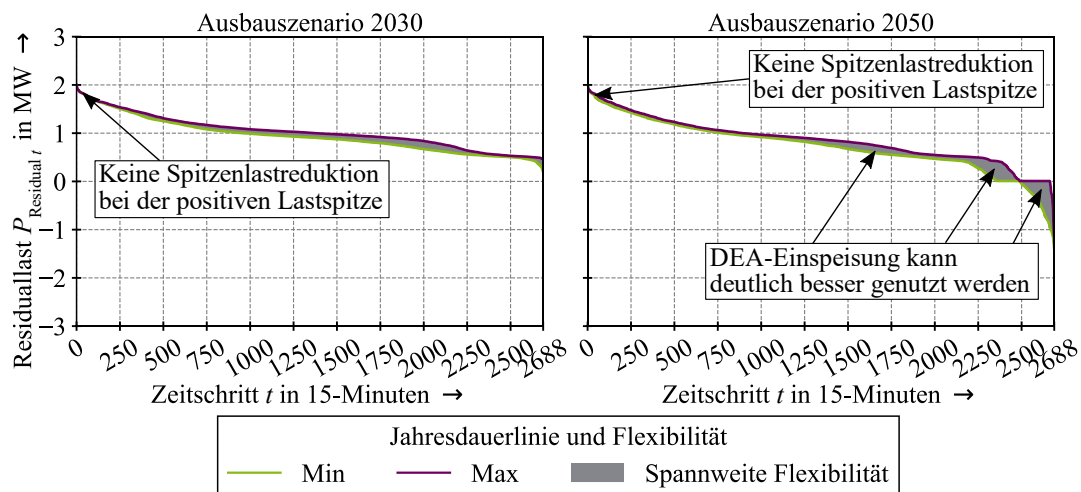


Abbildung 138 Dauerlinie der Residuallast für die Mittelspannung mit flexiblen Speichern (2030, 2050)

Dies wird im Weiteren mit der A_{Sektor} analysiert welche Sektoren hieraus maßgeblich profitieren. Die \bar{A}_{Sektor} für die verschiedenen Sektoren und SPR sind in Abbildung 139 dargestellt. Es zeigt sich ein geringer Effekt der BS auf die \bar{A}_{Sektor} im Stromsektor. Im Jahr 2030, zeigt sich durch die Erhöhung der SPR nur ein sehr geringer Effekt, die \bar{A}_{Strom} erreicht $\bar{A}_{\text{Strom}} = 8,7 \%$. Dies ist insbesondere durch die geringe DEA-Dichte zu erklären. Während die verbleibende Energiemenge, die noch von den BS gespeichert werden kann, nicht groß genug ist um die A_{Strom} signifikant zu erhöhen. Also der Großteil der Energie wird direkt verbraucht. Ähnliches zeigt sich im Wärmesektor. Hier ist die Steigerung der $\bar{A}_{\text{Wärme}}$ noch geringer und mit einem SPR von 100 % wird eine $\bar{A}_{\text{Wärme}}$ von lediglich $\bar{A}_{\text{Wärme}} = 2 \%$ erreicht. Im Mobilitätssektor ist ein deutlicher größerer Effekt vorhanden; aber auch hier erreichen die $A_{\text{Mobilität}}$ lediglich einen Wert von ca. $\bar{A}_{\text{Wärme}} = 17 \%$ bei einem SPR von 100 %. Der Ausbau der DEA bis 2050 verfügt über einen deutlich höheren Effekt. Bei einem SPR von 0 % steigt die \bar{A}_{Strom} im Stromsektor auf ca. $\bar{A}_{\text{Strom}} = 24 \%$, mit einer Maximierung des SPR auf 100 % erreicht A_{Strom} sogar $\bar{A}_{\text{Strom}} = 28 \%$. Der Wärmesektor realisiert noch deutlich geringere $A_{\text{Wärme}}$ und kann im Jahr 2050 nur eine $A_{\text{Wärme}}$ von ca. $\bar{A}_{\text{Strom}} = 11 \%$ bei einem SPR von 100 % erreichen. Der Mobilitätssektor hingegen profitiert wieder deutlich am signifikantesten von einem hohen SPR . Er kann, bezogen auf das Jahr 2050, die $A_{\text{Mobilität}}$ von $A_{\text{Mobilität}} = 25 \%$ auf $A_{\text{Mobilität}} = 51 \%$ verdoppeln.

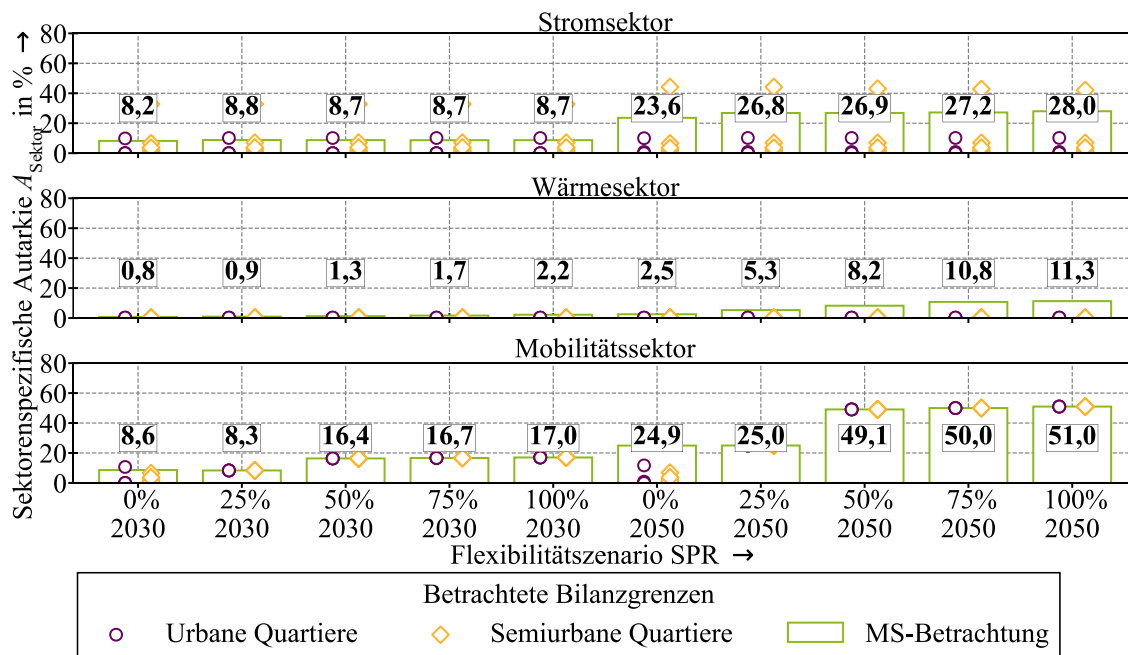


Abbildung 139 Autarkiegrade A_{Sektor} , abhängig von der Anzahl der flexiblen Speicher (SPR)

Die Analyse der THGE wird mit der Kennzahl \bar{EF} analysiert, diese sind in Abbildung 140 dargestellt. Es zeigt sich, dass im Jahr 2030 für die \bar{EF} kein Effekt identifizierbar ist. Lediglich unterschiedliche Niveaus der \bar{EF} existieren. Dabei ist der Mobilitätssektor mit $\bar{EF}_{\text{Mobilität}} = 262 \text{ g/kWh}$ am geringsten ausgeprägt. Der Stromsektor besitzt ein $\bar{EF}_{\text{Strom}} = 313 \text{ g/kWh}$ und der Wärmesektor einen noch höhere $\bar{EF}_{\text{Wärme}} = 357 \text{ g/kWh}$.

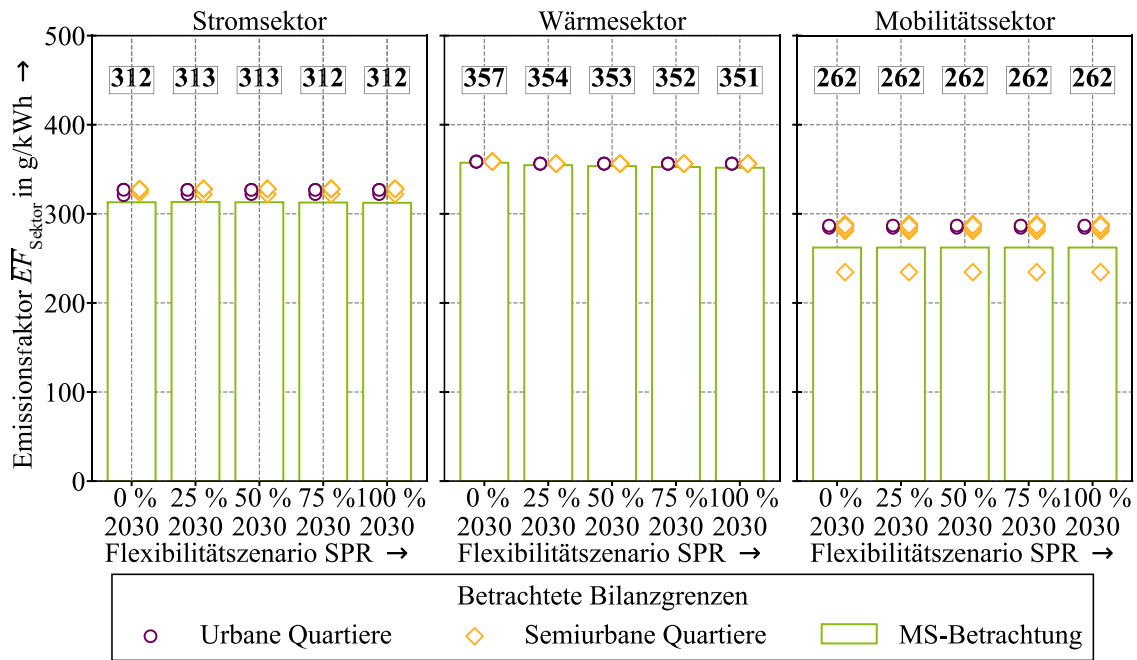


Abbildung 140 THGE bewertet mit \overline{EF} für das Jahr 2030, abhängig von der SPR

Die Gründe für den nicht vorhandenen Effekt sind eine zu niedrige eingespeiste Leistung der DEA und das damit verbundene zu niedrige Potenzial, um die \overline{EF} reduzieren zu können. Anders sehen die Senkungspotenziale des \overline{EF} im Jahr 2050 aus. Diese sind in Abbildung 141 dargestellt. Dabei weist der Mobilitätssektor eine Reduzierung von $\overline{EF}_{\text{Mobilität}} = 40 \text{ g/kWh}$ auf $\overline{EF}_{\text{Mobilität}} = 36 \text{ g/kWh}$ bei einer SPR von 100 % auf. Dies entspricht einem Rückgang von 10 %. In den anderen beiden Sektoren ergeben sich aber niedrigere Potenziale. Im Stromsektor besteht nur eine sehr geringe Senkung und das auch nur bei einzelnen Energiequartieren. Im Wärmesektor sinkt die $\overline{EF}_{\text{Wärme}}$ von $\overline{EF}_{\text{Wärme}} = 34 \text{ kg/kWh}$ auf $\overline{EF}_{\text{Wärme}} = 32 \text{ kg/kWh}$, was einem Rückgang von 6 % entspricht. Es zeigt sich, dass mit einem ausreichenden DEA-Ausbau im Energiequartier durch die BS eine THGE-Reduktion möglich ist. Es kann festgehalten werden, solange die PV-Leistung nicht hoch genug im Energiequartier ist, ergibt sich durch BS keine messbare EF -Reduktion. Dies ist genau umgekehrt zu den BHKW, in der vorherigen Auswertung (s. Abschnitt 6.4.2.3), hier können BHKW solange eine EF -Reduktion ermöglichen, solange sich nur ein geringer PVA-Ausbau ergibt. Die liegt zum einen daran, dass BS ausreichend PVA-Einspeisung benötigen, um signifikant eine EF -Reduktion zu ermöglichen und zum anderen daran, dass BHKW im Jahr 2050 keine niedrigeren EF mehr besitzen als der Außenbezug des Netzes. Damit wird also kurzfristig durch BHKW ein höherer Effekt auf den EF haben und langfristig wird der Ausbau von BS den größeren Effekt haben.

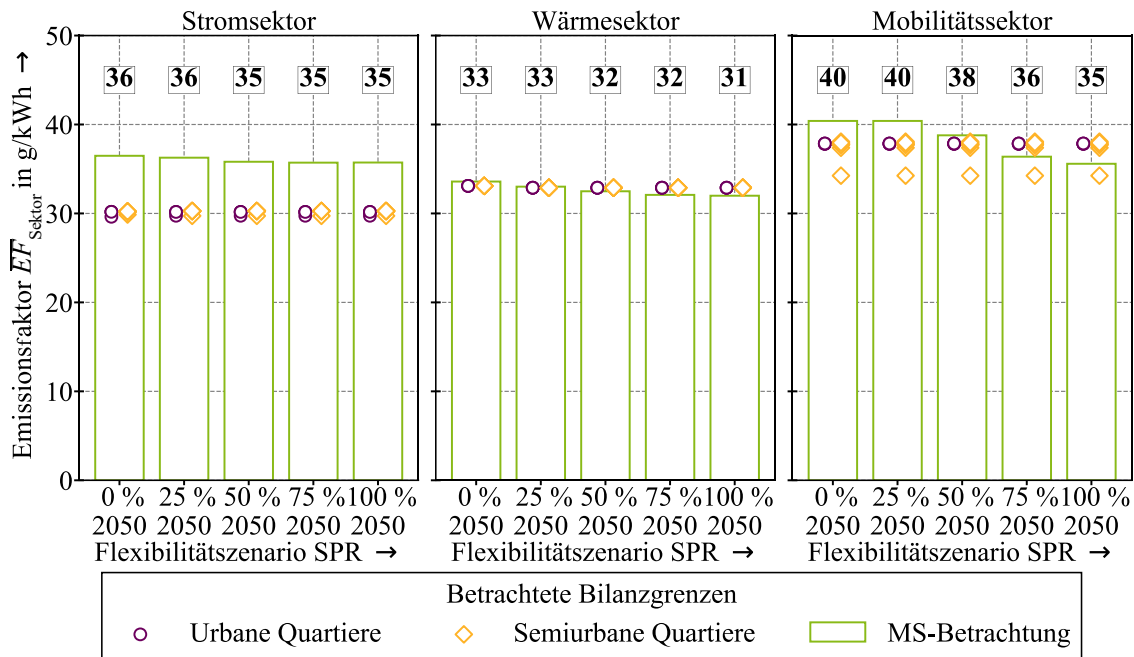


Abbildung 141 THGE bewertet mit \overline{EF} für das Jahr 2050, abhängig von der SPR

Ähnliches liegt bei den \overline{GK} vor. Auch hier kommen abhängig vom Sektor unterschiedlich hohe Kostensenkungseffekte vor. Diese sind in Abbildung 142 dargestellt. Es zeigen sich Reduktionen des $\overline{GK}_{\text{Strom}}$ von $\overline{GK}_{\text{Strom}} = 0,26 \text{ EUR/kWh}$ auf $\overline{GK}_{\text{Strom}} = 0,21 \text{ EUR/kWh}$ im Jahr 2030, was einer Minimierung um 20 % entspricht.

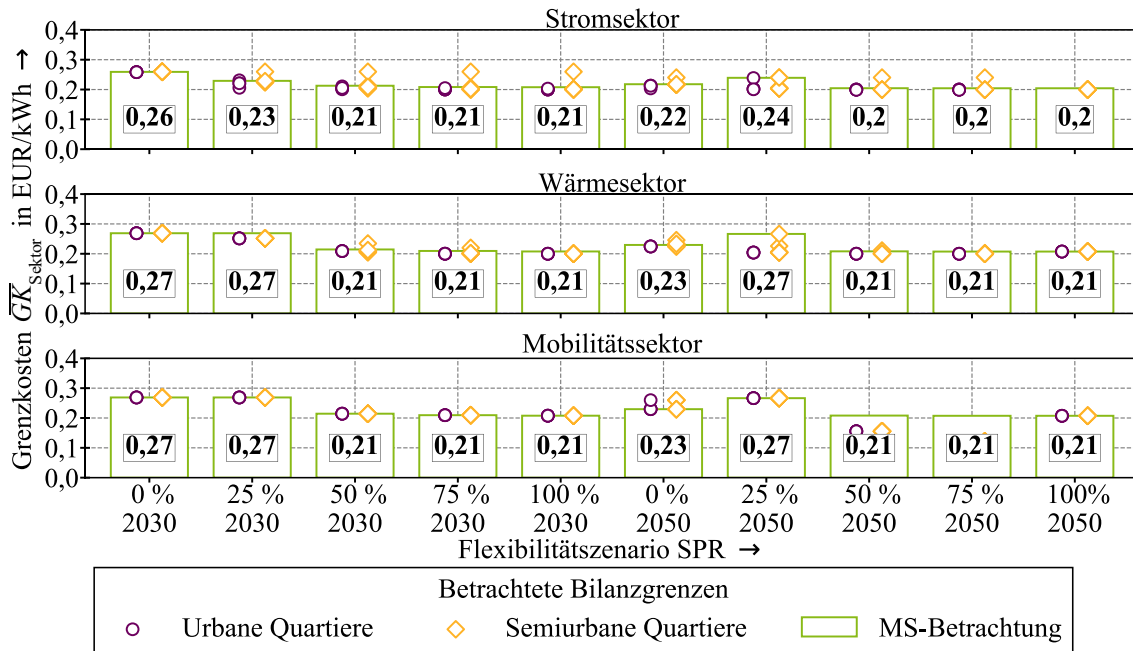


Abbildung 142 Grenzkosten, abhängig von der Anzahl der flexiblen Speicher (SPR)

Die weitere Reduktion erfolgt im Jahr 2050 insbesondere durch den weiteren Ausbau der DEA und die damit verbundene weitere Preissenkung in den $\overline{GK}_{\text{Strom}}$ auf $\overline{GK}_{\text{Strom}} = 0,2 \text{ EUR/kWh}$ (23 %). Im Wärmesektor ist ebenfalls eine $\overline{GK}_{\text{Wärme}}$ -Senkung von $\overline{GK}_{\text{Strom}} = 0,27 \text{ EUR/kWh}$ auf $\overline{GK}_{\text{Strom}} = 0,21 \text{ EUR/kWh}$ festzustellen (22 %). Auch hier fällt auf, dass die Senkung bei ca.

SPR =50 % ihr Minimum besitzt. Diese ist ebenfalls im Jahr 2050 zu beobachten, da die Grünen Balken ab 50% nicht mehr sinken. Dies liegt an den im Verhältnis zu der PVA-Leistung der zu hohen Speicherkapazität. Die Kostensenkungspotenziale der PVA können in diesem Anwendungsfall bereits ohne die BS genutzt werden, weswegen die Flexibilität der BS zur Kostensenkung nicht mehr benötigt wird. Der Mobilitätssektor verhält sich ähnlich.

Diese Reaktion auf den \overline{GK} fließt auch in die Analyse der $LCoE$ und den KW in Abbildung 143 ein. Dabei zeigen sich, dass sich mit steigender SPR bis zu 50 % sinkende $LCoE$ und steigende KW . Darüber hinaus geht ein weiterer Ausbau der BS mit sinkenden KW einher, was ökonomisch nicht vertretbar ist. Der sich sinkende ökonomische Mehrwert der BS liegt vor allem an den erhöhten Kapitalkosten und der verringerten Möglichkeit die \overline{GK} der jeweiligen Sektoren zu senken. Es lässt sich hier festhalten, dass erst ab einem deutlich höheren DEA-Ausbau BS ein rentables Geschäftsmodell sind. Vorher können andere Flexibilitätsoptionen einen größeren Mehrwert bieten. Insbesondere ist dies damit begründet, dass genug Lasten im urbanen Umfeld vorhanden sind und zusätzliche flexible Lasten in Form von BS einen zu geringen Mehrwert liefern.

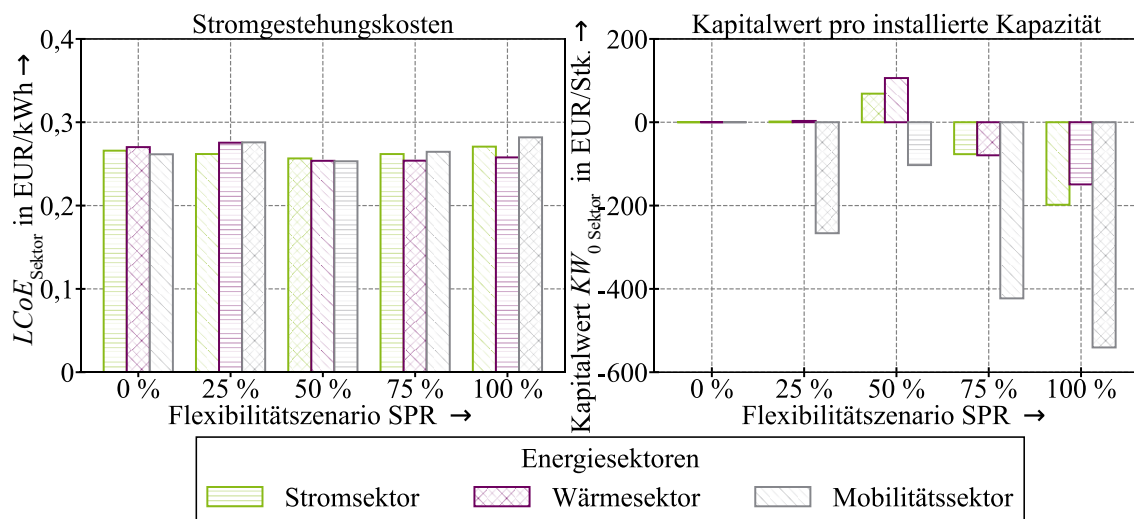


Abbildung 143 Strombereitstellungskosten und Kapitalwerte für die Flexibilitätsoptionen

6.5 Skalierung der Flexibilitätspotenziale auf das gesamte Netzgebiet

Im Weiteren wird auf Basis der einzelnen Netzgebiete eine Hochrechnung des gesamten Flexibilitätspotenzials in Form des RFV_Q für die ganze Stadt Wuppertal und dessen Quartiere vorgenommen, dies erfolgt nach einem ähnlichen Prinzip, wie es bereits in Abschnitt 4.4.3 vorgestellt und in Abschnitt 4.4.4 vorgenommen worden ist. Im Gegensatz zu Abschnitt 4.4.4 wird dies nicht mit Ausstattungsraten, sondern über die SRT hochskaliert, da im Gegensatz zu den Haushaltswaren bei den hier zusätzlich betrachteten Flexibilitätsoptionen auch die Bebauungsstruktur einen relevanten Einfluss auf die Menge der Flexibilität hat. Dies wurde auch bereits in Abschnitt 4.4.3 detailliert erläutert. Das Vorgehen wird in Abbildung 144 in einem Ablaufdiagramm dargestellt.

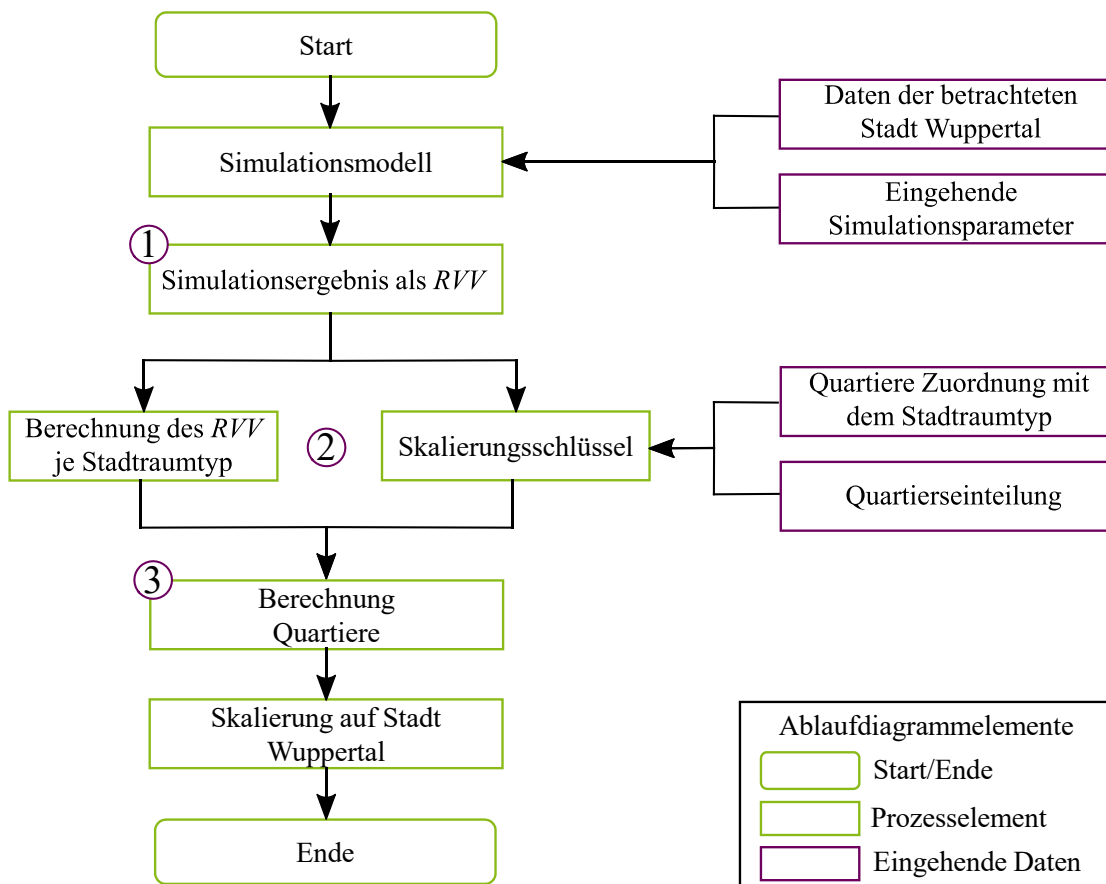


Abbildung 144 Ablaufdiagramm Skalierung Flexibilitätspotenzial auf Stadt Wuppertal über die SRT

Da die Bebauungsstruktur in den jeweiligen SRT relativ homogen verteilt ist, kann der RFV gemäß Schritt (1) und (2) aus der Simulation spezifisch auf die anderen Teilnetzze (die ebenfalls mit den SRT spezifiziert sind), übertragen werden, wie es in Schritt (3) dargestellt ist. Anhand dieser Zahlen wird im nächsten Schritt für jeden SRT das jeweilige Flexibilitätspotenzial RFV_Q errechnet. Dies wird in einem Balkendiagramm in Abbildung 145 sowohl für das Jahr 2030 als auch für das Jahr 2050 dargestellt. Hierbei wurden die SRT 8.1, 8.2 und 8.3 sowie 2.1, 2.2, 3.1 und 3.2 jeweils zusammengefasst. Es zeigt sich erneut der Effekt, dass die Szenarien *SPR* und *FQR* mehr Dynamik mit dem Voranschreiten des Ausbaus (der DEA und der Lasten) erfahren.

Hierbei profitiert das *SPR* besonders durch den erhöhten Ausbau der PVA-Leistung und die damit einhergehenden BS. Das Flexibilitätsszenario *SQR* profitiert hingegen von dem erhöhten eKfz und WP Ausbau, die dann in beiden Szenarien als Flexibilitätsoption genutzt werden können. Aus diesen Zahlen kann im nächsten Schritt in Kombination mit den SRT für jedes Quartier in dem Versorgungsgebiet der Stadt Wuppertal das Flexibilitätspotenzial hochgerechnet werden.

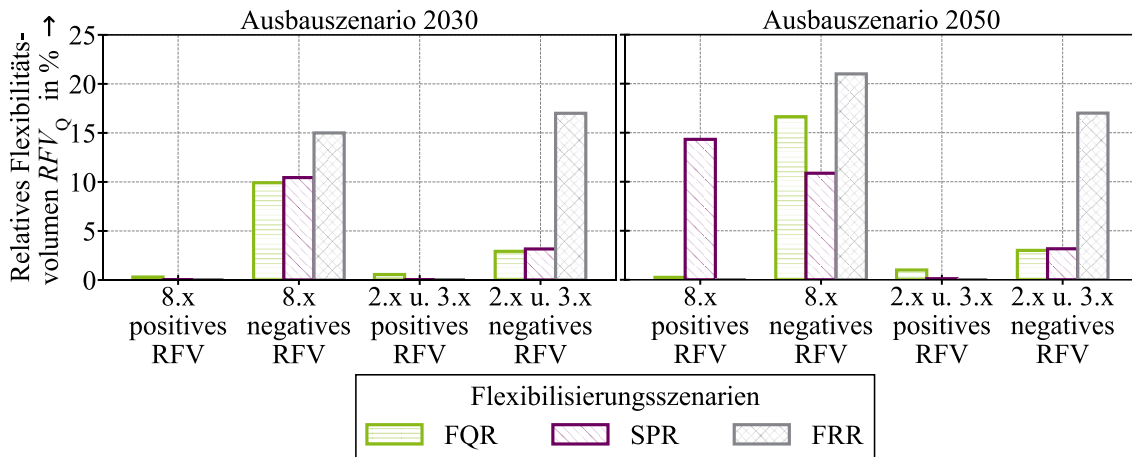
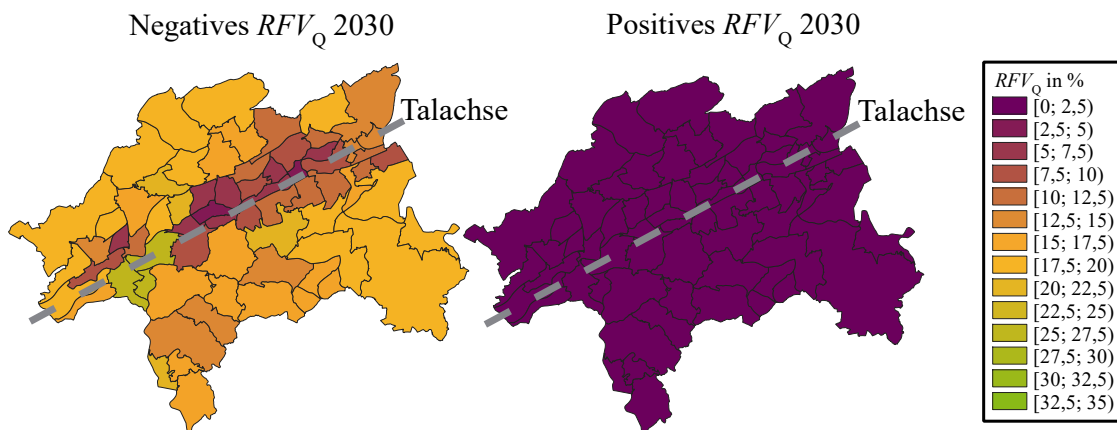
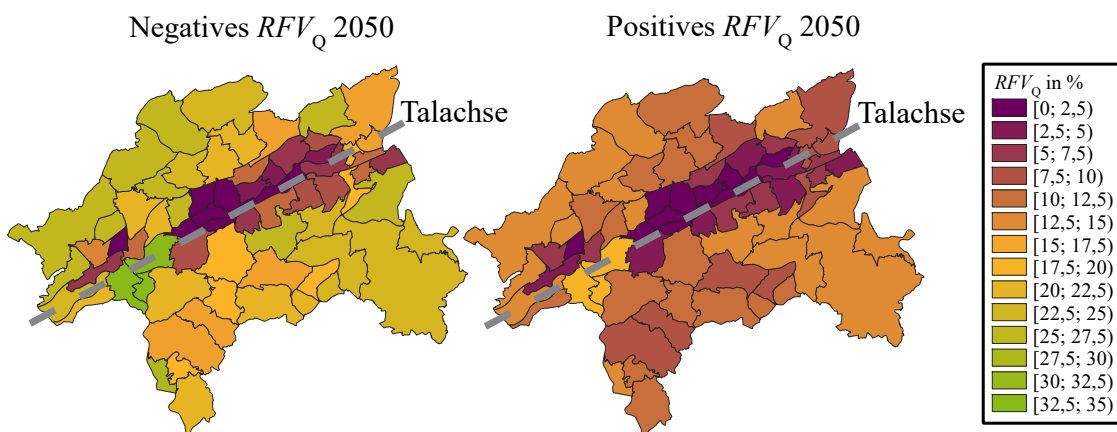


Abbildung 145 Flexibilitätsvolumen RFV_Q je SRT für das Jahr 2030 und 2050

Die verschiedenen Quartiere werden nach ihrem Aufbau mit den SRT ausgewertet und somit die verschiedenen RFV_Q ermittelt. Hieraus ergibt sich für jedes Quartier ein RFV_Q , womit dann das Flexibilitätspotenzial für die ganze Stadt Wuppertal errechnet werden kann (gemäß Schritt (3)). Im Weiteren werden die hochskalierten Flexibilitätspotenziale betrachtet.

