

# **Energietechnische Quartiere als cyber-physisch-soziale Infrastruktursysteme**

Zur Erlangung des akademischen Grades eines  
Doktors der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)

von der KIT-Fakultät für Maschinenbau  
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)

angenommene  
Dissertation

von  
Johannes Galenzowski

Tag der mündlichen Prüfung: 3. Februar 2026  
Erster Gutachter: Prof. Dr. Veit Hagenmeyer  
Zweiter Gutachter: Prof. Dr. Peter Bretschneider





# Zusammenfassung

Die globale Erwärmung und der Rückstand des Gebäudesektors bei den Klimazielen machen tiefgreifende Veränderungen im Energiesystem notwendig. Quartiere stehen dabei im Mittelpunkt, da sie die Sektoren Strom, Wärme und Mobilität integrieren und durch Optimierung und Synergieeffekte zentrale Beiträge zur Dekarbonisierung leisten können. Die vorliegende Doktorarbeit hat zum Ziel, ein systemisches Verständnis für die Nutzung von Quartiersansätzen in der Energietechnik zu entwickeln und deren Umsetzung anhand von Reallaborforschung zu untersuchen.

Die Doktorarbeit beschreibt erstmalig energietechnische Quartiere als cyber-physisch-soziale Infrastruktursysteme (CPSIS), in denen digitale, physische und soziale Komponenten integriert und miteinander verknüpft sind. Darauf aufbauend erarbeitet sie eine Definition energietechnischer Quartiere, die sich gegenüber bestehenden Anlagengruppierungen und Systemgrenzen klar abgrenzen lässt. Ferner analysiert die Arbeit stadtplanerische und sozialwissenschaftliche Verwaltungseinheiten und setzt diese mit energietechnischen Konzepten in Beziehung. Sie zeigt durch eine strukturierte Literaturauswertung die Bandbreite der verwendeten Begriffe und Systemgrenzen.

Die aus dem Literaturreview entnommenen Ansätze zum Betrieb energietechnischer Anlagen in Gruppen werden am zentralen Anwendungsbeispiel der vorliegenden Arbeit, dem Reallabor Smart East, angewendet. Das Reallabor Smart East bildet den Rahmen für die Umsetzung und Weiterentwicklung der in dieser Arbeit behandelten Ansätze und Technologien. Die Doktorarbeit befasst sich ferner mit Konzepten zur Erfassung energietechnisch relevanter Daten, mit Konzepten zur Modellierung sowie mit Konzepten zur Flexibilitätsbewertung.

Überdies stellt die Arbeit die im Reallabor Smart East umgesetzte Forschungsplattform vor, die softwarebasierte Dienste für den Betrieb und die Analyse energietechnischer Quartiere bereitstellt. Dazu gehören ein Datensammlungsdienst zur kontinuierlichen Datenerfassung sowie ein Prognosedienst zur Vorhersage von Verbrauch und Erzeugung, die auf dem in dieser Arbeit erstmals für die Entwicklung eines energietechnischen Reallabors durchgängig angewandten CPSIS-Konzept basieren. Die Plattform ermöglicht die praktische Erprobung von Betriebsstrategien und Geschäftsmodellen und unterstützt damit künftige Forschung im Reallabor.

Zusammenfassend entwickelt die Arbeit ein systemisches und ganzheitliches Verständnis energietechnischer Quartiere. Durch die Beantwortung offener Fragen in der praktischen Validierung im Reallabor Smart East werden Lücken geschlossen, die bislang eine großflächige Umsetzung energietechnischer Quartiere verhindert haben.



# Abstract

Global warming and the insufficient progress of the building sector toward climate targets require profound changes in the energy system. Energy-focused districts play a central role because they integrate the electricity, heating, and mobility sectors and can contribute significantly to decarbonization through coordinated operation, optimization, and the leveraging of synergies. The present dissertation aims to develop a systemic understanding of district concepts in energy engineering and to examine their implementation through real-world laboratory research.

The dissertation describes energy-focused districts for the first time as cyber-physical-social infrastructure systems (CPSIS), in which digital, physical, and social components are integrated and interconnected. Based on this perspective, it develops a definition of energy-focused districts and clearly distinguishes them from established concepts for operating energy-related devices in clusters. Furthermore, the dissertation analyzes administrative units from urban planning and social sciences, relating them to concepts used in the energy domain. A structured literature review demonstrates the range of applied terminology and system boundary definitions.

Approaches identified in the literature for the joint operation of energy-related devices are applied to the central case study, the Smart East real-world laboratory. Smart East provides the framework for implementing and further developing the concepts and technologies examined in the dissertation. The work also addresses methods for collecting energy-related data, for modeling, and for assessing flexibility.

Moreover, the dissertation presents the research platform implemented in the Smart East real-world laboratory, which provides software-based services for the operation and analysis of energy-focused districts. These include a measurement service for continuous data acquisition and a forecasting service for predicting consumption and generation, both built on the CPSIS concept, applied for the first time as a consistent foundation for the development of an energy-focused real-world laboratory. The platform enables the practical testing of operational strategies and business models, thereby supporting future research within a real-world laboratory.

In summary, the dissertation develops a systemic and holistic understanding of energy-focused districts. By answering open questions in practical validation in the Smart East real-world laboratory, it closes gaps that have previously hindered the large-scale implementation of energy-focused districts.



# Danksagung

Mein herzlicher Dank gilt:

- **Dr. Simon Waczowicz** - operative Betreuung,
- **Prof. Dr. Veit Hagenmeyer** und **Prof. Dr. Peter Bretschneider** - Gutachter,
- **apl. Prof. Dr. Ralf Mikut** - wissenschaftliche Unterstützung,
- allen Kolleg\*innen aus **WeForming**, **Smart East** und dem **Energy Lab**,
- meinen Eltern, meiner Partnerin und meinem Freundeskreis.

Ohne Ihre Unterstützung wäre diese Arbeit nicht möglich gewesen. Danke!



# Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung</b> . . . . .	<b>i</b>
<b>Abstract</b> . . . . .	<b>iii</b>
<b>1. Einleitung</b> . . . . .	<b>1</b>
1.1. Motivation . . . . .	1
1.2. Darstellung des Entwicklungsstandes . . . . .	5
1.2.1. Systemtheorie und Quartiersbegriff . . . . .	6
1.2.2. Quartiersgrenzen und interdisziplinäre Perspektiven . . . . .	12
1.2.3. Quartiere in energietechnischen Problemstellungen . . . . .	16
1.2.4. Empirische Forschung und Modellierung im Reallabor . . . . .	19
1.2.5. Ökonomische und soziotechnische Fragen . . . . .	21
1.2.6. Digitale Infrastrukturen und Dienste im Quartierskontext . . . . .	26
1.3. Offene Probleme und Lösungsbeiträge der Arbeit . . . . .	30
1.4. Aufbau der Arbeit . . . . .	35
1.5. Publikationen des Autors . . . . .	36
<b>2. Systemtheoretische Fundierung und Abgrenzung von Quartieren</b> . . . . .	<b>39</b>
2.1. Quartiere als cyber-physisch-soziale Infrastruktur-Systeme . . . . .	39
2.2. Konkretisierung der Rolle von Quartieren im Energiesektor . . . . .	41
2.3. Abgrenzung von Quartieren zu anderen Formen der Anlagengruppierung . . . . .	44
2.4. Entwicklung des Begriffes energietechnisches Quartier . . . . .	45
2.5. Zusammenfassung und Diskussion . . . . .	49
<b>3. Interdisziplinäre Systemgrenzen aus Stadtplanung und Sozialwissenschaften</b> . . . . .	<b>51</b>
3.1. Übergeordnete administrative Einheiten in Deutschland . . . . .	51
3.2. Referenzkonzepte auf Granularitätsebene eines Quartiers . . . . .	53
3.3. Systematische Quartierseinteilung im internationalen Kontext . . . . .	58
3.4. Systematische Quartierseinteilung im DACH-Raum . . . . .	63
3.5. Quartiersdefinition aus Perspektive der Stadtplanung . . . . .	66
3.6. Konsolidierung stadtplanerische und sozialwissenschaftliche Definition . . . . .	67
3.7. Zusammenfassung und Diskussion . . . . .	69
<b>4. Kritische Analyse der Literatur zu Quartieren im Energiesektor</b> . . . . .	<b>71</b>
4.1. Vorgehen bei der Einteilung der Ansätze nach gewählter Systemgrenze . . . . .	71
4.2. Literaturreview energietechnische Quartiere . . . . .	72
4.3. Diskussion Rechercheergebnisse energietechnische Quartiere . . . . .	74

4.4.	Literaturreview energiesektorbasierte Anlagengruppen . . . . .	77
4.5.	Diskussion Rechercheergebnisse energiesektorbasierte Anlagengruppen	85
4.6.	Zusammenfassung und Diskussion . . . . .	87
<b>5.</b>	<b>Quartiersmodellierung im Reallabor . . . . .</b>	<b>89</b>
5.1.	Einführung des Reallabors Smart East als Anwendungsbeispiel . . . . .	89
5.2.	Anwendung energiesektorbasierter Gruppierungsansätze . . . . .	94
5.3.	Gruppierung nach privaten Netzbereichen . . . . .	100
5.4.	Berücksichtigung von Netzengpässen in Gruppierungsansätzen . . . . .	103
5.5.	Berücksichtigung der Spannungsqualität in Gruppierungsansätzen . . . . .	106
5.6.	Berücksichtigung von Ausbaupotenzialen in Gruppierungsansätzen . . . . .	108
5.7.	Zusammenfassung und Diskussion . . . . .	111
<b>6.</b>	<b>Rückkopplung von Erkenntnissen aus Reallaboren in die Forschung . . . . .</b>	<b>113</b>
6.1.	Die soziale Dimension energietechnischer Quartiere . . . . .	113
6.2.	IoT und Informationsfluss als soziale Herausforderung . . . . .	115
6.3.	Datenschutz und Privatsphäre . . . . .	117
6.4.	Erfassung von Flexibilität in Reallaboren . . . . .	120
6.4.1.	Anforderungsanalyse . . . . .	120
6.4.2.	Beschreibung des Flexibilitätsindikators . . . . .	123
6.4.3.	Validierung des Flexibilitätsindikators . . . . .	129
6.5.	Zusammenfassung und Diskussion . . . . .	141
<b>7.</b>	<b>Umsetzung des Reallabors Smart East als Forschungsplattform . . . . .</b>	<b>143</b>
7.1.	Übersicht über umgesetzte Softwaredienste der Forschungsplattform . . . . .	143
7.2.	Umsetzung des Datensammlungsdienstes . . . . .	147
7.3.	Umsetzung des Prognosedienstes . . . . .	152
7.4.	Gestaltung der Schnittstellen zum Datenaustausch . . . . .	158
7.4.1.	Anforderungen aus der Cyber-Ebene . . . . .	158
7.4.2.	Anforderungen aus der physischen Ebene . . . . .	160
7.4.3.	Anforderungen aus der sozialen Ebene . . . . .	163
7.4.4.	Umsetzung und Herausforderungen im Reallabor Smart East . . . . .	164
7.5.	Erfolgreich umgesetzte Betriebsstrategien und Geschäftsmodelle . . . . .	166
7.6.	Fähigkeiten der Forschungsplattform . . . . .	169
7.7.	Zusammenfassung und Diskussion . . . . .	170
<b>8.</b>	<b>Gesamtzusammenfassung und Ausblick . . . . .</b>	<b>173</b>
8.1.	Zusammenfassung der Ergebnisse . . . . .	173
8.2.	Herausforderungen und Grenzen . . . . .	174
8.3.	Ausblick . . . . .	176
<b>A.</b>	<b>Anhang . . . . .</b>	<b>181</b>
A.1.	Ergänzung zum Entwicklungsstand . . . . .	181
A.2.	Kategorisierung der Terminologie nach Ursprung . . . . .	182



A.3. Visualisierung der administrativen Einheiten . . . . .	182
A.4. Detailbeschreibung der Gebäude des Reallabors Smart East . . . . .	185
A.5. Beschreibung der energietechnischen Anlagen im Reallabor Smart East	187
A.6. BDEW-Marktrollen im deutschen Energiemarkt . . . . .	192
A.7. Ergänzungen zur Umsetzung . . . . .	194
<b>B. Abkürzungsverzeichnis . . . . .</b>	<b>201</b>
<b>C. Symbolverzeichnis . . . . .</b>	<b>205</b>
<b>D. Abbildungsverzeichnis . . . . .</b>	<b>207</b>
<b>E. Tabellenverzeichnis . . . . .</b>	<b>211</b>
<b>F. Literaturverzeichnis . . . . .</b>	<b>213</b>
<b>G. Erklärung zur Verwendung generativer KI im Schreibprozess . . . . .</b>	<b>237</b>

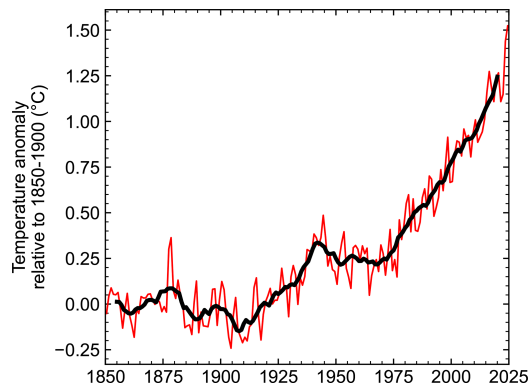


# 1. Einleitung

Kapitel 1 führt in die vorliegende Doktorarbeit ein, motiviert sie in Abschnitt 1.1 und bietet in Abschnitt 1.2 einen Überblick über den aktuellen Stand der Forschung. In Abschnitt 1.3 werden die daraus abgeleiteten offenen Forschungsfragen sowie die im Rahmen der Arbeit erarbeiteten Lösungsbeiträge dargestellt. Abschließend beschreibt Abschnitt 1.4 die Struktur der Doktorarbeit.

## 1.1. Motivation

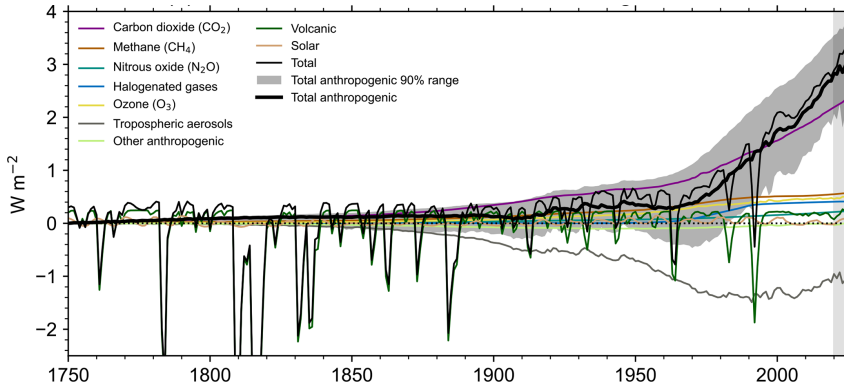
Die menschengemachte globale Erwärmung und ihre weitreichenden Folgen zählen zu den größten Herausforderungen des 21. Jahrhunderts. Im Jahr 2024 lag die globale Mitteltemperatur bei  $1,52^{\circ}\text{C}$  über dem vorindustriellen Niveau, was den bislang höchsten gemessenen Wert darstellt [1]. Die gegenwärtige Dekade (2015–2024) weist mit  $0,27^{\circ}\text{C}/10\text{a}$  die höchste Erwärmungsrate seit Beginn der instrumentellen Aufzeichnungen auf [1]. Die Entwicklung der globalen Mitteltemperatur seit der vorindustriellen Zeit ist in Abbildung 1.1 dargestellt. Hauptursachen sind anhaltend hohe Treibhaus-



**Abbildung 1.1.:** Entwicklung der globalen Oberflächentemperatur seit 1850: Die rote Linie stellt den Jahresmittelwert, die schwarze Linie die Mittelwerte der Jahrzehnte dar. Die Veränderung bezieht sich auf den Temperaturmittelwert zwischen 1850 und 1900. Übernommen aus Forster u. a. [1].

gasemissionen von zuletzt  $53,6 \text{ GtCO}_2\text{e/a}$  sowie ein Rückgang der kühlenden Wirkung

von Aerosolen. Der effektive Strahlungsantrieb (ERF) stieg auf  $2.97 \text{ W/m}^2$ , was die Energieungleichgewichte in der Erdatmosphäre weiter verschärft (siehe Abbildung 1.2) [1]. Gleichzeitig zeigen sich deutliche Folgen in Form von Extremtemperaturen, sinkender



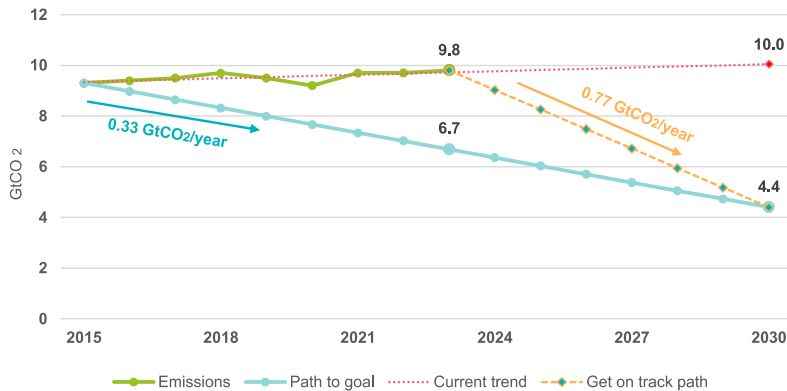
**Abbildung 1.2.:** Die Veränderung des Energiegleichgewichtes der Erde wird maßgeblich durch den effektiven Strahlungsantrieb (ERF) durch vom Menschen ausgestoßene Treibhausgase bestimmt. Übernommen aus Forster u. a. [1].

Bodenfeuchte, steigender Verdunstung und zunehmendem Meeresspiegelanstieg [1]. Trotz dieser negativen Trends verlangsamt sich das Emissionswachstum etwas, und vereinbarte Maßnahmen wie jene auf der COP28 könnten, bei ambitionierter Umsetzung, die Erwärmungsrate in den kommenden zwei Jahrzehnten halbieren [1].

Der Global Status Report for Buildings and Construction, herausgegeben von Hamilton u. a. [2], zeigt, dass der Gebäudesektor deutlich hinter den Dekarbonisierungszielen für 2030 und 2050 zurückliegt. Zwischen 2015 und 2023 stiegen die  $\text{CO}_2$ -Emissionen aus dem Gebäudebetrieb um 5,4 %, obwohl eine Reduktion um 28,1 % erforderlich gewesen wäre. Um den Rückstand aufzuholen, müsste der Gebäudesektor seine Emissionen nun um  $0,77 \text{ GtCO}_2/\text{a}$  senken, mehr als doppelt so viel wie 2015 geplant (siehe Abbildung 1.3).

Bis 2050 wird nahezu der gesamte weltweite Bevölkerungszuwachs von 1,7 Milliarden Menschen auf Städte und urbane Räume entfallen [3]. Weltweit tragen der Wohnsektor 20 %, der Dienstleistungssektor 14 % und der Verkehrssektor 35 % zum Primärenergieverbrauch bei [4]. In Quartieren treffen Wohn-, Dienstleistungs- und Verkehrssektor zusammen, sodass Quartiere eine entscheidende Rolle bei der Transformation des Energiesektors spielen.

Die zunehmende Vernetzung urbaner Energiesysteme führt zu neuen Anforderungen an die operative Koordination unterschiedlicher Sektoren auf lokaler Ebene innerhalb von Städten [5]. Insbesondere die Elektrifizierung der Wärme- und Mobilitätssektoren erhöht den Bedarf an resilienten Stromnetzen. Fortschrittliche Prognose- und Steuerungs-



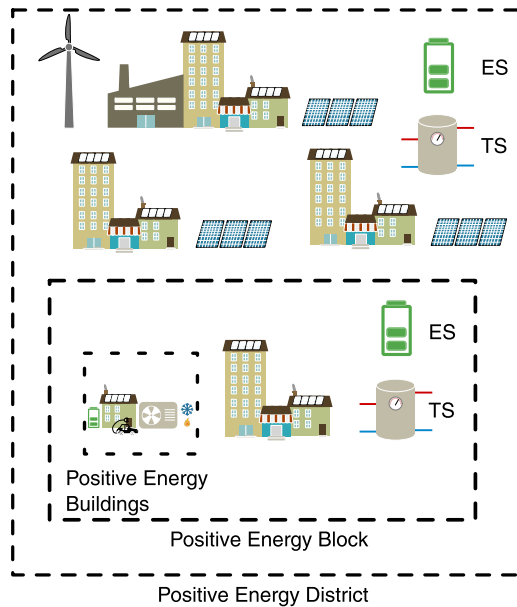
**Abbildung 1.3.:** Lücke zwischen der zur Einhaltung der Klimaziele für das Jahr 2030 notwendigen CO<sub>2</sub>-Reduktion und der Realität im Gebäudesektor. Übernommen aus dem Global Status Report for Buildings and Construction, herausgegeben von Hamilton u. a. [2].

lösungen ermöglichen es, Angebot und Nachfrage sektorenübergreifend sowie unter Einhaltung übergeordneter Systemgrenzen lokal dynamisch auszubalancieren [5].

Gerade im Kontext von Quartieren gewinnt das lokale Energiesystem dabei an besonderer Bedeutung<sup>1</sup>. Gemäß Hinterberger u. a. [6] zielen Quartiere darauf ab, urbane Gebiete klimaneutral und zukunftsfähig zu gestalten. Quartiere erfüllen laut Hinterberger u. a. [6] drei zentrale Funktionen: Erstens sollen sie ausschließlich auf erneuerbare Energien setzen (Energieproduktionsfunktion), zweitens durch hohe Effizienz den Energiebedarf minimieren (Energieeffizienzfunktion) und drittens flexibel auf die Anforderungen des Energiesystems reagieren, etwa durch Lastmanagement oder Speicherslösungen (Energieflexibilitätsfunktion). Dabei streben Quartiere nicht nur technische Optimierung, sondern auch Lebensqualität, soziale Inklusivität und Resilienz an. Jede Umsetzung soll lokal angepasst und systemisch gedacht werden [6]. Quartiere sind dabei gemäß Casamassima u. a. [7] eine Aggregationsebene im Kontext der Energieversorgung. Sie bilden Gruppen von Anlagen oder Gebäuden (siehe Abbildung 1.4).

Aktuelle Forschung, wie die von Yu u. a. [8], zeigt, dass die integrierte Betrachtung sozialer, physischer und digitaler Dimensionen zentrale Vorteile für die Gestaltung zukünftiger Energiesysteme bietet. Die integrierte Betrachtung verbindet technische Ziele, wie Echtzeitüberwachung, Lastmanagement und Integration erneuerbarer Ener-

<sup>1</sup> Ein zentrales Problem der Arbeit besteht darin, dass der Begriff *Quartier* im Energiekontext ein deutschsprachiger, nicht eindeutig definierter Begriff ist, während die englischsprachige Literatur verschiedene, teils spezialisierte Konzepte wie Positive Energy District (PED), Citizen Energy Community (CEC) oder Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft bzw. Renewable-Energy-Community (REC) verwendet. In dieser Arbeit bezieht sich der Begriff *Quartier* stets auf energietechnische Quartiere. Für regulatorische und terminologische Fragen wird die jeweilige exakte englische Bezeichnung verwendet, im Übrigen werden zur Erhöhung der Lesbarkeit energietechnische Quartiere auch kurz als *Quartier* bezeichnet.



**Abbildung 1.4.:** Quartierskonzept als neuartige Aggregationsebene und Lösungsraum im Energiesystem. In der englischsprachigen Literatur werden für Quartier unterschiedliche Begriffe wie Positive Energy Districts (PEDs) verwendet. Dargestellt ist, wie Gebäude mit lokaler Erzeugung, etwa durch Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen), sowie Verbraucher wie Gebäude selbst gemeinsam mit elektrischen Speichern (ES) und thermischen Speichern (TS) zu Gruppen zusammengefasst werden können. Die Abbildung verdeutlicht, dass die Aggregation über ein einzelnes Gebäude hinausgeht und mehrere Gebäude oder Gebäudeblöcke zu einem Quartier zusammenfasst. Übernommen aus Casamassima u. a. [7].

gien, mit einer interdisziplinären Entwicklungsumgebung, in der Akteure aus Wissenschaft, Politik und Gesellschaft gemeinsame Lösungen für ökologische, wirtschaftliche und soziale Ziele erarbeiten [8]. Studien wie Haji Bashi u. a. [9] zeigen, dass Akteure von Energiegemeinschaften auf Quartiersebene bereit sind, die Energiewende und die gesellschaftliche Teilhabe aktiv voranzutreiben. Dabei werden Ziele wie der Ausbau erneuerbarer Energien und die Beteiligung der Bürger sogar höher bewertet als ökonomische Vorteile [9]. Expertinnen und Experten wie Glombik u. a. [10] gehen davon aus, dass im energetischen Quartierskonzept der Zukunft Strom, Wärme und Mobilität zunehmend zusammenwachsen werden. Damit entstehen neue Synergiepotenziale, etwa durch flexible Sektorkopplung und Wärmespeicherung, zugleich steigen jedoch auch die Anforderungen an eine integrierte Planung [10]. Weitere Arbeiten wie Ntalias u. a. [11] zeigen, dass Quartiere Vorteile wie Bürgerbeteiligung, lokale Wertschöpfung, hohe Energieeffizienz und ein positives Energiegleichgewicht bieten. Insbesondere wird das Flexibilitätspotenzial durch Eigenverbrauch, Lastmanagement und Batteriespeicher betont, was lokale Netzengpässe reduziert [11].

Um Synergiepotenziale und Flexibilität nutzen zu können, sind geeignete Geschäftsmodelle und Softwarelösungen erforderlich. Natanian u. a. [12] betonen, dass Quartiersmodelle zunehmend in der Lage sind, energetische Wechselwirkungen zwischen Gebäuden wie Lastenausgleich, gemeinsame Speicher oder sektorübergreifende Nutzung zu analysieren und zu optimieren. Überdies eröffnet die Betrachtung auf Quartiersebene neue Perspektiven für die Lebenszyklusanalyse sowie für die Bewertung der Umweltqualität öffentlicher und halböffentlicher Räume. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass bei der Übertragung auf die Quartiersebene geeignete Daten, Indikatoren und Modellierungsmethoden berücksichtigt werden, um die steigende Komplexität beherrschbar zu halten [12].

Neben Simulation und Modellierung sind geeignete Softwarelösungen erforderlich, um den Betrieb von Quartieren unter Berücksichtigung digitaler, sozialer und infrastruktureller Aspekte zu unterstützen. Daher besteht ein Bedarf an Plattformen für den Betrieb nachhaltiger, smarter Quartiere. Derartige Plattformen bezeichnet Graf [13] auch als Green Information Systems. Laut Graf [13] sollten Green Information Systems nicht nur aus einer anbieterzentrierten Smart-City-Perspektive betrachtet werden, sondern auch die vielfältigen infrastrukturellen Besonderheiten und Akteursgruppen auf Quartiersebene integrieren und dabei partizipative, reflexive Prozesse fördern. Quartiersplattformen ermöglichen die Umsetzung nachhaltiger Betriebsstrategien durch die Vernetzung von Technologien, Informationen, Prozessen und Diensten im Quartier [13]. Ein zentraler Bestandteil der Modellierung und des Betriebs von Quartieren zur Ausnutzung von Flexibilität ist die systematische Erfassung und Quantifizierung der Flexibilität [14]. Im Gebäudesektor sind künftig insbesondere PV-Anlagen, Wärmepumpen und Elektromobilität als essenzielle Anlagen für einen netzdienlichen Betrieb zu betrachten [15]. Neben Systemdienstleistungen und Sektorkopplung gehören Elektromobilitätsdienste zu den wichtigsten Geschäftsmodellen, um die Steuerbarkeit des Netzes in Deutschland bis 2030 zu erhöhen [16]. Vorhersagen von Erzeugung und Verbrauch sind dabei für eine koordinierte Sektorkopplung und die netzdienliche Integration dezentraler Flexibilitätsoptionen essenziell [17].

Zusammengefasst zeigt sich, dass die globale Erwärmung und die bisher unzureichenden Fortschritte im Gebäudesektor tiefgreifende Veränderungen im Energiesystem erfordern. Quartiere rücken dabei als Schnittstellen zwischen den Strom-, Wärme- und Mobilitätssektoren in den Fokus, da sie durch gemeinschaftliche Infrastruktur, lokales Flexibilitätsmanagement sowie die Integration sozialer, physischer und digitaler Komponenten besondere Potenziale bieten.

## **1.2. Darstellung des Entwicklungsstandes**

Wie in Abschnitt 1.1 herausgearbeitet, erfordert die Ausschöpfung der Potenziale von Quartieren geeignete digitale Plattformen, sektorübergreifende Koordinationsmechanismen, partizipative Gestaltungsansätze sowie eine belastbare Modellierung und Quanti-

fizierung der Flexibilität. Daraus ergibt sich die Frage, inwieweit bestehende Arbeiten bereits Konzepte, Methoden und Anwendungen bereitstellen, um Quartiere als integrale Bestandteile eines zukunftsfähigen Energiesystems zu gestalten. Um diese Frage zu beantworten, gibt Abschnitt 1.2 einen Überblick über den Stand der Forschung zu Quartieren im energietechnischen Kontext. In Abschnitt 1.2.1 werden grundlegende Begriffe, Definitionen und rechtliche Rahmenbedingungen des Quartiers vorgestellt. Abschnitt 1.2.2 behandelt Systemgrenzen und interdisziplinäre Perspektiven aus der Stadtplanung und den Sozialwissenschaften. Die Anwendung des Quartiersbegriffs auf energietechnische Fragen wird in Abschnitt 1.2.3 diskutiert. Empirische Ansätze und Modellierungen in Reallaboren sind Gegenstand von Abschnitt 1.2.4. Ökonomische und soziotechnische Fragen, einschließlich Geschäftsmodellen und Flexibilität, werden in Abschnitt 1.2.5 untersucht. Abschließend beschreibt Abschnitt 1.2.6 den Stand digitaler Infrastrukturen, Plattformen und Prognosedienste im Quartierskontext.

### **1.2.1. Systemtheorie und Quartiersbegriff**

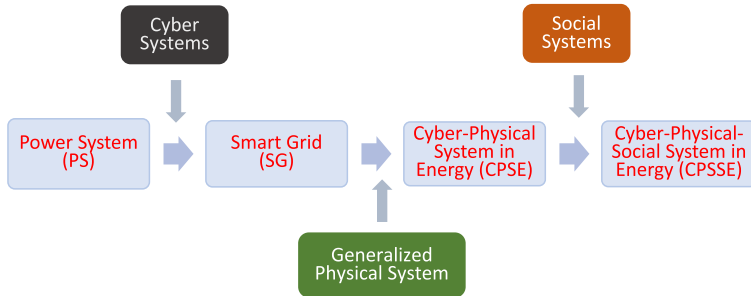
Abschnitt 1.2.1 behandelt die ganzheitliche Betrachtung von Quartieren als cyber-physisches-soziales Infrastruktursystem (CPSIS), allgemeingültige Definitionen des Quartiersbegriffs, dessen Einbettung in europäische und deutsche Rechtsrahmen sowie in staatliche Förderprogramme.

#### **Ganzheitliche Betrachtung von Quartieren als CPSIS**

Zahlreiche Studien belegen den Einfluss sozialer Faktoren auf das Energiesystem, etwa wenn soziale Normen und Erwartungen das Verbrauchsverhalten prägen und damit die Systemleistung beeinflussen [18]. Andere Arbeiten heben die Rolle physischer Komponenten hervor, indem sie zeigen, dass Flexibilitätsmerkmale wie Verschiebbarkeit oder Unterbrechbarkeit grundlegend an physische Anlagen und deren technische Beschaffenheit gebunden sind [19]. Effekte wie der Einfluss sozialer Faktoren auf das Energiesystem oder die Abhängigkeit von Flexibilitätseigenschaften von physischen Anlagen müssen daher in einer ganzheitlichen Systemmodellierung zwingend mitgedacht und systematisch berücksichtigt werden. Ein Quartier kann nur dann adäquat beschrieben werden, wenn cyberbezogene, physische und soziale Einflüsse gemeinsam als ein cyber-physisches-soziales System (CPSS) modelliert werden. Auch in der wissenschaftlichen Diskussion wird das Konzept, Energiesysteme in Quartieren als CPSS zu modellieren, zunehmend als vielversprechend bewertet. So sehen Yu u. a. [8] darin ein erhebliches Potenzial für die künftige Energiesystemforschung. Eine Modellierung als CPSS ermöglicht es, technologische, menschliche und soziale Komponenten sowie deren Wechselwirkungen ganzheitlich zu erfassen. Yu u. a. [8] bezeichnen CPSS im Energiekontext als Cyber-Physical-Social Systems in Energy (CPSSE). Der integrative Charakter des CPSSE ist in der aus Yu u. a. [8] übernommenen Abbildung 1.5 dargestellt. Trotz der von Yu u. a. [8] identifizierten Potenziale betonen sie, dass die Anwendung



von CPSS im Energiekontext bislang noch in den Anfängen steckt und deutlich hinter den theoretischen Möglichkeiten zurückbleibt. Auch in der Arbeit von Yu u. a. [8] fehlt eine klare Einordnung des infrastrukturellen Charakters des Energiesystems.



**Abbildung 1.5.:** Darstellung der Entwicklung vom Power System (PS) über das Smart Grid (SG) und das Cyber-Physical System in Energy (CPSE) hin zum Cyber-Physical-Social System in Energy (CPSSE). Übernommen aus Yu u. a. [8].

Andere Autoren wie Doctorarastoo u. a. [20] berücksichtigen den infrastrukturellen Charakter, indem sie die Terminologie des CPSIS verwenden, die innerhalb der CPSS eine spezifische Kategorie für Infrastruktursysteme bezeichnet. Das Energiesystem ist definitionsgemäß ein Infrastruktursystem, in dem physische, digitale und soziale Komponenten gemeinsam wirken und über wechselseitige Rückkopplungen miteinander verbunden sind. Das Energiesystem und damit auch ein Quartier im Sinne des in Abschnitt 1.1 dargestellten Verständnisses stellt ein CPSIS dar. Doctorarastoo u. a. [20] weisen darauf hin, dass die Modellierung von CPSIS bislang nur unzureichend entwickelt ist, insbesondere hinsichtlich der Rückwirkungen menschlichen Handelns auf das Gesamtsystem. Während die digitale Aktuation physischer Systeme im Sinne von cyber-physische Systeme (CPS) etabliert ist, bleiben mögliche Input-Output-Beziehungen zwischen technischen Eingriffen und sozial vermittelten Wirkungen bislang weitgehend unberücksichtigt [20]. Weitere Arbeiten wie die Metastudie von Wang u. a. [21] befassen sich mit CPSIS, genauer gesagt mit CPSS im Kontext des Energiesystems, wie der Smart-Grid-Forschung. Wang u. a. [21] analysieren umfassend die Kopplungsbeziehungen zwischen Komponenten der Cyber-, physischen und sozialen Systemebene in modernen Verteilnetzen und entwickeln ein strukturiertes Rahmenwerk zur systematischen Einordnung dieser Wechselwirkungen. Im Fokus stehen insbesondere Aspekte wie das netzseitige Monitoring und die Steuerung, die Akzeptanz digitaler Energietechnologien sowie datengestützte Entscheidungsprozesse. Ferner identifizieren Wang u. a. [21] zentrale offene Forschungsfragen, etwa zur Wahrung der Datensouveränität, zur Integration verhaltensbezogener Faktoren in technische Modelle oder zur Robustheit gegenüber Kaskadeneffekten. Gleichwohl verbleibt der Fokus der Arbeit auf dem Verteilnetz als solchem und berücksichtigt keine quartiersbezogenen Perspektiven oder die realweltliche Umsetzung von CPSS in konkreten Quartierskontexten [21]. Zusammenfassend fehlen eine systematische Beschreibung von Quartieren als CPSIS sowie die Übertragung

zahlreicher Erkenntnisse über die Wechselwirkungen zwischen den Cyber-, physischen und sozialen Ebenen in die quartiersbezogene Forschung.

### **Allgemeingültige Definitionen des Quartiersbegriffs**

Im energiewirtschaftlichen Kontext gewinnt das Quartier als räumliche Einheit zwischen dem Einzelgebäude und der Gesamtstadt an Bedeutung [22, 23]. Auf Quartiersebene lassen sich Gebäude und Infrastrukturen gebündelt betrachten, um ganzheitliche Energie- und Klimaschutzlösungen umzusetzen, die über Einzelgebäude hinausgehen.

Laut Schölzel u. a. [23] von der RWTH Aachen fehlt bislang ein einheitlicher Quartiersbegriff in der Gesetzgebung und Förderpraxis. Daher wurde von Schölzel u. a. [23] ein Definitionsvorschlag erarbeitet, wonach ein Quartier als ein „Verbund von Gebäuden verstanden wird, welche in einem räumlichen und baustrukturellen Zusammenhang stehen. Diese Gebäude verfügen über eine gemeinsame energetische Infrastruktur, welche den gegenseitigen Austausch von Energie ermöglicht und die Versorgungssicherheit gewährleistet.“ [23]. Die Definition von Schölzel u. a. [23] enthält keine harten Schwellenwerte für Fläche, Gebäudetyp oder Eigentumsstruktur und ermöglicht so eine flexible Anwendung in unterschiedlichen städtischen und ländlichen Kontexten.

Riechel [24] vom Deutschen Institut für Urbanistik versteht das Quartier als neuen Handlungsraum für die lokale Wärmewende, der sich zwischen der Gebäude- und der gesamtstädtischen Ebene positioniert. Ausschlaggebend ist dabei die Funktion des Quartiers als organisatorische Einheit, in der Strategien und Maßnahmen zur Energieeinsparung, Effizienzsteigerung und Nutzung erneuerbarer Energien gemeinsam geplant und umgesetzt werden, unter besonderer Berücksichtigung technischer Infrastrukturen wie gemeinsamer Wärmeerzeugung und -verteilung [24].

Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) [25] beschreibt das Quartier als räumlich zusammenhängenden Bereich, in dem eine ganzheitliche Energieversorgung sektorübergreifend für Strom, Wärme und Mobilität organisiert wird. Ein einheitliches energiewirtschaftliches Begriffsverständnis liegt laut dem VKU nicht vor. Der VKU merkt an, dass der Begriff Quartier gesetzlich nicht definiert ist [25].

Sassenou u. a. [26] weisen weiterhin darauf hin, dass in der energietechnischen Fachliteratur keine einheitliche Definition für die räumliche Ebene von Quartieren vorliegt. Die Bedeutungen variieren stark je nach Studie und reichen von einzelnen Häuserblocks über Stadtviertel bis hin zu kleinen Siedlungen, was eine systematische Abgrenzung und Vergleichbarkeit erschwert [26].

Insgesamt kann festgehalten werden, dass es bislang keine einheitliche Definition von Quartieren für die Energiewende gibt, was die systematische Anwendung und Vergleichbarkeit energietechnischer Ansätze erheblich erschwert.

## **Quartiersbegriffe im europäischen Rechtsrahmen**

Für Deutschland ist entscheidend, welche Regelungen im übergeordneten rechtlichen Rahmen bestehen. Regelungen des übergeordneten rechtlichen Rahmens müssen in nationales Recht überführt werden. Im Falle Deutschlands ist die Europäische Union der relevanteste übergeordnete Rahmen im Bereich der Quartiere. Quartiere im europäischen Raum sind maßgeblich durch drei regulatorische Rahmenwerke geprägt: die Electricity Market Design (EMD) Directive 2019/944 [27], die Renewable Energy Directive (RED) 2018/2001 [28] sowie das Forschungsprogramm Joint Programming Initiative (JPI) Urban Europe [6, 29, 30]. Die Richtlinie 2019/944 führte die Terminologie der Citizen Energy Community (CEC) ein, die Richtlinie 2018/2001 etablierte den Begriff der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft bzw. Renewable-Energy-Community (REC) und das Forschungsprogramm JPI Urban Europe definierte die Positive Energy District (PED).