In Abbildung 146 sind die aggregierte RFV_Q für das Jahr 2030 und in Abbildung 147 die RFV_Q für das Jahr 2050 je Quartier dargestellt. Hierbei wird zwischen negativer Flexibilität (Verringerung des Netzbezugs) und positiver Flexibilität (Erhöhung des Netzbezugs) unterschieden. Eine Karte der Stadt Wuppertal mit Namen der Quartiere ist im Anhang zu finden (s. Abschnitt 11.6.6 in Abbildung 165). Es zeigt sich eine niedrigere Konzentration der Flexibilitäten in den Quartieren in der Nähe des Stadtzentrums, die die Talachse (in Abbildung 146 und Abbildung 147 eingezeichnet) umgeben. Hier zeigt sich, dass die RFV_Q insbesondere in den am Stadtrand gelegenen Quartieren höher sind als in den innerstädtischen Quartieren. In den Ausbauszenarien (2030 und 2050) ist eine klar steigende Tendenz zwischen den Stützjahren zu erkennen, da in diesen Szenarien der Ausbau von flexibilisierbaren Lasten ebenfalls steigt. Besonders signifikant ist dies bei dem positiven RFV_Q , was an der Kennzahl *FRR* liegt, diese steigt in den späteren Szenarien deutlich an, womit dann ebenfalls die installierte BHKW-Leistung steigt. Mit der steigenden Leistung in den Energiequartieren erhöht sich dann folglich die RFV_Q . Der Schwerpunkt der Flexibilitäten liegt in diesen auf den Randbereichen, wo eine vermehrte Bebauung mit Einfamilienhäusern existiert. Die Innenstadtbereiche sind in diesen Szenarien nicht mit großen Flexibilitäten ausgestattet, dies liegt vor allem an den SRT (SRT 2.x und 3.x) welches aufgrund der Bebauungsstruktur nur wenig Potenzial für Flexibilitätsoptionen zulässt.

Abbildung 146 Positive und negative aggregierte RFV_Q für 2030 je Quartier in WuppertalAbbildung 147 Positive und negative aggregierte RFV_Q für 2050 je Quartier in Wuppertal

2030 liegen die maximalen positiven RFV_Q noch im Bereich von $RFV_Q = 0,56\%$ in den Quartieren „Brill“, „Arrenberg“, „Industriestraße“ und „Nordstadt“ (siehe die Farbverteilung in Abbildung 146 rechts). Das Quartier „Brill“ ist ein innenstadtnahes Villenviertel mit hohen Anteilen an Mehrfamilienhausbebauung. Das Quartier „Industriestraße“, ist durch Gewerbe- und Einfamilienhausbebauung charakterisiert. Die anderen beiden Quartiere sind innerstädtische Gebiete, die in erster Linie durch die Bebauung mit Wohngebäuden geprägt sind. Das negative RFV_Q bewegt sich schon im Jahr 2030 in höheren Bereichen und erreicht Werte von bis zu $RFV_Q = 12\%$, wobei hier die Quartiere „Schrödersbusch“, „Zoo“ und „Lichtenplatz“ hervortreten, welche als semiurban eingeordnet werden können. Hieraus zeigt sich, Sektorenkopplungsanlagen (insb. Wärmepumpen) werden weniger im Zentrum und vermehrt in Stadtrandgebieten als Flexibilitätsoptionen angewendet. Die Mittelwerte der negativen RFV_Q aller Quartiere liegen 2030 bei $RFV_{Q\text{Negativ}} = 14,1\%$. Die Mittelwerte der positiven RFV_Q aller Quartiere liegen 2030 bei $RFV_{Q\text{Positiv}} = 0,37\%$.

2050 befindet sich der Schwerpunkt der positiven Flexibilitäten weiterhin im oben genannten Bereich, aber der Abstand zu den übrigen Quartieren sinkt und es ist auch insgesamt ein Rückgang zu verzeichnen. Dies kann durch den geringeren PVA-Ausbau und die daraus fehlenden Speicher erklärt werden. 2050 sind die Quartiere mit den höchsten positiven RFV_Q „Zoo“ mit $17,9\%$ und

„Schrödersbusch“ mit 17,5 %, während die Quartiere „Arrenberg“ (0,55 %), „Industriestraße“ (0,55 %) und „Nordstadt“ (0,56 %) sinkende oder nur sehr gering wachsende RFV_Q verzeichnen. Dies zeigt, dass sich der Schwerpunkt der positiven RFV_Q im Szenario von der Innenstadt auf die Stadtrandbereiche verlagert. Allerdings konnte auch nachgewiesen werden, dass die RFV 2030, im Vergleich zu den im Jahr 2050 erreichbaren Flexibilitäten noch sehr gering sind. Die größten negativen RFV_Q liegen in allen Szenarien in den Quartieren „Zoo“ (2050: 33,7 %) und „Schrödersbusch“ (2050: 32,8 %) bei den negativen RFV_Q ist also keine Verlagerung der Flexibilitätsschwerpunkte zu beobachten. Der Schwerpunkt liegt durchgehend auf den Stadtrandgebieten. Die Mittelwerte der negativen RFV_Q aller Quartiere liegen 2050 bei $RFV_{Q\text{Negativ}} = 16,1$ %. Die Mittelwerte der positiven RFV_Q aller Quartiere liegen 2050 bei $RFV_{Q\text{Positiv}} = 8,7$ %.

6.6 Zwischenfazit

Die umfangreichen Fallstudien realer Quartiere haben gezeigt, dass neben den Anwendungen aus dem Feldtest aus Kapitel 4 die Sektorenkopplung einen hohen Anteil an Flexibilität bereitstellen kann. Dabei hat im Jahr 2050 das Beispielsystem Wuppertal ein maximales negatives relatives Flexibilitätsvolumen RVF_Q von ca. $RVF_Q = 30\%$. Dieses setzt sich aus dem Strom-, Wärme- und Mobilitätssektor zusammen. Auf dieser Weise können in den verschiedenen Sektoren deutlich höhere Autarkiegrade erreicht werden. Diese liegen im Mobilitätssektor bei bis zu $A = 70\%$. Die anderen beiden Sektoren stehen bei maximal $A = 30\%$, was ein deutlich geringeres Potenzial für eine lokale Energieversorgung darstellt. Die geringere Autarkie ist auf die unterschiedliche Betriebsweise von eKfz, und WP und Haushaltslasten zurückzuführen. Die beiden letzteren Sektoren haben eine relativ hohe Gleichzeitigkeit und einen teilweise sehr stetigen Verlauf, wodurch die Verschiebung in Zeiten hoher DEA-Einspeisung komplizierter wird. Dies ist bei eKfz hingegen anders. Diese nehmen deutlich kürzer, aber mit höheren Lastspitzen ab und treten mit einer geringeren Gleichzeitigkeit auf. Hinzu kommt die Herausforderung, dass aufgrund der urbanen Struktur Energiequartiere eine deutlich höhere Lastdichte als DEA-Dichte aufweisen, weshalb eine Autarkiemaximierung nur mit Lastflexibilität eine gewisse Grenze aufweisen. Die Wirtschaftlichkeit sieht sich mit besonderen Herausforderungen konfrontiert. Eine Vollflexibilisierung ist nach den Analysen nicht zielführend. Auch haben Simulationen aufgezeigt, dass Wirtschaftlichkeit und Autarkie nicht vollständig korrelieren. In gewissen Zeitabschnitten kann eine hohe Autarkie ökonomisch Sinn machen, muss aber immer mit dem Spotmarkt konkurrieren. Es sollten zu diesem Zweck vielmehr Flexibilitätsoptionen und Energiequartiere mit möglichst hohen DEA-Dichten identifiziert und dort eine Flexibilisierung angestrebt werden. Bei den semiurbanen Quartieren (mit hoher DEA-Dichte) konnten so deutlich höhere Senkungseffekte bei den Grenzkosten beobachtet werden. Bei den positiven relativen Flexibilitätsvolumen RVF_Q zeigten sich Werte bis zu $RVF_Q = 17\%$. Auch hier ergeben sich wieder höhere Autarkien. Die Emissionsreduktion durch DEA-Zubau und Flexibilisierung hat im Jahr 2030 noch einen Effekt, im Jahr 2050 wurden aufgrund des THG-reduzierten Bundesstrommix nur noch wenige Effekte registriert. Ebenfalls war zu beobachten, war, dass bereits bei einer flexiblen Residuallastrate FRR von ca. $FRR = 10\%$ (Anteil der Residuallast der durch BHKW gelöst werden sollte) die Wirtschaftlichkeit an ihre Grenzen kam. Dies liegt an den sinkenden Vollaststundenzahlen, die relevant für die wirtschaftliche Auslegung sind. Ähnliches betrifft die BS. Auch hier existieren viele Aggregate, die aufgrund von geringen DEA-Dichten über weniger Potenzial verfügen. Letztlich lässt sich festhalten, dass in urbanen Quartieren zunächst versucht werden sollte, die vorhandenen Flexibilitätsoptionen in der Sektorenkopplung zu flexibilisieren und einen Ausbau von DEA zu maximieren, um so die Flexibilisierung zu unterstützen. Wenn darüber hinaus noch Potenzial für weitere energetische Maßnahmen geben sein sollte, können BHKW ausgebaut werden.

7 Zusammenfassung und Ausblick

7.1 Beantwortung der Forschungsfragen

Zu Beginn der Arbeit wurden drei Forschungsfragen aufgestellt. Diese sollen an dieser Stelle aufgegriffen werden und mittels der vorgestellten Methodik und den Analysen beantwortet werden.

Bei der *ersten Forschungsfrage* wurde gefragt, welche theoretischen, praktisch nutzbaren und wirtschaftlichen Flexibilitätspotenziale in den Sektoren Wärme, Strom und Mobilität in urbanen Quartieren existieren. Dies wurde sowohl anhand eines Feldtests (s. hierzu Abschnitt 4.4) in Wuppertal als auch simulativ anhand einer Fallstudie (s. hierzu Kapitel 6) untersucht. Beim Feldtest wurden durch eine indirekte Anreizsetzung versucht Flexibilitätspotenziale zu heben. Hierzu wurde ein Anreizsystem erstellt (als „Energiewetter“ bezeichnet), welches an 597 Messstellen ausgerollt wurde. Von allen Messstellen haben ungefähr 32 % eine Reaktion auf die Anreizsignalen aufgewiesen. Hierbei ergaben sich unterschiedliche Probanden. Wenige haben sehr sensitiv auf die Anreizsignale mit einer maximalen Leistungssteigerung von 25 % je Anreiz-Stufe reagiert. Allerdings bestanden auch bei vielen auch negative Zusammenhänge (bei denen davon ausgegangen werden kann, dass kein Interesse an dem Thema bestand). Neben dem Feldtest wurden zahlreiche Simulationen sowohl von Haushaltslasten („Weiße Ware“) als auch von Sektorenkopplungselementen durchgeführt. Hierbei konnten deutlich größere Potenziale ermittelt werden, die zumindest auf der theoretischen Ebene genutzt werden konnten. In einer Hochskalierung der Potenziale für Wuppertal wurde für einzelne Quartiere ein durchschnittliches Flexibilitätspotenzial berechnet. Für positive Flexibilitäten wurde für die Zukunft ein maximales Potenzial von 11,9 % (bezogen auf die Energie) und ein negatives Potenzial von 33 % (bezogen auf die Energie) festgestellt.

Bei der *zweiten Forschungsfrage* wurde gefragt, ob es positive oder negative Auswirkungen auf Betrieb und Planung von lokalen MS- und NS-Netzen durch einen Flexibilitätseinsatz gibt. Auch hier wurde wieder zwischen dem Feldtest und den Fallstudien unterschieden. Im Feldtest wurden die Messdaten nach ihrem Verlauf ausgewertet. Hierbei war auch die Gleichzeitigkeit der Stichproben ein relevanter Teil. Die Gleichzeitigkeit aus dem Feldtest wurde mit Literaturwerten verglichen. Bei der Stichprobe aller Messstellen konnte kein Effekt identifiziert werden. Dies ist damit zu erklären, dass die 68 % nicht aktiven Probanden das Potenzial zur Reduzierung der Gleichzeitigkeit verhindert haben, da diese keinen oder einen negativen Zusammenhang zum Anreizsignal aufwiesen. Um die Gruppen zu separieren, wurden zwei weitere Stichproben definiert. Es wurden die 32 % aktiven Probanden und eine Stichprobe mit den 10 % aktivsten (also denjenigen 10 %, die am sensitivsten auf das Anreizsignal reagiert haben) Probanden bestimmt. Bei der Analyse ergab sich, dass bei den 32 % aktiven Probanden sich der Gleichzeitigkeitsfaktor von $g = 0,099$ auf $g = 0,097$ reduziert hat. Dies ist eine Reduktion um 2 %. Bei der dritten Stichprobe

konnte eine Reduktion der Gleichzeitigkeit von $g = 0,235$ auf $g = 0,215$ identifiziert werden, was ungefähr 9 % Reduktionspotenzial entspricht. Dies kann bei netzplanerischen Betrachtungen beachtet werden. Denkbar wäre es, ein vergleichbares Anreizsystem in der Form zu etablieren, wie es bereits mit dem Hoch- und Niedrigtarif besteht, nur, dass diese Systematik um mehrere Zeitscheiben erweitert werden müsste z. B. in Form eines dynamischen Stromtarifes. Bei der Untersuchung von typischen Quartieren am Beispiel der Stadt Wuppertal konnten im Rahmen der Fallstudie positive Einflüsse durch den Flexibilitätseinsatz nachgewiesen werden. Hierzu wurde speziell für die Untersuchungen ein Kennzahlensystem definiert, welches neben anderen Dimensionen auch den Netzzustand und die Energieverluste im Netz mitbetrachtet. Anhand eines Quartiers wurde ermittelt, dass sich sowohl für die Netzzustände mit steigender Quantität der eingesetzten Flexibilität sowohl reduzierte Netzverluste um bis zu 0,5 %-Punkte als auch und sich stabilisierende Spannungsbänder eingestellt haben. In der NS-Ebene konnte auf diesem Weg durch eine erhöhte Autarkie die Zeit, in der Energie in die MS-Ebene zurückgespeist wird, von 30 % auf bis zu 18 % reduziert werden. In der MS-Ebene konnte die Rückspeisung in die 110-kV-Ebene von 8 % der Zeit auf 7 % der Zeit reduziert werden.

Bei der *dritten Forschungsfrage* wurde gefragt, ob der Einsatz von Flexibilitätsoptionen in urbanen Quartieren Einfluss auf die Aspekte Ökonomie, Ökologie und Autarkiegrad hat. Im Feldtest konnte für den ökologischen Einfluss eine Verbesserung der THG-Bilanz um 67 g/kWh bis 73 g/kWh durch Flexibilisierung des Haushaltslast ermittelt werden. Bei der ökonomischen Betrachtung wurden in der Fallstudie für Haushaltskunden Ergebnisse mittels der Kapitalwertmethode erstellt. Allerdings liegen hier im Feldtest teils negative Kapitalwerte vor, weswegen eine ökonomische Partizipation allein mittels Haushaltsanwendungen („Weiße Ware“) als nicht sinnvoll erachtet werden kann. Anderes sieht es bereits bei den Untersuchungen aus, die in den Fallstudien für die Sektorenkopplung umgesetzt worden sind. Hier wurde ebenfalls das Kennzahlensystem genutzt, um die drei Dimensionen aus der Forschungsfrage zu untersuchen. Es hat sich im Rahmen einer Mehrzieloptimierung herausgestellt, dass insbesondere unter aktuellen Rahmenbedingungen die Reduzierung der *EF* mit einer Erhöhung der Grenzkosten korreliert. Auch kann eine erhöhte Autarkie teilweise negative Auswirkungen auf die Erlösmöglichkeiten des Quartiers haben, da ein Austausch mit anderen Quartieren bzw. mit dem restlich überlagerten Energiesystem reduziert wird. Allerdings weist eine erhöhte Autarkie eine negative Korrelation mit den THGE auf. In weiteren Untersuchungen in den Fallstudien wurden Flexibilitätsszenarien analysiert. Hierbei hat sich herausgestellt, dass sowohl bei den *EF* (25 % Reduzierung) als auch bei den Strombereitstellungskosten (12 % bis 23 % Rückgang) durch Flexibilisierung eine Verbesserung eintritt. In den Szenarien für die Jahre 2030 und 2050 konnte zudem eine Preisstabilisierung ermittelt werden.

7.2 Ausblick

In dieser Arbeit wurde ein Modell für die Optimierung der elektrischen Energieversorgung von urbanen Quartieren (in der Arbeit als „Energiequartier“ definiert) entwickelt, mit den zahlreichen Simulationen und Analysen durchgeführt wurden. Des Weiteren wurde anhand eines Feldtests eine gewisses Flexibilitätspotenzial nachgewiesen, welches aber nur aufwändig umsetzbar ist.

In einem weiteren Schritt wäre es sinnvoll, auch Netze aus anderen Sektoren zu betrachten. Dabei wären insbesondere Gasnetze und lokale Wärmenetze z. B. in Form von „kalter-Nahwärme“ Betrachtungsgegenstände, um die das Modell erweitert werden könnte. Hierdurch ließe eine noch umfangreichere Gesamtenergie-Optimierung umsetzen. Dies könnte die Planung und den Betrieb von Energiesystemen verbessern. Bei der Modellierung wurden viele Prozesse linearisiert. Zu nennen sind insbesondere Ladekurven von Elektrofahrzeugen oder Batteriespeichern, wodurch das Lastverhalten realitätsnäher abgebildet würde. Nützlich wäre es, dieses Modell von einer reinen Fahrplanoptimierung hin zu einem Marktplatzsystem weiterzuentwickeln, z. B. in Form von „Blockchain“-gestützten lokalen Energiemärkten.

Für zukünftige empirischen Untersuchungen sollte auf dem Feldtest mit den 597 Haushalten aus dieser Arbeit aufgebaut werden. Es wurden erste Studien bezüglich der Lastverschiebungspotenziale in Haushalten in urbanen Gebäuden durchgeführt. In einem zweiten Schritt sollte nun mit einem weiterentwickelten System in einem Feldtest analysiert werden, wie gut das Lastverschiebungspotenzial automatisiert genutzt werden kann. Dies ist insbesondere wichtig, da mit dem nahenden Smart-Meter-Rollout die entsprechende Infrastruktur in den Gebäuden installiert wird. Ein weiterer Punkt, der hierauf aufbauend erfolgen sollte, ist die empirische Untersuchung von sektorenübergreifenden Flexibilitätsoptionen in realen Quartieren, um die vorgestellten Modelle in realen Anwendungen umzusetzen.

Eine andere Möglichkeit wäre es, die Hoch- und Niedrigtarifzonen so zu erweitern, dass sie einem flexiblen Punktesystem (mit den vorgestellten Gamification-Elementen) entsprechen. Hierzu könnte mittels weiterer Studien identifiziert werden, welche soziökonomischen Parameter die Bereitschaft einer Lastverschiebung erhöhen.

Die Transformation des deutschen Energiesystems hin zu einem klimaneutralen Betrieb ist eine der größten Herausforderungen im 21. Jahrhundert. Urbane Quartiere nehmen dabei einen wesentlichen Anteil bzgl. des Energiebedarfs ein. Damit sie möglichst wirtschaftlich, ökologisch und sicher mit Energie versorgt werden, muss das Energiesystem sinnvoll ausgestaltet werden. Diese Arbeit zeigt auf, inwiefern insbesondere die dortigen Flexibilitäten diese Transformation unterstützen können.

8 Summary and outlook

Three research questions were posed at the beginning of the work. These will be taken up here and answered by means of the presented methodology and the analyses.

The first research question asked which theoretical, practically usable and economic flexibility potentials exist in the sectors of heat, electricity and mobility in urban quarters. This was investigated both by means of a field test (see Section 4.4) in Wuppertal and simulatively by means of a case study (see Chapter 6). In the field test, an attempt was made to leverage flexibility potential by means of indirect incentives. For this purpose, an incentive system was created (called "Energiewetter"), which was rolled out at 597 metering points. Of all measuring points, about 32% showed a reaction to the incentive signals. There were different subjects. A few responded very sensitively to the incentive signals with a maximum performance increase of 25% per incentive level. However, many also showed negative correlations (where it can be assumed that there was no interest in the subject). In addition to the field test, numerous simulations of both household loads ("white goods") and sector coupling elements were carried out. Here, significantly larger potentials could be determined, which could be used at least on the theoretical level. In an upscaling of the potentials for Wuppertal, an average flexibility potential was calculated for individual neighborhoods. For positive flexibilities, a maximum potential of 11.9 % (related to energy) and a negative potential of 33 % (related to energy) were determined for the future.

The second research question asked whether there are positive or negative effects on the operation and planning of local MV and LV grids due to a flexibility deployment. Again, a distinction was made between the field test and the case studies. In the field test, the measurement data were evaluated according to their course. Here, the simultaneity of the samples was also a relevant part. The simultaneity from the field test was compared with literature values. No effect could be identified in the sample of all measuring points. This can be explained by the fact that the 68% non-active samples prevented the potential for reducing concurrency, as they had no or a negative correlation to the incentive signal. To separate the groups, two additional samples were defined. The 32% active subjects and a sample containing the 10% most active (i.e., the 10% who were most sensitive to the incentive signal) subjects were determined. The analysis revealed that for the 32% active subjects, the simultaneity factor reduced from $g = 0.099$ to $g = 0.097$. This is a reduction of 2%. For the third sample, a reduction in concurrency from $g = 0.235$ to $g = 0.215$ was identified, which corresponds to approximately 9% reduction potential. This can be taken into account in network planning considerations. It would be conceivable to establish a comparable incentive system in the form that already exists with the high and low tariff, except that this system would have to be extended by several time slices, e.g. in the form of a dynamic electricity tariff. In the investigation of typical neighborhoods using the city of Wuppertal as an example, positive influences through the use of flexibility could be demonstrated within the framework of

the case study. For this purpose, a system of key figures was defined especially for the investigations, which, among other dimensions, also takes into account the network status and the energy losses in the network. On the basis of a quarter, it was determined that for the network states with increasing quantity of the applied flexibility, both reduced network losses by up to 0.5 % points and stabilizing voltage bands were set. In the LV level, increased self-sufficiency in this way reduced the time in which energy is fed back into the MV level from 30% to as low as 18%. In the MV level, the time energy is fed back into the 110 kV level was reduced from 8% of the time to 7% of the time.

The third research question asked whether the use of flexibility options in urban neighborhoods has an influence on the aspects of economy, ecology and degree of self-sufficiency. In the field test, an improvement in the GHG balance of 67 g/kWh to 73 g/kWh could be determined for the ecological influence by flexibilizing the household load. In the case study for household customers, the net present value method was used for the economic analysis. However, there are partly negative capital values in the field test, which is why an economic participation solely by means of household applications ("white goods") cannot be considered meaningful. The situation is different for the studies that were implemented in the case studies for sector coupling. Here, too, the performance measurement system was used to investigate the three dimensions of the research question. In the context of multi-objective optimization, it has been found that, especially under current conditions, the reduction of EF correlates with an increase in marginal costs. Also, increased self-sufficiency can have a partially negative impact on the revenue opportunities of the district, since an exchange with other districts or with the rest of the superimposed energy system is reduced. However, increased self-sufficiency has a negative correlation with GHGs. In further investigations in the case studies, flexibility scenarios were analyzed. Here, it was found that there is an improvement in both EF (25% reduction) and electricity supply costs (12% to 23% decrease) due to flexibilization. In the scenarios for the years 2030 and 2050, a price stabilization could also be determined.

9 Literaturverzeichnis

- [1] K. Strauss, *Wärme­kraftwerke: Von den Anfängen im 19. Jahrhundert bis zur Endphase ihrer Entwicklung*, 1. Aufl., ISBN: 978-3-662-50536-6, Springer Vieweg, Heidelberg, 2016.
- [2] The World Bank, *International Comparison Program: World Development Indicators database*, [Online]. Verfügbar unter: <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.PP.KD> (Zugriff am: 15. Juli 2022), Washington, DC 20433 USA, 2021.
- [3] BP p.l.c., *Statistical Review of World Energy: Statistical Review of World Energy*, [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> (Zugriff am: 15. Juli 2022), London, United Kingdom, 2021.
- [4] N. Koshiy, *World Urbanization Prospects: The 2014 Revision*, 1. Aufl., United Nations, New York, 2015.
- [5] Europäische Union, *Ein europäischer Grüner Deal: Erster klimaneutraler Kontinent werden*, . Aufl., [Online]. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_de. (Zugriff am: 14. Juli 2022), Europa, 2021.
- [6] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, *Klimaschutzplan 2050: Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung*, 2. Aufl., [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf. (Zugriff am: 10. Juli 2022), Berlin, 2016.
- [7] M. Robinius, P. Markewitz und P. Lopiona et al., *Wege für die Energiewende: Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050*, 1. Aufl., Forschungszentrum Jülich, Jülich, 2019.
- [8] M. Kaltschmitt, W. Streicher und A. Wiese, *Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*, 1. Aufl., ISBN: 978-3-662-61189-0, Springer Vieweg, Berlin, 2020.
- [9] P. Konstantin, *Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung, Übertragungsnetzausbau und Kernenergieausstieg*, 4. Aufl., ISBN: 978-3-662-49823-1, [Online]. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-49823-1>, Springer Vieweg, Berlin, 2017.
- [10] D. Oeding und B. R. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*, 8. Aufl., ISBN: 978-3-662-52702-3, Springer Vieweg, Heidelberg, 2016.

- [11] Umwelt Bundesamt, *Erneuerbare Energien in Zahlen: Erneuerbare Energien: Anteil in den Sektoren, Wärme und Verkehr*, [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#u-berblick> (Zugriff am: 1. Juli 2022), Dessau-Roßlau, 2022.
- [12] J.-F. Hake, W. Fischer, S. Venghaus und C. Weckenbrock, *The German Energiewende - History and Status Quo*, Institut für Energie- und Klimaforschung Systemforschung und Technologische Entwicklung, 1. Aufl. (Zugriff am: 1. Juli 2022), Jülich, 2015.
- [13] O. Schnur, *Quartiersforschung: Zwischen Theorie und Praxis*, 2. Aufl., ISBN: 978-3-531-19962-7, VS Verlag für Sozialwissenschaften, Wiesbaden, 2014.
- [14] O. Schnur und M. Drilling, *Quartiere im demografischen Umbruch: Beiträge aus der Forschungspraxis*, 1. Aufl., ISBN: 9783531177328, VS Verlag für Sozialwissenschaften, Wiesbaden, 2011.
- [15] M. Koziol, *Energetische Stadterneuerung - Zukunftsaufgabe der Stadtplanung: Modellvorhaben in Städten der Bundesländer Brandenburg und Sachsen-Anhalt*, 1. Aufl., ISBN: 9783879949793, [Online]. Verfügbar unter: <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:101:1-201204113471>, Bundesministerium für Verkehr Bau und Stadtentwicklung, Berlin, 2012.
- [16] F. Schnabel, *Quartiers-Energie-Management Initiierung von Nahwärmenetz-Projekten in Bestandsquartieren mit heterogener Akteurs- und Eigentümerstruktur*, Dissertation, Universität Duisburg-Essen, Institut für Stadtplanung und Städtebau, Duisburg Essen, 2016.
- [17] J. Hinker, *Konzepte und Methoden zur Flexibilisierung zukünftiger städtischer Energieversorgungssysteme / Jonas Hinker*, Dissertation, Technische Universität Dortmund, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, Shaker Verlag (Dortmunder Beiträge zu Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, Bd. 8), Dortmund, 2018.
- [18] K. Habermann-Nieße, K. Klehn und L. Jütting, *Energetische Quartierserneuerung: Planungshilfe für niedersächsische Städte und Gemeinden*, Niedersächsisches Ministerium für Soziales, Frauen, Familie, Gesundheit und Integration, 1. Aufl., [Online]. Verfügbar unter: <http://www.nikis-niedersachsen.de/Image/Planungshilfe%20EQ.pdf>. (Zugriff am: 10. Juli 2022), Hannover, 2013.
- [19] A. Neitz-Regett, *Was ist eigentlich Dekarbonisierung?*, [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/info-was-ist-eigentlich-dekarbonisierung>, München, 2020.
- [20] M. Neitzel, J. Bleja und R. Delbrüger, *Energetische Quartierstypen: Umsetzungsstrategien für mehr Energieeffizienz*, InWIS - Institut für Wohnungswesen, Immobilienwirtschaft, Stadt- und, . Aufl. (Zugriff am: 1. Dezember 2021), Bochum, 2017.

- [21] S. Dirks und M. Keeling, *A vision of smarter cities: How cities can lead the way into a prosperous and sustainable future*, IBM, Somers, NY 10589, USA, 2009.
- [22] C. Etezadzadeh, *Smart City – Made in Germany*, 1. Aufl., ISBN: 978-3-658-27231-9, Springer Vieweg, Wiesbaden, 2020.
- [23] H. Liedtke, *Smart City Charta: Digitale Transformation in den Kommunen nachhaltig gestalten*, 1. Aufl., ISBN: 3879942048, Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR), Bonn-Bad Godesberg, 2017.
- [24] S. Maier, *Smart energy systems for smart city districts: Case study Reininghaus District*, Springer Open, Energy, Sustainability and Society, Jg. 6, Nr. 1, S. 481, doi: 10.1186/s13705-016-0085-9, Graz (Austria), 2016.
- [25] Esther Marie Mengelkamp, *Engineering Local Electricity Markets for Residential Communities*, Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Institut für Informationswirtschaft und Marketing (IISM), Karlsruhe, 2019.
- [26] C. Weinhardt, M. Zade und E. Mengelkamp et al., *How far along are Local Energy Markets in the DACH+ Region?* in the Tenth ACM International Conference, S. 544–549, doi: 10.1145/3307772.3335318, Phoenix, AZ, USA, 2019.
- [27] L. Günther, J. Garzon-Real, M. Zdrallek, D. Wolter, N. Lucke und J. Benthin, *Residential quarters as innovative energy cells* in Proceedings of the CIRED Workshop 2018: On Microgrids and Local Energy Communities, Ljubljana, 2018.
- [28] F. Flatter, S. Mohammadi und W. Wellßow et al., *ZellNetz2050 – Structure, Planning and Operation of a Cellular Energy System in 2050* in ETG-Kongress 2021 - Das Gesamtsystem im Fokus der Energiewende: Wuppertal, 2021.
- [29] S. Hilpert, S. Günther und C. Kaldemeyer et al., *Addressing Energy System Modelling Challenges: The Contribution of the Open Energy Modelling Framework (oemof)*, PLoS ONE, doi: 10.20944/preprints201702.0055.v1, 2017.
- [30] H. Schwarz, *Optimierung der Investitions- und Einsatzplanung dezentraler Energiesysteme unter Unsicherheit*, Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe, 2019.
- [31] M. Tröschel, H.-J. Appelrath und J. P. Müller, *Aktive Einsatzplanung in holonischen virtuellen Kraftwerken*, Dissertation, Universität Oldenburg, Instituts für Informatik OFFIS, Oldenburg, 2010.
- [32] C. Hirsch, *Fahrplanbasiertes Energiemanagement in Smart Grids*, Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Institut für Angewandte Informatik und Formale Beschreibungsverfahren (AIFB), [Online]. Verfügbar unter: <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:0072-564973>, Karlsruhe, 2015.

- [33] J. Meese, *Dynamische Stromtarife zur Erschließung von Flexibilität in Industrieunternehmen*, Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, epubli GmbH (Neue Energie aus Wuppertal, Bd. 18), Berlin, 2018.
- [34] B. Dahlmann, *Aktivierung und Vermarktung industrieller Flexibilitätsoptionen mittels eines dynamischen Stromtarifs*, Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Lehrstuhl für elektrische Energieversorgungstechnik, epubli GmbH (Neue Energie aus Wuppertal, Bd. 28), Berlin, 2020.
- [35] M. A. Graßl, *Bewertung der Energieflexibilität in der Produktion*, Dissertation, Technischen Universität München, Institut für Werkzeugmaschinen und Betriebswissenschaften, Herbert Utz Verlag (Forschungsberichte IWB Bd. 300), München, 2015.
- [36] R. Grünwald, M. Ragwitz, F. Sensfuß und J. Winkler, *Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung*, Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, 1. Aufl. (Zugriff am: 10. Januar 2022), Berlin, 2012.
- [37] D. R. Graeber, *Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien: Kombination von Prognosen*, Dissertation, Universität Hohenheim, Lehrstuhl für Unternehmensforschung, Hohenheim, 2013.
- [38] M. Gierkink, D. Lencz und F. Arnold, *Auswirkungen einer Beendigung der Kohleverstromung bis 2038 auf den Strommarkt, CO₂-Emissionen und ausgewählte Industrien: Eine Analyse des Abschlussberichts der WSB-Kommission*, 1. Aufl., Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH, Köln, 2019.
- [39] S. Lorenczik, M. Gierkink und L. Schmidt et al., *Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorkopplung: Im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen*, Köln, 2018.
- [40] P. Graichen, F. Peter, P. Litz und T. Lenck, *65 Prozent Erneuerbare bis 2030 und ein schrittweiser Kohleausstieg: Auswirkungen der Vorgaben des Koalitionsvertrags auf Strompreise, CO₂-Emissionen und Stromhandel*, Agora Energiewende und Aurora Energy-Research, Berlin, 2018.
- [41] C. Bernath, T. Bossmann und G. Deac et al., *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland: Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie*, Karlsruhe, Aachen, Heidelberg, 2017.
- [42] T. Bründlinger, J. E. König und O. Frank et al., *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050 Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen*, Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin, 2018.

- [43] D. Nailis, O. Unruh, J. Hermanns, A. Hobert, B. Uhlemeyer und M. Zdrallek, *Ein Energiesystem der Zukunft für das Rheinische Revier*, 1. Aufl., Zukunftsagentur Rheinisches Revier, Jülich, 2020.
- [44] R. Uhlig, *Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration der Elektromobilität*, Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, epubli GmbH (Neue Energie aus Wuppertal, Bd. 13), Wuppertal,
- [45] E. Blasius, *Ein Beitrag zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen als steuerbare Lasten und mobile Speicher durch einen Aggregator*, Dissertation, Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus-Senftenberg, Lehrstuhl Regelungssysteme und Leittechnik, Cottbus-Senftenberg, 2016.
- [46] N. Neusel-Lange, *Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze*, Dissertation, Bergischen Universität Wuppertal, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, epubli GmbH (Neue Energie aus Wuppertal, Bd. 1)), Wuppertal, 2013.
- [47] C. Oerter, *Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen*, Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, epubli GmbH (Neue Energie aus Wuppertal Bd. 4), Wuppertal, 2014.
- [48] S. Harnisch, P. Steffens und H. H. Thies et al., *Planungs und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze: Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen*, 1. Aufl., Neue Energie aus Wuppertal Bd. 8, Wuppertal, 2016.
- [49] J. S. Harnisch, *Planung von ländlichen Niederspannungsnetzen mit innovativen Lösungsoptionen*, Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik, epubli GmbH (Neue Energie aus Wuppertal Bd. 20), Wuppertal, 2019.
- [50] P. Steffens, *Innovative Planungsgrundsätze für ländliche Mittelspannungsnetze*, Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, epubli GmbH (Neue Energie aus Wuppertal Bd. 16), Wuppertal, 2018.
- [51] S. Alsayed, A., P. Wintzek, F. Möhrke und M. Zdrallek, *Fundamentals for Planning and Operation of Urban Distribution Power Systems with Integration of Electromobility and Heating Sector* in Proceedings of the 3rd E-Mobility Power System Integration Symposium, Dublin (Irland), 2019.
- [52] T. Kornrumpf, *Bewertung von Flexibilitätsoptionen in Mittelspannungsnetzen*, Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, epubli GmbH (Neue Energie aus Wuppertal Bd. 22), Wuppertal, 2019.

- [53] W. Zander, S. Lemkens und U. Macharey et al., *dena-NETZFLEXSTUDIE: Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung*, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2017.
- [54] A. Schmitt, *Multikriterielle Optimierung von Systemdienstleistungen für Energieübertragungssysteme*, Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung, Wuppertal, 2003.
- [55] R. C. J. Schmidt, *Gewinnoptimale Vermarktung lastseitiger Flexibilitätsoptionen in Virtuellen Kraftwerken*, Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, epubli GmbH (Neue Energie aus Wuppertal Bd. 39), Wuppertal, 2021.
- [56] A. Kamper, *Dezentrales Lastmanagement zum Ausgleich kurzfristiger Abweichungen im Stromnetz*, Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Lehrstuhl für Angewandte Informatik, KIT Scientific Publishing, Karlsruhe, 2009.
- [57] S. Kippelt, *Dezentrale Flexibilitätsoptionen und ihr Beitrag zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung Erneuerbarer Energien*, Dissertation, Technische Universität Dortmund, Institut für Energiesysteme Energieeffizienz und Energiewirtschaft, Shaker Verlag (Dortmunder Beiträge zu Energiesystemen, Energieeffizienz und Energiewirtschaft Bd. 3)), Dortmund, 2017.
- [58] L. Hillemacher, *Lastmanagement mittels dynamischer Strompreissignale bei Haushaltskunden*, Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, Karlsruhe, 2014.
- [59] S. Winter, *Modellierung und marktorientiertes Lastmanagement von Haushaltslasten*, Dissertation, Technische Universität Dortmund, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, sierke VERLAG (Reihe ie3 Bd. 29)), Dortmund, 2015.
- [60] C. Pellingner, *Mehrwert Funktionaler Energiespeicher aus System- und Akteursicht*, Dissertation, Technische Universität München, Lehrstuhls für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, München, 2016.
- [61] M. Uhrig, *Aspekte zur Integration stationärer und mobiler Batteriespeicher in die Verteilnetze*, Dissertation, Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik, Karlsruhe, 2017.
- [62] J. Hüttenrauch, S. Zöllner, H. Schroeder, B. Uhlemeyer, W. Köppel und F. Baumeister, *Zellulare Energienetze I ZellEnNetz: Abschlussbericht*, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., 1. Aufl. (Zugriff am: 13. April 2022), Bonn, 2018.
- [63] S. Meinecke, N. Bornhorst, L.-P. Lauven und M. Braun, *SimBench - Dokumentation: Elektrische Benchmarknetzmodelle*, 1. Aufl. (Zugriff am: 3. April 2022), Kassel, 2019.

- [64] A. Gupta, N. Chetty und S. Shukla, *A classification method to classify high dimensional data* in 2015 International Conference on Computing, Communication and Security (ICCCS), S. 1–6, doi: 10.1109/CCCS.2015.7374132, Pointe aux Piments, Mauritius, 2015.
- [65] S. Shukla und S. Naganna, *A Review ON K-means DATA Clustering APPROACH*, International Journal of Information & Computation Technology., Jg. 2014, Nr. 17, S. 1847–1860, [Online]. Verfügbar unter: <http://www.irphouse.com>, 2014.
- [66] N. Annalyn und S. Kenneth, *Data Science – was ist das eigentlich?!: Algorithmen des maschinellen Lernens verständlich erklärt*, 1. Aufl., ISBN: 978-3-662-56776-0, Springer, Berlin, 2017.
- [67] W. Pläßmann und D. Schulz, *Handbuch Elektrotechnik: Grundlagen und Anwendungen für Elektrotechniker*, 1. Aufl., ISBN: 978-3-8348-1021-2, Springer Vieweg, Wiesbaden, 2013.
- [68] A. Kallert, E. Lamvers und Y. J. Yu, *Thermische Energiespeicher für Quartiere: Überblick zu Rahmenbedingungen, Marktsituation und Technologieoptionen für Planung, Beratung und politische Entscheidungen im Gebäudesektor*, dena-Studie, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 1. Aufl. (Zugriff am: 20. Januar 2022), Berlin, 2021.
- [69] T. Benz, J. Dickert und M. Erbert et al., *Der Zellulare Ansatz: Grundlage einer erfolgreichen, Regionen übergreifenden Energiewende*, VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. Energietechnische Gesellschaft (ETG), 1. Aufl. (Zugriff am: 20. März 2022), Frankfurt am Main, 2015.
- [70] B. Böckl, L. Kriechbaum und T. Kienberger, *Analysemethod für kommunale Energiesysteme unter Anwendung des zellularen Ansatzes*, Paper, Montanuniversitaet Leoben,, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik,, Leoben, 2016.
- [71] A. Hobert, B. Uhlemeyer, M. Zdrallek, D. Aschenbrenner, F. Bremer und R. Steinmetz, *Exemplary study of an urban districts as flexibility option in medium voltage grids* in ETG-Kongress 2021 - Das Gesamtsystem im Fokus der Energiewende: Wuppertal, 2021.
- [72] M. Faure, M. Salmon, S. El Fadili und L. Payen, *Urban Microgrid: Overview, challenges and opportunities*, ENEA Consulting, 1. Aufl. (Zugriff am: 1. März 2021), Paris (FR), 2017.
- [73] M. Kopetzki, J. Albersmann, D. Bahn, I. Baum und S. Farin, *Virtuelle Kraftwerke als wirkungsvolles Instrument für die Energiewende*, Pricewaterhouse Coopers AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, 1. Aufl. (Zugriff am: 18. November 2021), Frankfurt am Main, 2012.

- [74] B. Droste-Franke, H. Berg und C. F. Gethmann, *Brennstoffzellen und Virtuelle Kraftwerke: Energie-, umwelt- und technologiepolitische Aspekte einer effizienten Hausenergieversorgung*, ISBN: 9783540857976, [Online]. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-540-85797-6>, Springer-Verlag, Berlin, 2009.
- [75] J. Meese, N. Neusel-Lange und M. Zdrallek, *Konzept zur Realisierung eines „Virtuellen Kraftwerks“ in Nordrhein-Westfalen*, 1. Aufl. (Zugriff am: 20. Oktober 2021), Wuppertal, 2015.
- [76] J. Scheffler, *Verteilnetze auf dem Weg zum Flächenkraftwerk: Rechtlicher Rahmen, Erzeuger, Netze*, 1. Aufl., ISBN: 9783642552960, [Online]. Verfügbar unter: <http://gbv.ebib.com/patron/FullRecord.aspx?p=4722685>, Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg, 2016.
- [77] Brooklyn Microgrid, *Brooklyn Microgrid: Community Powered Energy*, [Online]. Verfügbar unter: <https://www.brooklyn.energy/> (Zugriff am: 18. April 2019), Brooklyn (NY), 2019.
- [78] R. H. Lasseter und P. Paigi, *Microgrid: a conceptual solution* in 2004 IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference, S. 4285–4290, doi: 10.1109/PESC.2004.1354758, Aachen, Germany, 2004.
- [79] *Energiewirtschaftsgesetz: EnWG*, 2017.
- [80] T. Petermann, H. Bradke, A. Lüllmann, M. Poetzsch und U. Riehm, *Was bei einem Black-out geschieht: Folgen eines langandauernden und großflächigen Stromausfalls*, 2. Aufl., ISBN: 9783836081337, Edition Sigma, Berlin, 2013.
- [81] B. Mildebrath, *Strukturen und Geschäftsmodelle eines neuen Energiemarkts in Herausforderung Utility 4.0: Wie sich die Energiewirtschaft im Zeitalter der Digitalisierung verändert*, O. D. Doleski, Hg., 1. Aufl., doi: 10.1007/978-3-658-15737-1_36, S. 701–714, ISBN: 978-3-658-15737-1: Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, Wiesbaden, 2017.
- [82] M. Rinck, *Zentrales und dezentrales Marktdesign: Der Strommarkt - Spiegel der Physik*, EW Magazin für die Energiewirtschaft, Jg. 2017, Nr. 6, 34-35, [Online]. Verfügbar unter: https://digital.ew-magazin.de/de/profiles/a21024e15cd4/editions/be76514c3e48d9ee370a/preview_pages?page=5, Berlin, 2017.
- [83] O. D. Doleski, Hg., *Herausforderung Utility 4.0: Wie sich die Energiewirtschaft im Zeitalter der Digitalisierung verändert*, 1. Aufl., ISBN: 978-3-658-15737-1, [Online]. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-658-15737-1>, Wiesbaden, 2017.
- [84] Netztransparenz, *EEG-Anlagenstammdaten: EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2019*, [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten> (Zugriff am: 26. Juli 2021), Berlin, 2017.

- [85] ENTSO-E, *ENTSO-E Transparency Platform*, [Online]. Verfügbar unter: <https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show> (Zugriff am: 15. August 2019), Brüssel (Belgien), 2019.
- [86] Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen GmbH, *Leitfaden Kommunale Wärmeplanung*, [Online]. Verfügbar unter: <https://www.klimaschutz-niedersachsen.de/zielgruppen/kommunen/kommunale-waermeplanung.php>, Deutschland Niedersachsen, 2019.
- [87] BDEW-Strompreisanalyse Januar 2020, *BDEW-Strompreisanalyse Januar 2020: Haushalte und Industrie*, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., . Aufl. (Zugriff am: 13. November 2020), Berlin, 2020.
- [88] DIN Deutsches Institut für Normung e. V., *DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, Berlin, 2020.
- [89] DIN Deutsches Institut für Normung e. V., *DIN VDE 0276-1000: Starkstromkabel - Strombelastbarkeit, Allgemeines; Umrechnungsfaktoren*, Berlin, 1995.
- [90] H.-G. Servatius, U. Schneidewind und D. Rohlfing, *Smart Energy: Wandel zu einem nachhaltigen Energiesystem*, 1. Aufl., ISBN: 978-3-642-21819-4, Springer, Berlin, 2012.
- [91] A. Eric und B. Scholz, *BDEW Roadmap: Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland*, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 1. Aufl., [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Pub_20130211_Roadmap-Smart-Grids.pdf. (Zugriff am: 3. April 2022), Berlin, 2013.
- [92] R. Apel, V. Berg und B. Fey et al., *VDE-Studie: Regionale Flexibilitätsmärkte - Marktbauteile Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze*, 1. Aufl. (Zugriff am: 13. April 2022), Frankfurt am Main, 2014.
- [93] X. Xu, Y. Zhou, M. Qadrdan und J. Wu, *Unlocking the Flexibility of CHP in District Heating Systems to Provide Frequency Response* in 2019 IEEE Milan PowerTech, S. 1–6, doi: 10.1109/PTC.2019.8810576, Milan, Italy, 2019.
- [94] M. Diekerhof, S. Schwarz, F. Martin und A. Monti, *Distributed Optimization for Scheduling Electrical Demand in Complex City Districts*, IEEE Systems Journal, Jg. 12, Nr. 4, S. 3226–3237, doi: 10.1109/JSYST.2017.2713798, 2018.
- [95] B. Habel, *Flexibilisierung: Intelligentes Energie- und Lastmanagement eröffnet neuen Chancen*, Siemens, 1. Aufl., [Online]. Verfügbar unter: https://silounge.siemens.cloud/fileadmin/silounge/Wissen_Support/Sympos_Digital_2021/Themeninsel_Grid_Edge/Flexibilisierung/Kundenreferenzen_Intelligentes_Energie-_und_Lastmanagement.pdf. (Zugriff am: 20. April 2022), München, 2021.

- [96] M. Veit und E. Gawel, *Implementierung von Demand Side Management im deutschen Strommarkt - eine ökonomische Analyse der Voraussetzungen*, Social Science Open Access Repository, 2014.
- [97] A. Ulbig und G. Andersson, *Analyzing operational flexibility of electric power systems* in 2014 Power Systems Computation Conference (PSCC), S. 1–8, doi: 10.1109/PSCC.2014.7038383, Wrocław, Poland, 2014.
- [98] M. Dehli, *Energieeffizienz in Industrie, Dienstleistung und Gewerbe*, 1. Aufl., ISBN: 978-3-658-23203-0, Springer Vieweg, Wiesbaden, 2020.
- [99] R. Simon, *Nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen: Demand-Side-Management, Energiespeicher und Regelenergie* in *Industrielle Energiestrategie*, F. J. Matzen und R. Tesch, Hg., S. 255–272, Wiesbaden, 2017.
- [100] H. J. Jabir, J. Teh, D. Ishak und H. Abunima, *Impact of Demand-Side Management on the Reliability of Generation Systems*, *Energies*, Jg. 11, Nr. 8, S. 2155, doi: 10.3390/en11082155, 2018.
- [101] C. Aichele und O. D. Doleski, Hg., *Smart Market: Vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt*, 1. Aufl., ISBN: 9783658027773, [Online]. Verfügbar unter: <http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&scope=site&db=nlebk&db=nlabk&AN=864759>, Wiesbaden, 2014.
- [102] M. Zapf, *Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem: Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten*, 1. Aufl., ISBN: 9783658150723, [Online]. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-658-15073-0>, Springer Vieweg, Wiesbaden, 2017.
- [103] B. Dahlmann, J. Garzon-Real und M. Ludwig et al., *Kombinierte Gas- und Stromnetzautomatisierung auf Verteilnetzebene*, *gwf Gas + Energie*, S. 1–3, 2018, [Online]. Verfügbar unter: https://www.researchgate.net/publication/327667538_Kombinierte_Gas-und_Stromnetzautomatisierung_auf_Verteilnetzebene. (Zugriff am: 13. Januar 2020), Essen, 2018.
- [104] G. Fuchs, B. Lunz, M. Leuthold und D. U. Sauer, *Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität: Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien*, 1. Aufl. (Zugriff am:), Aachen, 2012.
- [105] S. Schatzinger und H. Rose, *Praxisleitfaden Elektromobilität: Hinweise für Bauherren, Architekten und Ingenieure zum Ausbau elektromobiler Infrastrukturen in der Hafencity*, Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation (IAO) Competence Center Mobility Innovation, 1. Aufl. (Zugriff am: 14. März 2022), Hamburg, 2013.

- [106] M. Sterner und I. Stadler, Hg., *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*, 2. Aufl., ISBN: 9783662488928, [Online]. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-48893-5>, Berlin, 2017.
- [107] W. Stertkamp, *Privatkunden einbinden: Spielend das Netz entlasten*, 50,2 Die Plattform für intelligente Stromnetze, Nr. 8, [Online]. Verfügbar unter: <http://www.50komma2.de/wpp/2017/12/12/spielend-das-netz-entlasten/>, 2017.
- [108] S. Braungardt, D. Günther, M. Miara und J. Wapler, *Elektrische angetriebene Wärmepumpen: Aktuelle Ergebnisse aus Forschung und Feldtests*, FIZ Karlsruhe GmbH, Leibniz-Institut für Informationsinfrastruktur, 1. Aufl. (Zugriff am: 22. April 2022), Eggenstein-Leopoldshafen, 2013.
- [109] A. Hobert, H. Schroeder, M. Zdrallek, F. Schwarz und P. Biesenbach, *Identifizierung und Nutzung von Flexibilitäten innerhalb eines Virtuellen Kraftwerks mit großstädtischen Strukturen in Zukünftige Stromnetze*, doi: 10.1515/9783111412702-002, Berlin, 2018.
- [110] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, *EEG 2017*, [Online]. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/, 2017.
- [111] C. Kost, J. N. Mayer und J. Thomsen et al., *Stromgestehungskosten erneuerbare Energien: Studie*, Fraunhofer ISE, 1. Aufl. (Zugriff am: 13. April 2022), Freiburg, 2013.
- [112] T. Lauf, M. Memmler und S. Schneider, *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger: Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2018*, Umwelt Bundesamt, 1. Aufl. (Zugriff am: 14. Februar 2021), Dessau-Roßlau, 2018.
- [113] F.-M. Baumann und L. Schneider, *KWK NRW: Strom trifft Wärme*, [Online]. Verfügbar unter: https://broschuerenservice.nrw.de/files/download/pdf/kwk-privatkunden-a4-final2-pdf_von_kwk-fuer-ein-und-mehrfamilienhaeuser_vom_energieagentur_1748.pdf (Zugriff am: 1. Juli 2022), Düsseldorf, 2014.
- [114] M. Peters, T. Steidle und H. Hebisch et al., *Kommunale Wärmeplanung Einführung in den Technikkatalog*, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, 1. Aufl., [Online]. Verfügbar unter: <https://www.kea-bw.de/waermewende/wissensportal/kommunale-waermeplanung/technikkatalog>. (Zugriff am: 14. April 2022), Stuttgart, 2022.
- [115] G. Schaumann und K. W. Schmitz, *Kraft-Wärme-Kopplung*, 4. Aufl., ISBN: 9783642014246, [Online]. Verfügbar unter: <http://site.ebrary.com/lib/alltitles/docDetail.action?docID=10351883>, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 2010.
- [116] H.-M. Henning und D. U. Sauer, *Energiesysteme der Zukunft: Demand-Side-Management im Wärmemarkt*, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 1. Aufl. (Zugriff am: 14. April 2020), Freiburg, 2015.

- [117] K. Mongird, V. V. Viswanathan und P. J. Balducci et al., *Energy storage technology and cost characterization report*, U.S. Department of Energy Office of Scientific and Technical Information, Oak Ridge (Tennessee), 2019.
- [118] P. Kurzweil und O. K. Dietlmeier, *Elektrochemische Speicher*, 1. Aufl., ISBN: 978-3-658-10899-1, Springer Vieweg, Wiesbaden, 2015.
- [119] P. Stenzel, M. Baumann, J. Fler, B. Zimmermann und M. Weil, *Database development and evaluation for techno-economic assessments of electrochemical energy storage systems* in 2014 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), S. 1334–1342, doi: 10.1109/ENERGYCON.2014.6850596, Cavtat, Croatia, 2014.
- [120] P. Icha und G. Kuhs, *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2016*, Umwelt Bundesamt, 1. Aufl. (Zugriff am: 14. April 2022), Dessau-Roßlau, 2017.
- [121] Die Bundesregierung, *Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung*, 1. Aufl., [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmvi.de/blaetterkatalog/catalogs/219176/pdf/complete.pdf>. (Zugriff am: 19. Mai 2022), Berlin, 2009.
- [122] Kraftfahrt-Bundesamt, *Vierteljaehrlicher Bestand*, [Online]. Verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Vierteljaehrlicher_Bestand/b_vierteljaehrlich_inhalt.html?nn=2601598, Flensburg, 2021.
- [123] C. Bamberg, J. Lackner und S. Siegemund, *Privates Ladeinfrastrukturpotenzial in Deutschland Herausforderungen bei der Entwicklung der privaten Ladeinfrastruktur zur Beschleunigung des Markthochlaufs der Elektromobilität in Deutschland*, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 1. Aufl. (Zugriff am: 20. Dezember 2021), Berlin, 2020.
- [124] H. Vennegeerts, J. Tran, F. Rudolph und P. Pfeifer, *Metastudie Forschungsüberblick Netzingegration Elektromobilität*, Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., . Aufl. (Zugriff am: 23. Januar 2022), Aachen, 2018.
- [125] Bundesnetzagentur, *E-Mobilität: Öffentliche Ladeinfrastruktur: Ladesäulenkarte*, [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/E-Mobilitaet/Ladesaeulenkarte/start.html;jsessionid=69BB938EC0A7C2A66470B73560A8AA85>, Bonn, 2021.
- [126] J. Dohmann, *Thermodynamik der Kälteanlagen und Wärmepumpen: Grundlagen und Anwendungen der Kältetechnik*, 1. Aufl., ISBN: 9783662491102, [Online]. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-49110-2>, Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg, 2016.
- [127] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, *Wärmepumpen mit Prüf- / Effizienznachweis: Heizen mit Erneuerbaren Energien*, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, . Aufl. (Zugriff am: 13. März 2022), Eschborn, 2020.

- [128] Bundesverband Wärmepumpe e.V., *Absatzzahlen und Marktanteile*, [Online]. Verfügbar unter: <https://www.waermepumpe.de/presse/zahlen-daten/>, Berlin, 2021.
- [129] Viessmann Deutschland GmbH, *Planungshandbuch Wärmepumpen*, Viessmann Deutschland GmbH, 1. Aufl. (Zugriff am: 13. Januar 2022), Allendorf (Eder),
- [130] S. Wischermann, *Zukünftiger regionaler Endenergiebedarf deutscher Haushalte unter Berücksichtigung des demografischen Wandels*, 1. Aufl., ISBN: 978-3643122445, Lit Verlag, Münster, 2013.
- [131] SMA Solar Technology AG, *SMA Smart Home: Verbrauchersteuerung über MUSS-Zeitfenster Beispiel: Waschmaschine*, SMA Solar Technology AG, 1. Aufl., [Online]. Verfügbar unter: https://www.photovoltaik4all.de/media/pdf/68/ed/96/SSH_MUSS-Zeitfenster-TI-de-11.pdf. (Zugriff am:), Niestetal, 2019.
- [132] F. Kuhnert und C. Stürmer, *PwC Autofacts (Studie): Mit Elektrifizierung und Verbrennungsmotoren auf dem Weg in die Zukunft der Mobilität*, PricewaterhouseCoopers (pwc) GmbH, 1. Aufl. (Zugriff am: 1. Juli 2022), 2016.
- [133] Institut für Mobilitätsforschung, Hg., *Zukunft der Mobilität (Studie): Szenarien für das Jahr 2030, zweite Fortschreibung*, Institut für Mobilitätsforschung (ifmo), München, ifmo-Studien, 2010. (Zugriff am: 1. Juli 2022),
- [134] F. Hacker, R. Blanck und F. Hülsmann et al., *eMobil 2050: Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz*, Öko-Institut e.V., 1. Aufl. (Zugriff am: 1. Juli 2022), Freiburg, 2014.
- [135] R. Elsland, T. Boßmann, A.-L. Klingler, A. Herbst, M. Klobasa und M. Wietschel, *Netzentwicklungsplan Strom: Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile*, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), 1. Aufl. (Zugriff am: 1. Juli 2022), Karlsruhe, 2016.
- [136] Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität), Hg., *Fortschrittsbericht 2018 (Studie): Markthochlaufphase*, Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität), Berlin, 2018. (Zugriff am: 1. Juli 2022),
- [137] J. Nitsch, T. Pregger und T. Naegler et al., *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global (Studie): Schlussbericht*, DLR, Fraunhofer IWES, IfnE, 1. Aufl. (Zugriff am: 1. Juli 2022), Berlin, 2012.
- [138] J. Adolf, C. H. Balzer und J. Louis et al., *Shell Wasserstoffstudie: Energie der Zukunft? Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H2*, Shell Deutschland Oil GmbH, . Aufl. (Zugriff am: 4. Dezember 2017), Hamburg, 2017.

- [139] X. Mosquet, H. Zablit, A. Dinger, G. Xu, M. Andersen und K. Tominaga, *The Electric Car Tipping Point (Studie): The Future of Powertrains for Owned and Shared Mobility*, The Boston Consulting Group, 1. Aufl. (Zugriff am: 1. Juli 2022), 2018.
- [140] S. Bratzel, J. Thömmes und R. Tellermann, *Marktentwicklung von Elektrofahrzeugen für das Jahr 2030: Deutschland EU USA und China. Eine Szenarioanalyse*, Center of Automotive Management (CAM), 1. Aufl. (Zugriff am: 1. Juli 2022), Bergisch Gladbach, 2017.
- [141] W. Schellong, *Analyse und Optimierung von Energieverbundsystemen*, 1. Aufl., ISBN: 9783662485279, [Online]. Verfügbar unter: <http://ebookcentral.proquest.com/lib/subgoettingen/detail.action?docID=4557031>, Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg, 2016.
- [142] I. Schumacher und P. Würfel, *Strategien zur Strombeschaffung in Unternehmen: Energieeinkauf optimieren, Kosten senken*, 1. Aufl., ISBN: 978-3-658-07421-0, Springer Gabler, Wiesbaden, 2015.
- [143] E. Zaruba, R. Borschinsky und C. Kuba, *Sektorenkopplung: Vier Infrastrukturen - Eine Optimale Lösung?*, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH (MITNETZ STROM); ONTRAS Gastransport GmbH (ONTRAS); ENSO NETZ GmbH (ENSO NETZ); Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg (BTU Cottbus-Senftenberg), . Aufl. (Zugriff am: 22. Januar 2022), Cottbus, 2017.
- [144] G. Schwan, K. Treichel und A. Höh, *Sektorkopplung: von der Stromwende zur Energie-wende*, Bericht zum Dialog am 11. Juli 2016, 1. Aufl. (Zugriff am: 12. Dezember 2021), Berlin, 2016.
- [145] G. Reich und M. Reppich, *Regenerative Energietechnik: Überblick über ausgewählte Technologien zur nachhaltigen Energieversorgung*, 2. Aufl., ISBN: 978-3-658-20607-9, Springer Vieweg, Wiesbaden, 2017.
- [146] A. Koop und H. Moock, *Lineare Optimierung: eine anwendungsorientierte Einführung in Operations Research*, 2. Aufl., ISBN: 978-3-662-56140-9, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2018.
- [147] J. Kallrath, *Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis: Mit Fallstudien aus Chemie, Energiewirtschaft, Papierindustrie, Metallgewerbe, Produktion und Logistik*, 2. Aufl., ISBN: 978-3-658-00689-1, Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, 2013.
- [148] W. Hochstättler, *Lineare Optimierung*, 1. Aufl., ISBN: 978-3-662-54424-2, Springer Spektrum, Berlin, Heidelberg, 2017.
- [149] K. Mainzer, *Analyse und Optimierung urbaner Energiesysteme: Entwicklung und Anwendung eines übertragbaren Modellierungswerkzeugs zur nachhaltigen Systemgestaltung*,

- Dissertation, Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), Lehrstuhl für Energiewirtschaft des Instituts für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Karlsruhe, 2018.
- [150] S. Hilpert, C. Kaldemeyer, U. Krien, S. Günther, C. Wingenbach und G. Plessmann, *The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modelling*, Energy Strategy Reviews, Jg. 22, S. 16–25, doi: 10.1016/j.esr.2018.07.001, Amsterdam (Niederlande), 2018.
- [151] M. Koralewicz, J. Glandien und J. Hüttenrauch et al., *PORTALGREEN: Power-to Gas-Leitfaden zur Integration erneuerbarer Energien : genehmigungsrechtlicher Leitfaden für Power-to-Gas-Anlagen : Errichtung und Betrieb*, 1. Aufl., ISBN: 9783949088100, Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) gGmbH, Köln, Garching b. München, Berlin, Braunschweig, 2020.
- [152] C. Fünfgeld und R. Tiedemann, *Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile step-by-step*, Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus, 1. Aufl., [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>. (Zugriff am:), Berlin, 2000.
- [153] F. Dorsewagen, *Zustandsidentifikation von Mittelspannungsnetzen für eine Übergreifende Automatisierung der Mittel- und Niederspannungsebene*, Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, epubli (Neue Energie aus Wuppertal Bd. 19), Wuppertal, 2018.
- [154] DIN Deutsches Institut für Normung e.V., *DIN 4108-6 Wärmeschutz und Energie-Einsparung in Gebäuden*, Berlin, 2003.
- [155] A. Hobert, H. Schroeder und B. Uhlemeyer et al., *Power to Heat as Flexibility Option in Low Voltage Grids from Urban Districts* in 2020 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), S. 1–6, doi: 10.1109/SEST48500.2020.9203183, Istanbul, Turkey, 2020.
- [156] U. Jordan und K. Vajen, *Realistische Trinkwarmwasser-Profile für bis zu 100 Wohneinheiten* in Proc. 11. Symposium Thermische Solarenergie, Staffelstein, 2003.
- [157] Nobis, C. Nobis und T. Kuhnimhof, *Mobilität in Deutschland – MiD Ergebnisbericht: Studie von infas, DLR, IVT und infas 360 im Auftrag des Bundesministers für Verkehr und digitale Infrastruktur*, Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, 1. Aufl. (Zugriff am: 13. April 2022), Bonn, 2019.
- [158] C. Leitinger und M. Litzlbauer, *Netzintegration von solar-elektrischer Mobilität*, Elektrotech. Inftech., Jg. 129, Nr. 3, S. 134–140, doi: 10.1007/s00502-012-0092-2, 2012.

- [159] R. Hartig, *Untersuchungen zur Optimierung des Energiemanagements im Privatkundenbereich*, Dissertation, Technische Universität Chemnitz Fakultät Elektrotechnik, Chemnitz, 2001.
- [160] F. Möhrke, *Auswirkungen der Energiewende auf die Zuverlässigkeit von Nieder- und Mittelspannungsnetzen*, Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, epubli (Neue Energie aus Wuppertal Bd. 33), Wuppertal, 2021.
- [161] G. Brauner, *Systemeffizienz bei regenerativer Stromerzeugung*, 1. Aufl., ISBN: 978-3-658-24853-6, Springer Vieweg, Wiesbaden, 2019.
- [162] H. M. Dietz, *Mathematik für Wirtschaftswissenschaftler: Band 1: Grundlagen und eindimensionale Analysis*, 3. Aufl., ISBN: 978-3-662-58148-3, Springer Spektrum, Berlin, 2019.
- [163] P. R. Thimmapuram und J. Kim, *Consumers' Price Elasticity of Demand Modeling With Economic Effects on Electricity Markets Using an Agent-Based Model*, IEEE Trans. Smart Grid, Jg. 4, Nr. 1, S. 390–397, doi: 10.1109/TSG.2012.2234487, 2013.
- [164] M. Platt, S. Exner und R. Bracke, *Studie - Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes: Bestandsaufnahme und Trends*, 1. Aufl. (Zugriff am: 30. Januar 2022), Bochum, 2010.
- [165] C. Cobos-Sánchez, J. A. Vilchez-Membrilla, A. Campos-Jiménez und F. J. García-Pacheco, *Pareto Optimality for Multioptimization of Continuous Linear Operators*, Symmetry, Jg. 13, Nr. 4, S. 661, doi: 10.3390/sym13040661, 2021.
- [166] European Energy Exchange AG, *Marktdaten*, [Online]. Verfügbar unter: <https://www.eex.com/de/marktdaten>, Leipzig, 2022.
- [167] N. Y. Amponsah, M. Troldborg, B. Kington, I. Aalders und R. L. Hough, *Greenhouse gas emissions from renewable energy sources: A review of lifecycle considerations*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Jg. 39, S. 461–475, doi: 10.1016/j.rser.2014.07.087, 2014.
- [168] P. Icha, G. Kuhs und T. Lauf, *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2020*, 2021.
- [169] R. Apel, T. Aundrup und B. M. Buchholz et al., *VDE-Studie: Demand Side Integration: Ein Notwendiger Baustein der Energiewende*, VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. Energietechnische Gesellschaft (ETG), 1. Aufl., [Online]. Verfügbar unter: <https://shop.vde.com/de/vde-studie-demand-side-integration-gesamttext>. (Zugriff am:), Frankfurt am Main, 2012.