Die Richtlinie 2019/944 beschreibt CEC als Rechtsträger, die durch freiwillige Beteiligung und kollektive Kontrolle gegründet werden und eine Vielzahl von Energiedienstleistungen anbieten können, ohne jedoch Anforderungen an räumliche Nähe oder operationale Grenzen festzulegen [27].

Im Gegensatz dazu definiert die RED 2018/2001 RECs in ähnlicher Weise, fordert jedoch ausdrücklich die räumliche Nähe der an der REC teilnehmenden Erneuerbare-Energien-Projekten, ohne dabei eine eindeutige Festlegung der Systemgrenzen vorzunehmen [28].

Die JPI Urban Europe führt PEDs als räumlich integrierte, energieeffiziente und energieflexible Stadtgebiete oder Gruppen verbundener Gebäude ein und betont die Bedeutung klar definierter Grenzen. Gleichzeitig erkennt die JPI Urban Europe die Komplexität der Grenzziehung an und verweist auf die Notwendigkeit einer weiteren Präzisierung in Zusammenarbeit mit lokalen Akteuren, da entsprechende Leitlinien noch in der Entwicklung sind [6].

Im europäischen Rechtsrahmen ist der Quartiersbegriff klar hinsichtlich der Beteiligungsformen und des Rechtsstatus definiert. Eine klare europäische Definition des Quartiers hinsichtlich der physischen oder räumlichen Systemgrenzen fehlt bislang.

## **Quartiersbegriff im deutschen Energierecht**

Quartiere werden in verschiedenen deutschen Gesetzestexten genannt, jedoch nicht systematisch definiert. Relevante Gesetze sind das Gebäudeenergiegesetz (GEG), das Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetz (GEIG) und das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), die im Folgenden hinsichtlich ihres Quartiersbezugs vorgestellt werden.

Das Gebäudeenergiegesetz (GEG) [31] enthält keine ausdrückliche Definition des Begriffs Quartier, liefert jedoch mit § 107 die zentrale Grundlage für die quartiersbezogene Energieversorgung. Dort wird Bauherren oder Eigentümern gestattet, bei „Gebäuden

in räumlichem Zusammenhang“ Vereinbarungen über eine „gemeinsame Versorgung mit Wärme oder Kälte“ zu treffen (§ 107 Abs. 1). Entscheidend ist der funktionale Zusammenhang: Ein Quartier im Sinne des GEG liegt vor, wenn mehrere benachbarte Gebäude gemeinsam energetische Anforderungen erfüllen - etwa durch den „Betrieb gemeinsamer Anlagen zur Erzeugung, Verteilung, Nutzung oder Speicherung von Wärme und Kälte“ (§ 107 Abs. 1 Nr. 1) oder durch eine bilanzielle Pflichterfüllung gemäß § 71. So kann die Pflicht, mindestens 65 % der bereitgestellten Wärme aus erneuerbaren Energien zu erzeugen (§ 71 Abs. 1), in einem solchen Verbund gemäß § 71 Abs. 4 Nr. 3 „auf die Gesamtheit aller installierten Heizungsanlagen“ bezogen werden. Das Gesetz erlaubt somit eine quartiersbezogene Gesamterfüllung, wodurch nicht jedes einzelne Gebäude die Vorgaben isoliert einhalten muss. Quartierslösungen im Sinne des GEG zeichnen sich damit durch räumliche Nähe, gemeinsame Energieinfrastruktur und kollektive Zielerreichung aus [31].

Auch das Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetz (GEIG) [32] enthält keine eigenständige Definition des Begriffs Quartier, verwendet jedoch in § 12 explizit das Konzept räumlich zusammenhängender Gebäude zur gemeinsamen Umsetzung gesetzlicher Anforderungen. Danach können Bauherren oder Eigentümer, „deren Gebäude in räumlichem Zusammenhang stehen“, Vereinbarungen über die „gemeinsame Ausstattung von Stellplätzen mit Leitungsinfrastruktur oder Ladepunkten“ treffen, um die Vorgaben der §§ 6 bis 10 GEIG zu erfüllen (§ 12 Abs. 1). Die Vereinbarung kann insbesondere die gemeinsame Errichtung von Ladepunkten sowie die Nutzung bzw. Überbauung von Grundstücken betreffen (§ 12 Abs. 1 Nr. 1 und 2). Wie im GEG, erlaubt § 12 GEIG auch die Beteiligung Dritter, insbesondere von Energieversorgungsunternehmen (§ 12 Abs. 2), sowie die Anwendung der Regelungen auf Eigentümer mehrerer Gebäude ohne Vertragsbeziehungen, sofern eine schriftliche Dokumentation vorliegt (§ 12 Abs. 5). Der Begriff Quartier ergibt sich somit funktional aus dem räumlichen Zusammenhang mehrerer Gebäude, die durch eine gemeinsame technische Infrastruktur und eine gemeinsame Zielerfüllung verbunden sind. Im Kontext des GEIG steht das Quartier für eine lokal koordinierte Umsetzung der Ladeinfrastrukturpflichten und bietet eine rechtliche Grundlage für gemeinschaftliche Lösungen bei Elektromobilität in Mehrgebäudekonstellationen [32].

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) [33] verwendet den Begriff Quartier erstmals explizit in § 21 Abs. 3 im Kontext des Anspruchs auf den Mieterstromzuschlag. Dort heißt es, dass der Zuschlag nur für Strom aus Solaranlagen gezahlt wird, „soweit er von dem Anlagenbetreiber oder einem Dritten an einen Letztverbraucher geliefert und verbraucht worden ist innerhalb dieses Gebäudes oder in Wohngebäuden oder Nebenanlagen in demselben Quartier, in dem auch dieses Gebäude liegt, und ohne Durchleitung durch ein Netz“. Diese Formulierung erweitert die bisherige räumliche Begrenzung auf mehrere Gebäude innerhalb eines funktional zusammenhängenden Areals, das als Quartier verstanden wird. Eine quantitative oder kartografische Begrenzung des Quartiersbegriffs erfolgt im Gesetz nicht. Entscheidend ist vielmehr, dass die Gebäude als räumlich zusammenhängend gelten und dass kein öffentlicher Netzdurchleitungspunkt zwischen Erzeugung und Verbrauch liegt. Damit erlaubt § 21 Abs. 3 EEG eine Mieterstromför-

derung über mehrere Gebäude hinweg, sofern sie sich im selben Quartier befinden. Das Quartier wird damit funktional beschrieben durch räumliche Nähe, gemeinsame Energieversorgung ohne Netzdurchleitung sowie als „einheitlich wirkende Gebäudekomplexe“, bei denen ein sichtbarer Zusammenhang besteht, auch wenn z. B. eine Straße dazwischenliegt [33].

Insgesamt sind zum Zeitpunkt der Erstellung der vorliegenden Arbeit verschiedene energiepolitische Zielsetzungen wie regenerative Wärmeerzeugung, gemeinsamer Ladeinfrastrukturausbau und Mieterstrom im Quartierskontext rechtlich umsetzbar. Eine einheitliche gesetzliche Definition der Quartiersgrenzen im deutschen Energierecht fehlt jedoch bislang.

### **Quartiersbegriff in staatlichen Förderprogrammen**

Neben Gesetzen wird der Quartiersbegriff auch in staatlichen Förderprogrammen aufgegriffen. Die relevantesten sind die Förderprogramme der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) und des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), die im Folgenden hinsichtlich ihres Quartierbezugs beschrieben werden.

Die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) [34] definiert ein Quartier als einen Verbund aus mehreren flächenmäßig zusammenhängenden privaten und/oder öffentlichen Gebäuden einschließlich der öffentlichen Infrastruktur (wie vorhandener oder geplanter gemeinsamer Wärmeversorgung). Das Quartier entspricht in der Regel einem Gebiet unterhalb der Stadtteilgröße und kann zudem ein im Rahmen der Städtebauförderung ausgewiesenes Gebiet sein. Quartiere können sowohl aus Bestandsgebäuden als auch aus einer Mischung von Neubauten und Bestandsgebäuden bestehen [34].

Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) [35] definiert den Begriff Quartier in der Förderbekanntmachung zu Wärmenetzsystemen 4.0 nicht explizit, verwendet ihn jedoch funktional im Zusammenhang mit Nachbarschafts- und Quartierskonzepten. Für Nachbarschafts- und Quartierskonzepte können Ausnahmen von der Mindestgröße von 100 Abnahmestellen oder von einer jährlichen Mindestwärmeabnahme von 3 GWh zugelassen werden [35].

Förderprogramme verwenden den Quartiersbegriff beispielsweise mit räumlicher Bezugnahme auf städtebauförderrechtlich ausgewiesene Gebiete oder funktional anhand technischer Kriterien wie der Anzahl der Abnahmestellen oder der jährlichen Mindestwärmeabnahme. Allerdings erlauben diese Definitionen keine großflächige systematische Einteilung der Bundesfläche in Quartiere, da sie nur im Spezialfall der fördertechnischen Gebietsausweisung oder des Anschlusses an eine gemeinsame Wärmeversorgung anwendbar sind.

### **1.2.2. Quartiersgrenzen und interdisziplinäre Perspektiven**

Die Bestimmung der Systemgrenze ist ein grundlegender Schritt zur Analyse und Entwicklung technischer Systeme nach dem Stand der Technik gemäß VDI 2221 [36]. Dazu gehören die Definition von Teilsystemen (Subsystemen) eines Quartiers und deren Abgrenzung durch die Systemgrenze sowie die Einordnung des Quartiers als Subsystem in ein übergeordnetes Supersystem (ergänzende Visualisierung, siehe Abbildung A.1). Abschnitt 1.2.2 behandelt systematische Ansätze zur Bestimmung von Systemgrenzen und Gruppierungsansätzen in der Quartiersforschung sowie stadtplanerische und sozialwissenschaftliche Perspektiven auf Quartiere.

#### **Systemgrenzen und Gruppierungsansätze in der Quartiersforschung**

Insgesamt zeigt sich in allgemeinen Quartiersdefinitionen, im europäischen und im deutschen Recht sowie in Förderprogrammen das Fehlen klarer Kriterien zur methodischen Bestimmung von Systemgrenzen. Daher wird im Folgenden gezielt Literatur vorgestellt, die sich mit der systematischen Bestimmung von Quartiersgrenzen befasst.

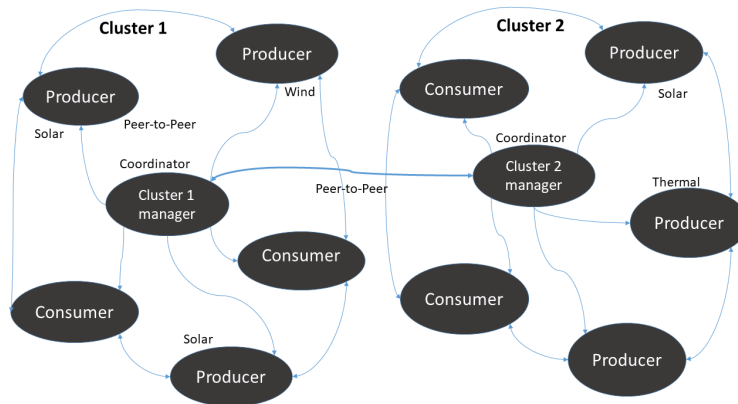
Albert-Seifried u. a. [37] untersuchten zentrale Herausforderungen im Zusammenhang mit PEDs, darunter die Abgrenzung von Anlagen zur Bildung von Anlagengruppen in Quartieren. Sie identifizierten fünf Typen von Grenzen: physisch, politisch, ökonomisch, sozial und rechtlich. Die Grenzen sollten Faktoren wie das Potenzial erneuerbarer Energien, die Flächennutzung, städtische Bauformen und das Infrastrukturlayout berücksichtigen. Obwohl sie diese allgemeinen Kriterien beschreiben, räumen Albert-Seifried u. a. [37] ein, dass es an konkreten Anleitungen zur Herleitung der Grenzen fehlt. Systematische Methoden zur Bildung von Anlagengruppen oder zur Aufteilung von Städten in PEDs fehlen bislang, insbesondere hinsichtlich einer skalierbaren Anwendung auf gesamte Stadtgebiete.

Europäische Forschungsprojekte wie Cities4PEDs, vorgestellt von Schneider [38], spielen eine führende Rolle bei der Weiterentwicklung des PED-Konzepts. Schneider [38] unterteilt Bilanzgrenzen in drei Typen: räumlich, zeitlich und funktional. Räumliche Grenzen sollten so definiert werden, dass sie angrenzende Quartiere nicht daran hindern, künftig ebenfalls den PED-Status zu erreichen. Allerdings weist Schneider [38] darauf hin, dass die Festlegung dieser Grenzen in der Praxis schwierig und ungenau ist, insbesondere wenn eine differenziertere Unterscheidung zwischen verschiedenen Energiedienstleistungen erforderlich ist. Zudem betont Schneider [38] das Fehlen einer einheitlichen Definition von Systemgrenzen, was die praktische Umsetzung erschwert.

Bezüglich RECs analysierten Bauwens u. a. [39] die Bedeutung von Gemeinschaft im Kontext des Energiesystems. Sie zeigen, dass sich der Begriff Gemeinschaft auf eine Gruppe beziehen kann, die gemeinsam in Energieprojekte wie Windkraft investiert, wobei wirtschaftliche wie soziale Perspektiven betont werden. Zudem gewinnt das Verständnis von Gemeinschaft als physischer Ort, der Peer-to-Peer-Energiehandel und

gemeinschaftsbasierte Energiemärkte ermöglicht, in der Literatur zunehmend an Bedeutung [39]. Trotz der breiten Betrachtung verschiedener Aspekte fehlt in der Analyse jedoch eine systematische Auseinandersetzung mit der Definition der Grenzen solcher Gemeinschaften.

Petri u. a. [40] stellen ein Konzept verteilter Energiesysteme vor, in dem Energieeinheiten zu sogenannten Smart Cluster Energy Grids organisiert werden. Abbildung 1.6 zeigt zwei Cluster eines Smart Cluster Energy Grids nach Petri u. a. [40]. Die Clusterbildung erfolgt experimentell anhand von Kriterien wie geografischer Nähe, Anreizstruktur oder Leistungsmerkmalen des Clusters, wobei die konkrete Gruppierung der Energieeinheiten zufällig vorgenommen wird und nicht auf systematisch hergeleiteten Systemgrenzen basiert [40]. Zwar sind alternative, systematische Gruppierungsansätze denkbar, etwa durch quartiersbezogene Ansätze, diese werden jedoch in der Arbeit nicht ausgeführt oder vergleichend diskutiert.



**Abbildung 1.6.:** Austausch von Energie innerhalb der Cluster und zwischen den Clustern in einem Smart Cluster Energy Grid. Solche Cluster könnten Quartiere sein, könnten aber auch nach gänzlich anderen Regeln erstellt werden. Übernommen aus Petri u. a. [40].

Wohingegen Abbildung 1.6 von Petri u. a. [40] als Bausteine der Cluster lediglich Produzenten und Verbraucher darstellt, führen Arbeiten wie Haji Bashi u. a. [9] umfassendere Klassen von Energiesystemkomponenten an, nämlich Erzeuger-, Verbraucher-, Umwandlungs- und Speichereinrichtungen. Beispiele hierfür sind Photovoltaiksysteme, Batteriespeicher, Elektrofahrzeuge, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Windenergieanlagen, Wärmepumpen, Kältemaschinen und thermische Energiespeicher [9]. Diese Komponenten bilden die grundlegenden Bausteine, aus denen sich Cluster unterschiedlichster Art, beispielsweise auch energietechnische Quartiere, konstruieren lassen.

Natanian u. a. [12] thematisieren die Relevanz klar definierter Systemgrenzen für die Bewertung von PEDs und unterscheiden zwischen autonomen, dynamischen und virtuellen PEDs in Abhängigkeit von geografischen und virtuellen Abgrenzungen. Allerdings fehlt

in der Arbeit von Natanian u. a. [12] die Beschreibung eines methodischen Vorgehens zur Analyse der Regeln der Systemgrenzenwahl, das für eine Auswertung vorhandener Arbeiten hinsichtlich der angenommenen Quartiersgrenzen angewendet werden könnte. Insbesondere bleibt unklar, ob die Systemgrenzen aus dem energiebezogenen, stadtplanerischen oder sozialwissenschaftlichen Kontext abgeleitet sind, und eine Diskussion über verwendete Geodaten oder räumliche Abgrenzungsmethoden bleibt aus.

Die Auswertung der Literatur verdeutlicht, dass zwar unterschiedliche Arten von Systemgrenzen und Komponenten energetischer Quartiere behandelt werden, jedoch oft eine strukturierte Ableitung, eine methodische Begründung und eine interdisziplinäre Definition der Quartiersgrenzen fehlen.

### **Stadtplanerische und sozialwissenschaftliche Perspektiven auf Quartiere**

Eine zentrale Voraussetzung für das Verständnis einer interdisziplinären Quartiersdefinition ist die Kenntnis der zugrunde liegenden Begriffsverständnisse in den einzelnen Disziplinen. Im Folgenden werden daher stadtplanerische und sozialwissenschaftliche Perspektiven auf das Quartier vorgestellt.

In der Stadtplanung und den Sozialwissenschaften gibt es zahlreiche theoretische Zugänge zum Quartiersbegriff. So schlagen Schnur [41] vor, Quartiere als *fuzzy concepts* zu verstehen, die sozial konstruiert sind und keine festen oder stabilen Grenzen aufweisen. Diese begriffliche Unschärfe verhindert eine systematische Übersicht über potenzielle Systemgrenzen aus stadtplanerischer und sozialwissenschaftlicher Perspektive. Während diese Offenheit in sozialwissenschaftlichen Analysen nützlich sein kann, erschwert sie zugleich eine präzise Definition von Grenzen, wie sie etwa für die Zuordnung technischer Infrastrukturen oder die Bildung energietechnischer Optimierungskluster erforderlich wäre.

Quartiere haben sich im sozialwissenschaftlichen Diskurs als weitverbreitete und zentrale Analyseeinheit etabliert, da sie in vielen Anwendungsfeldern als geeigneter Maßstab für die Entwicklung und Umsetzung lokaler Maßnahmen gelten. So wird das Quartier beispielsweise vom Deutschen Bundestag [42] als zentraler Handlungsraum der lokalen Integrationspolitik verstanden, wobei Quartiere vorwiegend nach sozialen Problemlagen oder besonderem Integrationsbedarf ausgewählt werden, um dort gezielt Maßnahmen umzusetzen und Fortschritte im Sinne des nationalen Integrationsplans sichtbar zu machen [42].

Auch im Bereich der nachhaltigkeitsorientierten Stadtplanung wird das Quartier in der Literatur zunehmend als relevante Bezugsgröße thematisiert. Graf-Drasch u. a. [43] beschreiben Sustainable Smart Districts als integrale, normative und visionäre Subsysteme innerhalb von Sustainable Smart Cities und thematisieren den Einbezug von Bürgeranforderungen in die Gestaltung der Informationssysteme für Sustainable Smart Districts.



Dabei wird die Stadt als übergeordnete räumliche Einheit genannt<sup>2</sup>. Eine systematische Analyse und Beschreibung der dem Quartier übergeordneten administrativen Einheiten fehlen jedoch [43].

Auch Arbeiten zu den sozialen Vorteilen von Community-Energy-Konzepten greifen auf den Begriff des Quartiers zurück. So konzentrieren sich Cavallaro u. a. [44] auf die positiven sozialen Effekte von RECs. Das analysierte Fallbeispiel umfasst jedoch lediglich eine PV-Anlage und 20 Familien. Eine Beschreibung eines realen, großflächigen Quartiers oder eine detaillierte Auseinandersetzung mit der praktischen Umsetzung im städtischen Kontext fehlt bei Cavallaro u. a. [44].

Ein weiterer wesentlicher Aspekt neben der Festlegung von Grenzen ist die typische Größe von Quartieren. Da Quartiere im sozialwissenschaftlichen Kontext häufig als räumliche Bezugseinheiten für statistische Analysen des menschlichen Lebens und sozialen Verhaltens dienen, werden sie oft nach ihrer Einwohnerzahl oder ihrer flächenmäßigen Ausdehnung definiert.