- [170] I. Behr und M. Großklos, *Praxishandbuch Mieterstrom: Fakten, Argumente und Strategien*, 1. Aufl., ISBN: 9783658175399, [Online]. Verfügbar unter: <http://ebookcentral.proquest.com/lib/gbv/detail.action?docID=4872976>, Springer Vieweg, Wiesbaden, 2017.
- [171] H. Wirth, *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*, Fraunhofer ISE, 1. Aufl. (Zugriff am: 13. April 2022), Freiburg, 2018.
- [172] H. Will und F. Zuber, *GESCHÄFTSMODELLE MIT PV-MIETERSTROM*, Urbane Energie; local energy markets; BSW -Solar e.V, 2. Aufl. (Zugriff am:), 2017.
- [173] K. F. Schäfer, *Netzberechnung: Verfahren zur Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze*, 1. Aufl., ISBN: 978-3-658-26732-2, Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, 2020.
- [174] K. Kornwachs, *Philosophie für Ingenieure*, 3. Aufl., ISBN: 9783446454712, Hanser, München, 2018.
- [175] Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik - Bergische Universität Wuppertal, *VPP - Virtual Power Plant*, [Online]. Verfügbar unter: <https://www.evt.uni-wuppertal.de/forschung/forschungsgruppe-betriebskonzepte-und-sektorenkopplung/vpp-virtual-power-plant.html> (Zugriff am: 17. August 2017), Wuppertal, 2017.
- [176] B. Burger, *Energy-Charts*, [Online]. Verfügbar unter: <https://energy-charts.info>, Freiburg, 2021.
- [177] Statistisches Bundesamt, *Zensus 2011*, [Online]. Verfügbar unter: https://www.zensus2011.de/DE/Home/home_node.html, Wiesbaden, 2020.
- [178] GfK SE Growth from Knowledge, *Bevölkerungsstrukturdaten*, [Online]. Verfügbar unter: <https://shop.gfk-geomarketing.de/de/gfk-bevoelkerungsstrukturdaten.html>, Nürnberg, 2020.
- [179] P. Wintzek, S. A. Ali, J. Monscheidt, B. Gemsjäger, A. Slupinski und M. Zdrallek, *Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze: Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen*, 1. Aufl., Neue Energie aus Wuppertal., Wuppertal, 2021.
- [180] Stadt Wuppertal, *Offene Daten Wuppertal: Quartiere Wuppertal*, [Online]. Verfügbar unter: <https://offenedaten-wuppertal.de/dataset/quartiere-wuppertal>, Wuppertal, 2021.
- [181] M. Frondel, N. Ritter und S. Sommer, *Stromverbrauch privater Haushalte in Deutschland – Eine ökonomische Analyse*, *Z Energiewirtschaft*, Jg. 39, Nr. 3, S. 221–232, doi: 10.1007/s12398-015-0157-0, 2015.
- [182] Kautsch, Frey und Meyer et al., *E-Energy: MeRegio: Aufbruch zum Minimum-Emission-Regions*, ABB et al., 1. Aufl. (Zugriff am: 13. April 2022), Berlin, 2019.

- [183] A. Hobert, H. Schroeder, M. Zdrallek, P. Biesenbach und C. Backhaus, *Virtual Power Plant (VPP) – Hebung von Flexibilitäten in großstädtischen Strukturen (Abschlussbericht)*, Düsseldorf, 2020.
- [184] A. Hobert, M. Zdrallek, L. Seeger, C. Backhaus und P. Biesenbach, *Analyse von Flexibilitätsoptionen in urbanen Quartieren*, EW Magazin für die Energiewirtschaft, Nr. 1, S. 18–21, [Online]. Verfügbar unter: <https://emagazin.ew-magazin.de/de/profiles/a21024e15cd4/editions/cd1272b4d9918e8ec074>, Offenbach am Main, 2021.
- [185] Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik Wuppertal, *VPP - Virtual Power Plant: Hebung von Flexibilitäten in großstädtischen Strukturen*, [Online]. Verfügbar unter: <https://www.evt.uni-wuppertal.de/de/forschung/forschungsgruppe-betriebskonzepte-und-sektorenkopplung/vpp-virtual-power-plant.html> (Zugriff am: 27. September 2018).
- [186] H.-G. Walter *et al.*, *Arrenberg App*, [Online]. Verfügbar unter: <https://arrenberg.app/>, Wuppertal, 2019.
- [187] P. Biesenbach, M. Freitag, A. Hobert und H. Schroeder, *Energie im Viertel: VPP-Special*, 1. Aufl., Wuppertal, 2020.
- [188] L. Fahrmeir, C. Heumann, R. Künstler, I. Pigeot und G. Tutz, *Statistik: Der Weg zur Datenanalyse*, 8. Aufl., ISBN: 978-3-662-50371-3, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2016.
- [189] W. W. Chin und G. A. Marcoulides, *The Partial Least Squares Approach to Structural Equation Modeling in Modern methods for business research*, G. A. . Marcoulides, Hg., 1. Aufl., S. 295–336, [Online]. Verfügbar unter: https://www.researchgate.net/publication/311766005_The_Partial_Least_Squares_Approach_to_Structural_Equation_Modeling, New York, 1998.
- [190] B. Gwisdorf, S. Stepanescu und C. Rehtanz, *Effects of Demand Side Management on the planning and operation of distribution grids* in 2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), S. 1–5, doi: 10.1109/ISGTEUROPE.2010.5638921, Gothenburg, Sweden, 2010.
- [191] Stadt Wuppertal, *Wirtschaft und Stadtentwicklung: Das Angebot der Statistikstelle*, [Online]. Verfügbar unter: https://www.wuppertal.de/wirtschaft-stadtentwicklung/daten_fakten/index.php, Wuppertal, 2021.
- [192] Stadt Wuppertal, *Geoportal Stadt Wuppertal*, [Online]. Verfügbar unter: http://geoportal.wuppertal.de/deegree/invoke.jsp?wmc=wmc_KST, Wuppertal, 2022.
- [193] J. Hernández-Moro und J. M. Martínez-Duart, *Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Jg. 20, S. 119–132, doi: 10.1016/j.rser.2012.11.082, 2013.

- [194] J. Zechner und O. Randl, *Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung der Zuschläge für unternehmerische Wagnisse von Strom- und Gasnetzbetreibern: Bericht für die Bundesnetzagentur*, Frontier Economics Ltd., 1. Aufl. (Zugriff am: 1. Dezember 2021), Mainz, 2021.
- [195] D. Müller, *Grundlagen der Betriebswirtschaftslehre für Ingenieure*, 1. Aufl., ISBN: 9783540321958, [Online]. Verfügbar unter: <http://swbplus.bsz-bw.de/bsz264359380cov.htm>, Springer, Berlin, Heidelberg, 2006.
- [196] F. Pieper und B. Voges, *Das Stromnetz der WSW Netz GmbH*, [Online]. Verfügbar unter: <https://www.wsw-netz.de/stromnetz/netzgebiet/>, Wuppertal, 2021.
- [197] F. Pieper und B. Voges, *Netzstrukturdaten der WSW Netz GmbH*, [Online]. Verfügbar unter: <https://www.wsw-netz.de/stromnetz/netzstrukturdaten>, Wuppertal, 2021.
- [198] *Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW)*, [Online]. Verfügbar unter: <https://dip.bundestag.de/vorgang/.../70189>, 2016.

10 Formelzeichen und Abkürzungen

10.1 Formelzeichen

In Tabelle 16 sind alle Formelzeichen mit einer kurzen Erläuterung, in chronologischer Reihenfolge, aufgelistet die im Rahmen dieser Arbeit genutzt worden sind.

Tabelle 16 Formelzeichen

Formelzeichen	Bezeichnung
PEB	Primärenergieverbrauch in Tausend TWh
BIP	Bruttoinlandsprodukt in Billionen US-Dollar
$THGE$	Treibhausgasemissionen in t
σ_{DEA}	Dichte dezentraler Einspeiseanlagen
σ_{Last}	Dichte der Lasten
$S_{Länge\ s}$	Länge einer Leitungsstrecke s
D	Menge aller DEA
$P_{DEA\ d}$	Installierte Leistung DEA d
$P_{Last\ l}$	Installierte Leistung Last l
S	Menge alle Leitungsstrecken
L	Menge aller Lasten
U_n	Nennspannung
$P_{Residual\ t}$	Residuallast zum Zeitschritt t
$P_{Last\ t\ l}$	Bezogene Leistung der Last l zu t
$P_{DEA\ t\ d}$	Eingespeiste Leistung der DEA d zu t
T	Menge aller betrachteten Zeitschritte
P_r	Bemessungsleistung eines Aggregats oder mehrere Aggregate
$P_{Reg.\ Anteil\ t}$	Regenerativer Anteil für Zeitschritt t in %
$P_{Reg.\ Ein.\ n\ t}$	Regenerative eingespeiste Leistung für Energieträger n und Zeitschritt t
t	Zeitschritt
k_{CO_2}	CO2-Kosten
k	Strombeschaffungskosten
k_b	Kostenbestandteil b
U_{tk}	Knotenspannung von Knoten k zu Zeitpunkt t
U_n	Nennspannung nach DIN EN 50160
K	Menge aller Knoten
$U_{-\Delta MS}$	Zulässiger Spannungsabfall in der MS-Ebene
$U_{-\Delta NS}$	Zulässiger Spannungsabfall in der NS-Ebene
$U_{+\Delta MS}$	Zulässiger Spannungshub in der MS-Ebene

$U_{+\Delta NS}$	Zulässiger Spannungshub in der NS-Ebene
I_{rs}	Bemessungsstrom der Leitungsstrecke s
S_{rw}	Bemessungsscheinleistung des ONT w
I_{st}	Auslastung der Leitungsstrecke s
S_{wt}	Auslastung des ONT w
W	Menge aller Transformatoren
P_{Urban}	Relativer Anteil urbane Bevölkerung in %
N_{Urban}	Anzahl urbane Bevölkerung
$P_{Ländlich}$	Relativer Anteil ländliche Bevölkerung in %
$N_{Ländlich}$	Anzahl ländliche Bevölkerung
E	Energie
f_{Netz}	Netzfrequenz
P_{0t}	Leistung vor Verschiebung
P_{1t}	Leistung nach Verschiebung
$G_{Flex n}$	Leistungsgradient
$P_{Flex n t}$	Flexible Leistung zu Zeitpunkt t
$P_{Flex n t-1}$	Flexible Leistung zu Zeitpunkt $t-1$
$EF_{Flex n t}$	Emissionsfaktor Aggregat n
$t_2 - t_1$	Zeitpunkt 1 und Zeitpunkt 2
$m_{THGE n t}$	THGE Zeitpunkt t
$m_{THGE n t-1}$	THGE Zeitpunkt $t-1$
$E_{n t}$	Energie zu Zeitpunkt t
$E_{n t-1}$	Energie zu Zeitpunkt $t-1$
$k_{Flex n t}$	Strombeschaffungskosten
$K_{Flex n t}$	Kosten Aggregat n zu Zeitpunkt t
$K_{Flex n t-1}$	Kosten Aggregat n zu Zeitpunkt $t-1$
k_{CapEx}	Investitionskosten (Capital Expenditures (CapEx))
k_{OpEx}	Betriebskosten Operational Expenditures (OpEx)
c_{Rate}	c-Rate (bezeichnet das Verhältnis von Leistung zu Energie eines BS)
Q_0	Nutzbare Ladung
I_{max}	Maximaler Strom
K_0	Maximale Kapazität
P_r	Bemessungsleistung
k_p	Leistungspreis eines BS
$k_{Kap.}$	Kapazitätspreis eines BS
COP	Coefficient of Performance
Q_{th}	Ausgehende thermische Leistung

P_{el}	Eingehende elektrische Leistung
JAZ	Jahresarbeitszahl einheitenlos
E_{th}	Ausgehende thermische Energie in kWh
E_{el}	Eingehende elektrische Energie in kWh
S_R	Zustandsraum einer linearen Optimierung
$P_{Import\ t}$	Importierte Leistung in einem Bilanzkreis zu Zeitschritt t
$P_{Export\ t}$	Exportierte Leistung in einem Bilanzkreis zu Zeitschritt t
$P_{Saldo\ t}$	Saldoleistung ($P_{Import\ t} + P_{Export\ t}$) in einem Bilanzkreis zu Zeitschritt t
P	Leistung
p_N	Parametern-Tupel mit Dimension N
p_n	Input-Parameter n in Tupel mit Dimension N
x_N	Variablen-Tupel mit Dimension N
x_n	Input-Variable n in Tupel mit Dimension N
f	Zielfunktion
$k(j)$	Kostenkoeffizient der Zielfunktion
\vec{r}	Vektor der rechten Seite der Nebenbedingung
\vec{x}	Variablenvektor
H	Koeffizientenmatrix der Nebenbedingung
j	Zählvariable für die Zielfunktion
S	Zustandsraum einer linearen Optimierung
$P_{flow\ f\ i\ o\ t}$	Leistungsfluss des Aggregats f
$P_{inst.\ f\ i\ o}$	Installierte Leistung des Aggregats f
η_f	Wirkungsgrad des Aggregats f
$P_{Status\ f\ i\ o\ t}$	Relativer Status Aggregats f
$P_{flow\ min\ f}$	Minimumwert des Aggregats f
$P_{flow\ max\ f}$	Maximalwert des Aggregats f
$p_{flow\ min\ f}$	Relative minimale Leistung
$p_{flow\ max\ f}$	Relative maximale Leistung
$P_{flow\ min\ f}$	Absolute minimale Leistung
$P_{flow\ max\ f}$	Absolute maximale Leistung
$P_{Status\ f\ I\ o\ t}$	Leistung Status Aggregats f
F	Menge aller Flexibilitätsoptionen
I	Menge aller Inputs
O	Menge aller Outputs
$P_{flow\ f\ i\ t}$	Eingehender Fluss f in Sektor
$P_{flow\ f\ o\ t}$	Ausgehender Fluss f in Sektor

$P_{\text{flow } f i o t}$	Leistungsfluss des Aggregats f
$P_{\text{-Gradient } f i o t}$	Maximal Negative Gradient Aggregat f
$P_{\text{+Gradient } f i o t}$	Maximal Positive Gradient Aggregat f
$k_{\text{flow } t f}$	Kostenvektor von flow f zu t
$P_{\text{flow } f t}$	Leistungsvektor von flow n zu t
Q_h	Heizlast
G_t	Gradtagszahl
H_T	Transmissionswärmeverluste
H_V	Luftwärmeverluste
η	Ausnutzungsgrad
Q_S	Solare Wärmegewinne
Q_I	Interne Wärmegewinne
$F_{x n}$	Korrekturfaktor
A_i	Wandfläche
$U_{\text{Wert } n}$	Wärmedurchgangskoeffizient von Wand n
H_V	Luftwärmeverluste
$c_p \text{ Luft}$	Wärmekapazität Luft
n_{Luft}	Luftaustauschrate
V	Gebäudevolumen
ϑ_{Innen}	Innentemperatur
$\vartheta_{\text{Außen } t}$	Außentemperatur zu Zeitschritt t
Q_S	Solare Wärmegewinne
$I_{S n}$	Solare Einstrahlung
g_i	Gesamtdurchlassungsgrad
A_i	Gebäudehülle
Q_I	Interne Wärmegewinne
A_n	Grundfläche
h	Gebäudehöhe
$Q_{\text{WW } t}$	Warmwasserlast zu Zeitpunkt t
c_W	Wärmekapazität des Wassers
\dot{V}_t	Volumenstrom zu Zeitpunkt t
ρ_W	Dichte des Wassers
$\vartheta_{\text{WW } 1}$	Temperatur Warmwasser $t = 1$
$\vartheta_{\text{WW } 0}$	Temperatur Warmwasser $t = 0$
g	Gleichzeitigkeitsfaktor
P_{max}	Maximal auftretenden Leistung
$P_{\text{inst.}}$	Installierte Leistung

P/P_r	Relative Leistung
$\eta_{x p}$	Elastizität der Nachfrage
x_{Gut}	Menge eines Konsumgutes
dk	Kostenfunktion eines Konsumgutes
ε	Elastizität der Stromnachfrage
dE_{Last}	Änderung der konsumierten Energie
$E_{\text{Last } 0}$	Konsumierte Energie vor dem Anreiz
dT_{Tarif}	Änderung des Tarifs zum Mittelwert
$T_{\text{Tarif } 0}$	Tarif, der als Referenz genutzt wird
q_1, q_2	Parametrierung von f_{1i}, f_{2i}
OW	Optimierungswert
W	Relativer Wert einer Flexibilitätsoption
F	Gewichtungsfaktor
$k_{\text{flow } tf}$	Kosten die ins Verhältnis gesetzt werden
$EF_{\text{flow } f}$	Emissionsfaktor
$A_{\text{flow } tf}$	Autarkie das ins Verhältnis gesetzt wird
T_t	Zeitabhängiger Tarif zur Anreizsetzung
$GK_{\text{DEA } dt}$	Grenzkosten DEA
τ	Schrittweite
$P_{\text{DEA } dt}$	Einspeisung DEA
$GK_{\text{Residual } t}$	Grenzkosten Residual
$P_{\text{Residual } t}$	Residuallast
\bar{T}_{Tag}	Mittelwert Tarif Tag
T_t	Tarif 15 Minutenbasis
$T_{b \tau}$	Ausgewählte Tarifblock
$U_{\text{min } k}$	Untere Knotenspannungsgrenze k
$U_{\text{max } k}$	Obere Knotenspannungsgrenze k
P_{tf}	Leistung einer Flexibilität
f_t	Kostenfunktion
$P_{\text{flow } fio t}$	Aktuelle Leistung der Flexibilität f
$P_{\text{flow } \text{max } ft}$	Obere Leistung der Flexibilität f
$P_{\text{flow } \text{min } ft}$	Untere Leistung der Flexibilität f
n_S	Anzahl Sanierungsmaßnahmen pro Jahr
N_G	Anzahl Gebäude um Bezugsgebiet
SR	Sanierungsrate in %
$P_{\text{Aggregate Quartier}}$	Leistung im Quartier
VS	Verteilungsschlüssel

RS	Regionalisierungsschlüssel
$P_{inst. \text{ Aggregat}}$	Leistung der Aggregate
$P_{WP \text{ Quartier}}$	WP Leistung im Quartier
$P_{WP \text{ Stadt}}$	WP Leistung in Stadt
$p_{SRT 8.1}$	Anteil SRT 8.1
$p_{SRT 8.2}$	Anteil SRT 8.1
$p_{SRT 8.3}$	Menge aller Zeitschritte
E_{Flex}	Absolut flexible Energie
$W_{Unflex \ n \ t}$	Nichtflexible Energie
$W_{Flex \ n \ t}$	Flexible Energie
e_{Flex}	Relative flexible Energie
Z_{Fahren}	Zustand „Fahren“ in %
Z_{Parken}	Zustand „Parken“ in %
n_{Fahren}	Anzahl eKfz in Zustand „Fahren“
n_{Parken}	Anzahl eKfz in Zustand „Parken“
P_T	Leistung der Messung
P_0	Leistungsachsenabschnitt
ϵ_{EW}	Sensitivität Energiewetter
T_{EW}	Block des Energiewetters
R_{EW}^2	Bestimmtheitsmaß (Energiewetter)
\hat{p}_i	Schätzwerte der Messung
\bar{p}	Mittelwert der Messwerte
p_i	Messwerte
$\overline{EF}_{Feldtest}$	Mittlerer Emissionsfaktor im Feldtest
EF_t	Emissionsfaktor
P_t	Bezogene Leistung im Feldtest
\overline{EF}_{Sektor}	Mittlerer Emissionsfaktor
$EF_{n \ t}$	Emissionsfaktor
\overline{GK}_{Sektor}	Mittlere Grenzkosten
$GK_{n \ t}$	Grenzkosten Aggregat
$P_{n \ t}$	Leistung eines Aggregats
r_a	Risikoadjustierter Zins
r_f	Risikofreier Zins
r_k	Risikoaufschlag Zins
$LCoE_{Sektor}$	Stromgestehungskosten
I_j, I_0	Investitionskosten
K_{Fj}	Teilfixe Kosten

$K_{v,j}$	Variable Kosten
$KW_{\text{Sektor } 0}$	Kapitalwert
j	Jahr
DB_j	Deckungsbeitrag
CF_j	Cashflow im Jahr j
J	Zeitintervall Jahre
E_j	Verbrauchte Energie
$A_{\text{Sektor } t}$	Sektorenspezifische Autarkie
$P_{\text{Sektor } t}$	Leistung Sektor
$P_{\text{Strom } t}$	Leistung Stromsektor
\bar{A}_{Sektor}	Mittlere Autarkie
$P_{\text{Mobilität } t}$	Leistung Mobilitätssektor
$P_{\text{Wärme } t}$	Leistung Wärmesektor
P_{Residual}	Residuallast
FV_Q	Flexibilitätsvolumen eines Quartiers
RFV_Q	Relatives Flexibilitätsvolumen eines Quartiers
$W_{\text{UnFlex } n t}$	Nicht flexibilisierte Energie
$W_{\text{Flex } n t}$	Flexibilisierte Energie
$\eta_{\text{Verteilung}}$	Verteilungseffizienz
$P_{\text{Verlust},t}$	Netzverluste
$P_{\text{Last},n,t}$	Netzlast
\underline{U}	Matrix aller Spannungswerte
\underline{I}	Matrix Betriebsmittelauslastungen
$FQR:$	Flexible Quartierrete
$P_{\text{Flexible DEA}}:$	Summe Leistung flexible DEA
P_{DEA}	Summe Leistung DEA
Q_{BS}	Batteriespeicherkapazität
FRR	Flexible Residuallastrate
$P_{\text{Last}}:$	Summe Leistung Last
SPR	Speicher-Photovoltaikrate
\bar{c}	Durchschnittlicher c-Faktor

10.2 Abkürzungen

In Tabelle 17 sind alle Abkürzungen mit einer kurzen Erläuterung, in alphabetischer Reihenfolge, aufgelistet die im Rahmen dieser Arbeit genutzt worden sind.

Tabelle 17 Abkürzungen

Abkürzung	Begriff
BHKW	Blockheizkraftwerke
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BS	Batteriespeicher
BSA	Blei-Säure Akkumulator
CapEx	Capital Expenditures
COP	Coefficient of Performance
DEA	dezentralen Einspeiseanlagen
dena	Deutsche Energie-Agentur
DR	Demand Response
DSM	Demand-Side-Management
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EL	Elektrifizierung
eKfz	Elektrofahrzeug
EMS	Energiemanagementsystems
ENTSO	Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreibe („European Network of Transmission System Operators for Electricity“)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EU	Europäischen Union
GGLP	gemischt ganzzahlige lineare Programmierung
GSM	Global System for Mobile Communications
HS	Hochspannung
HöS	Höchstspannung
IBM	International Business Machines Corporation
JAZ	Jahresarbeitszahl
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LIA	Lithium Ionen Akkumulator
LP	Lineare Optimierung
LS	Ladesäule

MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
OpEx	Operational Expenditures
oemof	Open energy system modelling framework
ONS	Ortsnetzstation
ONT	Ortsnetztransformator
OPF	Optimal Power Flow
PEB	Primärenergiebedarf
PVA	Photovoltaikanlage
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
RF	Referenz
SR	Sanierungsraten
SRS	Schwungradspeicher
SRT	Stadtraumtyp
THG	Treibhausgase
THGE	Treibhausgasemissionen
TM	Technologiemix
UN	United Nations (D: Vereinten Nationen)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk
VK	Virtuelle Kraftwerk
VNB	Verteilnetzbetreiber
VPP	"Virtual Power Plants" Projekt
WKA	Windkraftanlage
WP	Wärmepumpe

11 Anhang

11.1 Glossar

In der folgenden Tabelle (Tabelle 18) sind einige Begriffe die im Rahmen dieser Arbeit verwendet aufgeführt und definiert.

Tabelle 18 Definitionen von Begriffen für die Arbeit

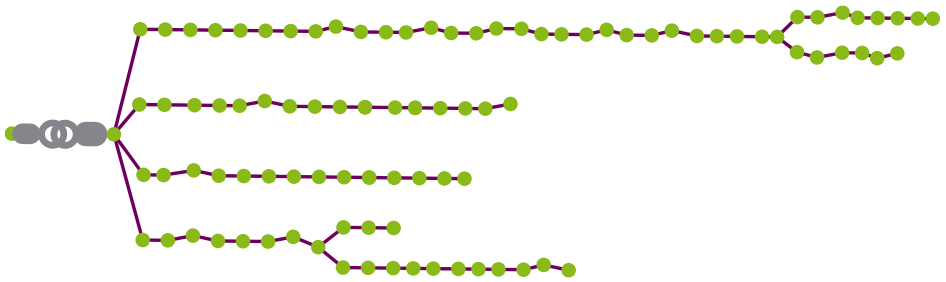
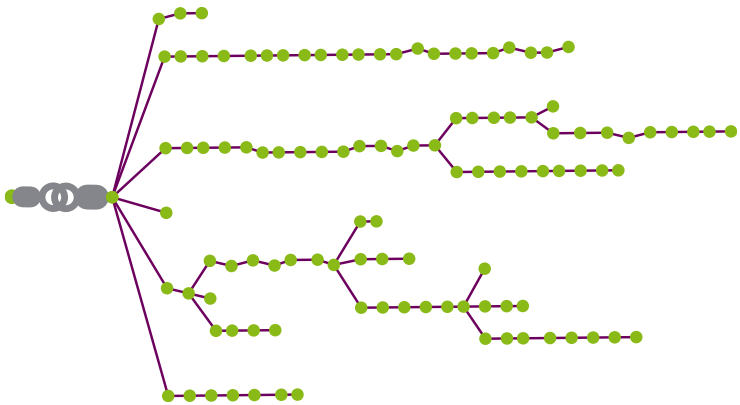
Begriff	Definition
Quartier	Als Quartier wird in dieser Arbeit die Definition aus Abschnitt 2.1.2 genutzt und bezeichnet den soziologischen Begriff und wird verwendet für statistische Daten. Dies kann von der Definition eines Energiequartiers deutlich abweichen.
Energiequartier	Energiequartier wird als Oberbegriff für das Stromnetz sowie alle darauf wirkenden Anlagen und Komponenten wie Stromerzeuger, -verbraucher, -speicher und Flexibilitäten im urbanen Umfeld genutzt. Es unterscheidet sich somit zum Begriff „Quartier“ so weit, dass es sich hierbei nicht um den soziologischen Begriff handelt, der häufig für die Einteilung der Stadt unter der Hierarchie Stadtteil genutzt wird.
Bilanzkreis	Bilanzkreise sind virtuelle energetische Bilanzierungsräume. Diese sind an einen Energiehändler, den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV), gebunden. Im Bilanzkreis werden Importe und Exporte verrechnet. Ziel ist es, in diesen Bilanzkreisen die Im- und Exporte jeden 15-Minuten-Schritt ausgeglichen zu halten. Dies wird näher in Abschnitt 3.1.1 erläutert, ein Energiequartier besitzt in dieser Arbeit ein Bilanzkreis.
EVU	Energiehändler (Energieversorgungsunternehmen) z. B ein Stadtwerk, das Bilanzkreise und Energiequartiere verwaltet.
Verteilnetz	Das Verteilnetz ist die Netzinfrastruktur zur Verteilung von elektrischer Energie in einer begrenzten Region. An ein Verteilnetz sind Kundenanlagen zum Bezug und zur Einspeisung von Energie angeschlossen. Der Leistungsfluss ist im Wesentlichen durch die Kundenbelastung bestimmt.
VNB	Netzbetreiber (Verteilnetzbetreiber) in dem die Energiequartiere angeschlossen sind.
Aggregat	In Rahmen dieser Arbeit werden alle Technologien wie Lasten, Einspeiseanlagen und Speichertechnologien mit dem Oberbegriff „Aggregat“ zusammengefasst
Flexibilität	„Flexibilität ist die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung), mit dem Ziel eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen.“ Wird genauer in Abschnitt 2.3.1 erklärt.
Flexibilitätsoption	Flexibilitätsoptionen sind Erbringer von Flexibilität in einem elektrischen Energiesystem. Diese können sich sowohl auf der Einspeise-, als auch auf der Lastseite befinden. Aggregate können Flexibilitätsoptionen sein, wenn diese Flexibilität bereitstellen können.

DEA	Dezentrale Einspeiseanlagen ist der Oberbegriff für alle Einspeiseanlagen die dezentral einspeisen z. B. Photovoltaikanlagen, Windkraftanlagen, Blockheizkraftwerke. DEA können z. B. Blockheizkraftwerke können Flexibilitätsoptionen sein und sind immer Aggregate.
Sektorenkopplungselement	Koppeln mindestens zwei Sektoren miteinander, z. B. sind dies Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge. Sektorenkopplungselemente sind Aggregate und können auch Flexibilitätsoptionen sein, wenn sie Flexibilität bereitstellen können.
Defossilisierung	Als Defossilisierung wird die Verhinderung der Nutzung beziehungsweise des Verbrauchs von fossilen Energieträgern bezeichnet. Dieser Begriff wird vermehrt anstatt Dekarbonisierung genutzt, da dieser unterstellt, dass Kohlenstoffhaltige Verbindungen grundsätzlich verhindert sollen werden, was nicht der Fall ist.

11.2 Beispielhafte lokale Netze

In Tabelle 19 sind exemplarische NS-Ortsnetze dargestellt mit den Kenndaten Netztyp, Kabellänge $\sum s_{Länge\ s}$, Lastdichte σ_{Last} und DEA-Dichte σ_{DEA} . Diese Netze stehen als Basis für die Auswertung aus Abschnitt 2.2.3 in Abbildung 15.

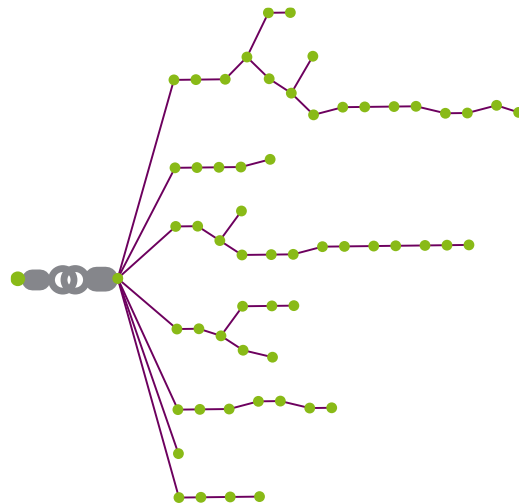
Tabelle 19 Exemplarische Ortsnetze mit Kenndaten

#	Kenndaten und Netzabbildung													
1	<p>Netztyp: Ländlich</p> <p>Kabellänge $\sum s_{Länge\ s}$: 1,466 km</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Jahr</th> <th>Lastdichte σ_{Last}</th> <th>DEA-Dichte σ_{DEA}</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2020</td> <td>148 kVA/km</td> <td>116 kVA/km</td> </tr> <tr> <td>2030</td> <td>159 kVA/km</td> <td>115 kVA/km</td> </tr> <tr> <td>2050</td> <td>240 kVA/km</td> <td>159 kVA/km</td> </tr> </tbody> </table> 	Jahr	Lastdichte σ_{Last}	DEA-Dichte σ_{DEA}	2020	148 kVA/km	116 kVA/km	2030	159 kVA/km	115 kVA/km	2050	240 kVA/km	159 kVA/km	
Jahr	Lastdichte σ_{Last}	DEA-Dichte σ_{DEA}												
2020	148 kVA/km	116 kVA/km												
2030	159 kVA/km	115 kVA/km												
2050	240 kVA/km	159 kVA/km												
2	<p>Netztyp: Semiurban</p> <p>Kabellänge $\sum s_{Länge\ s}$: 1.79 km</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Jahr</th> <th>Lastdichte σ_{Last}</th> <th>DEA-Dichte σ_{DEA}</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2020</td> <td>245 kVA/km</td> <td>76 kVA/km</td> </tr> <tr> <td>2030</td> <td>282 kVA/km</td> <td>101 kVA/km</td> </tr> <tr> <td>2050:</td> <td>332 kVA/km</td> <td>103 kVA/km</td> </tr> </tbody> </table> 	Jahr	Lastdichte σ_{Last}	DEA-Dichte σ_{DEA}	2020	245 kVA/km	76 kVA/km	2030	282 kVA/km	101 kVA/km	2050:	332 kVA/km	103 kVA/km	
Jahr	Lastdichte σ_{Last}	DEA-Dichte σ_{DEA}												
2020	245 kVA/km	76 kVA/km												
2030	282 kVA/km	101 kVA/km												
2050:	332 kVA/km	103 kVA/km												

3 Netztyp: Urban

Kabellänge $\sum s_{Länge s}$: 1.466 km

Jahr	Lastdichte σ_{Last}	DEA-Dichte σ_{DEA}
2020	440 kVA/km	72 kVA/km
2030	443 kVA/km	129 kVA/km
2050	619 kVA/km	158 kVA/km



11.3 Simulationsmodell

11.3.1 Netzmodell

In Abbildung 148 sind die Spannungs- und Stromverläufe für die Simulation in Abschnitt 3.7.4 dargestellt, hierbei werden die Iterationen 0 bis 2 dargestellt. Es zeigt sich, dass die Grenzwertverletzungen beseitigt werden. Dies ist anhand der sich grün und gelb färbenden Verlauf sichtbar.

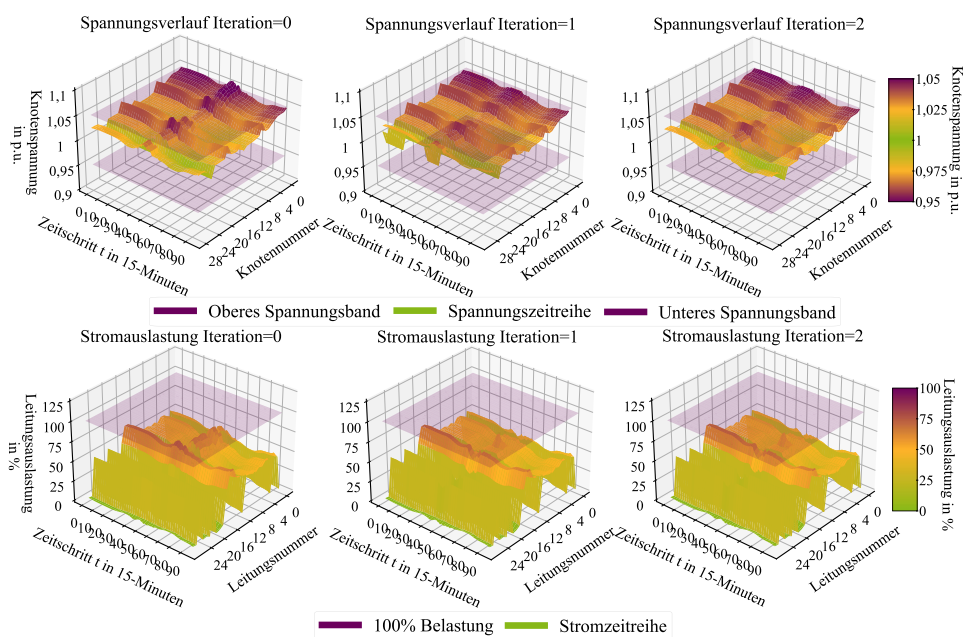


Abbildung 148 Strom- und Spannungsverläufe der Lastflussoptimierung in den Iterationen

11.3.2 Beispielhafter Lastgang für Haushaltswaren

Bedingt durch das Aufheizen des Wassers ist die Leistungsaufnahme zu Beginn des Waschprogramms sehr hoch. Das anschließende Rotieren der Waschtrommel kommt mit einer geringeren Leistungsaufnahme aus. Durch den Schleudergang am Ende des Waschprogramms ergibt sich wieder eine höhere Leistungsaufnahme, dieser ist Abbildung 149 dargestellt. [126, S. 14] Es zeigt sich, dass durch die PVA-Einspeisung sich das Waschprogramm großteilig versorgen ließe, wenn eine Lastverschiebung möglich wäre. Dieser Lastgang wird als Anhaltspunkt für das DR Modell verwendet (in Abschnitt 3.4.2).

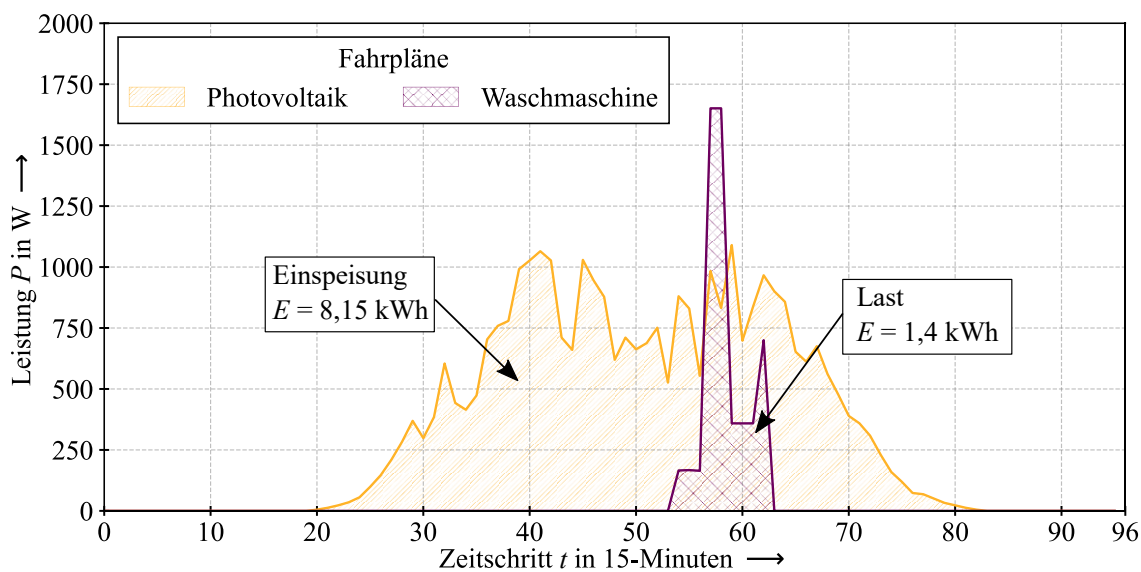


Abbildung 149 Verhalten von Haushaltsanwendungen am Beispiel einer Waschmaschine (vgl. [131, S. 14])

11.3.3 Zeitreihen Elektrofahrzeuge Ablaufdiagramm

An dieser Stelle wird das Ablaufdiagramm zur Erstellung von der eKfz Zeitreihen in Anlehnung [44] in Abbildung 150 dargestellt. Die Zeitreihen werden auf Basis der „Mobilität in Deutschland“ Studie [157] vom Bundesverkehrsministerium erstellt.

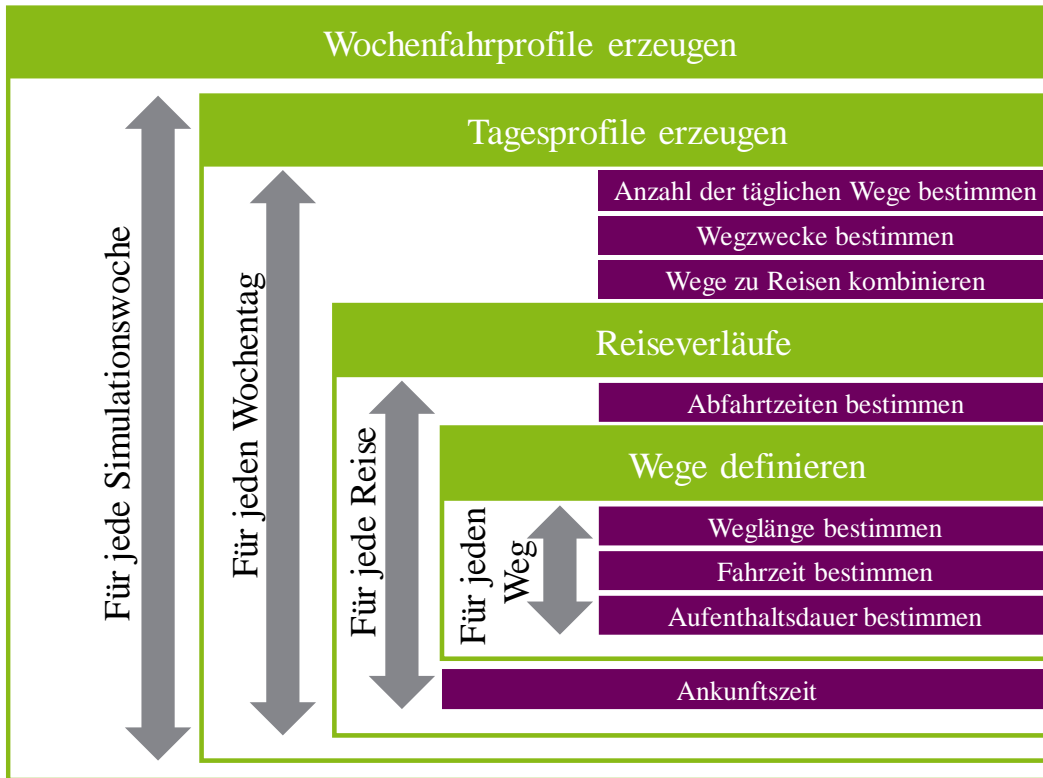


Abbildung 150 Ablaufdiagramm zur Erstellung der eKfz Zeitreihen (vgl. [44] und auf der Basis von [157])

Eine exemplarisch Analyse der Zeitreihen für die eKfz mit der kumulierten Leistung P und die Gleichzeitigkeit g ist in Abbildung 151 in einem Diagramm über die Anzahl der eKfz aufgetragen.

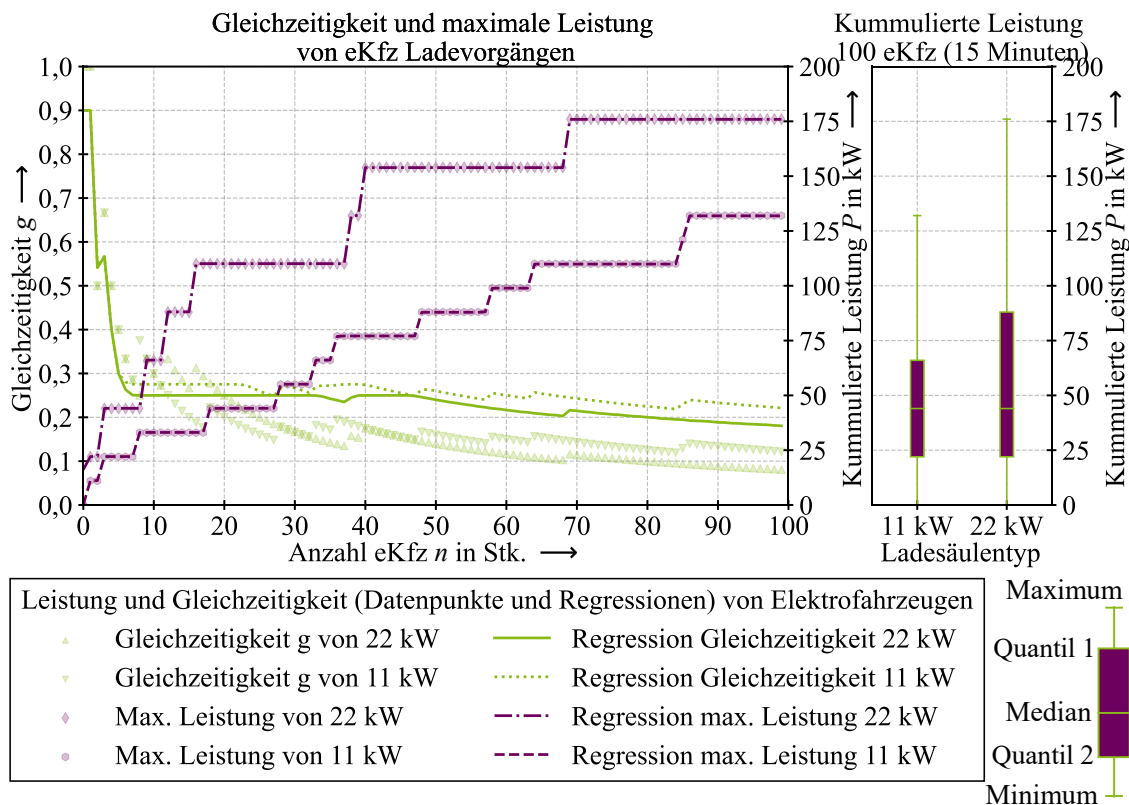


Abbildung 151 Gleichzeitigkeit und kumulierte Leistung von eKfz (simuliert nach [44])

Hinzu ist zu beachten, dass solche Spitzenleistungen nur in wenigen Zeitschritten auftauchen, dies ist in dem Boxplot zu beachten, der Median ist relativ weit weg von den eigentlichen Spitzenleistungen.

11.3.4 Ablaufdiagramm zur Erstellung der Wärmezeitreihen

In Abbildung 152 ist das Ablaufdiagramm zur Erstellung der Heizlastzeitreihen dargestellt. Hierbei wird das Modell wie es in Abschnitt 3.4.2.2 vorgestellt wird angewendet.

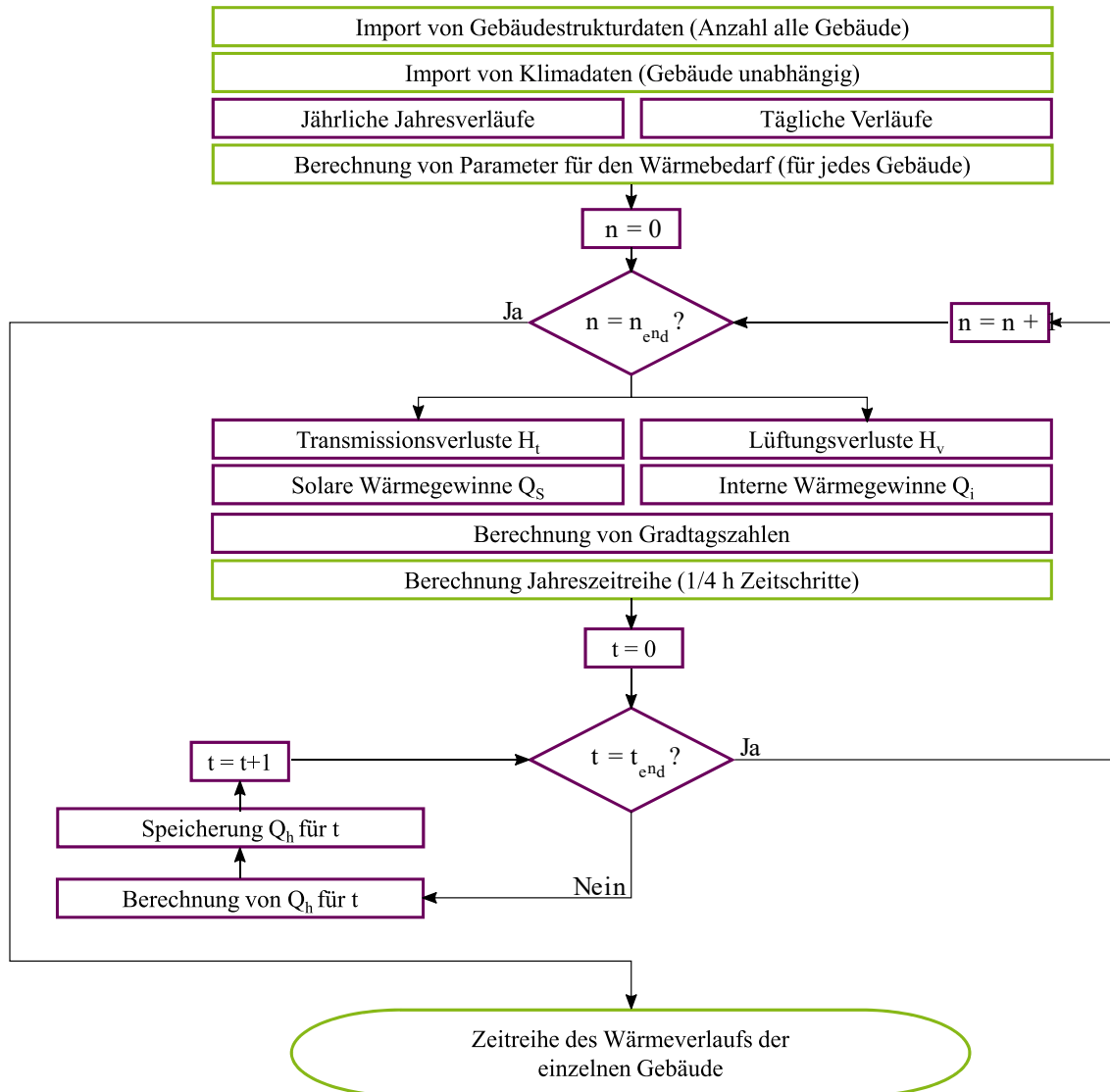


Abbildung 152 Programmablaufplan zur Erstellung der Wärmezeitreihen

In Abbildung 153 ist das Ablaufdiagramm zur Erstellung der Warmwasserlastzeitreihen dargestellt. Hierbei wird das Modell wie es in Abschnitt 3.4.2.2 vorgestellt wird angewendet.

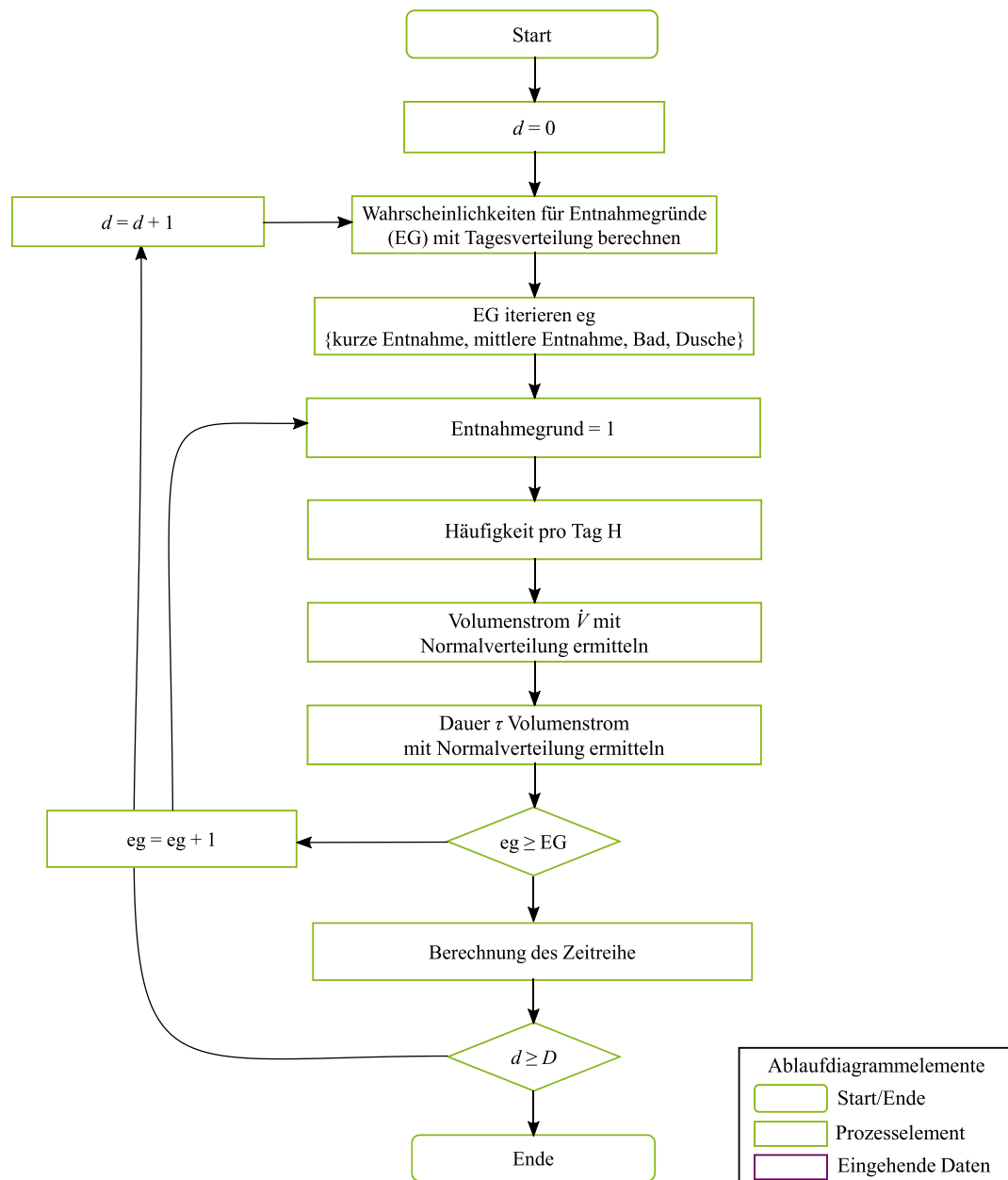


Abbildung 153 Programmablaufplan zur Erstellung der Warmwasserzeitreihen

In Tabelle 20 sind die statistischen Kennzahlen (Mittelwert μ und Standardabweichung σ) für die Entnahmegründe (Kurze Entnahme, Mittlere Entnahme, Bad und Dusche) aufgelistet. Hierbei werden die Parameter Volumenstrom \dot{V}_m in l/min, Dauer t in min und Häufigkeit H in 1/Tag aufgelistet. Bei Betrachtung von Tabelle 20 fällt auf, dass kurze und mittlere Entnahme sowohl im μ als auch in der σ bei H die gleichen Parameter besitzt. Die Bezeichnungen beziehen sich auf den \dot{V}_m , der bei der kurzen Entnahme deutlich geringer ist als bei der mittleren Entnahme.

Tabelle 20 Statistische Kennzahlen zur Generierung der Warmwasserlastprofile

Kennzahlen	Kurze Entnahme	Mittlere Entnahme	Bad	Dusche
Mittelwert μ				
Volumenstrom \dot{V}_m in l/min	1	6	14	8
Dauer t in min	1	1	10	5
Häufigkeit H in 1/Tag	28	12	0,14	2
Standardabweichung σ				
Volumenstrom σ_V	2	2	2	2
Dauer σ_t	2	2	2	2
Häufigkeit σ_H	2	2	2	2

11.4 Grundsätzliches Vorgehen beim Mieterstrommodell

In Abbildung 154 ist der schematische Ablauf des Mieterstrommodells dargestellt. Hierbei zeigt sich das durch ein Mieterstromvertrag zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Letztverbraucher und ein Zusatzstromvertrag zwischen Anlagenbetreiber und EVU ausgehandelt wird.

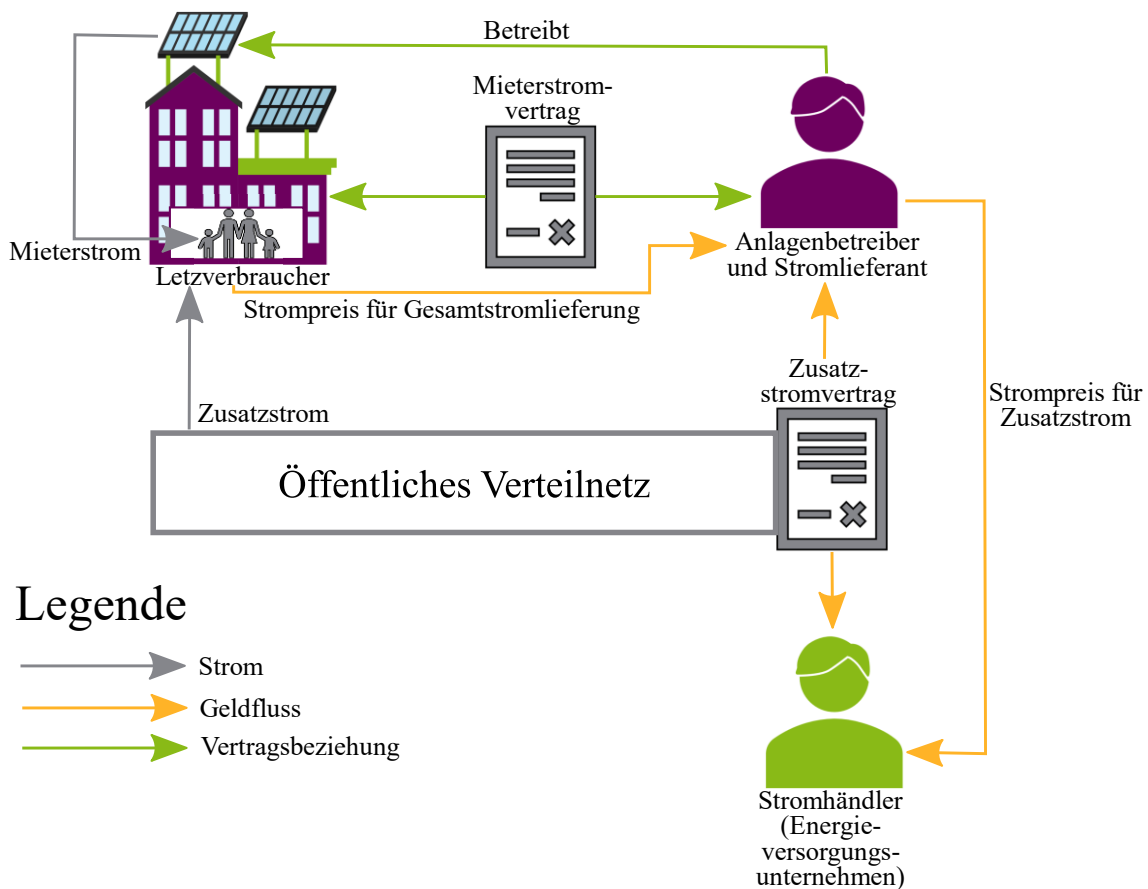


Abbildung 154 Systematik beim Mieterstrommodell

Hierbei wird ein Zahlungsfluss (in gelb), ein Stromfluss und die eben beschriebene Vertragsverhältnisse als Pfeile dargestellt. Es zeigt sich, dass die Strom- und Geldflüsse gegenläufig sind. Das heißt der Anlagenbetreiber liefert über das öffentliche Netz den Strom und erhält einen Zahlungsfluss von dem Letztverbraucher. Die sich noch herauskristalisierende Residuallast wird über den Stromhändler bedient und der Anlagenbetreiber zahlt hierfür einen Strompreis. Nahch diesem Schema wird in Abschnitt 3.6 ein Anreizsignal für Energiequartiere entwickelt.

Zusätzlich zu dem Ablaufdiagramm ist in Abbildung 155 die unterschiedlichen Stromkostenbestandteile von Mieterstrom dargestellt. Als Vergleich wird ein Industrie- und ein Haushaltsstromvertrag dargestellt.

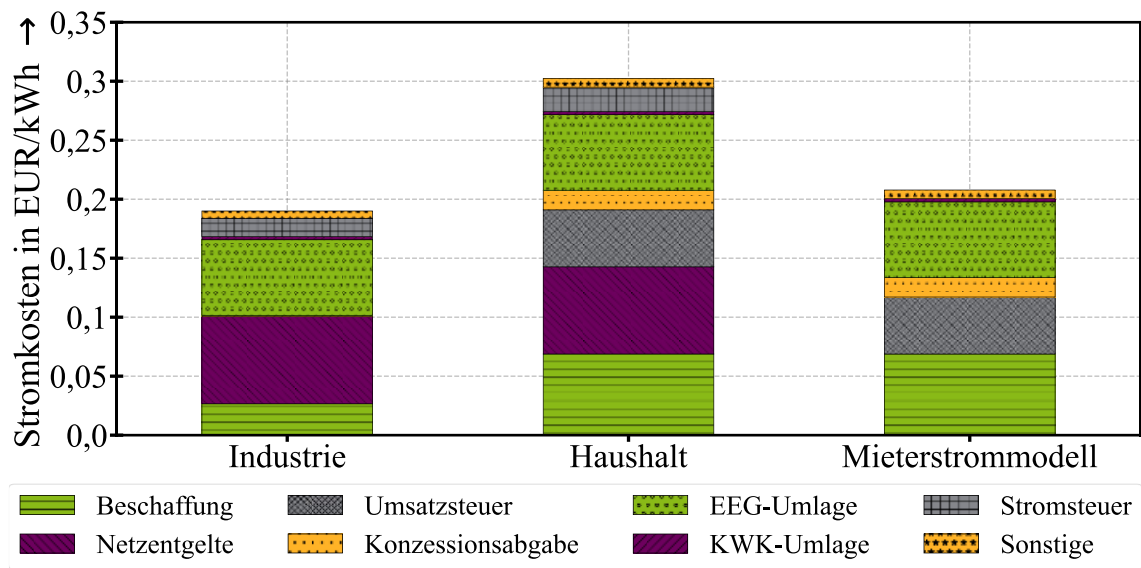


Abbildung 155 Stromkosten für verschiedene Energieprodukte

11.5 Feldtest

11.5.1 Messschema für die Sekundärmessung und Kommunikationsschema

Für den Feldtest wurden in den Haushalten folgende Konfiguration mit folgenden Komponenten installiert:

- Hutschienen-Drehstromzähler
- Skalar.pro ETHN M-Bus
- Skalar.pro ETHN M-Bus
- Skalar.pro LTE M-Bus
- Skalar.pro LTEM-Bus
- Magnethaftantennen
- Stationsantennen
- SIM-Karten

Die Konfiguration ist in Abbildung 156 mit dem Kommunikationsschema als Sekundärmessung dargestellt.

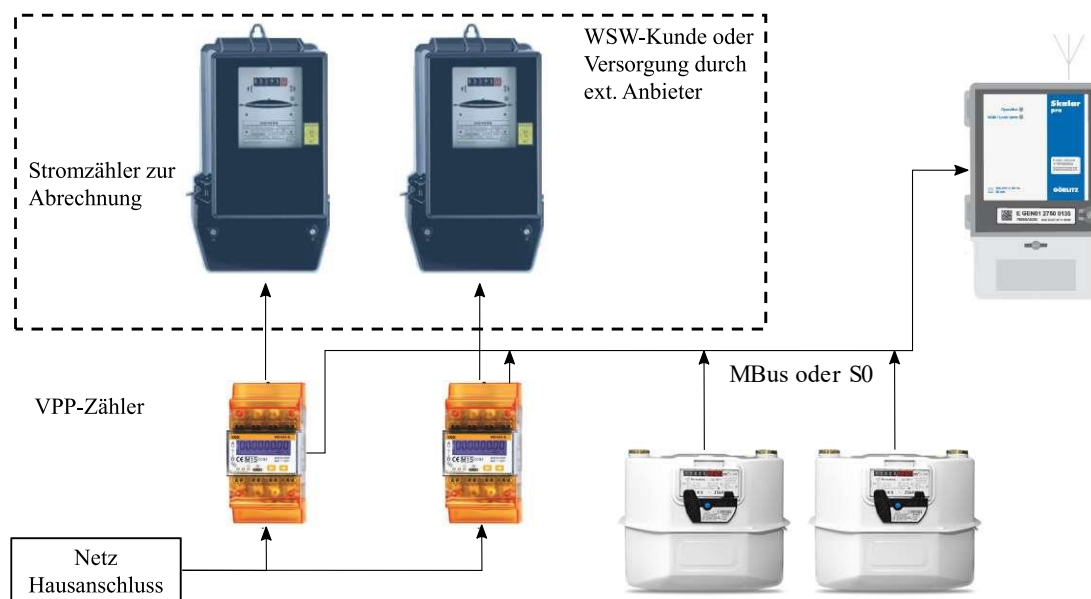


Abbildung 156 Kommunikationsschema mit Sekundärmessung

11.5.2 Statistische Ergebnisse für die Feldtestauswertung

In Tabelle 21 sind die Wahrscheinlichkeiten für die unterschiedlichen Regenerative-Quote $\bar{P}_{\text{Reg. Anteil}}$ dargestellt so wie e sin Abschnitt 4.4.2 ausgewertet wurde. Es wird zwischen der Messphase und der Anreizphase (mit den Stichproben 100 %, 32 % und 10 %) unterschieden.

Tabelle 21 Auftrittswahrscheinlichkeiten für regenerativen Quote

Regenerative-Quote $\bar{P}_{\text{Reg. Anteil}}$ in %	Messphase	Anreizphase		
		(100 %)	(32 %)	(10 %)
(0, 5]	0,0	0,0	0,0	0,0
(5, 10]	0,0	0,0	0,0	0,0
(10, 15]	1,0	0,4	0,2	0,2
(15, 20]	5,9	3,9	3,2	3,1
(20, 25]	12,3	7,7	7,1	7,0
(25, 30]	13,8	11,0	10,1	9,9
(30, 35]	13,8	12,6	12,1	11,7
(35, 40]	14,8	11,7	11,6	11,4
(40, 45]	12,9	12,6	12,8	12,9
(45, 50]	10,2	11,2	12,0	12,2
(50, 55]	6,4	9,2	10,1	10,4
(55, 60]	4,7	6,5	7,0	7,3
(60, 65]	2,5	5,3	5,5	5,7
(65, 70]	1,2	5,2	5,2	5,2
(70, 75]	0,0	1,6	1,8	1,9
(75, 80]	0,0	0,3	0,4	0,5
(80, 85]	0,0	0,0	0,0	0,0
(85, 90]	0,0	0,0	0,0	0,0
(90, 95]	0,0	0,0	0,0	0,0
(95, 100]	0,0	0,0	0,0	0,0

11.5.3 CO₂-Äquivalente für unterschiedliche Energieträger

Zur Erstellung der *EF*-Zeitreihe in Abschnitt 5.2 wurden folgende CO₂-Äquivalente genutzt die in Tabelle 22 dargestellt sind. Diese werden nach verschiedenen Energieträgern unterschieden.

Tabelle 22 CO₂-Äquivalente für unterschiedliche Energieträger im deutschen Strommix

Energieträger	CO ₂ -Äquivalent in g/kWh
Biomasse	247,00
Braunkohle	1.175,00
Steinkohle und Gas aus Steinkohle	931,00
Gas	518,00
Öl und Ölschiefer	589,00
Torf	380,00
Geothermie	192,00
Pumpspeicherkraftwerke	161,10
Wasserkraft Laufwasserkraft	4,00
Nuklear	11,00
Sonstiges	537,00
Andere Regenerative Einspeisung	127,58
Photovoltaik	67,00
Müll	5,00
Wind Onshore und Wind Offshore	6,00 bis 11,00

11.5.4 Daten für die Wirtschaftlichkeitsberechnung

In Deutschland müssen Messstellenbetreiber - grundsätzlich handelt es sich dabei um den örtlichen VNB, sofern kein Vertrag mit einem anderen Unternehmen bezüglich des Messstellenbetriebs besteht - gemäß §21b Absatz 3 a und b des EnWG aus dem Jahre 2008 seit dem 01.01.2010 alle Neubauten mit intelligenten Zählern ausstatten, dasselbe gilt im Falle einer Grundsanierung. Da hier die Verknüpfung mit einer Kommunikationseinheit noch nicht definiert wird, ist die Bezeichnung der Geräte als Smart Meter strittig. Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) am 02.09.2016 wurde dieser Umstand behoben; hier wird die Verknüpfung an das SMGW explizit hervorgehoben. Zudem wurde auch der entsprechende Gesetzesabschnitt aus dem EnWG aufgehoben und durch § 29 ersetzt. Hier wird vorgeschrieben, dass der Messstellenbetreiber, soweit es technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar ist, intelligente Messsysteme einzurichten hat bei Endverbrauchern, die einen jährlichen Stromverbrauch aufweisen, der größer als 6.000 kWh ist, Anlagenbetreibern (z. B. PVA) mit einer installierten Leistung ab 7 kWp. Liegen die Werte unter den oben genannten, so steht es dem Messstellenbetreiber frei, intelligente Messsysteme zu installieren. Diese Abwägung steht allerdings nur dem Messstellenbetreiber zu, der Endverbraucher hat darauf keinen Einfluss. Die Ausstattung mit Smart Metern wird vom Gesetzgeber als „technisch möglich“ erachtet, wenn mindestens drei unterschiedliche und voneinander unabhängige Unternehmen solche Messsysteme anbieten. Für eine „wirtschaftliche Vertretbarkeit“ reicht es hingegen aus, wenn der Messstellenbetreiber am Betrieb der Smart Meter verdient.