Neppel u. a. [45] definieren die räumliche Größe von Quartieren über die fußläufige Erreichbarkeit im 5-Minuten-Radius, was im von Neppel u. a. [45] genannten Beispiel Ettlingen einer durchschnittlichen Quartiersfläche von etwa 0,102 km<sup>2</sup> entspricht. Diese Fläche ermöglicht es, das Quartier unabhängig vom Startpunkt innerhalb von fünf Minuten zu Fuß zu durchqueren. Zudem wird das Vorhandensein eines zentralen Ortes als wesentliches Merkmal eines Quartiers hervorgehoben. Während die 5-Minuten-Gehdistanz und die 0,102 km<sup>2</sup>-Quartiersfläche Hinweise auf typische Quartiersdimensionen liefern, fehlt eine systematische Untersuchung oder ein Vergleich mit Beispielen aus anderen Ländern zur Bestimmung international üblicher Quartiersgrößen.

Mehnert und Kremer-Preiß [46] betonen, dass Fläche und Einwohnerzahl von Quartieren je nach Planungsraum, insbesondere zwischen städtischen und ländlichen Gebieten, stark variieren können. Quartiere sollten jedoch nicht wesentlich mehr als 20 000 Einwohnerinnen und Einwohner umfassen. Am Praxisbeispiel Aachen werden 60 Lebensräume als Quartiere identifiziert, deren Größe so gewählt wurde, dass von jedem Punkt innerhalb des Sozialraums das jeweilige Zentrum in etwa 500 m fußläufig erreichbar ist. Angaben zur flächenmäßigen Ausdehnung dieser Quartiere fehlen. Unter der Annahme eines kreisförmigen Quartiers mit einem Radius von 500 m ergäbe sich beispielsweise eine Fläche von etwa 0,785 km<sup>2</sup>. Auch bei Mehnert und Kremer-Preiß [46] fehlt eine systematische Diskussion der typischen Quartiersgröße.

Sassenou u. a. [26] geben auf Grundlage ihrer systematischen Analyse wissenschaftlicher Literatur eine mittlere Quartiersgröße im Bereich von 0,1 km<sup>2</sup> bis 0,5 km<sup>2</sup> an. Ihre

<sup>2</sup> Die vorliegende Arbeit verwendet auf Quartiere bezogen den Begriff *übergeordnete* räumliche Einheiten. Energietechnisch lässt sich dies mit den Netzebenen vergleichen, die hierarchisch aufgebaut sind, von der Nieder- über die Mittel- bis zur Hochspannungsebene. Entsprechend sind auch stadtplanerische Einheiten in unterschiedlich feine Granularitäten gegliedert. *Übergeordnet* bezieht sich damit auf die nächstgrößere und hierarchisch übergeordnete Granularität. Weitere Details finden sich in Abschnitt 3.1.

Auswertung beschränkt sich jedoch auf Veröffentlichungen mit der Terminologie *district*, *neighbourhood* oder *block* und basiert ausschließlich auf Einträgen aus den Datenbanken Scopus und Web of Science. Etablierte Konzepte aus der Stadtplanung oder den Sozialwissenschaften sowie alternative Begrifflichkeiten bleiben unberücksichtigt.

Insgesamt haben sich Stadtplanung und Sozialwissenschaften bereits zahlreich mit Quartieren beschäftigt, und es kann davon ausgegangen werden, dass die aus diesen Disziplinen stammenden Ansätze fundiert und etabliert sind. Was bislang jedoch weitgehend fehlt, ist eine systematische Verknüpfung etablierter Konzepte aus Stadtplanung und Sozialwissenschaften mit energietechnischen Anwendungsfällen. Die entsprechende Literatur wird im nachfolgenden Abschnitt 1.2.3 vorgestellt.

### 1.2.3. Quartiere in energietechnischen Problemstellungen

Abschnitt 1.2.3 behandelt einerseits die bislang fehlende Verbindung zwischen räumlich-sozialen Zugängen und der energietechnischen Systembetrachtung, andererseits die Abgrenzung des Quartiersbegriffs gegenüber bestehenden energietechnischen Konzepten sowie alternativen Systemgrenzen und Gruppierungsansätzen.

#### **Verbindung von räumlich-sozialen Quartierszugängen mit energietechnischer Systembetrachtung**

Es existiert bislang nur sehr begrenzte Forschung zu energietechnischen Anwendungen, die auf administrativen Einheiten basieren und diese konsistent und länderübergreifend vergleichen. Ein relevantes Beispiel ist das Forschungsprojekt plan4res [47], das Länder wie Österreich, Belgien, Frankreich, Deutschland, die Niederlande und die Schweiz einbezieht. Allerdings arbeitet die Studie nur mit größeren administrativen Einheiten wie PLZ<sup>3</sup> in Deutschland und berücksichtigt keine Quartiersansätze in den jeweiligen Ländern [47].

Bielig u. a. [48] stellen eine systematische Übersicht über die sozialen Auswirkungen von RECs in Europa vor, mit Fokus auf Konzepte wie Gemeinschaftsermächtigung, Sozialkapital, Energiedemokratie und Energiegerechtigkeit. Sie identifizierten einen Mangel an belastbaren quantitativen Belegen und betonten die Notwendigkeit experimenteller und Längsschnittstudien (Studien, die einen Entwicklungsprozess über einen längeren Zeitraum betrachten) zur Absicherung der angenommenen sozialen Vorteile. Obwohl sie die unzureichende quantitativ fundierte Evidenz für den Mehrwert von RECs kritisch hervorheben, adressiert der Beitrag nicht die technische Auswahl der Anlagen für deren gemeinsamen Betrieb innerhalb eines Quartiers. Der Fokus liegt auf sozialen

---

<sup>3</sup> PLZ8 ist ein System der feingliedrigeren Unterteilung der Postleitzahlgebiete der Firma microm Micromarketing-Systeme und Consult GmbH mit durchschnittlich etwa 500 Haushalten pro Gebiet <https://www.microm.de/daten/geodaten/plz8-ebene>.

Aspekten von RECs, eine Erörterung der Relevanz sozialwissenschaftlicher Methoden für technische Energiesysteme bleibt jedoch aus.

Haji Bashi u. a. [9] präsentieren eine umfassende Übersicht über verschiedene RECs und thematisieren dabei explizit die Netztopologie als Grundlage für die Definition physischer Grenzen innerhalb von Energiesystemen. Sie stellten fest, dass Energiegemeinschaften mit dem natürlichen Monopol der Übertragungs- und Verteilnetze in Konflikt geraten können, was regulatorische Eingriffe erfordert [9]. Allerdings fehlt dem Beitrag eine systematische Analyse der konzeptuellen Ursprünge von RECs, insbesondere hinsichtlich des relativen Einflusses energietechnischer Methoden gegenüber sozialwissenschaftlichen und stadtplanerischen Ansätzen. Zudem fehlt eine strukturierte Bewertung der praktischen Anwendung solcher Grenzen.

Sassenou u. a. [26] stellen fest, dass der Quartiersbegriff in der energietechnischen Literatur uneinheitlich verwendet wird. Die Analyse umfasst 135 Veröffentlichungen, in denen insgesamt 27 verschiedene Begrifflichkeiten zur Beschreibung energierelevanter Stadträume identifiziert wurden. Sassenou u. a. [26] betonen, dass die fehlende Kohärenz in den Definitionen sowie die Vielzahl unterschiedlicher Zielsetzungen und Bewertungsansätze den Vergleich von Projekten sowie die Übertragbarkeit und Replizierbarkeit von Erkenntnissen erheblich erschweren.

Wie Graf [13] zeigt, werden je nach disziplinärer Perspektive im Quartierbegriff entweder die Ortsgebundenheit (Geografie, Städtebau) oder die soziale Konstruktion (Sozialwissenschaften) betont. Während Quartiere für die Analyse der Mobilität gut geeignet sind, können unscharfe Grenzen für andere Anwendungen, etwa die präzise Planung von Förderprogrammen oder Investitionen, problematisch sein. Wenn energietechnische Anwendungen einen Fördercharakter haben, etwa um den lokalen Energiehandel anzureizen, könnten Quartierskonzepte aufgrund ihrer unscharfen Grenzen unzureichend sein [13]. Graf [13] geht allerdings nicht weiter auf energiebezogene Anwendungen ein.

Zusammenfassend zeigen die analysierten Arbeiten, dass bisher keine konsistente Verbindung zwischen stadtplanerischen und sozialwissenschaftlichen Zugängen zu Quartieren und den energietechnischen Systemanforderungen besteht, was die Vergleichbarkeit, Skalierbarkeit und Praxistauglichkeit von Quartieren für energietechnische Anwendungen erheblich einschränkt.

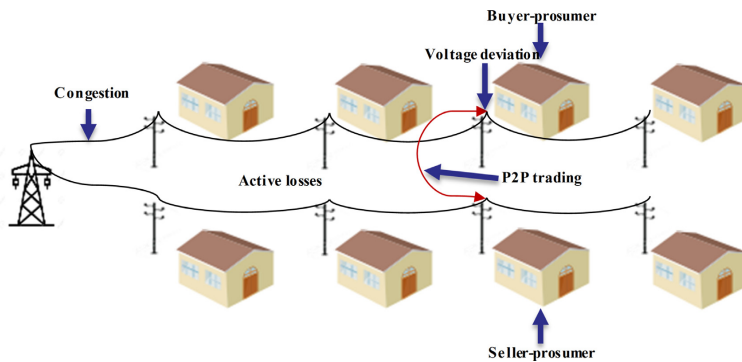
### **Technische Umgebung des Quartiersbegriffes**

Auch gegenüber bestehenden energietechnischen Konzepten sind Quartiere abzugrenzen. Dass eine Abgrenzung zwischen Quartieren und anderen energiesektorbasierten Anlagen Gruppen besteht, zeigt sich etwa in Arbeiten, die technische Ansätze wie Microgrids und Quartiere gemeinsam untersuchen.

Quartier und Microgrid sind verwandte, jedoch klar voneinander abzugrenzende Konzepte. Wawer u. a. [49] untersuchen Geschäftsmodelle für Quartierspeicher, die als gemeinschaftlich genutzte Stromspeicher innerhalb einer räumlich abgegrenzten Nutzergruppe definiert werden, und stellen dabei auch eine systematische Beziehung zum Microgrid-Begriff her. Die Quartierspeichernutzer sind typischerweise über ein Netz auf der Mittel- oder Niederspannungsebene miteinander verbunden. Handelt es sich dabei um ein technisch eigenständiges Netz, das sowohl im Inselbetrieb als auch gekoppelt an das übergeordnete Hochspannungsnetz betrieben werden kann, sprechen Wawer u. a. [49] von einem geschlossenen Microgrid. Solche Strukturen finden sich etwa auf Universitätsgeländen, in Gewerbeparks oder auf Militärbasen. Wird hingegen das öffentliche Verteilnetz zur Verbindung genutzt, handelt es sich um ein offenes Microgrid, wobei aufgrund der regionalen Nähe auch beim offenen Microgrid eine Verbindung über dasselbe Verteilnetz angenommen wird. Der Begriff Microgrid ist im deutschen Energierecht bislang weder in offener noch in geschlossener Form rechtlich definiert. Geschlossene Microgrids lassen sich juristisch allenfalls über die bestehenden Kategorien des geschlossenen Verteilernetzes gemäß § 110 EnWG oder über die Kundenanlage nach § 3 Nr. 24a und 24b EnWG abbilden. Für offene Microgrids existieren hingegen keine entsprechenden rechtlichen Entsprechungen, wodurch sie grundsätzlich der vollen netzbezogenen Kostenbelastung unterliegen. Die jeweilige Einordnung hat erhebliche Auswirkungen auf die regulatorischen Rahmenbedingungen, insbesondere hinsichtlich Netzentgelte und der EEG-Umlage, vorausgesetzt, es wird vom derzeit bestehenden Rechtsrahmen ausgegangen und es werden keine idealisierten Marktmodelle oder zukünftig überarbeitete Gesetze angenommen [49].

Für unterschiedliche Aufgaben im Energiesystem können jeweils unterschiedliche Systemgrenzen und Gruppierungsansätze energietechnischer Anlagen herangezogen werden. Wintzek u. a. [50] identifizieren etwa das städtische Niederspannungsnetz als sinnvolle Systemgrenze für die Planung von Netzausbaumaßnahmen, die aufgrund steigender Elektrifizierung benötigt werden. In der Literatur fehlt jedoch eine systematische Übersicht möglicher Systemgrenzen, die für unterschiedliche Aufgaben im Energiesystem relevant sind. Razavi u. a. [51] betonen, dass der Betrieb von Verteilnetzen im Kontext des Peer-to-Peer (P2P)-Handels physikalische Parameter wie Spannungsabweichungen, aktive Verluste und Leitungsüberlastung berücksichtigen muss, da diese direkt von der virtuellen Handelsschicht beeinflusst werden (siehe Abbildung 1.7). Die Studie hebt die Wechselwirkung zwischen physischer und virtueller Schicht hervor und stellt fest, dass P2P-Ansätze häufig physische und technische Netzrandbedingungen vernachlässigen [51]. Wenngleich Razavi u. a. [51] sich nicht direkt mit Quartiersansätzen befasst, so gelten für diese ähnliche Herausforderungen. Dies unterstreicht erneut die Relevanz der Modellierung von Quartieren als CPSIS sowie die Notwendigkeit, Wechselwirkungen zwischen physischer, virtueller und sozialer Systemebene konsequent mitzudenken.

Insgesamt fehlt bislang eine systematische Aufschlüsselung aller relevanten Gruppierungsansätze im Energiesektor, die neben dem Quartier existieren, sowie eine fundierte Analyse der Auswirkungen von Quartieren als virtuell organisierten Anlagengruppen auf das physische Energiesystem.



**Abbildung 1.7.:** Auswirkungen des Peer-to-Peer (P2P)-Energiehandels auf der Cyber-Ebene auf die physische Netzebene. Der Handel kann zu Spannungsabweichungen, aktiven Verlusten und Leitungsüberlastungen auf der physischen Ebene führen. Ähnliche Effekte sind auch bei durch Quartiersstrukturen angeregten Energieflüssen zu erwarten. Übernommen aus Razavi u. a. [51].

#### 1.2.4. Empirische Forschung und Modellierung im Reallabor

Abschnitt 1.2.4 behandelt einerseits Reallabore als transdisziplinäre Forschungsräume, die praxisnahe Experimente zur Energiewende auf Quartiersebene ermöglichen, andererseits Modellierungsansätze quartiersbezogener Energiesysteme, die methodische Grundlagen für die Abbildung und Analyse von Quartieren liefern.

##### Reallabore als transdisziplinäre Forschungsräume auf Quartiersebene

Für bestimmte Problemstellungen kann es sinnvoll sein, theoretische Analysen durch empirische Untersuchungen in Reallaboren zu ergänzen. Nach Wagner und Grunwald [52] stellen Reallabore einen transdisziplinären Forschungsrahmen dar, in dem Wissenschaft und Praxisakteure gemeinsam an der Gestaltung gesellschaftlicher Transformationsprozesse mitwirken. Sie ermöglichen eine wissenschaftlich gerahmte Umsetzung von Realexperimenten und bieten dabei einen geschützten Raum für Systeminnovationen und partizipative Lernprozesse [52].

Kühne und Weber [53] betonen die Bedeutung einer wissenschaftlichen Begleitung der Energiewende durch Reallabore, insbesondere zur Generierung kontextspezifischen, sozial robusten Wissens. Die Analyse bleibt jedoch auf den Standort Tübingen beschränkt, sodass ein systematischer Vergleich des Umsetzungsstandes in anderen Quartieren sowie eine strukturierte Rückführung von Erkenntnissen aus Reallaboren in die wissenschaftliche Theoriebildung bislang weitgehend ausstehen [53].

Schneidewind [54] beschreibt Reallabore als ortsbezogene, transdisziplinäre Experimentierräume zur Untersuchung und Gestaltung gesellschaftlicher Veränderungsprozesse.

Im Gegensatz zu klassischen Laborsituationen sind Reallabore durch begrenzte Kontrollierbarkeit und eine hohe Abhängigkeit vom lokalen Kontext gekennzeichnet. Daraus ergeben sich besondere Anforderungen an wissenschaftliche Methoden sowie an die Zusammenarbeit mit Praxisakteuren. Urbane Reallabore haben laut Schneidewind [54] eine besondere Relevanz, da Städte komplexe soziale und technische Strukturen vereinen, gleichzeitig aber auch als klar abgrenzbare Untersuchungsräume nutzbar sind. Die Unterscheidung in Haushalts-, Quartiers- und Stadtebene ermöglicht eine gezielte Analyse unterschiedlicher räumlicher und gesellschaftlicher Wirkungszusammenhänge [54].

Reallabore bieten auf Quartiersebene einen vielversprechenden Rahmen, um gesellschaftliche und technische Transformationsprozesse kontextbezogen zu erforschen, systemisch zu gestalten und wissenschaftlich fundiert weiterzuentwickeln. Insbesondere sollten künftige Arbeiten die Rückführung von Erkenntnissen aus Reallaboren in die Wissenschaft vorantreiben.

### **Quartiersbezogene Energiesystemmodellierung**

Für die Erkenntnisgewinnung zu Quartieren sind Modelle zentral, die die relevanten Eigenschaften und Zusammenhänge innerhalb von Quartieren abbilden und verständlich darstellen.

Kriechbaum u. a. [55] geben einen Überblick über die Modellierung netzgebundener Multi-Energie-Systeme und untersuchen Aspekte wie Modellierungsumfang, räumliche und zeitliche Auflösung, Datenverfügbarkeit und mathematische Formulierung. Multi-Energie-Systeme werden dabei als Konzept verstanden, das verschiedene Energieformen sowie deren Umwandlung und Verteilung umfasst und räumlich von Gebäuden bis hin zu Ländern reicht. Die analysierten Themen wie Netzabbildung, sektorübergreifende Kopplung von Strom, Wärme und Gas sowie offene Modellierungswerkzeuge sind auch für energietechnische Quartiere relevant, wurden jedoch bislang nicht an einem Praxisbeispiel angewendet [55].

Cheng u. a. [56] stellen ein Modelica-basiertes Co-Simulationsverfahren zur quartiersbezogenen Energiesystemmodellierung vor. Auf Grundlage von Modelica-Modellen werden Heizwerk, Wärmenetz und Gebäude eines realen Neubaugebiets als digitale Zwillinge in vier Varianten analysiert. Untersucht werden unterschiedliche Heiztechnologien und Energieträger, von Erdgas über Biomethan bis hin zu Wärmepumpen und Wasserstoff. Die Ergebnisse zeigen Emissionsminderungen von bis zu 77 % und verdeutlichen den Nutzen modellgestützter Variantenanalysen für die nachhaltige Planung von Quartierswärmesystemen [56].

Cheng u. a. [57] präsentieren ein validiertes, modular aufgebautes Gebäudemodell in Modelica, das mit dem TABULA-Datensatz abgeglichen und über das FMI-Standardformat mit einem Fernwärmenetz gekoppelt wird. Das Modell ermöglicht quartiersbezogene Co-Simulationen und zeigt Potenzial für digitale Zwillinge urbaner Energiesysteme auf [57].

Nardelli u. a. [58] vergleichen die beiden gebäudephysikalisch basierten Modellierungsplattformen Integrated Computational Design (iCD) und Urban Modelling Interface (umi) anhand einer identischen Fallstudie in einem Stadtteil im Nordosten Mailands. Während die Studie detaillierte Unterschiede in der Modellarchitektur und Berechnungsmethodik zwischen den Tools herausarbeitet, erfolgt keine vergleichende Analyse unterschiedlicher Systemgrenzen, Aggregationsregeln oder Ableitungslogiken für die Quartiersmodellierung, da beide Plattformen auf demselben festgelegten Untersuchungsgebiet und auf gemeinsamen Eingangsdaten basieren [58].

Gong u. a. [59] schlagen ein Framework mit einer CPSS-Perspektive zur Modellierung intelligenter Gebäude vor, das diese Gebäude in ein großskaliges virtuelles Kraftwerk bzw. Virtual Power Plant (VPP) mit 130 Gebäuden in Shanghai integriert. Die Gruppierung der Gebäude in Blocks ist in weiten Teilen mit einem Quartiersansatz vergleichbar. Die Autoren konzentrieren sich jedoch stärker darauf, den Rahmen und die theoretischen Konzepte zu beschreiben. Details zur realen Implementierung hinsichtlich Interessenträger, verwendeter Daten oder einer Beschreibung der Dienste ihrer Informations- und Kommunikationstechnik-Plattform (IKTP) fehlen [59].

Bestehende Modellierungsansätze bieten wichtige Grundlagen für die Analyse energietechnischer Quartiere, doch fehlt bislang eine systematische Untersuchung in Reallaboren, insbesondere unter Einbeziehung unterschiedlicher Systemgrenzen, Aggregationslogiken und relevanter Akteursstrukturen.

### **1.2.5. Ökonomische und soziotechnische Fragen**

Abschnitt 1.2.5 behandelt drei zentrale Themenbereiche: die Herausforderungen und Potenziale digitaler Geschäftsmodelle in Quartieren, die Modellierung und Bewertung von Flexibilität in Gebäuden und Quartieren einschließlich Elektromobilität sowie die Analyse soziotechnischer Risiken intelligenter Messsysteme.

#### **Herausforderungen und Potenziale digitaler Geschäftsmodelle in Quartieren**

Buchmüller und Hemmert-Halswick [60] analysieren die rechtlichen Rahmenbedingungen digitaler Energiekonzepte in Quartieren, insbesondere Peer-to-Peer-Energie-lieferungen. Solche Geschäftsmodelle stoßen im geltenden Energierecht auf erhebliche Hürden, da zentrale Regelungen wie das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), das EEG, die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) sowie Preisbestandteile wie die Stromsteuer oder Netzentgelte nicht auf dezentrale Austauschbeziehungen ausgelegt sind. Buchmüller und Hemmert-Halswick [60] betont die Notwendigkeit einer gezielten Weiterentwicklung des Rechtsrahmens, um Quartierslösungen zu ermöglichen. Buchmüller und Hemmert-Halswick [60] unterstreichen die Bedeutung anwendungsorientierter Reallabore, um die rechtlichen, technischen und sozioökonomischen Bedingungen für

Peer-to-Peer-Stromlieferungen in Quartieren systematisch zu evaluieren und regulatorische Gestaltungsräume praktisch auszuloten.

Sarfarazi u. a. [61] analysieren Community-Energy-Systeme als aggregierte Zusammenschlüsse von Haushalten, deren technische Ausstattung (PV-Anlage, Batteriespeicher, Wärmepumpen) in flexible und inflexible Gruppen differenziert wird. Durch die Aggregation entsteht ein kollektiv steuerbares Last- und Einspeiseverhalten, das über einen lokalen Händler mit Marktanbindung koordiniert wird. Dieser Händler agiert mit stündlichen Prognosen, dynamischen Preissignalen und einer angenommenen perfekten Voraussicht am Spotmarkt. Die Studie zeigt, dass die systematische Bündelung lokaler Flexibilität nicht nur netzstabilisierend wirkt, sondern auch marktwirtschaftliche Vorteile erzielt. Förderlich für die Wirksamkeit von auf Aggregation basierenden Geschäftsmodellen im Quartier sind die umfassende Ausstattung mit Speichern und Smart Metern sowie die Einführung zeitvariabler Stromtarife. Sarfarazi u. a. [61] identifizieren die präzise Berücksichtigung regulatorischer Kostenstrukturen, die realistische Modellierung von Prognoseunsicherheiten sowie die dynamische Tarifgestaltung als zentrale Stellschrauben für Community-Energy-Systeme. Künftige Arbeiten sollten insbesondere die Integration von Markt- und Netzmodellen, alternative Wettbewerbsformate jenseits monopolartiger Händlerstrukturen sowie fortgeschrittene Optimierungsverfahren wie künstliche Intelligenz zur Abbildung komplexer Akteursentscheidungen systematisch weiterentwickeln [61].

Im Vergleich zu technischen Aspekten von Geschäftsmodellen wie der kollektiven Steuerung von Anlagengruppen konzentrieren sich andere Arbeiten wie Vernay u. a. [62] oder Krug u. a. [63] auf rechtliche und regulatorische Aspekte von Geschäftsmodellen. Sie beschreiben relevante politische Konzepte und Marktansätze von REC. Allerdings fehlen in Vernay u. a. [62] und Krug u. a. [63] sowohl die technische Beschreibung als auch eine detaillierte Darstellung realer Quartiersplattform (QP)-Beispiele.

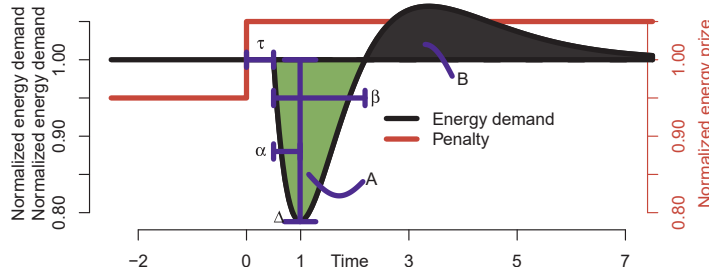
Geschäftsmodelle in quartiersbasierten Energiesystemen bieten erhebliche Potenziale und stoßen zugleich auf rechtliche, technische und ökonomische Herausforderungen. Insbesondere fehlt es an integrierten Ansätzen, die regulatorische Rahmenbedingungen, Marktmechanismen und reale Quartiersumsetzungen systematisch miteinander verknüpfen.

### **Modellierung und Bewertung von Flexibilität in Gebäuden und Quartieren**

Ein zentraler Bestandteil energiewirtschaftlicher Geschäftsmodelle ist die Nutzung von Flexibilität [61]. Flexibilität wird in der Literatur jedoch sehr unterschiedlich definiert und bewertet. Entsprechend gibt es eine Vielzahl an Modellierungsansätzen, Indikatoren und Methoden, die je nach Anwendungskontext variieren. Chantzis u. a. [64] geben einen Überblick über Flexibilitätsindikatoren und benennen wesentliche Zielgrößen wie Emissionen, Betriebskosten, Eigenverbrauch sowie verschiebbare Leistung. Zur aktiven



Gestaltung von Lastprofilen unterscheiden sie Ansätze wie Lastspitzenkappung, Lasttauffüllung, Lastverschiebung, strategische Einsparung, strategisches Lastwachstum und flexible Lastform, die unter Lastmanagement bzw. Demand Side Management (DSM) zusammengefasst werden können. Von Chantzis u. a. [64] als relevant identifizierte Modellierungsparameter sind die Reaktions- und Erholzeit, die verschiebbare Leistung  $\Delta P$  relativ zum Referenzverbrauch  $P_i(s_0)$  sowie zusätzliche Energieverbräuche  $\Delta E_T$ . Da kein einzelner Indikator alle Dimensionen der Flexibilität abbildet, werden in der Praxis je nach Anwendung unterschiedliche Indikatoren herangezogen [64]. Arbeiten wie die von Junker u. a. [14] präsentieren Ansätze zur Quantifizierung der Energieflexibilität auf Gebäude- und Quartiersebene. Im Zentrum steht eine Flexibilitätsfunktion, die die Reaktionen von Lastprofilen auf externe Preissignale beschreibt. Charakteristische Parameter wie Zeitverzögerung  $\tau$ , maximale Leistungsänderung  $\Delta$  oder Reaktionsdauer  $\alpha$  (vgl. Abbildung 1.8) ermöglichen eine vergleichende Bewertung und erlauben, kollektive Flexibilitätspotenziale aggregiert zu bestimmen [14]. Damit wird Flexibilität als dynamische Reaktion auf externe Signale modelliert.



**Abbildung 1.8.:** Charakteristische Parameter der Flexibilitätsfunktion nach Junker u. a. [14]:  $\tau$  (Zeitverzögerung zwischen Preisänderung und Reaktion),  $\Delta$  (maximale Änderung der Leistungsaufnahme),  $\alpha$  (Zeit bis zum Erreichen des Minimums nach Beginn der Reaktion),  $\beta$  (Dauer der verringerten Energienachfrage), A (gesamt vermiedene Energie) und B (nachgelagerte Mehrnachfrage). Übernommen aus Junker u. a. [14].

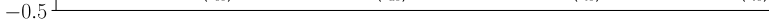
In der Literatur finden sich zahlreiche Ansätze zur praxisnahen Modellierung von Flexibilität. Oldewurtel u. a. [65] definieren Flexibilität als Abweichung vom energieoptimalen Betriebspfad, die mit minimalem zusätzlichen Energieeinsatz erzielt werden kann, und schlagen ein Verfahren zur Bewertung von Lastverschiebepotenzialen auf Grundlage von Model Predictive Control (MPC) und Preissignalen vor. Barth u. a. [66] verfolgen einen datengetriebenen Ansatz, indem sie mit einer Motif-Discovery-Methode wiederkehrende Konsummuster in industriellen Lastgängen identifizieren, die als Grundlage zur Bestimmung von Flexibilitätspotenzialen dienen. Einen weiteren datenbasierten Zugang skizzieren Förderer u. a. [67], die Methoden des maschinellen Lernens systematisch auf die automatisierte Modellierung flexibler Lasten anwenden und damit Steuerungsentscheidungen auch ohne detaillierte Kenntnisse der Anlagenstruktur ermöglichen. Die Unterschiedlichkeit der Zugänge von Oldewurtel u. a. [65], Barth u. a. [66] und Förderer u. a. [67] macht die Vielfalt der Schwerpunktsetzungen in der Untersuchung von Flexibilität deutlich. Auch Chantzis u. a. [64] stellen fest, dass bislang kein einzelner

Indikator existiert, der alle Dimensionen von Flexibilität sowie deren Einflussfaktoren umfassend abbildet. Eine systematische Analyse von Luo u. a. [68] zeigt, dass für Demand Flexibility in Wohngebäuden weder eine einheitliche Begriffsbestimmung noch ein standardisierter Bewertungsrahmen vorliegen. Flexible Lasten werden nur unzureichend anhand realer Messdaten beschrieben, und bestehende Modelle sowie Indikatoren sind kaum skalierbar oder praxisnah einsetzbar. Ähnlich weisen Li u. a. [69] darauf hin, dass die Forschung überwiegend simulationsbasiert ist (85 %), sich auf wenige Technologien und Flexibilitätstypen konzentriert und häufig die Lastverschiebung in den Vordergrund stellt. Sie betonen die Notwendigkeit konsistenter Begriffe in Abhängigkeit von Technologie und Anwendungskontext sowie einer stärkeren empirischen Validierung unter Realbedingungen. Insgesamt verdeutlicht die Literatur, dass die Modellierung und Bewertung von Flexibilität stark kontextabhängig ist und bisher kaum Ansätze existieren, die reale Daten und deren Analyse zur Beschreibung heranziehen. Da die Eignung von Flexibilitätskennzahlen stets vom Anwendungskontext abhängt und in Abschnitt 1.1 die Elektromobilität als zentrale künftige Flexibilitätsquelle identifiziert wurde, ist im Folgenden eine spezifische Betrachtung von Flexibilität im Kontext der Elektromobilität erforderlich.

### **Ladeinfrastruktur und Flexibilitätspotenziale von Elektromobilität**

Wie in Abschnitt 1.1 erläutert, befindet sich die Elektromobilität im Ausbau, sodass Indikatoren für den strategischen Einsatz dieser Flexibilitätsquelle sowie die Auswahl geeigneter Ausbauorte in den Neubau- und Planungsphasen besonders relevant sind. Dabei fehlt Wissen über das konkrete Nutzerverhalten, während durch Referenzlastprofile der Gebäude zumindest der Status quo des Verbrauchs ohne Ladeinfrastruktur bekannt ist und als Ausgangspunkt dienen kann. Verschiedene Ansätze beschreiben Flexibilität methodisch unterschiedlich. Schlund u. a. [70] führen mit dem Konzept der FlexAbility ein formalisiertes Maß zur Beschreibung der zeitlichen, energetischen und leistungsbezogenen Flexibilität von Ladevorgängen ein und zeigen, wie trotz Unsicherheit der Mobilitätsmuster garantierte Flexibilität quantifiziert werden kann, wobei die Grundlage Annahmen über Mobilitätsverhalten sind. Neupane u. a. [71] bewerten Flexibilität ökonomisch am dänischen Regelleistungsmarkt und weisen nach, dass bereits geringe Flexibilitätsanteile erhebliche Kosteneinsparungen bewirken können. Šikšnys u. a. [72] modellieren schließlich Flexibilität präzise mit FlexOffers, die Zeit- und Energiemengenintervalle umfassen und sowohl Verschiebbarkeit als auch Skalierbarkeit abbilden (vgl. Abbildung 1.9). FlexOffers erfassen somit sowohl die zeitliche Beschränkung des Ladebeginns als auch die Bandbreite möglicher Energiemengen und bilden damit die Grundlage für eine präzise Flexibilitätsbeschreibung.

Ferner befassen sich zahlreiche Arbeiten mit der operativen Nutzung von Flexibilität. Im Vordergrund stehen die Optimierung von Ladeprozessen auf Grundlage von Preissignalen, preisbasierte Steuerung oder Verfahren des Valley Fillings [73–82]. Diese Studien zeigen, wie sich Flexibilität in der Betriebsphase nutzen lässt, liefern jedoch keine



$[e_{\min}^l, e_{\max}^l]$  liegen müssen. Übernommen aus Sikšnys u. a. [72].

Einbezug realer Referenzlastprofile in Quartieren jedoch bislang fehlt.

### **Soziotechnische Risiken intelligenter Messsysteme in quartiersbasierten Energiesystemen**

Smart Meter sind für die Erfassung von Lastprofilen und die Umsetzung von Geschäftsmodellen im Quartier (siehe Abschnitt 1.2.5) unverzichtbar, zugleich bergen sie erhebliche Datenschutzrisiken. Bereits Lisovich u. a. [86] zeigen, dass digitale Stromverbrauchsmessung mit einer Zeitauflösung von 15 s und einer Wertauflösung von 1 W detaillierte Rückschlüsse auf Präsenzzeiten, Schlafzyklen, Mahlzeiten und weitere Aktivitäten ermöglicht. Auch im Bereich der Wasserverbrauchsdaten wurde dies bestätigt. Chen u. a. [87] untersuchen mehr als 300 Haushalte, deren Daten mit 15 min Auflösung erfasst wurden, ergänzt durch Logger mit 10 s-Taktung in sechs Haushalten. Mithilfe von Hidden-Markov-Modellen (HMM)- und Gaussian-Mixture-Modellen (GMM)-Methoden konnten Aktivitäten wie Duschen, Toilettenbenutzung oder Waschvorgänge zuverlässig identifiziert werden. Damit ist belegt, dass selbst bei vergleichsweise grober Auflösung Rückschlüsse auf alltägliche Handlungen im Haushalt möglich sind.

Insbesondere kritisch ist das Submetering, da dort häufig geringere datenschutzrechtliche Standards gelten. Immobiliengesellschaften setzen hierfür häufig auf wireless M-Bus (wM-Bus)-basierte Zähler. Polčák und Matoušek [88] analysierten Geräte der Hersteller Enbra und Kaden und wiesen dabei gravierende Sicherheitslücken nach. Sendintervalle von 80 s bis 1 min, Reichweiten von mehreren hundert Metern sowie vier Common Vulnerability Enumeration (CVE)-gelistete Schwachstellen, darunter fehlerhafte Replay-Schutzmechanismen, Überläufe von Nachrichten-Zählern, unzureichendes Schlüsselmanagement und irreführende Ereignis-Detektion. Zudem ist die Identifikation einzelner Wohnungen anhand von Modulnummern, Einbaudaten und Signalstärke möglich. Ergänzend zeigte Brunschwiler [89], dass auch das wM-Bus-Protokoll Defizite wie unzureichende Schlüssel, fehlenden Integritätsschutz und schwache Authentifizierung aufweist, sodass trotz Schutzmechanismen Rückschlüsse auf das Verbrauchsverhalten möglich bleiben. Brunschwiler [89] betont die Notwendigkeit weiterer Untersuchungen an realen Geräten. Reallabore bieten ein geeignetes Umfeld, um nicht nur technische Schwächen im Feld zu erfassen, sondern auch die gesellschaftlichen Folgen wie Datenschutzrisiken (als Wechselwirkung im CPSIS) im Feld zu untersuchen.

#### **1.2.6. Digitale Infrastrukturen und Dienste im Quartierskontext**

Abschnitt 1.2.6 behandelt digitale Quartiersplattformen als Infrastruktur im CPSIS, die für Energiemanagement, Simulation und Steuerung genutzt werden, Datensammlungsdienste und Kommunikationsinfrastrukturen als Grundlage der Datenerfassung sowie Prognosemethoden und Ansätze des maschinellen Lernens, die spezifische Herausforderungen im Quartierskontext adressieren.

## Quartiersplattformen als digitale Infrastruktur im CPSIS

Um Flexibilität nutzbar zu machen und Geschäftsmodelle umzusetzen, bedarf es im CPSIS einer geeigneten digitalen Infrastruktur, die in der vorliegenden Arbeit als Quartiersplattform (QP) bezeichnet wird. So präsentieren Patti u. a. [90] mit der DIMMER-Plattform eine softwarebasierte Infrastruktur zur energetischen Erfassung, Analyse und Optimierung von Quartieren. Die Architektur ist dreistufig aufgebaut und umfasst eine Datenquellen-Integrationsschicht, eine Quartiersdiensteschicht sowie eine Anwendungsschicht. Ziel ist es, über heterogene Sensoren gewonnene Echtzeitdaten aus Gebäuden und Versorgungsnetzen (z. B. Strom oder Wärme) zusammenzuführen. Dabei werden Middleware-Technologien, semantische Ontologien und publish-subscribe-Kommunikationsparadigmen eingesetzt. Die Plattform ermöglicht es, energierelevante Daten mit Building Information Modeling (BIM)-Modellen zu verknüpfen und diese in Simulationen für Lastverschiebung, Effizienzmaßnahmen und betriebswirtschaftliche Bewertungen einzubinden. Obwohl Patti u. a. [90] darauf hinweisen, dass die DIMMER-Infrastruktur grundsätzlich auch Informationen aus elektrischen Netzen verarbeiten kann und dies in zukünftigen Arbeiten weiterverfolgt werden soll, werden im vorliegenden Beitrag weder eine konkrete Anwendung noch Ergebnisse für das elektrische Netz gezeigt.

Reynolds [91] präsentiert in seiner Arbeit die Computational Urban Sustainability Platform. Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung von Reynolds [91] befand sich diese Plattform jedoch noch in Entwicklung. Es werden konzeptionelle Umrissse von Prognosen und Optimierungen gegeben, jedoch keine konkreten Servicefunktionen oder erforderliche Zeitreihen aus der produktiven Nutzung beschrieben. Obwohl die Autoren implizit soziale Aspekte berücksichtigen, wird die Plattform nicht als CPSS, sondern als IKTP beschrieben, wodurch die Integration physischer, digitaler und sozialer Systemebenen nur unvollständig berücksichtigt wird.

Wölflé u. a. [92] präsentieren mit den Open Energy Services ein offenes Framework, das die Entwicklung und Integration skalierbarer Softwaredienste für das Energiemanagement erleichtert. Im Quartierskontext adressiert es zentrale Herausforderungen wie Netzbelastung, Flexibilitätsaggregation, Datenschutz und Interoperabilität heterogener Systeme. Die technische Umsetzung basiert auf Python, FastAPI, Celery und JSON-basierter Kommunikation, wobei eine Trennung zwischen API und Worker-Komponenten vorgesehen ist [92]. Obwohl von Wölflé u. a. [92] die Implementierung eines einfachen PV-Prognosedienstes mit `pvl`<sup>4</sup> demonstriert wird und auf die Integration des AutoPV-Algorithmus verwiesen wird (der in der vorliegenden Arbeit genutzt wird, siehe Abschnitt 7.3), bleibt eine ausführlichere Diskussion weiterer fortgeschrittener Dienste aus. Ebenso fehlt eine großflächigere Erprobung des Frameworks in einem Reallabor, um seine praktische Anwendbarkeit und Robustheit im Betrieb realer Energiemanagementsysteme zu validieren.