Tabelle 23 Entgelte nach installierter Leistung gestaffelt (§31 Abs. 2 GDEW [198])

Installierte Leistung kW	Jährliche Höchstkosten in EUR/a	Einbauzeitraum
(100; >100]	„angemessenes Entgelt“	2020 – 2028
(300;100]	200 EUR	2017 – 2025
(15; 30]	130 EUR	2017 – 2025
(7; 15]	100 EUR	2017 – 2025

Tabelle 24 Entgelte nach Jahresstromverbrauch gestaffelt (§31 Abs. 2 GDEW [198])

Jahresstromverbrauch kWh/a	Jährliche Höchstkosten in EUR/a	Einbauzeitraum
(100.000; >100.000]	„angemessenes Entgelt“	2020 – 2028
(50.000; 100.000]	200 EUR	2017 – 2025
(20.000; 50.000]	170 EUR	2017 – 2025
(10.000; 20.000]	130 EUR	2017 – 2025
(6.000; 10.000]	100 EUR	2020 – 2028
(4.000; 6.000]	60 EUR	optional ab 2020
(3.000; 4.000]	40 EUR	optional ab 2020
(2.000; 3.000]	30 EUR	optional ab 2020
(<2.000; 2.000]	23 EUR	optional ab 2020

11.5.5 Daten für die Hochskalierung

Die Demographische Verteilung in der Stadt Wuppertal je Quartier ist in Tabelle 25 dargestellt, die Verteilung wird im Rahmen der Skalierung von Flexibilitäten in Abschnitt 4.4.4 genutzt.

Tabelle 25 Demographische Verteilung Quartiere

Quartier	Absoluter Wert					Verhältnis in %			
	U20	20-44	45-64	Ü65	Σ	U20	20-44	45-64	Ü65
00 Elberfeld-Mitte	835	2599	1430	1181	6.045	14%	43%	24%	20%
01 Nordstadt	3216	7419	4271	2351	17.257	19%	43%	25%	14%
02 Ostersbaum	2862	5856	4084	2502	15.304	19%	38%	27%	16%
03 Südstadt	1803	4342	2226	1569	9.940	18%	44%	22%	16%
04 Griffenberg	1682	4075	3148	2651	11.556	15%	35%	27%	23%
05 Friedrichsberg	1135	2450	1649	1175	6.409	18%	38%	26%	18%
10 Sonnborn	561	1179	1115	969	3.824	15%	31%	29%	25%
11 Varresbeck	857	1298	1315	941	4.411	19%	29%	30%	21%
12 Nützenberg	1059	1704	1542	1267	5.572	19%	31%	28%	23%
13 Brill	675	1329	1517	983	4.504	15%	30%	34%	22%
14 Arrenberg	1049	2328	1469	635	5.481	19%	42%	27%	12%
15 Zoo	572	1111	1262	790	3.735	15%	30%	34%	21%
16 Buchenhofen	3	11	25	14	53	6%	21%	47%	26%
20 Uellendahl-West	1513	2568	2873	2632	9.586	16%	27%	30%	27%
21 Uellendahl-Ost	1141	1616	2006	1730	6.493	18%	25%	31%	27%
22 Dönberg	640	990	1772	1360	4.762	13%	21%	37%	29%
23 Nevigeser Straße	1195	1616	2094	1838	6.743	18%	24%	31%	27%
24 Beek	510	658	1002	803	2.973	17%	22%	34%	27%
25 Eckbusch	639	810	1443	1592	4.484	14%	18%	32%	36%
26 Siebeneick	367	458	808	602	2.235	16%	20%	36%	27%
30 Vohwinkel-Mitte	1737	3123	2613	1795	9.268	19%	34%	28%	19%
31 Osterholz	630	1090	1206	806	3.732	17%	29%	32%	22%
32 Tesche	776	1214	1149	797	3.936	20%	31%	29%	20%
33 Schöller-Dornap	533	743	1071	584	2.931	18%	25%	37%	20%
34 Lüntenberg	160	259	362	259	1.040	15%	25%	35%	25%
35 Industriestraße	21	68	66	47	202	10%	34%	33%	23%
36 Westring	815	1064	1164	980	4.023	20%	26%	29%	24%
37 Höhe	1402	1696	1402	991	5.491	26%	31%	26%	18%
38 Schrödersbusch	67	113	247	143	570	12%	20%	43%	25%
40 Cronenberg-Mitte	1087	1679	2231	1855	6.852	16%	25%	33%	27%
41 Küllenhahn	335	399	662	398	1.794	19%	22%	37%	22%
42 Hahnerberg	563	1063	1358	924	3.908	14%	27%	35%	24%
43 Cronenfeld	694	1011	1251	821	3.777	18%	27%	33%	22%
44 Berghausen	378	517	737	477	2.109	18%	25%	35%	23%

45 Sudberg	300	460	779	570	2.109	14%	22%	37%	27%
46 Kohlfurth	73	109	196	112	490	15%	22%	40%	23%
50 Barmen-Mitte	1068	1685	1322	987	5.062	21%	33%	26%	19%
51 Friedrich-Engels-Allee	1691	2818	2090	1355	7.954	21%	35%	26%	17%
52 Loh	734	1571	1239	875	4.419	17%	36%	28%	20%
53 Clausen	539	905	835	612	2.891	19%	31%	29%	21%
54 Rott	1835	3275	2812	1718	9.640	19%	34%	29%	18%
55 Sedansberg	2160	3459	2925	2002	10.546	20%	33%	28%	19%
56 Hatzfeld	662	961	1263	1024	3.910	17%	25%	32%	26%
57 Kothen	1516	2606	2567	2061	8.750	17%	30%	29%	24%
58 Hesselberg	416	911	643	392	2.362	18%	39%	27%	17%
59 Lichtenplatz	840	1185	1443	1062	4.530	19%	26%	32%	23%
60 Oberbarmen-Schwarzbach	3561	5233	3866	2437	15.097	24%	35%	26%	16%
61 Wichlinghausen-Süd	2332	3329	2679	1569	9.909	24%	34%	27%	16%
62 Wichlinghausen-Nord	1408	2280	1758	1124	6.570	21%	35%	27%	17%
63 Nächstebreck-Ost	1039	1544	1696	1050	5.329	19%	29%	32%	20%
64 Nächstebreck-West	1418	1839	2461	2048	7.766	18%	24%	32%	26%
70 Heckinghausen	2514	4120	3702	2554	12.890	20%	32%	29%	20%
71 Heidt	1270	2257	2147	1655	7.329	17%	31%	29%	23%
72 Hammesberg	256	370	419	280	1.325	19%	28%	32%	21%
80 Langerfeld-Mitte	805	1344	1281	956	4.386	18%	31%	29%	22%
81 Rauental	676	1198	1103	631	3.608	19%	33%	31%	17%
82 Jesinghauser Straße	296	552	542	381	1.771	17%	31%	31%	22%
83 Hilgershöhe	809	957	940	596	3.302	25%	29%	28%	18%
84 Löhrlen	377	524	568	359	1.828	21%	29%	31%	20%
85 Fleute	444	668	569	436	2.117	21%	32%	27%	21%
86 Ehrenberg	335	545	746	659	2.285	15%	24%	33%	29%
87 Beyenburg-Mitte	476	686	1066	789	3.017	16%	23%	35%	26%
88 Herbringhausen	333	542	709	561	2.145	16%	25%	33%	26%
90 Ronsdorf-Mitte/Nord	1162	2011	2518	1988	7.679	15%	26%	33%	26%
91 Blombach-Lohsiepen	478	773	881	642	2.774	17%	28%	32%	23%
92 Rehsiepen	350	452	471	397	1.670	21%	27%	28%	24%
93 Schenkstraße	566	839	1010	886	3.301	17%	25%	31%	27%
94 Blutfinke	869	1194	1538	1205	4.806	18%	25%	32%	25%
95 Erbschlö-Linde	129	222	250	176	777	17%	29%	32%	23%
Summe	65.249	111.880	103.604	74.611	355.344	18%	31%	29%	21%

Die Ausstattungsrate a der jeweiligen Alterskohorten aus [181] zur Berechnung der Geräte im Quartier ist in Tabelle 26 dargestellt. Die Ausstattungsraten a werden in Abschnitt 4.4.4 zur Skalierung der Flexibilität der Haushaltswaren genutzt. Das genau Methodische Vorgehen ist in Abschnitt 4.4.3 dargestellt und wird in Abschnitt 4.4.4 angewendet.

Tabelle 26 Ausstattungsraten a demographische Gruppen

Gruppe	Singles			Paare			Alleinerziehende		Sonstige	
	u45	u65	ü65	u45	u65	ü65	u45	u65		
Kinder	ohne Kinder						mit Kindern			
Kühlschrank	1,05	1,08	1,1	1,27	1,48	1,47	1,42	1,63	1,14	1,19
Gefrierschrank	0,06	0,17	0,28	0,25	0,65	0,71	0,57	0,78	0,22	0,31
Elektroherd	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
Geschirrspülmaschine	0,54	0,63	0,59	0,89	1	0,96	1	1	0,88	0,83
Waschmaschine	0,82	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Trockner	0,21	0,32	0,33	0,41	0,66	0,57	0,73	0,71	0,46	0,43
Mikrowelle	0,79	0,76	0,73	0,91	0,96	0,89	0,94	0,97	0,91	0,91
Fernseher-Kathodenstrahl	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fernseher-LCD	1,06	1,19	1,15	1,65	1,9	1,77	1,93	2,41	1,63	1,81
Fernseher-Plasma	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DVD-Player	1,06	0,89	0,38	1,65	1,44	0,85	1,93	2,41	1,59	1,69
Sat-Box	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kabel-Box	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DVB-T-Receiver	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Set-Top-Box	1,06	1,21	1,15	1,65	1,9	1,77	1,93	2,41	1,63	1,81
Spielkonsole	0,17	0,05	0,02	0,41	0,06	0,06	0,75	0,69	0,73	0,56
Computer stationär	0,73	0,85	0,46	1,09	1,29	0,93	1,65	2,15	1,42	1,59
Computer mobil	0,99	0,56	0,26	1,55	0,84	0,42	1,25	1,56	0,82	1,02
Monitor-Kathodenstrahl	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Monitor-LCD	0,73	0,85	0,46	1,09	1,29	1,93	1,65	2,15	1,42	1,59

11.5.6 Dashboard für den Heimcomputer

In Abbildung 157 ist das Dashboard wie es im VPP-Projekt entwickelt wurde dargestellt. Hier konnten sich die Feldtestteilnehmer mit einem Konto anmelden und sich ihren Verbrauch monitoren sowie die Anreizsignale abrufen. Das Dashboard wurde als Web-App entwickelt, damit es auf möglichst vielen Endgeräten lauffähig ist. Das Dashboard wurde in Abschnitt 4.4 im Rahmen der Feldtestanalyse erwähnt.

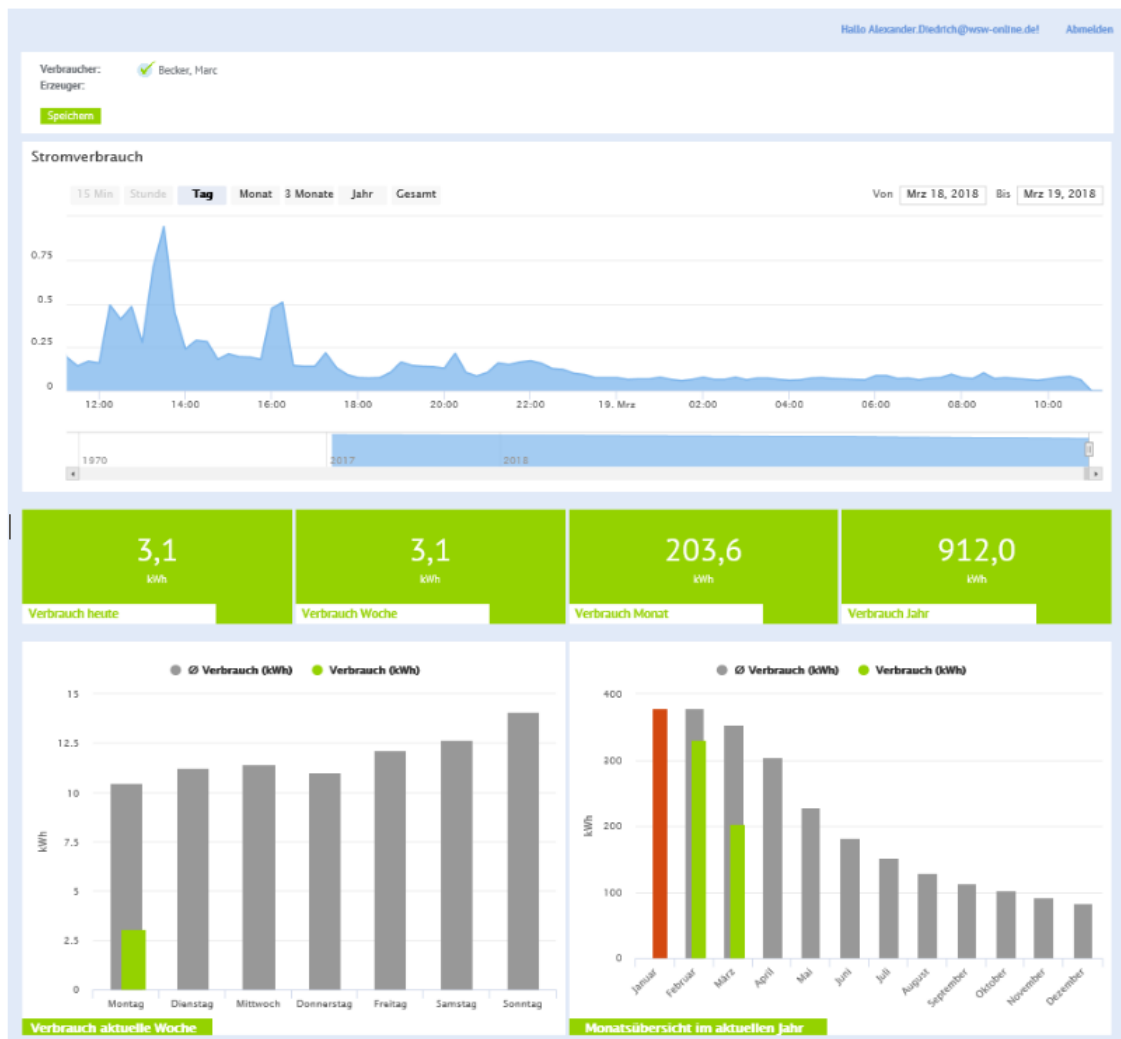


Abbildung 157 Dashboard des VPP-Projektes zur Visualisierung der Verbräuche

Zusätzlich zu diesem Dashboard wurde für ein Quartier eine spezifische WebApp entwickelt. In Abbildung 158 ist das Dashboard dieser WebApp dargestellt so wie es in Abschnitt 4.4.1 vorgestellt wurde. Diese Kombination aus routinierter Datenübertragung und leicht modifizierbarer Informationsinfrastruktur machte es möglich, das Energiewetter in einen stets aktuellen, digitalen „Quartiersmarktplatz“ zu integrieren. Damit war sowohl gewährleistet, dass Personen, die für andere Informationen, wie bspw. Effekt für nicht explizite Energiewetterbesucher gegeben, als auch eine niederschwellige, transportable und konstante Zugänglichkeit für Teilnehmende und Interessierte zur Verbrauchsverlagerung.

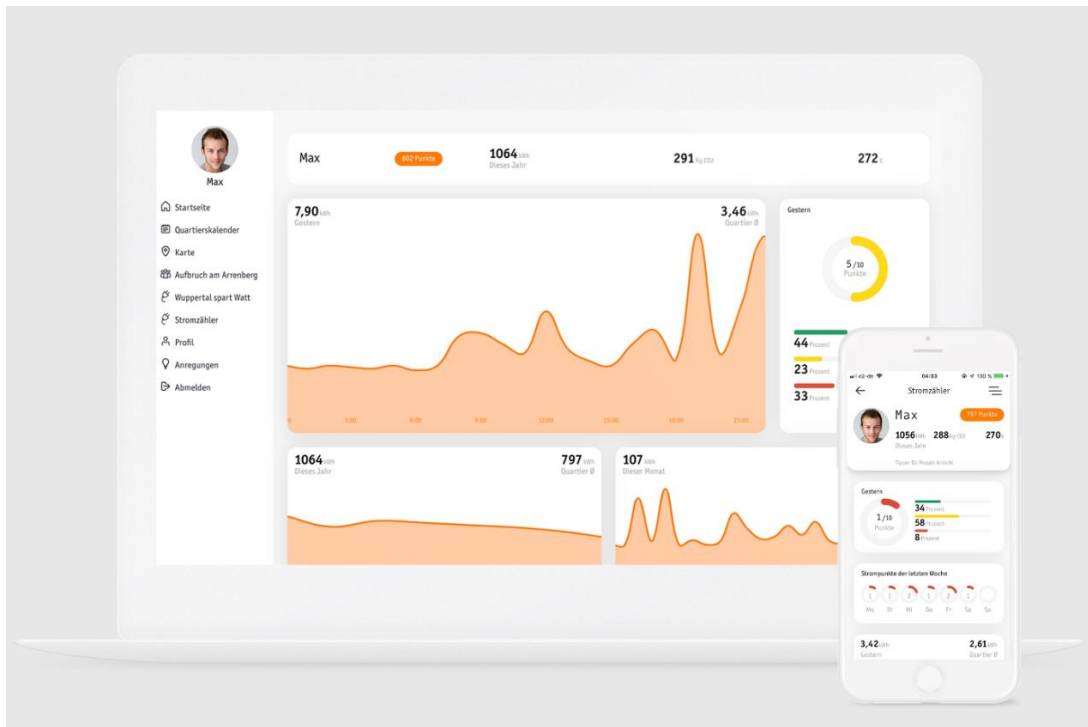


Abbildung 158 Design der Landingpage und der Web-App Dashboard

Den Teilnehmern wurde auf der Web-App des eigenen Verbrauchs unmittelbar zusammen mit den dadurch entstehenden Kosten abgebildet (vgl. Abbildung 159 links).

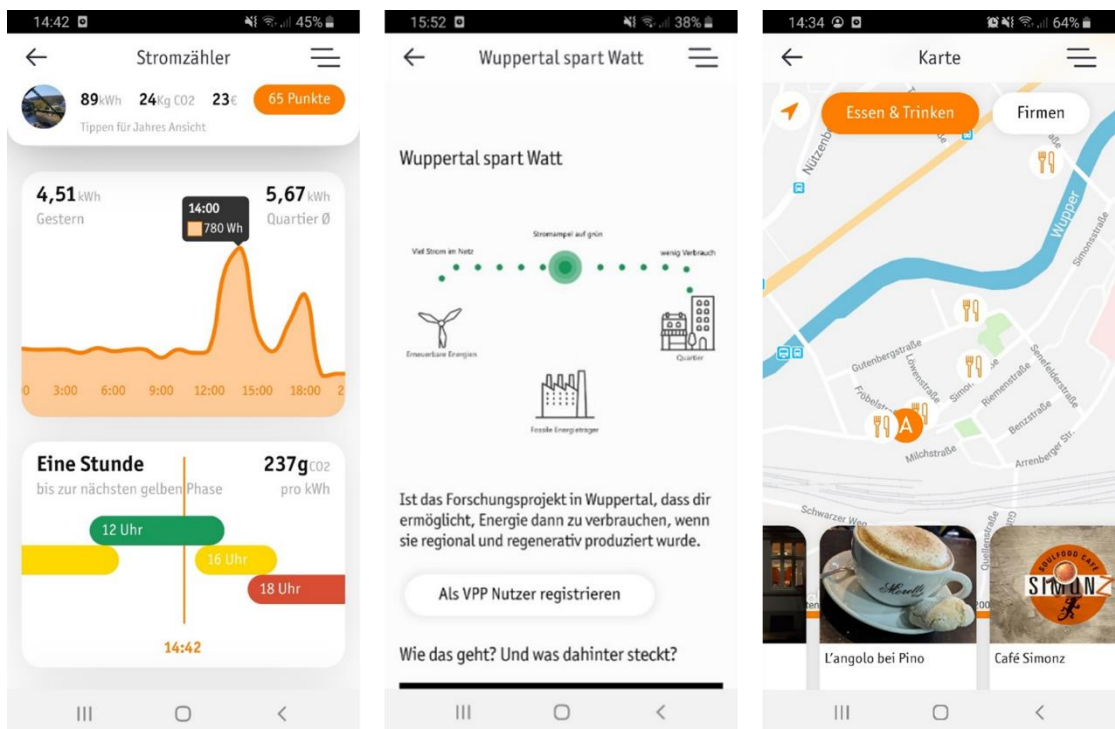


Abbildung 159: Web-app Dashboard mit Energiesimulation und Kartennavigation. Quelle: AaA

Hierzu gaben die Teilnehmenden in den Interviews an, dass sie zum ersten Mal einen unmittelbaren Zusammenhang zwischen einzelnen Haushaltsgeräten und deren Anteil an den eigenen

Stromkosten festgestellt haben. Bei einigend er Haushalten führte dies zur verringerten Nutzung von Trocknergeräten und der Absicht, bei Neuanschaffung größerer Haushaltsgeräte stärker auf den Stromverbrauch zu achten. Wengleich dem Projekt die Aufgabe zukam Flexibilitäten zu heben, ist hier ein positiver Rebound-Effekt durch das gesteigerte Bewusstsein für den Energieverbrauch festzustellen. Den Teilnehmenden wurde tages- und wochenspezifisch angezeigt, wie viele Punkte sie im Spiel der Energiefüchse in welcher Phase erworben haben. Somit wurde unmittelbar visualisiert, wie erfolgreich Strom innerhalb der grünen Phasen verbraucht wurde.

Insgesamt wurde die Web-App im Projektverlauf 18.364-mal aufgerufen. Bei einer durchschnittlichen Aktionszahl von 3,5 pro Besuch kommt die Web-App damit auf über 62.000 Seitenaufrufe.

Tabelle 27 Statistische Kennziffern der Web-App

Statistische Kennziffer	Wert
Besuche gesamt	18.364
Ø Aufenthaltsdauer	3:12 min.
Abgesprungene Besuche (nach Seite 2)	53%
Ø Aktionen pro Besuch	3,5
Ø Generierungszeit	1,03 Sek.
Seitenansichten gesamt	62.436
Downloads gesamt	261
Verweise ausgehend	1.029
Maximale Aktionen pro Besuch	266

Die Besucherzahlen schwanken je nach dem quartiersspezifischen Informationsangebot, in welches das Energiewetter eingebettet ist.

11.5.7 Haushaltsbefragung

Für den Feldtest wurden in einem Reallabor 265 Haushalte direkt kontaktiert um die Befragung aus Abschnitt 4.4 durchzuführen. Von den 265 Haushalten haben sich 96 zurückgemeldet, diese ist in Tabelle 28 dargestellt. Durch die heterogene Zusammensetzung des Stadtteils, der sich auch in diesem Wohnquartier widerspiegelt war eine Repräsentativität verschiedenster Bevölkerungsgruppen in der Anwohnerstruktur hinsichtlich Alter, Geschlecht, Religion, Einkommen und Bildungsgrad gegeben. Diese spiegelte sich jedoch nicht kongruent im Feld der Teilnehmende wider.

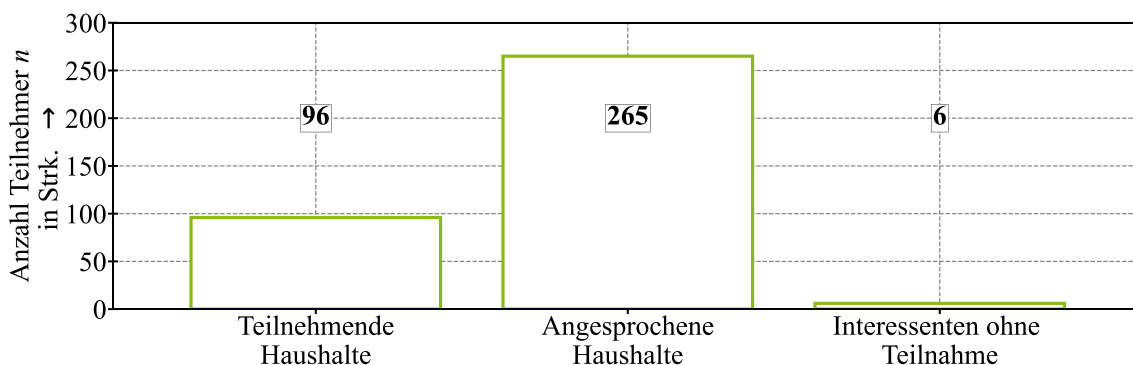


Abbildung 160 Anzahl angesprochene und teilgenommenen Haushalte (Reallabor Arrenberg)

Von den 96 zu Beginn beteiligten Haushalten, sind umzugsbedingt zu Projektende noch 78 verblieben. Ihnen wurde ein Fragebogen in digitaler und analoger Form zukommen lassen. Die Rücklaufquote betrug 51 %. Zudem wurden ergänzende persönliche Interviews mit Teilnehmern durchgeführt (vgl. Projektbroschüre). Die statistische Zusammensetzung des Flächenreallabors und die Geräteausstattung der Haushalte schlüsselt sich zum Projektende wie folgt auf:

Wohnraumfläche im Durchschnitt pro Haushalt:	86m
Personen pro Haushalt im Durchschnitt:	1,8 Personen
Alter der Teilnehmenden im Durchschnitt:	48,5 Jahre
Geschlechterzuordnung:	51% männlich und 49% weiblich

Tabelle 28 Ausstattungsraten der befragten Teilnehmer aus dem Feldtest

	nicht vorhanden		weniger als											
	Σ	%	Σ	%	Σ	%	Σ	%	Σ	%	Σ	%	Σ	%
Waschmaschine, ohne Zeitschaltuhr	5x	13,16	1x	2,63	3x	7,89	3x	7,89	9x	23,68	3x	7,89	3x	7,89
Waschmaschine, mit Zeitschaltuhr	5x	13,16	-	-	3x	7,89	3x	7,89	6x	15,79	2x	5,26	1x	2,63
Trockner, ohne Zeitschaltuhr	9x	23,68	1x	2,63	1x	2,63	1x	2,63	6x	15,79	2x	5,26	-	-
Trockner, mit Zeitschaltuhr	8x	21,05	-	-	-	-	4x	10,53	2x	5,26	1x	2,63	1x	2,63
Spülmaschine, ohne Zeitschaltuhr	3x	7,89	2x	5,26	1x	2,63	-	-	9x	23,68	2x	5,26	1x	2,63
Spülmaschine, mit Zeitschaltuhr	7x	18,42	-	-	-	-	5x	13,16	6x	15,79	5x	13,16	-	-
Kühlschrank / Gefrierschrank	2x	5,26	2x	5,26	2x	5,26	3x	7,89	22x	57,89	6x	15,79	3x	7,89
Gefriertruhe	8x	21,05	-	-	-	-	1x	2,63	3x	7,89	-	-	1x	2,63
Fernseher	3x	7,89	2x	5,26	-	-	9x	23,68	13x	34,21	4x	10,53	4x	10,53

Die Fragebögen mit dem der Teilnehmerkreis abgefragt wurden, sind in Abbildung 161, Abbildung 162 und Abbildung 163 dargestellt.

FRAGEBOGEN „WUPPERTAL SPART WATT“

Das Wichtigste vorweg:

Alle Angaben unterliegen der **absoluten Geheimhaltung** und dem Datenschutz. Statistische Auswertungen werden anonymisiert und Ihr Name NICHT genannt. Wir benötigen die Angaben allerdings für die Projekinterne Auswertung.

Wir möchten mit diesem Fragebogen die Energiedaten der teilnehmenden Haushalte besser verstehen. Die Europäische Union und das Land NRW finanzieren diese Forschung.

Mit Ihren Angaben helfen Sie uns verlässliche Forschungsaussagen zu treffen. Und nebenbei tragen Sie als Teilnehmende bereits zur Energiewende bei. **Danke!**

Zum Bogen ein paar Infos:

- Sie können auch mehrere Felder ankreuzen
- Machen sie die Angaben, soweit sie Ihnen bekannt sind
- Lassen Sie Felder, die sie nicht beantworten können einfach frei
- Sie finden weitere Fragen zukünftig auch auf www.arrenberg.app

Bitte nutzen Sie den Rückumschlag und senden den Fragebogen an uns zurück. **Wir freuen uns über Ihre weitere Unterstützung!**

Sollten Sie Fragen haben sind wir telefonisch und per Mail gerne für Sie erreichbar unter 0202-49575051 oder biesenbach@klimaquartier-arrenberg.de

Zu Anfang die Basics. Wir wollen Sie gerne kennenlernen :)

ANGABEN ZUR PERSON

Name, Vorname	<input type="text"/>	Alter	<input type="text"/>	Geschlecht	<input type="checkbox"/> weiblich	<input type="checkbox"/> männlich
Bildungsabschluss	<input type="checkbox"/> kein Abschluss	<input type="checkbox"/> Sonderschulabschluss	<input type="checkbox"/> abgeschlossene Ausbildung	<input type="checkbox"/> Haupt-/ Volksschulabschluss	<input type="checkbox"/> Realschulabschluss	<input type="checkbox"/> anderer Schulabschluss:
	<input type="checkbox"/> (Fach-) Abitur	<input type="checkbox"/> Hochschulabschluss	<input type="text"/>			
Erlerner Beruf	<input type="text"/>	Aktuell ausgeführter Beruf	<input type="text"/>			
Erwerbsstatus	<input type="checkbox"/> selbstständig, Vollzeit	<input type="checkbox"/> angestellt, Vollzeit	<input type="checkbox"/> arbeitssuchend	<input type="checkbox"/> Elternzeit		
	<input type="checkbox"/> selbstständig, Teilzeit	<input type="checkbox"/> angestellt, Teilzeit	<input type="checkbox"/> in Rente			
Wie flexibel sind Ihre Arbeitszeiten? Sind Sie innerhalb der Arbeitswoche (8-17 Uhr) tagsüber zuhause?						
<input type="checkbox"/> nie, ich bin immer unterwegs	<input type="checkbox"/> 1x / Woche, ich bin meistens unterwegs	<input type="checkbox"/> ab und zu, ich arbeite flexibel	<input type="checkbox"/> mehrmals pro Woche, ich bin oft tagsüber zuhause			
Welche Finanziellen Mittel stehen Ihrem gesamten Haushalt pro Monat zur Verfügung?						
<input type="checkbox"/> bis 1.000 €	<input type="checkbox"/> 1.000-1.500€	<input type="checkbox"/> 1.500€-2.000€	<input type="checkbox"/> 2.000-3.000€	<input type="checkbox"/> 3.000-4.000€	<input type="checkbox"/> > 4.000€	
Welcher religiösen Gruppe fühlen Sie sich zugehörig?						
<input type="checkbox"/> Evangelisch	<input type="checkbox"/> Römisch-katholisch	<input type="checkbox"/> Islam	<input type="checkbox"/> Judentum	<input type="checkbox"/> keiner	<input type="checkbox"/> sonstiger:	
<input type="text"/>						

Jetzt kennen wir Sie schon ein bisschen besser. Danke sehr!

Abbildung 161 Fragebogen für den Feldtest im VPP-Projekt, Seite 1 (1/3)



Jetzt noch ein paar Details. :)

ANGABEN ZUR PROJEKTTILNAHME

Sind Sie in sozialen Netzwerken aktiv?

facebook	<input type="checkbox"/> nie	<input type="checkbox"/> wöchentlich	<input type="checkbox"/> täglich
twitter	<input type="checkbox"/> nie	<input type="checkbox"/> wöchentlich	<input type="checkbox"/> täglich
instagram	<input type="checkbox"/> nie	<input type="checkbox"/> wöchentlich	<input type="checkbox"/> täglich
youtube	<input type="checkbox"/> nie	<input type="checkbox"/> wöchentlich	<input type="checkbox"/> täglich

Lesen Sie regelmäßig eine..

... eine Wochenzeitung? ... eine Tageszeitung? die „Rundschau“?

Wo schauen Sie sich bislang das Energiewetter an?

auf dem WSW Dashboard auf der Arrenberg-App in der „Rundschau“ gar nicht

Wie oft richten Sie bislang Ihren Stromverbrauch am Energiewetter aus?

nie täglich wöchentlich unregelmäßig

Welche Veränderungen haben Sie bereits in Ihrem Stromverbrauch festgestellt?

Warum machen Sie bei dem Projekt „Wuppertal spart Watt“ mit?

Kennen Sie Ihren monatlichen Stromverbrauch?

ja nein

Anmerkungen

Hat Ihnen das WSW Dashboard hierbei weitergeholfen?

ja nein

Anmerkungen

Dürfen wir Sie für ein Interview zu Ihren Erfahrungen im Projekt kontaktieren?

ja nein

Ist es Ihnen wichtig Strom zu sparen?

ja, um Kosten zu sparen ja, aus ökologischen Gründen nein

Wie können wir Sie bei der Senkung oder Veränderung Ihres Stromverbrauchs unterstützen?

Welche Wünsche und Anregungen haben Sie zum Projekt „Wuppertal spart Watt“?