<sup>4</sup> <https://pvl-lib-python.readthedocs.io/en/stable/>

Polly u. a. [93] stellen mit URBANopt eine Softwareplattform zur energetischen Planung und Simulation auf Quartiersebene vor, die auf OpenStudio<sup>5</sup> und EnergyPlus<sup>6</sup> basiert. Sie ermöglicht die Modellierung einzelner Gebäude und deren Kombination im Quartier sowie Anwendungen wie die Photovoltaikplatzierung, Verschattungsanalysen, die Auslegung thermischer Netze oder die Planung von Speichern. Über eine grafische Benutzeroberfläche lassen sich Standortinformationen eingeben, Gebäudetypen platzieren und Energieszenarien vergleichen. Ergebnisse werden in einer Datenbank verwaltet und auf Gebäude- und Quartiersebene ausgewertet. URBANopt überführt Designprinzipien und wirtschaftliche Rahmenbedingungen in Planungsentscheidungen, ist jedoch nicht für den operativen Betrieb im Reallabor ausgelegt.

QP bieten zentrale Funktionalitäten für das Management, die Simulation und die Bewertung energetischer Prozesse auf Quartiersebene. Zwar existieren zahlreiche Frameworks und Plattformen mit Quartiersbezug, jedoch fehlen bislang umfassend erprobte digitale Lösungen, die operative Steuerung, Nutzerinteraktion und systemische Integration im Sinne eines CPSIS in realen Umgebungen miteinander verbinden.

### **Datensammlungsdienste und Kommunikationsinfrastrukturen in einer Quartiersplattform**

Um alle Dienste der QP realisieren zu können, ist weiterhin eine zuverlässige Datenerfassung erforderlich. Fall u. a. [94] geben einen umfassenden Überblick über Datensammlungsdienste im Kontext intelligenter Stromnetze. Zentrale Komponenten sind Datenkonzentratoren, die als lokale Sammelpunkte Daten von Zählern und Sensoren aggregieren, analysieren und an zentrale Steuerzentren übermitteln. Die zentralen Steuerzentren dienen der Netzüberwachung, -optimierung und der bidirektionalen Kommunikation mit den Netzkomponenten. Ergänzend dazu übernehmen Datenmanagementsysteme die sichere, skalierbare Speicherung und Analyse der erfassten Daten. Für die Kommunikation kommen verschiedene Topologien zum Einsatz, darunter Power Line Communication (PLC), Mobilfunkstandards (2G–5G), LoRa, WiMax und andere, die je nach Anwendung spezifische Vorteile hinsichtlich Bandbreite, Reichweite und Kosten bieten. Trotz vielfältiger Standards wie ANSI C12, M-Bus, IEC 16850 oder DNP3 fehlt es laut Fall u. a. [94] weltweit an einheitlichen Normen zur Interoperabilität von Smart-Metering-Systemen. Insbesondere fehlt in der Arbeit von Fall u. a. [94] eine Diskussion der für Reallabore und die Forschung benötigten Datenerfassung.

---

<sup>5</sup> <https://openstudio.net/>

<sup>6</sup> <https://energyplus.net/>

### Prognosemethoden und Ansätze des maschinellen Lernens im Quartierskontext

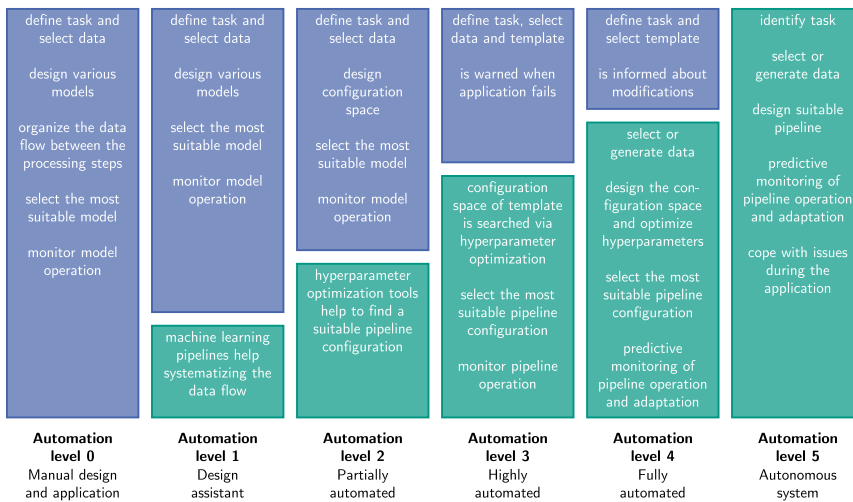
Weiterhin sind verlässliche Prognosen des Energieverbrauchs und der lokalen erneuerbaren Erzeugung erforderlich, wobei das Quartier spezifische Herausforderungen mit sich bringt. Für die Entwicklung von Prognosediensten in Quartieren sind Reviews wie die von Zhu u. a. [95] relevant, da sie Grundlagen für Lastprognosen in Systemen mit gekoppelten Energievektoren wie Strom-, Gas-, Wärme- und Kühllasten über unterschiedliche Aggregationsebenen von Gebäuden bis hin zu Regionen sowie stark volatile Lastprofile liefern. Hervorgehoben werden die Eignung datengetriebener Verfahren wie Deep Learning, Transfer Learning und generative Modelle sowie die Bedeutung von Wetter-, Kalender- und sozioökonomischen Daten. Zhu u. a. [95] verdeutlichen ergänzend in einem vierstufigen Verfahren von der Problemdefinition bis zur Problemlösung, wie Prognosen systematisch entwickelt und praktisch umgesetzt werden können, wobei jedoch eine Beschreibung des Automatisierungsgrades fehlt, den verschiedene produktiv eingesetzte Systeme tatsächlich erreichen.

Dewangan u. a. [96] geben einen Überblick über Lastprognosemodelle im Kontext von Smart Grids mit besonderem Fokus auf Smart-Meter-Daten. Dewangan u. a. [96] behandeln Zeithorizonte von sehr kurzfristigen bis langfristigen Prognosen, zentrale Leistungsindikatoren wie Mean Absolute Error und Root Mean Square Error sowie Verfahren zur Datenaufbereitung. Ein wesentlicher Beitrag liegt in der detaillierten Darstellung des Design- und Arbeitsflusses für Prognosedienste, der von Datensammlung und Vorverarbeitung über Modellierung und Hyperparameteroptimierung bis zur Validierung reicht. Die Methoden werden in parametrisierte Verfahren wie Regressions- und Zeitreihenmodelle sowie in nichtparametrische, KI-basierte Ansätze wie neuronale Netze, Support Vector Machines, Metaheuristiken und hybride Modelle eingeordnet. Insbesondere wird der Mehrwert von Smart-Meter-Daten betont, die durch eine höhere zeitliche Auflösung, zusätzliche Einflussgrößen wie Wetterdaten und Bottom-up-Analysen genauere und flexiblere Prognosen ermöglichen. Insgesamt liefert die Arbeit eine sehr detaillierte Darstellung technologischer und methodischer Aspekte von Lastprognosen im Smart-Grid-Kontext, eine Beschreibung des Automatisierungsgrades fehlt jedoch [96].

Bei der Automatisierung von Prognosen auf Grundlage maschineller Lernverfahren hat sich das Paradigma der Machine Learning Operations (MLOps) als zentrale technische Praxis etabliert [97]. MLOps schließt die Lücke zwischen Entwicklung und Betrieb. Ein hoher Automatisierungsgrad ist dabei Voraussetzung für einen zuverlässigen und kontinuierlichen Betrieb. Er umfasst Prinzipien wie die kontinuierliche Integration von Updates, die automatisierte Bereitstellung von Daten, orchestrierte Workflows und adaptive Feedbackschleifen zum selbstständigen Nachtrainieren der Modelle [97]. Im Kontext energietechnischer Quartiere bildet die konsequente Anwendung dieser Konzepte die Grundlage, um die erforderliche dauerhafte Anpassungsfähigkeit sowie die Genauigkeit der Prognosedienste sicherzustellen.

Meisenbacher u. a. [98] identifizieren für PV-Prognosen auf Quartiersebene zwei zentrale Herausforderungen: die fehlende Dokumentation der Modulkonfiguration bei gemischt

ausgerichteten Anlagen und das Kaltstartproblem neuer Systeme ohne historische Daten. Ergänzend betonen Meisenbacher u. a. [17], dass neben ML-Expertise ein tiefes energie-technisches Verständnis notwendig ist, und beschreiben fünf Schritte zur Modellierung (Datenvorverarbeitung, Feature Engineering, Algorithmusauswahl, Hyperparameteroptimierung und Post-Processing). Zur Reduktion des Aufwands schlagen sie ein fünfstufiges Automatisierungsmodell hin zu autonomen Prognosediensten vor (siehe Abbildung 1.10) und zeigen, wie mittlere Stufen durch automatisierte Datenselektion, Performance-Monitoring und Anpassung an veränderte Bedingungen umgesetzt werden können, deren praktische Erprobung in Reallaboren empfohlen wird. Ein offener Punkt bleibt



**Abbildung 1.10.:** Darstellung der sechs Stufen der Automatisierung von Prognosediensten, beginnend mit der manuellen Modellierung (Stufe 0), gefolgt von fünf Automatisierungsstufen (Stufen 1–5), die von teil- über hochautomatisierte Ansätze bis zu autonomen Prognosesystemen reichen. Mit steigender Stufe werden Aufgaben wie die Strukturierung des Datenflusses, die Hyperparameteroptimierung, die automatische Pipelinekonfiguration sowie die prädiktive Überwachung integriert. Übernommen aus Meisenbacher u. a. [17].

die Umsetzung geeigneter Automatisierungsstufen im Quartierskontext, insbesondere unter Berücksichtigung typischer Herausforderungen wie des Kaltstartproblems und gemischt ausgerichteter PV-Anlagen.

### 1.3. Offene Probleme und Lösungsbeiträge der Arbeit

Aus Abschnitt 1.2 ergeben sich für die Modellierung und den Betrieb energietechnischer Quartiere eine Reihe offener Probleme, die insbesondere im Hinblick auf eine großflächige Anwendung, die digitale Durchdringung sowie die Erreichung systemischer Mehrwerte relevant sind. Abschnitt 1.3 stellt die Problemstellungen strukturiert dar und verknüpft sie jeweils mit dem Lösungsbeitrag, den die vorliegende Doktorarbeit leistet.



Die Darstellung erfolgt in Form abgegrenzter Problem-Lösungs-Paare und verweist jeweils auf die Kapitel und Abschnitte, in denen die untergeordneten Teilaspekte der Lösung ausführlich erläutert werden.

---

*Beitrag 1 – Modellierung und Abgrenzung energietechnischer Quartiere*

**1. Problembeschreibung:** Quartiere vereinen technische, physische, digitale und soziale Dimensionen, werden im Energiesektor jedoch bislang nicht durch einen klar definierten Systembegriff beschrieben. Unklar ist auch, welche Elemente die Systemgrenze eines energietechnischen Quartiers bestimmen und wie sich solche Quartiere gegenüber anderen Anlagengruppen und Konzepten abgrenzen lassen.

**1. Eigener Lösungsbeitrag:** Die vorliegende Doktorarbeit schlägt vor, Quartiere als cyber-physische-soziale Infrastruktursysteme (CPSIS) zu modellieren (Abschnitt 2.1). Aufbauend auf diesem konzeptionellen Verständnis wird untersucht, welche elementaren Bausteine ein Quartier im Kontext energietechnischer Anwendungen ausmacht und entlang welcher Merkmale die Systemgrenze eines Quartiers sinnvoll gezogen werden kann (Abschnitt 2.2). Zudem werden Kriterien zur systematischen Unterscheidung energietechnischer Quartiere von anderen Anlagengruppen entwickelt (Abschnitt 2.3). Darauf aufbauend werden klar abgegrenzte und theoretisch fundierte Konzepte zur Definition energietechnischer Quartiere und energiesektorbasierter Anlagengruppen abgeleitet (Abschnitt 2.4).

---

*Beitrag 2 – Integration interdisziplinärer Konzepte in energietechnische Quartiere*

**2. Problembeschreibung:** In der wissenschaftlichen Auseinandersetzung mit energietechnischen Quartieren fehlt bislang eine interdisziplinäre Betrachtung, die Systemgrenzen berücksichtigt, wie sie in der Stadtplanung oder in den Sozialwissenschaften für die Einteilung von Quartieren etabliert sind. Zudem liegt für Deutschland bislang keine flächendeckende Einteilung in energietechnisch nutzbare Quartiere vor. Obwohl international zahlreiche Quartierskonzepte existieren, fehlt auch für diese eine umfassende Übersicht. Darüber hinaus fehlt eine konsolidierte interdisziplinäre Definition von Systemgrenzen, anhand derer auch in Deutschland die bisher fehlende Quartierseinteilung erfolgen könnte. Ebenso mangelt es an einer einheitlichen Einordnung der typischen räumlichen Ausdehnung von Quartieren.

**2. Eigener Lösungsbeitrag:** Die vorliegende Doktorarbeit bereitet existierende Konzepte aus Stadtplanung und Sozialwissenschaften systematisch auf und analysiert deren Relevanz für die energietechnische Anwendung in Quartieren (Kapitel 3). Dabei werden bestehende Einteilungen und Verwaltungseinheiten identifiziert, die in Deutschland als übergeordnete Bezugsebenen für energietechnische Gruppierungen dienen können (Abschnitt 3.1). Ergänzend werden alternative Raumeinteilungen untersucht, die eine vergleichbare räumliche Granularität wie die energietechnischen Quartiere aufweisen (Abschnitt 3.2). Auf internationaler Ebene werden Quartierskonzepte recherchiert und systematisch kategorisiert (Abschnitt 3.3). Zusätzlich werden Beispiele aus dem deutsch-

sprachigen Raum vorgestellt (Abschnitt 3.4). Abschließend erfolgt eine konsolidierende Analyse, die Systemgrenzen aus den verschiedenen Ansätzen vergleichend gegenüberstellt und typische räumliche Größenordnungen herausarbeitet (Abschnitt 3.6).

---

### *Beitrag 3 – Kritische Analyse des Quartiersbegriffs in der energietechnischen Literatur*

**3. Problembeschreibung:** In der energietechnischen Fachliteratur fehlt bislang eine systematische und kritische Auseinandersetzung mit dem Begriff des Quartiers. Es fehlt an einem methodisch fundierten Vorgehen zur Analyse der vorhandenen Literatur sowie an einer klaren Abgrenzung gegenüber anderen energietechnischen Gruppierungsansätzen. Dies erschwert die wissenschaftliche Einordnung und die Vergleichbarkeit bestehender Arbeiten erheblich. Darüber hinaus ist bislang unklar, in welchem Maße interdisziplinäre Perspektiven, beispielsweise aus der Stadtplanung oder den Sozialwissenschaften, in der bestehenden Literatur zu energietechnischen Quartieren berücksichtigt werden. Der Begriff des Quartiers wird häufig uneinheitlich oder sachlich unzutreffend verwendet, wobei andere Formen der Gruppierung technischer Anlagen nicht hinreichend definiert oder abgegrenzt werden.

**3. Eigener Lösungsbeitrag:** Die vorliegende Doktorarbeit entwickelt ein methodisches Vorgehen zur Analyse wissenschaftlicher Arbeiten zu Quartieren und wendet diesen Analyseworkflow exemplarisch an (Abschnitt 4.1). Auf dieser Grundlage wird die Verwendung des Quartiersbegriffs in der Fachliteratur untersucht und kritisch bewertet (Abschnitt 4.2). Ein besonderer Fokus liegt auf der Analyse interdisziplinärer Ansätze, deren Verbreitung in Abschnitt 4.3 diskutiert wird. Zusätzlich werden alternative Gruppierungsansätze, wie sie im Energiesektor zur Anwendung kommen, systematisch herausgearbeitet und in ihrer Abgrenzung zum Quartierskonzept analysiert (Abschnitt 4.4). Die Ergebnisse dieser Analyse werden abschließend kritisch eingeordnet (Abschnitt 4.5).

---

### *Beitrag 4 – Modellierung eines energietechnischen Quartiers anhand eines Reallabors*

**4. Problembeschreibung:** Die in der Literatur identifizierten Gruppierungsansätze für energietechnische Anwendungen wurden bislang nicht systematisch auf ein konkretes, reales System angewendet. Damit fehlt eine vergleichende Analyse, die die unterschiedlichen Konzepte im selben technischen, sozialen und infrastrukturellen Kontext gegenüberstellt. Eine solche Anwendung ist jedoch notwendig, um die Anwendbarkeit theoretischer Konzepte in der Praxis zu prüfen und ihre Eignung für die reale Umsetzung zu bewerten. Darüber hinaus liegt bislang keine detaillierte Beschreibung vor, die die Implikationen einer konkreten Modellierung von energietechnischen Systemgrenzen für Energieflüsse sowie für Mess- und Steuerungstechnik erläutert. Ebenso fehlen systematische Überlegungen zu den physischen Randbedingungen auf der technischen Ebene eines CPSIS, die maßgeblich für die Bewertung der Anwendbarkeit verschiedener Gruppierungsansätze sind.

**4. Eigener Lösungsbeitrag:** Die vorliegende Doktorarbeit stellt mit dem Reallabor Smart East ein geeignetes Realweltbeispiel vor (Abschnitt 5.1), auf das die zuvor identifizierten Gruppierungsansätze systematisch angewendet werden (Abschnitt 5.2). Eine

exemplarische Vertiefung erfolgt dabei anhand des in der Praxis besonders relevanten Ansatzes der Einteilung in private Netzbereiche, für den die Implikationen für Energieflüsse sowie Mess- und Steuerungstechnik konkret veranschaulicht werden (Abschnitt 5.3). Zur Bewertung der Anwendbarkeit verschiedener Gruppierungsansätze werden außerdem technische Rahmenbedingungen wie Leistungsengpässe (Abschnitt 5.4), Spannungsqualität (Abschnitt 5.5) und infrastrukturelle Ausbaupotenziale (Abschnitt 5.6) diskutiert.

---

*Beitrag 5 – Rückkopplung von Erkenntnissen aus Reallaboren in die Quartiersforschung*

**5. Problembeschreibung:** In der wissenschaftlichen Auseinandersetzung mit energietechnischen Quartieren fehlt bislang eine systematische Rückkopplung praktischer Betriebserfahrungen in die Forschung. Die Abbildung energietechnischer Quartiere als cyber-physisch-soziale Infrastruktursysteme (CPSIS) weist bisher Lücken auf. Während die Auswirkungen technischer Systeme auf das Verhalten von Nutzerinnen und Nutzern gut dokumentiert sind, wurde die umgekehrte Richtung - die Rückwirkung sozialen Verhaltens auf technische Systeme - bislang kaum erforscht. Zudem fehlen empirische Untersuchungen, die sozial bedingte Risiken, etwa Datenschutzaspekte im Betrieb, in Reallaboren adressieren und den Einfluss menschlichen Handelns als integralen Bestandteil des CPSIS berücksichtigen.

**5. Eigener Lösungsbeitrag:** Die vorliegende Doktorarbeit analysiert konkrete Betriebserfahrungen eines realen Quartiers und leitet daraus Rückschlüsse für die Weiterentwicklung theoretischer Modelle ab (Kapitel 6). Besonderer Fokus liegt auf der Wechselwirkung zwischen sozialem und technischem System: Die Arbeit diskutiert explizit, wie menschliches Verhalten technische Ausgestaltungen beeinflusst, und beschreibt erstmals ein real betriebenes CPSIS aus dieser Perspektive (Abschnitt 6.1). Als Beispiel wird anhand des Informationsflusses bei der Datenerfassung im Reallabor gezeigt, welche sozialen Herausforderungen aus dem technischen System für das soziale System entstehen (Abschnitt 6.2). Zusätzlich wird eine Feldstudie zu drahtlosen M-Bus-Systemen (wMBus) vorgestellt, in der Datenschutzprobleme im Zusammenhang mit Konfigurationsfehlern und menschlichem Fehlverhalten empirisch dokumentiert wurden (Abschnitt 6.3).