Super. Wir freuen uns über Ihre Meinungen und Ihr Feedback zu unserem gemeinsamen Projekt! :)

Abbildung 162 Fragebogen für den Feldtest im VPP-Projekt, Seite 2 (2/3)



Puh, fast fertig! Wir freuen uns noch über ein paar Infos aus Ihrem Haushalt!

ANGABEN ZUM HAUSHALT / GEWERBE

Haushaltsgröße Single-Haushalt Mehr-Personen-Haushalt

Anzahl Erwachsene Anzahl Kinder

Wohnfläche in m²

Welche elektronischen Geräte gibt es in Ihrem Haushalt? Wie alt sind diese ca?

<input type="checkbox"/> Waschmaschine, ohne Zeitschaltuhr geschätztes Alter <input type="text"/>	<input type="checkbox"/> Trockner, ohne Zeitschaltuhr geschätztes Alter <input type="text"/>	<input type="checkbox"/> Spülmaschine, ohne Zeitschaltuhr geschätztes Alter <input type="text"/>
<input type="checkbox"/> Waschmaschine, mit Zeitschaltuhr geschätztes Alter <input type="text"/>	<input type="checkbox"/> Trockner, mit Zeitschaltuhr geschätztes Alter <input type="text"/>	<input type="checkbox"/> Spülmaschine, mit Zeitschaltuhr geschätztes Alter <input type="text"/>
<input type="checkbox"/> Kühlschrank / Gefrierschrank geschätztes Alter <input type="text"/>	<input type="checkbox"/> Gefriertruhe geschätztes Alter <input type="text"/>	<input type="checkbox"/> Fernseher geschätztes Alter <input type="text"/>
<input type="checkbox"/> Computer / Laptop Anzahl <input type="text"/>	<input type="checkbox"/> Tablet / Smartphone Anzahl <input type="text"/>	<input type="checkbox"/> Spielekonsole Anzahl <input type="text"/>
<input type="checkbox"/> Ofen / Herd	<input type="checkbox"/> Mikrowelle	<input type="checkbox"/> Toaster
<input type="checkbox"/> Wasserkocher	<input type="checkbox"/> Kaffeemaschine	<input type="checkbox"/> Bügeleisen
<input type="checkbox"/> Haartrockner / Haarstyling	<input type="checkbox"/> Musikanlage	<input type="checkbox"/> sonstiges <input type="text"/>

Welche Smart Home kompatiblen Geräte gibt es in Ihrem Haushalt?

Geschafft!

Wir freuen uns über Ihre Teilnahme!

Vielen Dank, dass Sie ein Projekt zur Energiewende aktiv unterstützen!



EFRE.NRW
Investitionen in Wachstum
und Beschäftigung



EUROPÄISCHE UNION
Investition in unsere Zukunft
Europäischer Fonds
für regionale Entwicklung



**BERGISCHE
UNIVERSITÄT
WUPPERTAL**

Abbildung 163 Fragebogen für den Feldtest im VPP-Projekt, Seite 3 (3/3)

11.6 Weitere Angaben zur Fallstudie

11.6.1 Kosten und Parameter für die Fallstudie

Im Weiteren werden die Kosten für die Flexibilisierung der Flexibilitätsoptionen dargestellt wie sie im Kapitel 6 im Rahmen der Fallstudie genutzt wurden.

In Tabelle 29 werden die Kosten für Smartmeter inklusive Steuerboxen (die Kosten basieren auf den Höchstkostensätze gemäß §31 Abs. 2 GDEW und §31 Abs. 2 GDEW), die Montage (dies stellt die Kosten für den Monteur da) und jährliche Wartungskosten aufgelistet. Hierbei wird zwischen den einzelnen Sektoren unterschieden.

Tabelle 29 Parameter für die Wirtschaftlichkeitsberechnung abhängig der Anzahl der flexiblen Quartiere

Sektor	CapEx in EUR/Stk.		OpEx in EUR/a	Quelle
	Smartmeter und Steuerbox	Montage		
Strom	100 EUR	60 EUR	200 EUR	s. Abschnitt 11.5.2
Wärme	200 EUR	480 EUR	50 EUR	s. Abschnitt 11.5.2
Mobilität	200 EUR	120 EUR	50 EUR	s. Abschnitt 11.5.2

In Tabelle 30 werden die Kosten für BHKW (CAPEX und OPEX) aufgelistet. Hierbei wird zwischen den einzelnen Leistungsklassen unterschieden. Diese Kosten wurden in einem Diagramm (s. Abbildung 22) in Abschnitt 2.3.5.1 vorgestellt.

Tabelle 30 Investitionskosten für Blockheizkraftwerke

Leistung in kW	CapEx in EUR/kW	OpEx in EUR/a (1 % CAPEX)	Nutzungsdauer a
(3; 5]	1,344	0,01344	20
(6; 8]	1,052	0,01052	20
(10; 14]	0,936	0,00936	20
(15; 22]	0,792	0,00792	20
(23; 29]	0,792	0,00792	20
(30; 40]	0,628	0,00628	20
(41; 50]	0,628	0,00628	20
(51; 60]	0,664	0,00664	20
(61; 80]	0,58	0,0058	20

11.6.2 Szenarien je Ortsnetzstation

In Tabelle 31, Tabelle 32 und Tabelle 33 sind die abgeleiteten Ausbauszenarien für die einzelnen Ortsnetzstationen dargestellt wie sie in der Fallstudie in Kapitel 6 genutzt wurden.

Tabelle 31 Installierte PVA Leistung in dem betrachteten Netzgebiet nach Szenarien

ONS	PVA TM in kWp		PVA EL in kWp		PVA RF in kWp	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050
U2	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5
U3	0	7,77	0	7,8	0	0
SU3	35,2	35,2	35,2	35,2	35,2	35,2
SU4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
SU5	614,5	2601,8	614,5	2650,5	614,5	667,5
SU7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7
SU1	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9
SU2	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3

Tabelle 32 Anzahl an Wärmepumpen in dem betrachteten Netzgebiet nach Szenarien

ONS	WP RF		WP EL		WP TM95	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050
SU3	18	24	49	104	24	46
SU4	7	10	21	45	10	20
SU5	0	0	1	4	0	1
SU7	11	15	30	65	15	28
SU1	4	6	13	27	6	12
SU2	11	15	30	65	15	29

Tabelle 33 Anzahl von Elektrofahrzeugen in dem betrachteten Netzgebiet nach Szenarien

ONS	eKfz RF		eKfz EL		eKfz TM	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050
U4	37	63	178	252	161	248
U2	39	67	188	266	170	261
U1	5	13	24	34	21	33
U3	16	27	77	110	70	108
SU3	36	96	173	203	156	203
SU6	0	0	0	1	0	1
SU4	15	42	75	89	68	89
SU5	1	3	6	8	6	8
SU7	22	60	107	126	97	126
SU1	9	25	46	54	41	54
SU2	22	60	108	127	98	127

11.6.3 Flexibilitätsszenarien je Ortsnetzstation

Im Weiteren werden die abgeleiteten Flexibilitätsszenarien (*FQR*, *SPR* und *FRR*) für die Fallstudie dargestellt wie sie in Abschnitt 6.2.2 definiert wurden.

In Tabelle 34 werden die Kombinationen dargestellt, welche ONS flexibilisiert wurden in Abhängigkeit des FQR mit den Werten 0 %, 25 %, 75 % und 100 %.

Tabelle 34 Flexibilisierungsszenario FQR

Ortsnetzstation	FQR				
	0%	25%	50%	75%	100%
U1		flexibel	flexibel	flexibel	flexibel
U2		flexibel	flexibel	flexibel	flexibel
U3			flexibel	flexibel	flexibel
U4				flexibel	flexibel
SU1		flexibel	flexibel	flexibel	flexibel
SU2			flexibel	flexibel	flexibel
SU3			flexibel	flexibel	flexibel
SU7				flexibel	flexibel
SU6					flexibel
SU4					flexibel
SU5					flexibel

In Tabelle 35 werden die Flexibilisierungsszenarien *FRR* für die Auswertung im Rahmen der Fallstudie (Auswertung s. Abschnitt 6.4.2.4) dargestellt. Hierbei wird für jede ONS die installierte Leistung in kW der BHKW dargestellt.

Tabelle 35 Flexibilisierungsszenario SPR

Jahr	FRR	Ortsnetzstation										
		U1	U2	U3	U4	SU3	SU6	SU4	SU7	SU1	SU2	
Status Quo	2020	5%	78,6	53,8	78,6	78,6	69,8	78,6	19,3	73,7	76,2	17,6
		10%	157,3	107,5	157,3	157,3	139,7	157,3	38,6	147,4	152,3	35,1
		15%	235,9	161,3	235,9	235,9	209,5	235,9	57,9	221,1	228,4	52,7
		20%	314,5	215	314,5	314,5	279,3	314,5	77,2	294,8	304,6	70,3
Technologiemix Szenario	2030	5%	78,6	53,8	78,6	78,6	69,8	78,6	19,3	73,7	76,1	17,6
		10%	157,3	107,5	157,3	157,3	139,7	157,3	38,6	147,4	152,3	35,1
		15%	235,9	161,3	235,9	235,9	209,5	235,9	57,9	221,1	228,4	52,7
		20%	314,6	215	314,5	314,5	279,3	314,5	77,2	294,8	304,6	70,3
	2050	5%	78,6	53,8	76,7	78,6	69,8	78,6	19,3	73,7	76,1	17,6
		10%	157,3	107,5	153,4	157,3	139,7	157,3	38,6	147,4	152,3	35,1
		15%	235,9	161,3	230,1	235,9	209,5	235,9	57,9	221,1	228,4	52,7
		20%	314,5	215	306,8	314,5	279,3	314,5	77,2	294,8	304,6	70,3

In Tabelle 36 werden die Flexibilisierungsszenarien *SPR* für die Auswertung im Rahmen der Fallstudie (Auswertung s. Abschnitt 6.4.2.4) dargestellt. Hierbei wird für jede ONS die Kapazität der Batteriespeicher in kWh dargestellt.

Tabelle 36 Flexibilisierungsszenario SPR

Jahr		SPR	Kapazität der Batteriespeicher in kWh je Ortsnetzstation							
			U2	U3	SU3	SU4	SU5	SU7	SU1	SU2
Status- Quo	2020	25%	24,9	0	8,8	2,8	0	4,9	2,4	4,5
		50%	49,8	0	17,6	5,7	0	9,9	5	9,2
		75%	74,6	0	26,4	8,5	0	14,8	7,5	13,7
		100%	99,5	0	35,2	11,4	0	19,7	10	18,3
Technologiemix Szenario	2030	25%	24,9	0	8,8	2,9	153,6	4,9	2,5	4,6
		50%	49,8	0	17,6	5,7	307,3	9,9	5	9,2
		75%	74,6	0	26,4	8,5	460,9	14,8	7,5	13,7
		100%	99,5	0	35,2	11,4	614,5	19,7	10	18,3
	2050	25%	24,9	1,9	8,8	2,9	650,5	4,9	2,5	4,6
		50%	49,8	3,9	17,6	5,7	1300,9	9,9	5	9,2
		75%	74,6	5,8	26,4	8,5	1951,4	14,8	7,5	13,7
		100%	99,5	7,8	35,2	11,4	2601,8	19,7	10	18,3

11.6.4 Ausbauszenarien je Quartier

Im Folgenden werden zu den eKfz, den PVA und den WP die Szenarien für die einzelnen Quartiere aufgelistet. In Tabelle 37, Tabelle 38 und Tabelle 39 werden die Szenarien für die eKfz dargestellt.

Tabelle 37 Szenarien für die eKfz (1/3)

Quartier	Elektrofahrzeuge					
	Anzahl n			Leistung P_{\max}		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050
(1) Elberfeld	9	27	77	198	9	38
(2) Nordstadt	2	90	258	44	12	126
(3) Ostersbaum	2	91	260	44	12	127
(4) Südstadt	0	98	279	0	13	137
(5) Griffenberg	5	142	404	77	19	198
(6) Friedrichsberg	1	121	345	11	16	169
(7) Sonnborn	2	100	286	22	13	140
(8) Varresbeck	1	153	435	22	20	213
(9) Nützenberg	2	120	342	44	16	167
(10) Brill	5	87	248	110	11	121
(11) Arrenberg	5	93	264	226	12	129
(12) Zoo	4	121	346	66	16	169
(13) Buchenhofen	0	36	102	0	4	50
(14) Uellendahl-West	5	117	335	88	16	164
(15) Uellendahl-Ost	1	151	432	22	20	211
(16) Dönberg	3	126	360	55	17	176
(17) Nevigeser Str.	1	131	375	22	17	183
(18) Beek	3	122	347	55	16	170
(19) Eckbusch	5	151	430	110	20	210
(20) Siebeneick	3	142	405	44	19	198
(21) Vohwinkel-Mitte	2	87	250	44	11	122
(22) Osterholz	1	168	478	11	22	234
(23) Tesche	0	133	380	0	18	186
(24) Schöller-Dornap	4	157	447	77	21	219
(25) Lüntenbeck	0	135	384	0	18	188
(26) Industriestr.	0	220	627	0	29	307
(27) Westring	2	147	420	33	20	205
(28) Höhe	0	153	436	0	20	213
(29) Schrödersbusch	0	97	278	0	13	136

Tabelle 38 Szenarien für die eKfz (2/3)

Quartier	Elektrofahrzeuge					
	Anzahl n			Leistung P_{\max}		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050
(30) Cronenberg	6	147	420	121	20	206
(31) Küllenhahn	1	121	345	11	16	169
(32) Hahnerberg	2	156	444	33	21	217
(33) Cronenfeld	2	116	330	33	15	162
(34) Berghausen	3	125	358	66	17	175
(35) Sudberg	0	147	418	0	19	205
(36) Kohlfurth	0	158	450	0	21	220
(37) Barmen-Mitte	4	38	109	77	5	53
(38) Fr.-Engels-Allee	5	91	259	99	12	127
(39) Loh	0	93	265	0	12	129
(40) Clausen	0	113	322	0	15	157
(41) Rott	2	96	274	44	13	134
(42) Sedansberg	4	122	348	0	16	170
(43) Hatzfeld	0	117	333	0	15	163
(44) Kothen	5	108	309	66	14	151
(45) Hesselberg	0	101	288	0	13	141
(46) Lichtenplatz	5	144	410	88	19	201
(47) Oberbarmen-Schwarzbach	2	92	263	44	12	128
(48) Wichlinghausen-Süd	1	92	263	11	12	129
(49) Wichlinghausen-Nord	1	102	291	22	13	143
(50) Nächstebreck-Ost	3	138	393	55	18	192
(51) Nächstebreck-West	5	142	404	88	19	198
(52) Heckinghausen	1	108	310	11	14	152
(53) Heidt	2	91	261	33	12	128
(54) Hammesberg	0	144	411	0	19	201
(55) Langerfeld-Mitte	2	88	251	44	12	123
(56) Raental	0	92	263	0	12	129
(57) Jesinghauser Str.	0	111	317	0	15	155
(58) Hilgershöhe	1	137	391	11	18	191
(59) Löhlerlen	0	169	482	0	23	236
(60) Fleute	1	131	373	11	17	183
(61) Ehrenberg	3	146	416	55	19	204
(62) Beyenburg-Mitte	3	129	369	66	17	180
(63) Herbringhausen	0	154	439	0	21	215

Tabelle 39 Szenarien für die eKfz (3/3)

Quartier	Elektrofahrzeuge					
	Anzahl n			Leistung P_{\max}		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050
(64) Ronsdorf-Mitte/Nord	6	100	285	121	13	139
(68) Blutfinke	1	152	433	11	20	212
(69) Erbschlö-Linde	0	375	1068	0	51	523
(65) Blombach-Lohsiepen	1	124	353	22	16	173
(66) Rehsiepen	2	217	620	44	29	303
(67) Schenkstr.	1	141	403	11	19	197
(68) Blutfinke						
(69) Erbschlö-Linde						

In Tabelle 40, Tabelle 41 und Tabelle 42 sind die Szenarien für die PVA aufgeschlüsselt nach den einzelnen Quartieren und den Ausbauszenarien.

Tabelle 40 Szenarien für die PVA (1/3)

Quartier	Photovoltaik					
	Anzahl n			Leistung P_{\max}		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050
(1) Elberfeld	9	27	77	198	9	38
(2) Nordstadt	2	90	258	44	12	126
(3) Ostersbaum	2	91	260	44	12	127
(4) Südstadt	0	98	279	0	13	137
(5) Griffenberg	5	142	404	77	19	198
(6) Friedrichsberg	1	121	345	11	16	169
(7) Sonnborn	2	100	286	22	13	140
(8) Varresbeck	1	153	435	22	20	213
(9) Nützenberg	2	120	342	44	16	167
(10) Brill	5	87	248	110	11	121
(11) Arrenberg	5	93	264	226	12	129
(12) Zoo	4	121	346	66	16	169
(13) Buchenhofen	0	36	102	0	4	50
(14) Uellendahl-West	5	117	335	88	16	164
(15) Uellendahl-Ost	1	151	432	22	20	211
(16) Dönberg	3	126	360	55	17	176
(17) Nevigeser Str.	1	131	375	22	17	183
(18) Beek	3	122	347	55	16	170
(19) Eckbusch	5	151	430	110	20	210

Tabelle 41 Szenarien für die PVA (2/3)

Quartier	Photovoltaik					
	Anzahl n			Leistung P_{\max}		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050
(20) Siebeneick	3	142	405	44	19	198
(21) Vohwinkel-Mitte	2	87	250	44	11	122
(22) Osterholz	1	168	478	11	22	234
(23) Tesche	0	133	380	0	18	186
(24) Schöller-Dornap	4	157	447	77	21	219
(25) Lüntenbeck	0	135	384	0	18	188
(26) Industriestr.	0	220	627	0	29	307
(27) Westring	2	147	420	33	20	205
(28) Höhe	0	153	436	0	20	213
(29) Schrödersbusch	0	97	278	0	13	136
(30) Cronenberg	6	147	420	121	20	206
(31) Küllenhahn	1	121	345	11	16	169
(32) Hahnerberg	2	156	444	33	21	217
(33) Cronenfeld	2	116	330	33	15	162
(34) Berghausen	3	125	358	66	17	175
(35) Sudberg	0	147	418	0	19	205
(36) Kohlfurth	0	158	450	0	21	220
(37) Barmen-Mitte	4	38	109	77	5	53
(38) Fr.-Engels-Allee	5	91	259	99	12	127
(39) Loh	0	93	265	0	12	129
(40) Clausen	0	113	322	0	15	157
(41) Rott	2	96	274	44	13	134
(42) Sedansberg	4	122	348	0	16	170
(43) Hatzfeld	0	117	333	0	15	163
(44) Kothen	5	108	309	66	14	151
(45) Hesselberg	0	101	288	0	13	141
(46) Lichtenplatz	5	144	410	88	19	201
(47) Oberbarmen-Schwarzbach	2	92	263	44	12	128
(48) Wichlinghausen-Süd	1	92	263	11	12	129
(49) Wichlinghausen-Nord	1	102	291	22	13	143
(50) Nächstebreck-Ost	3	138	393	55	18	192
(51) Nächstebreck-West	5	142	404	88	19	198
(52) Heckinghausen	1	108	310	11	14	152
(53) Heidt	2	91	261	33	12	128

Tabelle 42 Szenarien für die PVA (3/3)

Quartier	Photovoltaik					
	Anzahl n			Leistung P_{\max}		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050
(54) Hammesberg	0	144	411	0	19	201
(55) Langerfeld-Mitte	2	88	251	44	12	123
(56) Raental	0	92	263	0	12	129
(57) Jesinghauser Str.	0	111	317	0	15	155
(58) Hilgershöhe	1	137	391	11	18	191
(59) Löhlerlen	0	169	482	0	23	236
(60) Fleute	1	131	373	11	17	183
(61) Ehrenberg	3	146	416	55	19	204
(62) Beyenburg-Mitte	3	129	369	66	17	180
(63) Herbringhausen	0	154	439	0	21	215
(64) Ronsdorf-Mitte/Nord	6	100	285	121	13	139
(65) Blombach-Lohsiepen	1	124	353	22	16	173
(66) Rehsiepen	2	217	620	44	29	303
(67) Schenkstr.	1	141	403	11	19	197
(68) Blutfinke	1	152	433	11	20	212
(69) Erbschlo-Linde	0	375	1068	0	51	523

In Tabelle 43, Tabelle 44 und Tabelle 45 sind die Szenarien für die WP aufgeschlüsselt nach den einzelnen Quartieren und den Ausbauszenarien.

Tabelle 43 Szenarien für die WP (1/3)

Quartier	Wärmepumpen					
	Anzahl n			Leistung P_{\max}		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050
(1) Elberfeld	0	0	0	0	0	0
(2) Nordstadt	0	1	2	1	6	13
(3) Ostersbaum	8	81	126	41	404	853
(4) Südstadt	0	0	0	0	0	0
(5) Griffenberg	73	724	1128	367	3621	7654
(6) Friedrichsberg	11	108	168	55	539	1140
(7) Sonnborn	6	56	87	28	278	588
(8) Varresbeck	19	191	298	97	956	2020
(9) Nützenberg	21	207	323	105	1037	2192
(10) Brill	18	177	276	90	885	1871

Tabelle 44 Szenarien für die WP (2/3)

Quartier	Wärmepumpen					
	Anzahl n			Leistung P_{\max}		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050
(11) Arrenberg	0	0	0	0	0	0
(12) Zoo	21	203	316	103	1015	2145
(13) Buchenhofen	0	0	0	0	0	0
(14) Uellendahl-West	41	405	631	205	2026	4284
(15) Uellendahl-Ost	37	361	562	183	1803	3812
(16) Dönberg	40	392	610	198	1959	4141
(17) Nevigeser Str.	36	353	550	179	1765	3732
(18) Beek	34	338	526	171	1691	3574
(19) Eckbusch	26	253	394	128	1265	2674
(20) Siebeneick	26	253	394	128	1266	2677
(21) Vohwinkel-Mitte	8	83	130	42	417	881
(22) Osterholz	29	289	449	146	1443	3051
(23) Tesche	9	84	131	43	420	887
(24) Schöller-Dornap	29	285	444	145	1427	3017
(25) Lüntenbeck	12	115	179	58	574	1214
(26) Industriestr.	0	0	0	0	0	0
(27) Westring	32	315	491	160	1577	3335
(28) Höhe	15	153	238	77	764	1616
(29) Schrödersbusch	5	50	78	25	249	526
(30) Cronenberg	37	364	566	184	1818	3843
(31) Küllenhahn	18	175	272	89	874	1848
(32) Hahnerberg	32	311	485	158	1556	3289
(33) Cronenfeld	17	163	254	83	815	1723
(34) Berghausen	18	173	269	88	864	1827
(35) Sudberg	18	180	280	91	900	1902
(36) Kohlfurth	8	76	119	39	382	808
(37) Barmen-Mitte	0	0	0	0	0	0
(38) Fr.-Engels-Allee	0	0	0	0	0	0
(39) Loh	3	29	45	15	144	304
(40) Clausen	12	115	180	58	577	1221
(41) Rott	7	71	111	36	355	751
(42) Sedansberg	10	102	159	52	512	1082
(43) Hatzfeld	23	224	349	113	1120	2368

Tabelle 45 Szenarien für die WP (3/3)

Quartier	Wärmepumpen					
	Anzahl n			Leistung P_{\max}		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050
(44) Kothen	23	225	351	114	1127	2381
(45) Hesselberg	3	27	43	14	137	290
(46) Lichtenplatz	55	544	847	276	2722	5753
(47) Oberbarmen-Schwarzbach	14	143	222	72	713	1507
(48) Wichlinghausen-Süd	4	43	66	22	214	451
(49) Wichlinghausen-Nord	10	101	157	51	503	1063
(50) Nächstebreck-Ost	26	253	394	128	1264	2673
(51) Nächstebreck-West	60	593	924	300	2966	6270
(52) Heckinghausen	19	185	288	94	924	1953
(53) Heidt	13	129	201	65	646	1366
(54) Hammesberg	16	158	246	80	791	1673
(55) Langerfeld-Mitte	7	74	115	37	370	783
(56) Raental	14	136	212	69	681	1439
(57) Jesinghauser Str.	4	43	67	22	215	454
(58) Hilgershöhe	9	89	139	45	446	944
(59) Löhrrlen	3	34	53	17	169	357
(60) Fleute	2	16	25	8	79	167
(61) Ehrenberg	21	210	327	106	1051	2222
(62) Beyenburg-Mitte	33	327	509	166	1636	3459
(63) Herbringhausen	19	190	296	96	951	2009
(64) Ronsdorf-Mitte/Nord	30	296	461	150	1481	3130
(68) Blutfinke	16	157	244	79	784	1656
(69) Erbschlö-Linde	5	45	70	23	226	478

11.6.5 Genutzte Stadtraumtypen der Stadt Wuppertal

Die Wohngebiete in Wuppertal sind durch die Stadt Wuppertal in verschiedene Stadtraumtypen klassifiziert worden. Diese sind unterteilt nach verschiedenen Kategorien. Die erste Kategorie ist die Nutzung und unterteilt nach Wohnen, Gewerbe und ähnlichem. Die städtebauliche Struktur ist eine weite Kategorie und behandelt die Anordnung der Gebäude in einer Gruppe von Gebäuden. Beispielsweise nach Blockstruktur, Teppichstruktur oder Zeilenbauweise. Es werden auch die Gebäudetypen wie Mehrfamilien-, Einfamilien- oder Geschäftshaus unterschieden. Auch die bauliche Dichte, also der Anteil von überbauten Flächen unter Einbeziehung der Hinterhöfe und öffentlichen Räume wurden analysiert. Mit einbezogen wurden auch die Freiraumtypen, die den Anteil von unbebauter begrünter Fläche beschreiben. Zudem werden auch die Geschossigkeit und das Baualter der Gebäude betrachtet. Dadurch entsteht eine flurstückgenaue Einteilung der Stadträume [192].

In dieser Arbeit werden insbesondere die Stadtraumtypen der Kategorie 2.1, 2.2, 3.1, 3.2, 8.1, 8.2 und 8.3 betrachtet. Diese machen 91,7 % der Gebäude in Wuppertal aus und umfassen innerstädtische Baublöcke (SRT 2.x), innerstädtische Gemengelagen (SRT 3.x) und Einfamilienhausgebiete (SRT 8.x). Die genauen Definitionen der Stadtraumtypen sind im Anhang 10.1 zu finden. In Abbildung 2-3 ist zu erkennen, wie sich Gebiete mit unterschiedlichen Stadtraumtypen unterscheiden. Durch die Verwendung dieser Stadtraumtypen ist auch eine sozioökonomische Dimension einbezogen.

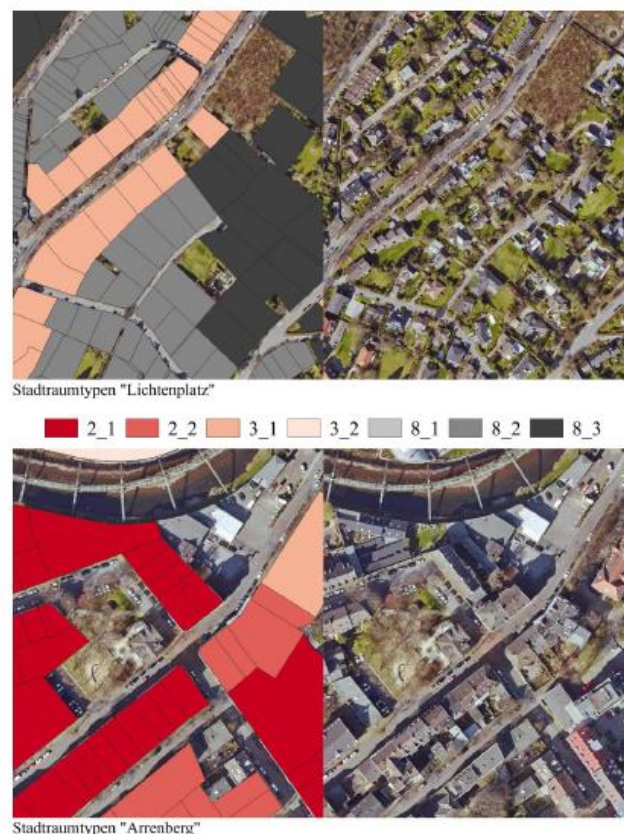


Abbildung 164 Vergleich der Stadtraumtypen mit den Quartieren im Luftbild

Im weiteren werden die Stadtraumtypen aufgezählt und mit wichtigen Parametern erklärt, dies ist in den weiteren Tabellen (Tabelle 46, Tabelle 47, Tabelle 48, Tabelle 49, Tabelle 50, Tabelle 51, Tabelle 52, Tabelle 53, Tabelle 54, Tabelle 55, Tabelle 56, Tabelle 57) dargestellt.

Tabelle 46 Stadtraumtyp 1

Angabe	Details
SRT 1:	Hochverdichtete Kernlage
Beschreibung:	Hochverdichtete, stark überbaute Baublöcke in innerstädtischer Tallage (Hauptgeschäftszentren), überwiegende Kombinationen aus flächenintensiven Sonderbausteinen der Nachkriegszeit und Blockstrukturen aus der Gründer-, Vor- und Nachkriegszeit.
Nutzung:	Einzelhandel, Büro, Dienstleistung, Wohnen im Obergeschoss.
Städtebauliche Struktur:	Komplett überbaut, Blockstruktur hochverdichtet.
Gebäudetypen:	Wohn- und Geschäftshaus, Mehrfamilienhäuser
Bauliche Dichte	Fast vollständig bis komplett überbaut.
Geschossigkeit:	4 – 18
Baualter:	Meist 1950er Jahre (stark überbaut)
Freiraumtyp:	Kaum Freiraum, überwiegend versiegelt.

Tabelle 47 Stadtraumtyp 2.1

Angabe	Details
SRT 2.1:	Innerstädtische Baublöcke mit Innenhofbebauung
Beschreibung:	Innerstädtische Blockrandbebauung, überwiegend aus der Gründer- und Vorkriegszeit mit verdichteten, überbauten und erschlossenen Innenhöfen (Garagen, Gewerbetrakte und punktuelle Nachverdichtung durch Wohngebäude), mischgenutzte Erdgeschosszonen und Wohnnutzung in den Obergeschossen.
Nutzung:	Wohnen, Mischnutzung im Erdgeschoss, punktuell Gewerbe.
Städtebauliche Struktur:	Blockstruktur
Gebäudetypen:	Wohn- und Geschäftshaus, Mehrfamilienhäuser.
Bauliche Dichte:	Auch im Hof überbaut, fast vollständig versiegelt (Garagenhöfe, gewerbliche Innenhofnutzung).
Geschossigkeit:	4 – 6
Baualter:	Meist Gründerzeit und Wiederaufbau (einzelne Ergänzungen neuern Baualters)
Freiraumtyp:	Wenig, oftmals versiegelter Freiraum, teilweise Grün auf einzelnen Parzellen

Tabelle 48 Stadtraumtyp 2.2

Angabe	Details
SRT 2.2:	Innerstädtische Baublöcke mit grünen Innenhöfen
Beschreibung:	Innerstädtische Blockrandbebauung, überwiegend aus der Gründer- und Vorkriegszeit mit allseitig umfassten, grünen Innenhöfen ohne öffentliche Wegeverbindung nach außen. Mischgenutzte Erdgeschosszonen und Wohnnutzung in den Obergeschossen
Nutzung:	Wohnen, Mischnutzung im Erdgeschoss
Städtebauliche Struktur:	Blockstruktur
Gebäudetypen:	Wohn- und Geschäftshaus, Mehrfamilienhäuser
Bauliche Dichte:	Grüne meist gemeinschaftliche Innenhöfe, teils Überbauung mit Garten- oder Hofhäusern.
Geschossigkeit:	4 – 6
Baualter:	Meist Gründerzeit und Wiederaufbau (einzelne Ergänzungen neueren Baualters).
Freiraumtyp:	Gemeinschaftsgrün, kein Grün teils privates oder parzelles Grün.

Tabelle 49 Stadtraumtyp 3.1

Angabe	Details
SRT 3.1:	Gemengelage mit Schwerpunkt Wohnen
Beschreibung:	Heterogenen Strukturen aus Kombination verschiedener Bausteine. Abwechselnd lockere und verdichtete Strukturen aus Geschosswohnungsbauten bzw. Mehrfamilienhäusern und verdichteten Einfamilienhausstrukturen. Fragmentarische Ansätze von Blockrandbebauung. Überwiegend Wohn- und Mischnutzung, ergänzt durch vereinzelte Gewerbe- und Einzelhandelsnutzung.
Nutzung:	Wohnen, teilweise Mischnutzung, auch einzelne Gewerbenutzung
Städtebauliche Struktur:	Heterogene Struktur in offener und geschlossener Bauweise
Gebäudetypen:	Überwiegend Mehrfamilienhäuser, auch vereinzelte Einfamilienhäuser sowie kleinteilige Gewerbestrukturen und Einfamilienhäuser sowie kleinteilige Gewerbestrukturen und Einzelbetriebe
Bauliche Dichte:	Dichtewert differenziert (weitere Analyse notwendig), teilweise Überbauung des Innenbereichs durch gewerbliche Nutzung und Nebenhäuser
Geschossigkeit:	2 – 5
Baualter:	divers
Freiraumtyp:	Meist privates, aber auch Gemeinschaftsgrün

Tabelle 50 Stadtraumtyp 3.2

Angabe	Details
SRT 3.2:	Gemengelage mit Schwerpunkt Gewerbe
Beschreibung:	Brachflächen oder untergenutzte Gewerbeflächen mit Eintrag von Wohnnutzung. Sukzessive Transformation des Nutzungsschwerpunktes von Gewerbe zu Wohnen. Gemengelage aus grobkörnigen Gewerbe- und einzelnen Wohngebäudestrukturen. Überwiegend Mischnutzungen in den vorderen Grundstücksbereichen und gewerbliche Nutzung in den Rückwärtigen
Nutzung:	Gemengelage aus Gewerbe- und vereinzelt Wohnnutzung (neben kleinen auch größere Gewerbeeinheiten).
Städtebauliche Struktur:	Heterogene Strukturen mit überwiegend großmaßstäblichen Gewerbestrukturen ergänzt um kleinteiligere Wohn- und Gewerbestrukturen.
Gebäudetypen:	---
Bauliche Dichte:	Dichtewert differenziert, teilweise Überbauung der rückwärtigen Grundstücksbereiche durch großflächige Gewerbestrukturen
Geschossigkeit:	1 – 5
Baualter:	Divers
Freiraumtyp:	Hoher Versiegelungsgrad (Verkehrsflächen, Gewerbehöfe, Parkplätze, u.a.)

Tabelle 51 Stadtraumtyp 4

Angabe	Details
SRT 4:	Hochhaussiedlungen/Clusterstrukturen der Moderne
Beschreibung:	Einzelgebäude meist aus den 70er-Jahren in zusammenhängender Struktur als Kette oder als Scheiben in industrieller Bauweise mit gemeinschaftlichen Grünanlagen.
Nutzung:	Wohnen, teilweise Gewerbenutzungen (v.a. Versorgung).
Städtebauliche Struktur:	Zeilen, Cluster, Solitär, Teppich
Gebäudetypen:	Mehrfamilienhäuser
Bauliche Dichte:	Relativ hohe Dichte durch Geschossigkeit neben weiträumigen wenig qualifizierten Freiräumen
Geschossigkeit:	4 – 16
Baualter:	Vor allem 1970er Jahre
Freiraumtyp:	Halböffentliches Grün

Tabelle 52 Stadtraumtyp 5

Angabe	Details
SRT 5:	Geschosswohnungsbau in Zeilenbauweise
Beschreibung:	Vor allem Zeilenstruktur mit halböffentlichem Abstandsgrün meist West-/Ost ausgerichtet (teilweise mit ergänzenden Solitärstrukturen in Form von Wohnhochhäusern).
Nutzung:	Wohnen
Städtebauliche Struktur:	Zeilen- und Solitärstrukturen
Gebäudetypen:	Mehrfamilienhäuser
Bauliche Dichte:	Mittlere Dichte durch ausgiebige Freiräume
Geschossigkeit:	3 – 6
Baualter:	Vor allem 1960er (auch 1970er)
Freiraumtyp:	Halböffentliches Grün

Tabelle 53 Stadtraumtyp 6

Angabe	Details
SRT 6:	Historischer Siedlungsbau
Beschreibung:	Zusammenhängende homogene Strukturen mehrgeschossiger Mehrfamilienhäuser mit eigenem, inneren Erschließungssystem, überwiegend Strukturen aus Reihen, oder Zeilen (auch im offenen Blockrand) (häufig unter Denkmalschutz).
Nutzung:	Wohnen
Städtebauliche Struktur:	Zusammenhängende Strukturen in Reihen, offenem Blockrand und Wohnhöfen.
Gebäudetypen:	Überwiegend Mehrfamilienhäuser, auch Einfamilienhäuser
Bauliche Dichte:	Hohe Dichte ähnlich des SRT 2.2 ohne Überbauung im Innenbereich
Beschreibung:	Zusammenhängende homogene Strukturen mehrgeschossiger Mehrfamilienhäuser mit eigenem, inneren Erschließungssystem, überwiegend Strukturen aus Reihen, oder Zeilen (auch im offenen Blockrand) (häufig unter Denkmalschutz).
Geschossigkeit:	2 – 4
Baualter:	Meist 1940er und 1950er (auch vereinzelt 1990er)
Freiraumtyp:	Privates- und Gemeinschaftsgrün

Tabelle 54 Stadtraumtyp 7

Angabe	Details
SRT 7:	Dörfliche und kleinteilige Strukturen
Beschreibung:	In der Regel Ortskerne mit kleinteiligen Baustrukturen. Ein- und Mehrfamilienhäuser in dichter, offener Bauweise mit niedriger Geschossigkeit. Wohnnutzung in Kombination mit kleinteiligem Einzelhandel und Gewerbe.
Nutzung:	Wohnen, Partiiell Einzelhandel oder Gewerbe.
Städtebauliche Struktur:	Dichte offene Bauweise, teils niedriggeschossiger Blockrand.
Gebäudetypen:	Ein- und Mehrfamilienhäuser
Bauliche Dichte:	Hoher Anteil überbauter Grundstücksfläche, geringe Geschosszahl von meist zwei Vollgeschossen
Geschossigkeit:	1 – 3
Baualter:	Vor allem um 1900
Freiraumtyp:	Privater Garten

Tabelle 55 Stadtraumtyp 8.1

Angabe	Details
SRT 8.1:	Innenstadtnahe Villenviertel
Beschreibung:	Durchgrünte Siedlungsbereiche vor allem aus der Gründer- und Vorkriegszeit mit freistehenden Einzelhäusern mit villenartigem Charakter mit privaten Freiräumen und eingestreuten freistehenden Mehrfamilienhäusern meist neueren Baualters.
Nutzung:	Wohnen
Städtebauliche Struktur:	Freistehende Einzelhäuser im Block
Gebäudetypen:	Ein- und Mehrfamilienhäuser
Bauliche Dichte:	Hoher Anteil überbauter Flächen und damit relativ hohe Dichte mit oftmals 2 – 3 Vollgeschossen.
Geschossigkeit:	1 – 3
Baualter:	Meist Gründerzeit (teilweise überbaut: 1940er/1950er) und ergänzt durch MFH neueren Baualters
Freiraumtyp:	Privater Garten
Beschreibung:	Durchgrünte Siedlungsbereiche vor allem aus der Gründer- und Vorkriegszeit mit freistehenden Einzelhäusern mit villenartigem Charakter mit privaten Freiräumen und eingestreuten freistehenden Mehrfamilienhäusern meist neueren Baualters.

Tabelle 56 Stadtraumtyp 8.2

Angabe	Details
SRT 8.2:	Verdichtete Einfamilienhausgebiete
Beschreibung:	Großflächige, homogene Siedlungsbereiche in Randlagen. Mittlere bauliche Dichte. Vor allem Doppel- und Reihenhausstrukturen aber auch freistehende Einfamilienhäuser mit kleinen privaten Freiräumen
Nutzung:	Wohnen
Städtebauliche Struktur:	Reihen-, Doppel- und Einzelhausstrukturen; EFH-Teppichstrukturen
Gebäudetypen:	Einfamilienhäuser
Bauliche Dichte:	Hoher Anteil überbauter Flächen und damit relativ hohe Dichte, aber Geschosshöhe von maximal zwei Vollgeschossen.
Geschossigkeit:	1 – 2
Baualter:	Meist 1980er bis 2000er (auch ältere Baualter)
Freiraumtyp:	Privater Garten

Tabelle 57 Stadtraumtyp 8.3

Angabe	Details
SRT 8.3:	Aufgelockerte Einfamilienhausgebiete
Beschreibung:	Großflächige, homogene Siedlungsbereiche in Randlagen. Lockere bauliche Dichte. Vor allem freistehende Einfamilienhäuser aber auch Doppel- und Reihenhausstrukturen mit großen privaten Freiräumen
Nutzung:	Wohnen
Städtebauliche Struktur:	Einzelhausstrukturen, ggf. Doppelhausstrukturen
Gebäudetypen:	Einfamilienhäuser
Bauliche Dichte:	Geringe Dichte durch ausgiebige privat genutzte Freiräume und geringe Geschosshöhen
Geschossigkeit:	1 – 2
Baualter:	Meist 1980er bis 2000er (auch ältere Baualter)
Freiraumtyp:	Privater Garten
Beschreibung:	Großflächige, homogene Siedlungsbereiche in Randlagen. Lockere bauliche Dichte. Vor allem freistehende Einfamilienhäuser aber auch Doppel- und Reihenhausstrukturen mit großen privaten Freiräumen

In Tabelle 58 werden die Quartiere in der Stadt Wuppertal mit ihren Anteilen der Stadtraumtypen anteilig dargestellt. Diese werden für die Hochskalierung in Abschnitt 6.5 benötigt.

Tabelle 58 Quartiere mit Anteiligen Stadtraumtypen in Prozent

Quartier- name	Stadtraumtyp											
	1	2.1	2.2	3.1	3.2	4	5	6	7	8.1	8.2	8.3
Elberfeld	53 %	40 %	1 %	0 %	5 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Nordstadt	1 %	61 %	35 %	1 %	2 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Ostersbaum	4 %	45 %	20 %	8 %	2 %	0 %	0 %	12 %	0 %	0 %	6 %	2 %
Südstadt	1 %	52 %	42 %	2 %	0 %	0 %	3 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Griffenberg	0 %	2 %	8 %	25 %	0 %	1 %	2 %	1 %	0 %	6 %	31 %	24 %
Friedrichs- berg	0 %	26 %	35 %	5 %	2 %	1 %	0 %	0 %	4 %	0 %	27 %	0 %
Sonnborn	0 %	24 %	5 %	35 %	0 %	0 %	0 %	15 %	0 %	18 %	0 %	3 %
Varresbeck	0 %	0 %	3 %	4 %	0 %	0 %	1 %	14 %	0 %	0 %	55 %	23 %
Nützenberg	0 %	0 %	16 %	12 %	0 %	0 %	4 %	3 %	0 %	13 %	45 %	8 %
Brill	0 %	2 %	32 %	13 %	3 %	0 %	0 %	0 %	0 %	43 %	2 %	4 %
Arrenberg	0 %	52 %	23 %	2 %	23 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Zoo	0 %	0 %	14 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	36 %	27 %	23 %
Uellendahl- West	0 %	3 %	5 %	6 %	6 %	2 %	3 %	8 %	0 %	12 %	53 %	3 %
Uellendahl- Ost	0 %	0 %	0 %	2 %	9 %	3 %	3 %	8 %	0 %	0 %	57 %	17 %
Dönberg	0 %	0 %	0 %	7 %	0 %	0 %	9 %	0 %	0 %	0 %	73 %	11 %
Nevigeser Str	0 %	0 %	1 %	14 %	0 %	1 %	2 %	1 %	0 %	2 %	70 %	9 %
Beek	0 %	0 %	2 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	2 %	80 %	15 %
Eckbusch	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	2 %	4 %	0 %	0 %	0 %	72 %	22 %
Siebeneick	0 %	0 %	0 %	3 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	72 %	25 %
Vohwinkel- Mitte	0 %	31 %	23 %	26 %	2 %	0 %	4 %	0 %	0 %	8 %	5 %	0 %
Osterholz	0 %	0 %	0 %	1 %	1 %	0 %	0 %	5 %	0 %	0 %	78 %	15 %
Tesche	0 %	7 %	15 %	19 %	6 %	2 %	2 %	1 %	0 %	0 %	24 %	23 %
Schöll- Dornap	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	3 %	0 %	0 %	0 %	72 %	25 %
Lüntenberg	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	5 %	0 %	0 %	0 %	34 %	61 %
Industriestr.	0 %	0 %	100 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Westring	0 %	0 %	2 %	9 %	0 %	0 %	1 %	0 %	0 %	0 %	22 %	66 %
Höhe	0 %	0 %	2 %	1 %	0 %	10 %	8 %	0 %	0 %	0 %	32 %	46 %
Schröders- busch	0 %	0 %	0 %	25 %	0 %	2 %	0 %	0 %	0 %	47 %	5 %	21 %
Cronenberg	1 %	3 %	0 %	19 %	7 %	0 %	1 %	2 %	8 %	0 %	49 %	12 %
Küllenhahn	0 %	0 %	0 %	11 %	5 %	0 %	3 %	0 %	2 %	0 %	52 %	26 %
Hahnerberg	0 %	0 %	0 %	17 %	6 %	0 %	0 %	0 %	6 %	0 %	49 %	22 %
Cronenfeld	0 %	2 %	0 %	13 %	6 %	5 %	0 %	0 %	10 %	0 %	37 %	26 %
Berghausen	0 %	0 %	1 %	12 %	4 %	0 %	1 %	1 %	9 %	0 %	53 %	19 %
Sudberg	0 %	0 %	0 %	10 %	0 %	0 %	0 %	0 %	15 %	0 %	58 %	16 %
Kohlfurth	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	100 %
Barmen- Mitte	45 %	26 %	8 %	1 %	17 %	3 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Fr.-Engels- Allee	1 %	64 %	3 %	2 %	28 %	1 %	1 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Loh	0 %	28 %	38 %	10 %	8 %	0 %	1 %	2 %	0 %	0 %	8 %	4 %
Clausen	0 %	8 %	6 %	13 %	2 %	0 %	0 %	29 %	0 %	0 %	41 %	1 %
Rott	0 %	38 %	24 %	9 %	2 %	1 %	2 %	11 %	0 %	0 %	13 %	0 %

11.6.6 Karte der Stadt Wuppertal mit Namen der Quartiere

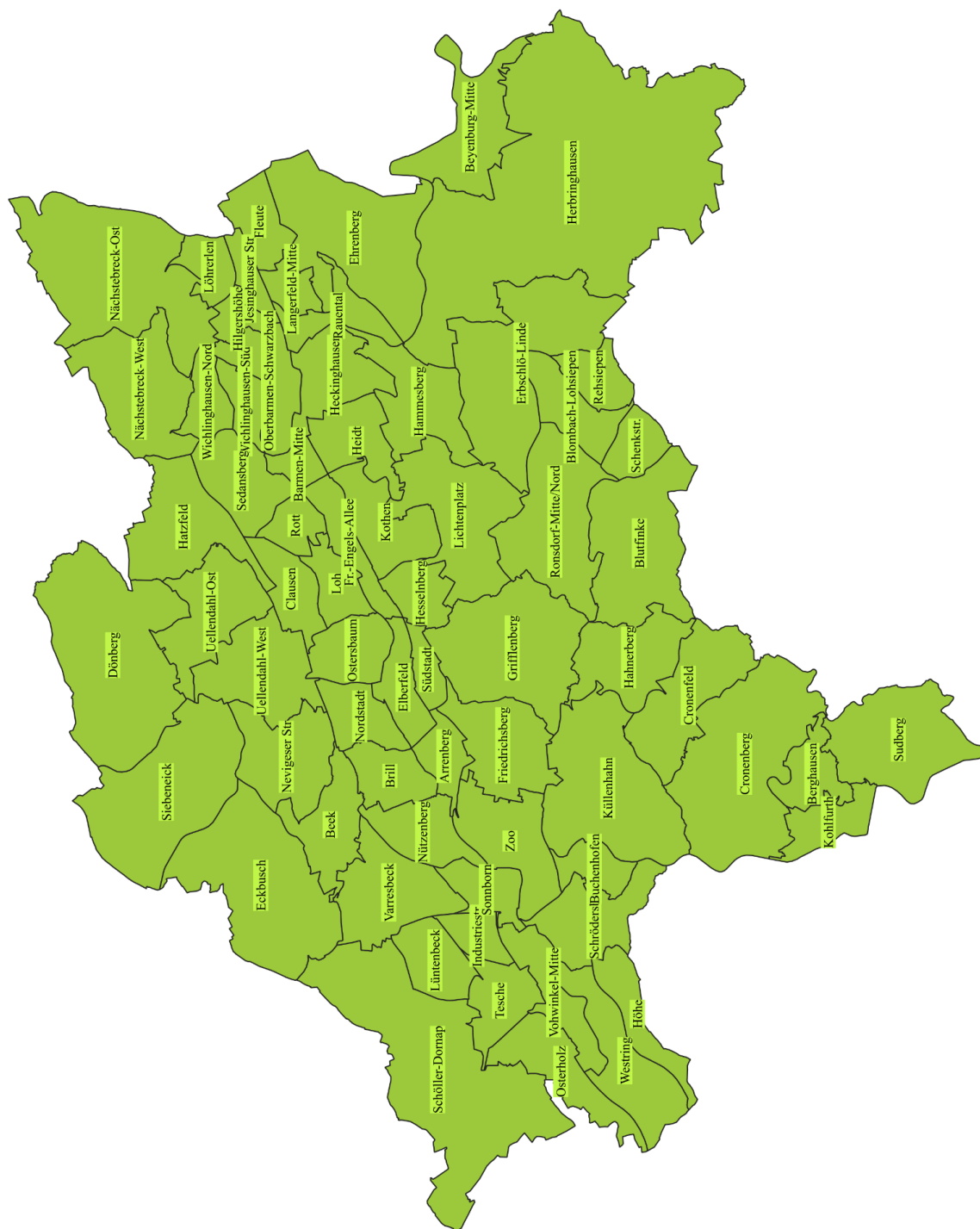


Abbildung 165 Karte der Stadt Wuppertal mit eingezeichneten Quartieren

12 Publikationen

Im Rahmen meiner Tätigkeit am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal sind folgende Publikationen entstanden:

- [I] Uhlemeyer, B.; Jakob, J.; Hobert, A.; Zdrallek, M.: **Optimale sektorenübergreifende Eigenversorgung von typischen Energiezellen auf Niederspannungsebene** Proceedings of the International ETG Congress 2021, Virtual (2021)
- [II] Hobert, A.; Uhlemeyer, B.; Zdrallek, M.; Aschenbrenner, D.; Bremer F.; Steinmetz, R.: **Exemplary study of an urban districts as flexibility option in medium voltage grids** Proceedings of the International ETG Congress 2021, Virtual (2021)
- [III] Uhlemeyer, B.; Hobert, A.; Zdrallek, M.: **Energiezellen die Treiber der Energiewende in Quartieren** VDE Inside – Bezirksverein Bergisch Land, Wuppertal (2021)
- [IV] Hobert, A.; Becker, M.; Müller, T.; Zdrallek, M.; Aschenbrenner, D.: **Investigation of cross-sectoral energy concepts for urban districts using key performance indicators** Proceedings of the 5th International Hybrid Power Systems Workshop, Virtual (2021)
- [V] Nailis, D; Unruh, O.; Hermanns, J.; Hobert, A.; Uhlemeyer, B.; Zdrallek, M. **Ein Energiesystem der Zukunft für das Rheinische Revier** Revierknoten Energie der Zukunftsagentur Rheinisches Revier, Düsseldorf (2021)
- [VI] Hobert, A.; Zdrallek, M.; Seeger L.; Backhaus C.; Biesenbach P.: **Analyse von Flexibilitätsoptionen in urbanen Quartieren – Demand-Response-Programm Wuppertaler Energiewetter** ew Magazin für die Energiewirtschaft, Heft 1, Januar 2021, ISSN 1619-5795 – D 9785 D
- [VII] Schroeder, H.; Hobert, A.; Zdrallek, M.; Seeger, L.; Backhaus, C.; Biesenbach, P.: **Evaluation of a forecast model to predict electricity demand profiles of urban households considering dynamic incentive** Proceedings of the CIRED Workshop 2020, Berlin (2020)
- [VIII] Hobert, A.; Schroeder, H.; Uhlemeyer, B.; Zdrallek, M.; Aschenbrenner, D.; Seeger, L.; Biesenbach, P.: **Power to Heat as Flexibility Option in Low Voltage Grids from Urban Districts** 3rd International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST); Istanbul, Turkey (2020)
- [IX] Hobert, A.; Schroeder, H.; Zdrallek, M.; Steinmetz R.; Aschenbrenner D.: **Potenzial von Flexibilitätsoptionen in urbanen Quartieren** netzpraxis, Heft 7-8, Juni 2020, ISSN 1611-0412 – D 7656 E

- [X] Müller, T.; Becker, M.; Hobert, A.; Uhlemeyer, B.; Zdrallek, M.; Knoll, C.; Boden, E.; **Vergleichsanalyse unterschiedlicher Speicher- und Ladekonzepte von dezentralen Batteriespeichersystemen zur Behebung von Netzengpässen an Szenarien eines realen Ortsnetzes** Tagungsband zur Konferenz „Zukünftige Stromnetze“, Berlin (2020)
- [XI] Becker, M.; Hobert, A.; Müller T.; Wintzek, P.; Zdrallek, M.; Knoll, C.; Boden, E.; **Nutzen des Sperrzeitenmodells für Wärmepumpen zur Minimierung der Belastung zukünftiger Stromnetze am Beispiel eines realen Ortsnetzes** Tagungsband zur Konferenz „Zukünftige Stromnetze“, Berlin (2020)
- [XII] Weinhardt, C.; Mengelkamp, E.; Cramer, W.; Hambridge, S.; Hobert, A.; Kremers, E.; Otter, W.; Pinson, P.; Tiefenbeck, V.; Zade, M.: **How far along are Local Energy Markets in the DACH+ Region? A Comparative Market Engineering Approach** e-Energy '19 Proceedings of the Tenth ACM International Conference on Future Energy Systems, Phoenix, AZ, USA (2019)
- [XIII] Hobert, A.; Schroeder, H.; Koralewicz, M.; Uhlemeyer, B.; Zdrallek, M.; Aschenbrenner, D.; Seeger, L.; Biesenbach, P.: **Approach for multi-criteria optimization and performance monitoring of a virtual power plant with urban structures** Proceedings of the 25th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2019), Madrid (2019)
- [XIV] Uhlemeyer, B.; Garzon-Real, J.; Hobert, A.; Schroeder, H.; Zdrallek, M.: **Optimal Battery Storage Sizing for Residential Buildings with Photovoltaic Systems under Consideration of Generic Load and Feed-In Time Series** Proceedings of the 4th International Hybrid Power Systems Workshop, Crete, Greece (2019)
- [XV] Garzon-Real, J.; Uhlemeyer, B.; Hobert, A.; Zdrallek, M.; Benthin, J.; Lucke, N.; Wortmann, B.; Stabenau, C.; Dirkmann, U.: **Untersuchung der Ausgestaltung eines Wohnquartiers als Energiezelle** Proceedings of the International ETG Congress 2019, Esslingen (2019)
- [XVI] Schroeder, H.; Hobert, A.; Zdrallek, M.; Seeger, L.; Biesenbach, P.: **Flexibilitätsoptionen für Quartiersnetze auf Basis virtueller Kraftwerke am Beispiel von Wuppertal** Tagungsband zur Konferenz „Zukünftige Stromnetze“, Berlin (2019)
- [XVII] Hobert, A.; Schroeder, H.; Zdrallek, M.; Schwarz, F.; Biesenbach, P.: **Identifizierung und Nutzung von Flexibilitäten innerhalb eines virtuellen Kraftwerks mit großstädtischen Strukturen** Tagungsband zur Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“, Berlin (2018)

13 Betreute Arbeiten

Masterarbeiten:

1. Gökhan, Güzel
Implementierung eines Netzmodells in ein virtuelles Kraftwerk
Masterarbeit, 2018
2. André Sven Leickel
Generierung von Anreizsignalen für Haushaltskunden und flexible Lasten für eine Quartiersoptimierung
Masterarbeit, 2019
3. Adam Laskowski
Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen für den Mobilitätssektor in einem städtischen Quartier
Masterarbeit, 2019
4. André Vits
Energiewirtschaftliche Betriebsoptimierung von Power-to-Heat-Anlagen für ein Wohngebäude in einem großstädtischen Quartier
Masterarbeit, 2020
5. Rene Steinmetz
Netzauswirkungen auf die Mittelspannungsebene durch zellulare Energieversorgungssysteme in urbanen Strukturen
Masterarbeit, 2020
6. Rene Steinmetz
Netzauswirkungen auf die Mittelspannungsebene durch zellulare Energieversorgungssysteme in urbanen Strukturen
Masterarbeit, 2020
7. Marvin Broich
Entwicklung eines Betriebskonzepts für den netzdienlichen, wirtschaftlichen und ökologischen Einsatz eines Ladeparks
Masterarbeit, 2020
8. Fabian Bremer
Simulation und Analyse von Flexibilitätsoptionen in einem urbanen Verteilnetz für Markt- und Netzdienstleistungen inklusive Redispatch 2.0
Masterarbeit, 2021

Bachelorarbeiten:

1. Fabian, Bremer
Analyse eines Ausschnitts eines großstädtischen Niederspannungsnetzes zur Implementierung eines Virtuellen Kraftwerks
Bachelorarbeit, 2017
2. Rene, Steinmetz,
Erarbeitung und Optimierung eines Notfallkonzeptes mit Einbindung dezentraler Einspeiseanlagen zur Vorbereitung auf einen flächendeckenden Blackout-Fall
Bachelorarbeit, 2017
3. Dustin, Plichta
Recherche und Simulation von Wärmenetzsystemen 4.0 in städtischen Quartieren
Bachelorarbeit, 2019

Seminararbeiten:

1. Thomas, Kopenhagen; Isabelle Knauf
Optimierungsverfahren im Kontext von Virtuellen Kraftwerken
Seminararbeit, 2017
2. Henner, Reuß; Daniel Kluger
Rahmenbedingungen für die Einbindung von Erzeugungsanlagen, Lasten und Speichern in ein virtuelles Kraftwerk
Seminararbeit, 2017
3. Fabian, Bremer; Marvin Broich; Rene Steinmetz
Aufbereitung eines städtischen Quartiers und Untersuchung zukünftiger Mobilitätstechnologien
Seminararbeit, 2019

NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik
der Bergischen Universität Wuppertal

Herausgeber: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Band 1

Neusel-Lange, Nils:

Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze

1. Auflage 2013

ISBN 978-3-8442-7401-1

Band 2

Stötzel, Marcus:

Strategische Ressourcendimensionierung von Netzleitstellen in Verteilungsnetzen

1. Auflage 2014

ISBN 978-3-8442-7826-2

Band 3

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 2. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2014

Band 4

Oerter, Christian:

Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen

1. Auflage 2014

ISBN 978-3-7375-1758-4

Band 5

Athamna, Issam:

Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks

1. Auflage 2015

ISBN 978-3-7375-5678-1

Band 6

Thies, Hans Henning:

Ein übergreifendes Modell zur Optimierung von Netz und Netzbetrieb

1. Auflage 2015

ISBN 978-3-7375-7465-5

Band 7

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 3. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2016

Band 8

Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H.; Monscheidt, J.; Münch, L.; Böse, C.; Gemsjäger, B.:

Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze - Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen

1. Auflage 2016

Band 9

Pawlowski, Erik:

Realitätsgerechte Zustandsbewertung gasisolierter Hochspannungsschaltanlagen

1. Auflage 2016

ISBN 978-3-7418-1983-4

Band 10

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

BUW Seminar „Smart Grids“ - Aufbau und Betrieb von intelligenten Verteilnetzen

1. Auflage 2016

Band 11

Beerboom, Dominik:

Objektive Zustandsbewertung von Mittelspannungsnetzen als Grundlage der Asset-Optimierung

1. Auflage 2017

ISBN: 978-3-7418-9539-5

Band 12

Tabke, Thorsten:

Entwicklung und Anwendung eines typunabhängigen, minimalinvasiven Zustandsbewertungsverfahrens für SF6-Hochspannungsschaltanlagen

1. Auflage 2017

ISBN: 978-3-7450-0240-9

Band 13

Uhlig, Roman:

Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration der Elektromobilität

1. Auflage 2017

ISBN: 978-3-7450-5959-5

Band 14

Zdrallek, Markus (Hrsg.):
Tagungsband zum 4. Wuppertaler Energie-Forum
1. Auflage 2018

Band 15

Zdrallek, Markus (Hrsg.):
Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik – Portrait
1. Auflage 2018

Band 16

Steffens, Philipp:
Innovative Planungsgrundsätze für ländliche Mittelspannungsnetze
1. Auflage, 2018
ISBN: 978-3-7450-9538-8

Band 17

Johae, Christopher:
Realitätsgerechte Zustandsbewertung von Mittelspannungsanlagen durch Einsatz geeigneter
Messverfahren
1. Auflage 2018
ISBN: 978-3-7467-4381-3

Band 18

Meese, Jan:
Dynamische Stromtarife zur Erschließung von Flexibilität in Industrieunternehmen
1. Auflage 2018
ISBN: 978-3-7467-7558-6

Band 19

Dorsewagen, Felix:
Zustandsidentifikation von Mittelspannungsnetzen für eine übergreifende Automatisierung
der Mittel- und Niederspannungsebene
1. Auflage 2018
ISBN: 978-3-7467-7488-6

Band 20

Harnisch, Johannes Sebastian:
Planung von ländlichen Niederspannungsnetzen mit innovativen Lösungsoptionen
1. Auflage 2019
ISBN: 978-3-7485-2122-8

Band 21

Nebel, Arjuna:

Auswirkung einer übergeordneten Steuerung dezentraler elektrischer Anlagen auf die Höhe des konventionellen positiven Redispatcheinsatzes in Deutschland

1. Auflage 2019

ISBN: 978-3-7485-1948-5

Band 22

Kornrumpf, Tobias:

Bewertung von Flexibilitätsoptionen in Mittelspannungsnetzen

1. Auflage 2019

ISBN: 978-3-7485-1394-0

Band 23

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

BUW Seminar „Smart Grids 2019“ - Aufbau und Betrieb von intelligenten Verteilnetzen

1. Auflage 2019

Band 24

Wolter, Daniel:

Neue Topologiekonzepte für moderne Mittelspannungsnetze

1. Auflage 2019

ISBN: 978-3-7485-8662-3

Band 25

Hopfer, Nikolai:

Nutzen der Breitband-Powerline-Kommunikation zur Erfassung kritischer Kabelzustände in Mittel- und Niederspannungsnetzen

1. Auflage 2020

ISBN: 978-3-7502-7734-2

Band 26

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 5. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2020

Band 27

Schäfer, Karl Friedrich:

Netzberechnung – Übungsaufgaben mit Lösungen

1. Auflage 2020

ISBN: 978-3-7502-7910-0

Band 28

Dahlmann, Benedikt:

Aktivierung und Vermarktung industrieller Flexibilitätsoptionen mittels eines dynamischen

1. Auflage 2020

ISBN: 978-3-7529-6673-2

Band 29

Ludwig, Marcel:

Automatisierung von Niederspannungsnetzen auf Basis von Multiagentensystemen

1. Auflage 2020

ISBN: 978-3-7529-8649-5

Band 30

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband BUW Seminar "Elektromobilität in der Netzplanung" - Strategien für Ladeinfrastruktur, Anwendungsfälle und Praxisbeispiele

1. Auflage 2020

Band 31

Korotkiewicz, Kamil:

Koordinierte, teilautarke Regelung von Mittelspannungsnetzen unter Einsatz dezentraler Automatisierungslösungen

1. Auflage 2021

ISBN: 978-3-7541-5783-1

Band 32

Steinbusch, Philippe:

Adaptive, aufwandsminimale und fehlerrobuste Automatisierung von Niederspannungsnetzen

1. Auflage 2021

ISBN: 978-3-7541-1625-8

Band 33

Möhrke, Fabian:

Auswirkungen der Energiewende auf die Zuverlässigkeit von Nieder- und Mittelspannungsnetzen

1. Auflage 2021

ISBN: 978-3-7541-6565-2

Band 34

Wruk, Julian:

An Optimisation Approach to Automated Strategic Network Planning at Low-Voltage Level

1. Auflage 2021

ISBN: 978-3-7541-5679-7

Band 35

Wintzek, P.; Ali, S. A.; Monscheidt, J.; Gemsjäger, B.; Slupinski, A.; Zdrallek, M:

Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze - Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen

1. Auflage 2020

Band 36

Kamps, Kristof:

Auswirkungen von Smart-Grid-Technologien auf die Zuverlässigkeit von Mittel- und Niederspannungsnetzen

1. Auflage 2021

ISBN: 978-3-7549-3464-7

Band 37

Cibis, Kevin:

Automatisierte Zielnetzplanung zur Entwicklung von innovativen Planungsgrundsätzen für ländliche Niederspannungsnetze in Europa

1. Auflage 2021

ISBN: 978-3-7549-3846-1

Band 38

Stephan, Jessica:

Modulare Netzzustandsprognosen für Mittel- und Niederspannungsnetze

1. Auflage 2021

ISBN: 978-3-7549-3272-8

Band 39

Schmidt, Robert:

Gewinnoptimale Vermarktung lastseitiger Flexibilitätsoptionen in Virtuellen Kraftwerken

1. Auflage 2021

ISBN: 978-3-7549-3274-2

Band 40

Paulat, Frederik:

Lokale Flexibilitätsmärkte für das präventive Engpassmanagement von Mittelspannungsnetzen

1. Auflage 2021

ISBN: 978-3-7549-4406-6

Band 41

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 6. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2022

Band 42

Kotthaus, Kevin:

Marktbasierter Flexibilitätseinsatz zur präventiven Netzengpassbewirtschaftung in Mittel- und Niederspannungsnetzen

1. Auflage 2022

ISBN: 978-3-7549-5610-6

Band 43

Dalamaras, Petros:

Realitätsgerechte Alterungsmodelle von Mittelspannungs-Netzstationen als Basis optimierter Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien

1. Auflage 2022

ISBN: XXX

Band 44

Garzón Real, James:

Ein Netzautomatisierungskonzept für gekoppelte Strom- und Gasverteilnetze

1. Auflage 2022

ISBN: 978-3-7565-0908-9

Band 45

Uhlemeyer, Björn:

Optimale Eigenversorgung in zellularen Energiesystemen auf Mittel und Niederspannungsebene

1. Auflage 2022

ISBN: ISBN 978-3-7565-1956-9