---

*Beitrag 6 – Flexibilitätsbewertung für Ladeinfrastruktur in energietechnischen Quartieren*

**6. Problembeschreibung:** Flexibilität ist eine zentrale Eigenschaft cyber-physisch-sozialer Energiesysteme (CPSIS) und bildet eine wesentliche Grundlage für die Integration neuer flexibler Lasten in energietechnische Quartiere. Insbesondere beim Ausbau der Ladeinfrastruktur für Elektromobilität stellt sich die Frage, in welchen Teilnetzen zusätzliche Lasten aufgenommen werden können. Eine geeignete Modellierung der Flexibilität erfordert dabei eine differenzierte Betrachtung bestehender Lastprofile, technischer Kapazitätsgrenzen und Lastverschiebungspotenziale. Bisher fehlt ein Indikator, der die Flexibilität verschiedener Netzbereiche konsistent erfasst und systematisch vergleichbar macht. Dies erschwert die Schaffung einer belastbaren Grundlage für planerische und regulatorische Entscheidungen im Rahmen des infrastrukturellen Ausbaus.

**6. Eigener Lösungsbeitrag:** Die vorliegende Doktorarbeit stellt eine Kennzahl zur Bewertung der Flexibilität privater Netzbereiche vor. Die Kennzahl basiert auf Bezugslastprofilen an den jeweiligen Netzanschlusspunkten und ermöglicht eine vergleichende Quantifizierung der verfügbaren Aufnahmefähigkeit für zusätzliche Lasten (Abschnitt 6.4). Zunächst werden systematisch die Anforderungen an den Flexibilitätsindikator abgeleitet (Abschnitt 6.4.1) und dieser mathematisch beschrieben (Abschnitt 6.4.2). Abschließend wird er anhand der Daten des Reallabors Smart East angewendet (Abschnitt 6.4.3) und im Kontext der Einteilung in private Netzbereiche analysiert. Die vorgestellte Kennzahl dient somit als Instrument zur systematischen Bewertung der Eignung verschiedener Teilnetze für den bedarfsgerechten Ausbau der Ladeinfrastruktur.

---

#### *Beitrag 7 – Umsetzung einer Forschungsplattform für energietechnische Anwendungen*

**7. Problembeschreibung:** Eine praktisch erprobte und systematisch dokumentierte Forschungsplattform für energietechnische Anwendungen fehlt bislang. Zwar gibt es zahlreiche konzeptionelle Ansätze, doch es fehlt an systematisch dokumentierten Umsetzungen im praktischen Betrieb. Ebenso liegt bislang keine detaillierte Darstellung eines produktiv eingesetzten Dienstes zur Datenerfassung in einem realen Quartier vor. Dies betrifft sowohl die eingesetzten Datenquellen und die zugrunde liegende Kommunikationsinfrastruktur als auch die Nutzung der erfassten Daten in konkreten energietechnischen Anwendungen. Darüber hinaus fehlt bisher eine fundierte Diskussion der spezifischen Herausforderungen bei der Umsetzung von Prognosediensten in Quartieren - insbesondere hinsichtlich Kaltstarts, unvollständiger Datenverfügbarkeit und des erforderlichen Automatisierungsgrades. Auch der Aspekt der impliziten Modellierung, der in Softwarediensten enthalten ist, wurde bislang nicht ausreichend für den Einsatz in energietechnischen Quartieren berücksichtigt. Es mangelt an real umgesetzten Beispielen, die diese Modellierungslogik konkret veranschaulichen und hinsichtlich ihrer Übertragbarkeit bewerten.

**7. Eigener Lösungsbeitrag:** Die vorliegende Doktorarbeit beschreibt die Umsetzung und den produktiven Betrieb der digitalen Forschungsplattform des Reallabors Smart East. In Abschnitt 7.1 werden die umgesetzten Softwaredienste vorgestellt, die den Betrieb und die Forschung in realen Energiesystemen ermöglichen. Abschnitt 7.2 beschreibt einen Datensammlungsdienst einschließlich Anforderungen an Auflösung und Speicherung. In Abschnitt 7.3 werden die Entwicklung und Integration von Prognosediensten erläutert, wobei typische Herausforderungen wie Kaltstarts, Datenlücken und Modellanpassungen behandelt werden. Abschnitt 7.4 dokumentiert die zugrunde liegende Modellierungslogik und zeigt, wie konsistente Daten- und Schnittstellenstrukturen Interoperabilität und Erweiterbarkeit sicherstellen. Schließlich zeigen Abschnitt 7.5 und Abschnitt 7.6, wie die Plattform in realen Projekten erfolgreich angewendet und für künftige Forschungsvorhaben weiterentwickelt werden kann. Damit wird eine praxisnahe, übertragbare Grundlage für digitale Forschungsplattformen in der Energietechnik geschaffen.

## **1.4. Aufbau der Arbeit**

In Kapitel 2 werden energietechnische Quartiere theoretisch fundiert und als eigenständige Systemklasse abgegrenzt. Kapitel 3 analysiert interdisziplinäre Konzepte zur räumlichen Systemabgrenzung aus der Stadtplanung und den Sozialwissenschaften. In Kapitel 4 erfolgt eine kritische Analyse der energietechnischen Fachliteratur hinsichtlich inhaltlicher Konsistenz, interdisziplinärer Fundierung und terminologischer Abgrenzung. Anschließend wird in Kapitel 5 ein Reallabor vorgestellt, anhand dessen die theoretisch entwickelten Gruppierungsansätze angewendet und ihre technische sowie systemische Implikationen analysiert werden. Kapitel 6 behandelt die Rückführung praxisbezogener Erkenntnisse aus dem operativen Betrieb eines Reallabors in die Forschung. Dabei werden unter anderem Aspekte wie soziale Rückkopplung, Datenschutz sowie Flexibilitätsbewertung berücksichtigt. In Kapitel 7 wird die Forschungsplattform des Reallabors Smart East beschrieben, mit Schwerpunkt auf der praktischen Umsetzung von Softwarediensten, der Integration automatisierter Prognoseverfahren sowie der Entwicklung standardisierter Schnittstellen für interoperable energietechnische Anwendungen. Den Abschluss bildet Kapitel 8, das die zentralen Ergebnisse der Arbeit zusammenfasst, bestehende Grenzen reflektiert und einen Ausblick auf künftige Forschungsperspektiven bietet.

1.5. Publikationen des Autors

Tabelle 1.1 zeigt die vom Autor dieser Doktorarbeit verfassten bzw. mitverfassten Publikationen. Die Beiträge sind nach ihrer Relevanz für die vorliegende Doktorarbeit sortiert und enthalten die jeweilige Position des Autors **J. Galenzowski**, den Erscheinungsort, das Jahr sowie die entsprechende Referenz im Literaturverzeichnis.

Bibliografische Angaben	Ref.
<b>Understanding Novel District Concepts: A Structured Exploration of Interdisciplinary Clustering in Urban Energy Systems</b> <i>J. Galenzowski</i> , S. Waczowicz, H. K. Çakmak, E. Tajalli-Ardekani, S. Beichter, Ö. Ekin, R. Mikut, V. Hagenmeyer <i>Energy Reports</i> , Bd. 14, 2025	[99]
<b>A Real-World District Community Platform as a Cyber-Physical-Social Infrastructure System in the Energy Domain</b> <i>J. Galenzowski</i> , S. Waczowicz, S. Meisenbacher, R. Mikut, V. Hagenmeyer <i>Proceedings of the 10th ACM International Conference on Systems for Energy-Efficient Buildings, Cities, and Transportation (BuildSys '23)</i> , 2023	[100]
<b>A new Data-Driven Approach for Comparative Assessment of Baseline Load Profiles Supporting the Planning of Future Charging Infrastructure</b> <i>J. Galenzowski</i> , S. Waczowicz, V. Hagenmeyer <i>Companion Proceedings of the 14th ACM International Conference on Future Energy Systems (e-Energy '23)</i> , 2023	[101]
<b>Automation Level Taxonomy for Time Series Forecasting Services: Guideline for Real-World Smart Grid Applications</b> <i>(S. Meisenbacher, J. Galenzowski)</i> <sup>7</sup> , K. Förderer, W. Suess, S. Waczowicz, R. Mikut, V. Hagenmeyer <i>Proceedings of the 4th Energy Informatics Academy Conference (ELA 2024)</i> , 2025	[102]
<b>Field Survey of Wireless M-Bus Encryption for Energy Metering Applications in Residential Buildings</b> F. Hiller v. Gaertringen, <i>J. Galenzowski</i> , K. Bao, S. Waczowicz, V. Hagenmeyer <i>ACM SIGENERGY Energy Informatics Review</i> , Bd. 4, 2024	[103]
<b>Smart Charging of Electric Vehicles with Cloud-based Optimization and a Lightweight User Interface: A Real-World Application in the Energy Lab 2.0</b> S. Meisenbacher, K. Schwenk, <i>J. Galenzowski</i> , S. Waczowicz, R. Mikut, V. Hagenmeyer <i>Proceedings of the Twelfth ACM International Conference on Future Energy Systems (e-Energy '21)</i> , 2021	[104]

<sup>7</sup> Geteilte Erstautorenschaft

---

**A Lightweight User Interface for Smart Charging of Electric Vehicles: A Real-World Application** [105]

S. Meisenbacher, K. Schwenk, **J. Galenzowski**, S. Waczowicz, R. Mikut, V. Hagenmeyer  
*Proceedings of the 9th International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies (ICSGCE)*, 2021

---

**Demand Response in Smart Districts: Model Predictive Control of Building Cooling** [106]

P. Zwickel, M. Frahm, **J. Galenzowski**, K.-H. Hafele, H. Maaß, S. Waczowicz, V. Hagenmeyer  
*Proceedings of the 2022 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, 2022

---

**Characterization of grid-oriented control of heat pumps via SG-Ready** [107]

S. Beichter, A.-C. Süß, **J. Galenzowski**, J. Dillmann, S. Dietze, R. Mikut, S. Waczowicz, V. Hagenmeyer  
*Proceedings of the 28th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED)*, 2025

---

**Towards a Real-World Dispatchable Feeder** [108]

S. Beichter, M. Beichter, D. Werling, **J. Galenzowski**, V. Weise, C. Hildenbrand, F. Wiegel, R. Mikut, S. Waczowicz, V. Hagenmeyer  
*Proceedings of the 2023 IEEE Workshop on the Electronic Grid (eGRID)*, 2023

---

**BEOP: A Framework enabling high-resolution validation of real-world energy management systems** [109]

S. Beichter, M. Beichter, A. Nöthel, J. Pinter, **J. Galenzowski**, K. Förderer, F. Wiegel, T. Moser, S. Waczowicz, R. Mikut, V. Hagenmeyer  
*Proceedings of the 2025 IEEE 16th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, 2025

---

**Grid-Supportive Load Control in DC Microgrids Using Hysteresis-Based Voltage Regulation** [110]

Ö. Ekin, **J. Galenzowski**, G. De Carne, V. Hagenmeyer  
*Proceedings of the 2025 IEEE PowerTech*, 2025

---

**Resilienz im Quartier** [111]

M. Reim, M. Kröner, J. Zanger, B. Krautkremer, M. Beil, M. Kühnbach, M. Albiez, **J. Galenzowski**, V. Stelzer, H. Trenks  
*Forschungsverbund Erneuerbare Energien*, 2024

---

**Geothermal energy harvesting potential of a water/brine groundsource heat pump: system modeling and experimental validation** [112]

E. Tajalli-Ardekani, S. Beichter, **J. Galenzowski**, F. Linde, L. Spatafora, S. Waczowicz, V. Hagenmeyer  
*In preparation*, 2025

---

**Tabelle 1.1.:** Die Tabelle zeigt die vom Autor dieser Doktorarbeit verfassten oder mitverfassten Publikationen. Die Beiträge sind nach ihrer Relevanz für die vorliegende Doktorarbeit sortiert und enthalten die jeweilige Position des Autors **J. Galenzowski**, den Erscheinungsort, das Jahr sowie die entsprechende Referenz im Literaturverzeichnis.





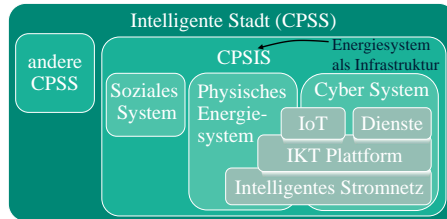
## 2. Systemtheoretische Fundierung und Abgrenzung von Quartieren

Ziel von Kapitel 2 ist es, die Rolle von Quartieren als räumliche, organisatorische und funktionale Einheit für Planung, Betrieb und Integration energetischer Infrastrukturen präzise zu bestimmen. Zunächst wird in Abschnitt 2.1 die systematische Modellierung von Quartieren als CPSIS eingeführt. Darauf aufbauend erläutert Abschnitt 2.2 die Bedeutung von Quartieren im Energiesektor. In Abschnitt 2.3 erfolgt eine terminologische und funktionale Abgrenzung gegenüber anderen Formen gemeinschaftlich betriebener Energieanlagen, um konzeptuelle Klarheit zu schaffen. Schließlich wird in Abschnitt 2.4 die Kategorie des *energietechnischen Quartiers* entwickelt, die im weiteren Verlauf der Arbeit als zentrales Konzept dient. Die Ergebnisse aus Kapitel 2 werden abschließend in Abschnitt 2.5 zusammengefasst.

### 2.1. Quartiere als cyber-physisch-soziale Infrastruktur-Systeme

Die vorliegende Doktorarbeit nähert sich dem Quartier aus einer systemischen Perspektive und versteht es als ein cyber-physisches-soziales Infrastruktursystem (CPSIS). Die in Abschnitt 2.1 entwickelte Perspektive basiert auf dem von Galenzowski u. a. [100] vorgestellten konzeptionellen Rahmen, der das Quartier als ein CPSIS begreift. Ein CPSIS integriert technische Infrastrukturen (z. B. Energieanlagen, Netze), digitale Steuerungs- und Kommunikationssysteme sowie soziale Komponenten (z. B. Nutzerverhalten, beteiligte Interessensträger). Die drei Systemebenen, die Cyber-Ebene, die physische Ebene und die soziale Ebene, sind eng miteinander verknüpft und bilden die Grundlage für eine ganzheitliche Betrachtung von Energiesystemen im Quartierskontext. Das CPSIS basiert auf der Weiterentwicklung des klassischen CPS, das die Integration physischer und digitaler Komponenten beschreibt [113]. In Kombination mit dem Verständnis des Energiesystems als sozio-technisches System [114] wurde dieses CPS Konzept um die soziale Dimension erweitert. Systeme, die die Cyber-, die physische und die soziale Ebene gemeinsam abbilden, werden in der Literatur als cyber-physisches-soziales System (CPSS) bezeichnet [115]. Das in dieser Arbeit verwendete CPSIS stellt eine spezifische Ausprägung des CPSS dar, die auf Infrastruktursysteme fokussiert ist und damit physische, digitale und soziale Komponenten im Kontext quartiersbezogener

Energiesysteme systematisch zusammenführt. Insbesondere in den Bereichen intelligenter Städte (Smart Cities), intelligenter Stromnetze (Smart Grids) und Energiequartiere gewinnt das erweiterte CPSIS-Systemverständnis zunehmend an Bedeutung [21].



**Abbildung 2.1.:** Beziehung der Terminologien cyber-physisches-soziales Infrastruktursystem (CPSIS), cyber-physisches-soziales System (CPSS), Informations- und Kommunikationstechnik-Plattform (IKTP) und Internet der Dinge (IoT). Adaptiert aus Galenzowski u. a. [100].

Ein Quartier als CPSIS umfasst drei grundlegende Systemebenen und den verbindenden Infrastrukturaspekt:

1. **Cyber-Ebene:** Die Cyber-Ebene umfasst Steuerungssysteme, Sensorik, Automatisierung, Datenverarbeitung sowie Informations- und Kommunikationstechnik-Plattform (IKTP). Das Internet der Dinge (IoT) fungiert als zentrales Bindeglied zur physischen Ebene.
2. **Physische Ebene:** Dazu zählen Energieerzeugungs- und -verbrauchsanlagen, Netze (z. B. Strom, Wärme, Gas) sowie bauliche Strukturen.
3. **Soziale Ebene:** Hierzu gehören individuelle und kollektive Akteursstrukturen, Beteiligungsprozesse, Nutzerverhalten sowie normative und institutionelle Rahmenbedingungen.
4. **Infrastrukturaspekt:** Das Energiesystem ist eine spezielle Form des CPSS, da es ein grundlegendes System für die Funktion von Gesellschaft ist und somit ein infrastrukturelles System darstellt.

Die drei Systemebenen stehen in permanenter Wechselwirkung: Physische Prozesse generieren Daten, die durch die digitale Ebene erfasst, verarbeitet und für die Regelung genutzt werden. Soziale Akteure setzen durch ihr Verhalten, ihre Entscheidungen oder institutionelle Rahmenbedingungen wiederum Impulse, die auf die physische wie die digitale Ebene zurückwirken. Die in Kapitel 2 etablierte Perspektive des Quartiers als cyber-physisches-soziales Infrastruktursystem (CPSIS) dient im weiteren Verlauf dieser Arbeit als Referenzrahmen für die Analyse von Betriebsstrategien, die Entwicklung von Softwarediensten für den Betrieb von Quartieren sowie die Beschreibung der Herangehensweise bei der Forschung zu technischen Problemstellungen in Reallaboren. Dabei wird auf das in Abschnitt 2.1 entwickelte Konzept des CPSIS regelmäßig Bezug genommen, um die systemischen Zusammenhänge und Wechselwirkungen nachvollziehbar darzustellen.

## 2.2. Konkretisierung der Rolle von Quartieren im Energiesektor

Der Begriff Quartier wird in unterschiedlichen Disziplinen verwendet und jeweils spezifisch interpretiert. Die vorliegende Arbeit konzentriert sich auf die Perspektive des Energiesektors. Das Ziel einer Quartiersdefinition im Energiesektor besteht in der Bestimmung der Subsysteme, der Systemgrenze und des Supersystems nach Stand der Technik gemäß VDI 2221 [36] (siehe auch Abschnitt 1.2.2). Eine klare und eindeutige Definition soll die Planung, den optimierten Betrieb, und die wissenschaftliche Analyse von energietechnischen Quartieren ermöglichen.

Im Folgenden wird die Rolle von Quartieren im Energiesektor vorgestellt. Kernmerkmale der Quartiersdefinitionen im Energiesektor aus der Literatur (siehe Abschnitt 1.2) sind:

- der räumliche Zusammenhang,
- der gemeinsame Betrieb energietechnischer Anlagen und
- das Darstellen einer Untergruppe einer größeren administrativen Einheit.

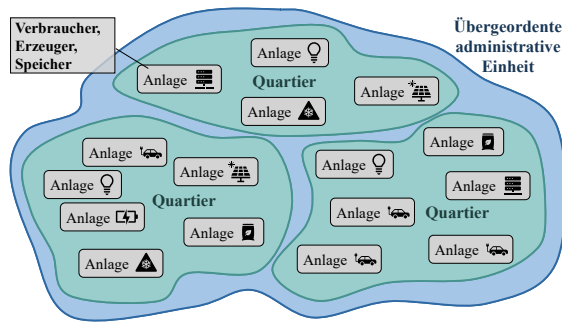
Die in der vorliegenden Doktorarbeit betrachteten Quartierskonzepte beziehen sich auf energiesektorbezogene Anwendungen. Energiesektorbezogene Anwendungen sind untrennbar mit Energieanlagen verknüpft (siehe *Definition der Energieanlage gemäß § 3 Nr. 15 EnWG*), die Energie erzeugen, verbrauchen, speichern, übertragen oder umwandeln [9, 101]. Beispiele hierfür sind Photovoltaiksysteme, Batteriespeicher, Elektrofahrzeuge, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Windenergieanlagen, Wärmepumpen, Kältemaschinen und thermische Energiespeicher [9]. Diese Anlagen bilden die Grundlage für die Erreichung von Zielen wie Lastverschiebung, Lastreduktion oder Lasterhöhung (siehe auch Kapitel 6).

### Definition der Energieanlage gemäß § 3 Nr. 15 EnWG

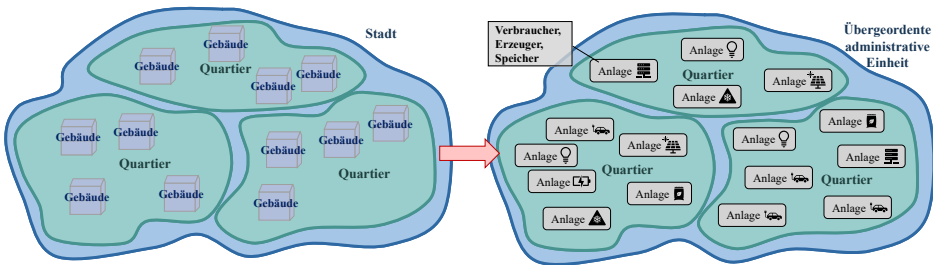
Anlage zur **Erzeugung**, **Speicherung**, Fortleitung oder **Abgabe** von Energie [...]

Das Quartier, verstanden als durch den gemeinsamen Betrieb gebildete Gruppe von Energieanlagen und zugleich als Untergruppe einer größeren administrativen Einheit, ist in Abbildung 2.2 dargestellt.

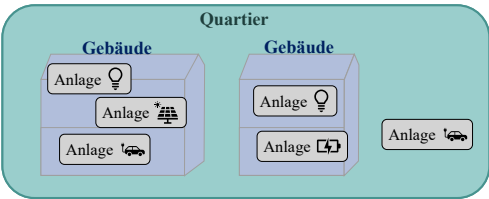
Mit dem Quartierverständnis als Gruppe von Energieanlagen ist zudem das Verhältnis von Quartier und Anlage zu Gebäuden zu klären. Die vorliegende Doktorarbeit präzisiert hierzu bestehende gebäudebezogene Definitionen und ergänzt eine anlagenbezogene Definition (siehe Abbildung 2.3). Anlagen können, aber müssen nicht weiterhin zu Gebäuden zugeordnet werden (siehe Abbildung 2.4). Der Fokus auf die Anlage stellt klar: Innerhalb eines Gebäudes kann es mehrere Anlagen geben, und Anlagen können im Quartier existieren, ohne eindeutig einem Gebäude zugeordnet zu sein. Das Beispiel *Gebäude* ist explizit zu nennen, da es in vielen Quartiersdefinitionen und Gesetzen vorkommt. Neben Gebäuden gibt es noch eine Vielzahl an alternativen Arten, Anlagen innerhalb von Quartieren noch zu gruppieren. Derartige Untergruppen sind allerdings



**Abbildung 2.2.:** Visuelle Darstellung des Quartiersbegriffs im Energiesektor. Quartiere werden als Gruppen charakterisiert, die sich durch den gemeinsamen Betrieb energietechnischer Anlagen bilden und zugleich eine Untergruppe einer größeren administrativen Einheit darstellen. Adaptiert aus Galenzowski u. a. [99].



**Abbildung 2.3.:** Notwendige Erweiterung des Quartiersbegriffs für die Anwendbarkeit im Energiesektor aufgrund der inhärenten Verknüpfung der Ziele von Quartieren im Energiesektor mit Anlagen. Fokus auf Anlagen statt Gebäude und auf eine allgemeinere Formulierung der übergeordneten Einheit.



**Abbildung 2.4.:** Die Abbildung zeigt die Einordnung der Zwischenebene *Gebäude*, die in den meisten Gesetzen verwendet wird (siehe Abschnitt 1.2). Innerhalb eines Gebäudes kann es mehrere Anlagen geben und Anlagen können im Quartier existieren, ohne eindeutig einem Gebäude zugeordnet zu sein.

nicht erforderlich für die Definition eines Quartiers und entstehen aus anderen Motivationen. Eine Motivation für eine Untergruppe könnte etwa sein, dass ein Besitzer mehrerer Anlagen diese zusätzlich noch in einem eigenen Gebäudeenergiemanagement verwalten will. Für das Quartier wären dies dennoch einfache Anlagen des Quartiers, die lediglich durch Randbedingungen des Gebäudeenergiemanagements eingeschränkter sind. Solche Untergruppen werden im Rahmen der Klärung des Quartiersbegriffes außen vor gelassen.

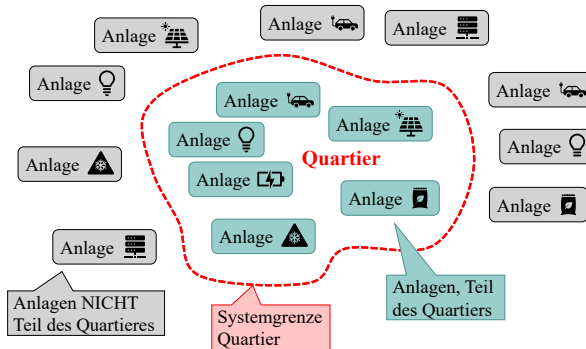
Bezüglich der übergeordneten Einheit beziehen sich verwandte Arbeiten auf die Gesamtstadt oder den Stadtteil, siehe Abschnitt 1.2. Für eine allgemeinere Definition, die auch nichtstädtische Quartiere umfasst, sollte statt *Stadtteil* von einer übergeordneten administrativen Einheit gesprochen werden. Eine Übersicht über verschiedene in der Bundesrepublik Deutschland existierende administrative Einheiten wird in Abschnitt 3.1 vorgestellt. Damit ergibt sich zusammenfassend gemäß der Neudefinition der vorliegenden Doktorarbeit:

#### **Notwendige Definition des Quartiers im Energiesektor**

Ein **Quartier** stellt eine **Untereinheit** einer übergeordneten **administrativen Einheit** dar, welche mehr als eine **energietechnische Anlage** beinhaltet.

Eine zentrale Herausforderung besteht darin, zu entscheiden, welche Anlagen einem bestimmten Quartier zugeordnet werden und welche außerhalb dieser Systemgrenze liegen (siehe Abbildung 2.5). Jeder Ansatz zur Zusammenfassung von Anlagen erfordert daher eine explizite Regelung der Zuordnung: Es muss eindeutig festgelegt werden, zu welcher Anlagengruppe jede einzelne Anlage zugewiesen wird. Die dafür notwendigen Systemgrenzen basieren auf definierten Kriterien, die sich je nach fachlichem Kontext oder Anwendung unterscheiden können, aber unerlässlich für die Kohärenz, Vergleichbarkeit und operative Umsetzbarkeit der jeweiligen Quartierskonzepte sind.

Eine solche Systemgrenze stellt zwar eine notwendige Voraussetzung dar, genügt jedoch nicht allein, um eine Gruppe von Anlagen als Quartier im energietechnischen Sinne zu qualifizieren. Erst wenn diese Abgrenzung mit einer übergeordneten konzeptionellen Einbettung verbunden ist, etwa durch eine interdisziplinäre Perspektive oder einen stadtplanerischen Bezug, kann von einem echten Quartiersansatz gesprochen werden. Daraus ergibt sich die anschließende Frage, worin sich Quartiere von anderen Formen der gemeinsamen Anlagenbetrachtung unterscheiden.



**Abbildung 2.5.:** Illustration des Ziels einer Quartiersdefinition im Energiesektor. Dargestellt ist die Festlegung einer Systemgrenze, innerhalb derer ausgewählte Anlagen als Teil eines Quartiers betrachtet werden, während andere Anlagen explizit ausgeschlossen sind. Die Abgrenzung definiert, welche Anlagen gemeinsam als funktionale Einheit für Planung, Betrieb und Regelung betrachtet werden.

### 2.3. Abgrenzung von Quartieren zu anderen Formen der Anlagengruppierung

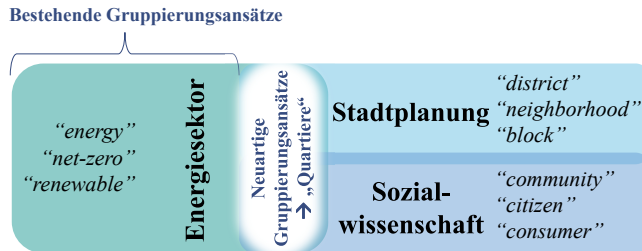
Mit der Frage nach übergeordneten administrativen Einheiten (wie Stadtteilen) und möglichen Untereinheiten (wie Gebäuden) wurde bereits herausgearbeitet, dass mehrere Ansätze zur Gruppierung von Anlagen existieren. Auf derselben Granularitätsstufe wie Quartiere gibt es alternative Ansätze zur Gruppierung von Anlagen. Es stellt sich die Frage, was einen Ansatz als Quartiersansatz auszeichnet. Die vorliegende Arbeit betrachtet die Interdisziplinarität der verwendeten Terminologie als entscheidendes Merkmal für die Identifikation eines Ansatzes als Quartieransatz. Der Begriff Quartier selbst entstammt der Stadtplanung und bezeichnet ein Viertel oder eine Gegend einer Stadt (siehe *Quartierdefinition gemäß Duden*).

#### Quartierdefinition gemäß Duden

**Quartier** gemäß Duden 2) **Viertel** [116] im Sinne 2a) **Stadtteil**; **Gegend einer Stadt** [117]

Auch die in Abschnitt 1.2 eingeführten Konzepte, auf EU-Ebene wie REC, CEC und PED, weisen das Merkmal interdisziplinärer Terminologie auf (siehe Tabelle A.1). Quartierskonzepte zeichnen sich dadurch aus, dass sie in ihrer Bezeichnung mindestens einen Begriff aus der Stadtplanung oder den Sozialwissenschaften enthalten. So stammen die verwendeten Begriffe beispielsweise neben denen des Energiesektors (z. B. **energy**, **net-zero**, **renewable**) aus der Stadtplanung (z. B. **district**, **neighborhood**, **block**) und den

Sozialwissenschaften (z. B. **community**, **citizen**, **consumer**). Damit unterscheiden sie sich von bestehenden Gruppierungsansätzen im Energiesektor, etwa Microgrids (sofern diese keinen Zusatz wie *Community* aufweisen). Die Neuartigkeit ist in Abbildung 2.6 visualisiert.



**Abbildung 2.6.:** Das Neue an der Definition von Quartierskonzepten besteht darin, im Energiekontext auf Begriffe aus der Stadtplanung oder den Sozialwissenschaften zurückzugreifen. Ein PED kombiniert beispielsweise **positive energy** (ein Konzept aus dem Energiesektor) mit **district** (einen Begriff aus der Stadtplanung). Adaptiert aus Galenzowski u. a. [99].

#### Interdisziplinäre Definition des Quartiers

Damit ein Ansatz gemäß der vorliegenden Doktorarbeit als **Quartiersansatz** zählt, muss er in seiner Bezeichnung mindestens einen Begriff aus einer **anderen Disziplin** als dem Energiesektor enthalten (z. B. aus Stadtplanung oder Sozialwissenschaft).

Die Terminologie von Quartierskonzepten ist also aus anderen Disziplinen entlehnt (siehe *Interdisziplinäre Definition des Quartiers*). Die vorliegende Doktorarbeit untersucht, wie dies mit der Art, wie die Systemgrenze festgelegt wird (siehe Abbildung 2.5) aussieht.

## 2.4. Entwicklung des Begriffes energietechnisches Quartier

Ein Ziel der vorliegenden Doktorarbeit besteht darin, die in der Literatur existierenden unterschiedlichen Gruppierungsansätze für Anlagen im Quartierskontext zu identifizieren und nach Ursprung des Gruppierungsansatzes zu ordnen. Dabei wird keine vollständige Quantifizierung der Häufigkeit der Verwendung verschiedener Ansätze angestrebt, sondern vielmehr die Vielfalt der bestehenden Herangehensweisen veranschaulicht.

Bei der Analyse von Ansätzen, die den aufgestellten Kriterien zur Gruppierung von energietechnischen Anlagen inklusive klarer Systemgrenzen (Abschnitt 2.2) und der interdisziplinären Terminologie (Abschnitt 2.3) genügen, können zwei Fälle auftreten: Die Systemgrenze ist nach einer aus dem Energiesektor entstammenden Logik festgelegt

oder die Systemgrenze ist nach einer aus einer anderen Disziplin stammenden Logik festgelegt. Wird die Kombination von Terminologie und Systemgrenzen betrachtet, können damit die in Tabelle 2.1 dargestellten Fälle auftreten.

Fall	Bezeichnung	Terminologie interdisziplinär	Systemgrenze interdisziplinär
1.)	Energietechnisches Quartier	✓	✓
2.)	Energiesektorbasierte Anlagengruppe mit interdisziplinärer Terminologie	✓	✗

**Tabelle 2.1.:** Unterscheidung der beiden zentralen Konzepte der vorliegenden Arbeit: *energietechnisches Quartier* und *energiesektorbasierte Anlagengruppe mit interdisziplinärer Terminologie*. Die Gegenüberstellung erfolgt anhand der verwendeten Terminologie und der zugrunde liegenden Logik zur Wahl der Systemgrenze.

Im Fall 1 handelt es sich zweifelsfrei um einen neuartigen, interdisziplinären Ansatz. Er wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit gemäß der *Definition des energietechnischen Quartiers* als *energietechnisches Quartier* bezeichnet. Das Prinzip des energietechnischen Quartiers ist in Abbildung 2.7 dargestellt.

#### Definition des energietechnischen Quartiers

Ein **energietechnisches Quartier** erweitert die *Notwendige Definition des Quartiers im Energiesektor*, als Gruppierung von Anlagen, mit nicht nur einer interdisziplinären Terminologie (siehe *Interdisziplinäre Definition des Quartiers*), sondern auch mit der Wahl der **Systemgrenzen** aufgrund einer **anderen Disziplin** als dem Energiesektor selbst.

Fall 2 hingegen bedeutet eine Nichtübereinstimmung der Terminologie bzw. des Neuheitsanspruchs mit der verwendeten Methodik zur Auswahl der teilnehmenden Anlagen. Im Fall 2 handelt es sich auch bei Ansätzen mit interdisziplinärer Terminologie (siehe *Interdisziplinäre Definition des Quartiers*) nicht um Quartiere im Sinne des Energiesektors. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird Fall 2 gemäß der *Definition der energiesektorbasierten Anlagengruppe* als *energiesektorbasierte Anlagengruppe mit interdisziplinärer*





**Abbildung 2.7.:** Illustration eines energietechnischen Quartiers. Dargestellt ist die Abgrenzung einer Gruppe von Energieanlagen, deren Systemgrenze nicht nach einer rein technischen Logik des Energiesektors, sondern nach Konzepten aus der Stadtplanung oder den Sozialwissenschaften festgelegt wird. Ein energietechnisches Quartier erweitert damit die *Notwendige Definition des Quartiers im Energiesektor*, indem es nicht nur eine interdisziplinäre Terminologie (siehe *Interdisziplinäre Definition des Quartiers*) verwendet, sondern auch die Wahl der Systemgrenzen auf eine andere Disziplin als den Energiesektor stützt und damit die *Definition des energietechnischen Quartiers* erfüllt. Details zur Vielfalt bestehender interdisziplinärer Ansätze zur Systemgrenzwahl (z. B. Statistische Quartiere, Census Blocks, IRIS oder statistische Blöcke) siehe Kapitel 3.

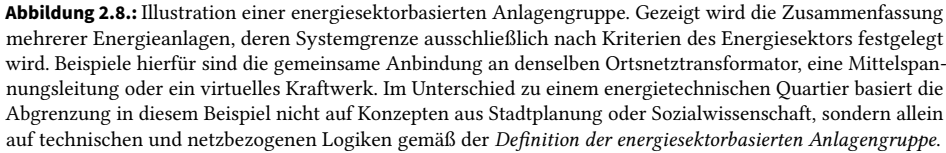
*Terminologie* abgegrenzt. Das Prinzip der energiesektorbasierten Anlagengruppe mit interdisziplinärer Terminologie ist in Abbildung 2.8 dargestellt.

#### Definition der energiesektorbasierten Anlagengruppe

Eine **energiesektorbasierte Anlagengruppe** mit interdisziplinärer Terminologie erfüllt die Forderung nach **Gruppierung von Anlagen** (siehe *Notwendige Definition des Quartiers im Energiesektor*) und der Verwendung **interdisziplinärer Terminologie** (siehe *Interdisziplinäre Definition des Quartiers*). Gegenüber einem energietechnischen Quartier (siehe *Definition des energietechnischen Quartiers*) sind die **Systemgrenzen** jedoch basierend auf bestehenden Ansätzen aus dem **Energiesektor** festgelegt.

Dem Zustandekommen energiesektorbasierter Anlagengruppen mit interdisziplinärer Terminologie können mehrere Motivationen zugrundeliegen:

**Motivation I.** Die **Systemgrenze** wurde nach einer aus dem **Energiesektor** stammenden Logik festgelegt. Zusätzlich soll hervorgehoben werden, dass in **anderen Aspekten** des Projekts als der Anlagenauswahl etwas **neuartig** umgesetzt wurde. Dies kann sich etwa auf die Art der Finanzierung oder der Bürgerbeteiligung beziehen.



In allen Literaturbeiträgen, in denen Motivation I identifiziert werden kann, sollte ganz eindeutig beschrieben sein, nach welcher Logik aus dem Energiesektor die Systemgrenzen festgelegt wurden. Zusätzlich kann mit Motivation I kein technischer Mehrwert für den Energiesektor behauptet werden, da sich die Neuheit nicht auf einen, wie in Abschnitt 2.2 definierten, Quartiersbegriff im Energiesektor bezieht.

**Motivation II.** Die **Systemgrenze** ist nach einer aus dem **Energiesektor** stammenden Logik festgelegt, und es werden auch **nur technische Aspekte** betrachtet. Interdisziplinäre Terminologie wird aufgrund der Auffindbarkeit, der weiteren Verbreitung und **aufgrund der Popularität** von Begriffen wie *Quartier* verwendet.

Beispiel mit Motivation II: Es wurde ein Algorithmus entwickelt, der alle an einem privaten Netzabschnitt liegenden Anlagen gemeinsam optimiert und dies als Quartier bezeichnet. Der Fokus der Publikation liegt jedoch ausschließlich auf der technischen Optimierung. Der Netzabschnitt wurde weder aufgrund interdisziplinärer Ansätze ausgewählt noch wird ein Geschäftsmodell konkretisiert, welches eine gemeinsame Investition bedeutet. Der einzige Aspekt ist, dass es sich um mehrere Anlagen und Gebäude handelt, die innerhalb einer Stadt liegen. Aus der Perspektive des Energiesektors sowie aus der Sicht des Investments lässt sich das betreffende Gebiet nicht als Quartier klassifizieren.

Im Fall der Motivation II sollte ebenfalls klargemacht werden, nach welcher Logik die enthaltenen Anlagen ausgewählt wurden. Auch sollte klar herausgearbeitet werden, warum der Quartiersbegriff verwendet wurde. Es muss kritisch hinterfragt werden, aus welchem Grund der Quartiersbegriff passend ist, wenn weder die Auswahl der Anlagen noch die nichttechnischen Anwendungen des Begriffs klar sind.

## 2.5. Zusammenfassung und Diskussion

In Kapitel 2 wurde eine systemtheoretische Beschreibung hergeleitet, die zeigt, wie Quartiere im Energiesektor als CPSIS zu verstehen sind, welche physische, digitale und soziale Komponenten in einem infrastrukturellen Rahmen integrieren. Aufbauend auf dieser Perspektive wurde der Quartiersbegriff präzisiert, indem bestehende gebäudebezogene Definitionen um eine anlagenbezogene Sichtweise ergänzt wurden. Dadurch wird das Verhältnis von Quartier, Anlage und Gebäude eindeutig gefasst und zugleich eine allgemeinere Formulierung der übergeordneten administrativen Einheit eingeführt.

Die Analyse verdeutlicht, dass eine bloße Systemgrenze nicht ausreicht, um von einem Quartier im energietechnischen Sinn zu sprechen. Erst die Verwendung interdisziplinärer Terminologie und Methodik zur Festlegung der Systemgrenzen rechtfertigt den Anspruch eines Quartierskonzepts. Hieraus ergibt sich die Unterscheidung zwischen *energietechnischen Quartieren*, die sowohl eine interdisziplinäre Terminologie als auch eine interdisziplinär begründete Wahl der Systemgrenzen aufweisen, und *energiesektorbasierten Anlagengruppen mit interdisziplinärer Terminologie*, deren Gruppierungslogiken allein auf Ansätzen des Energiesektors beruhen. Die in Kapitel 2 entwickelte Differenzierung schafft konzeptionelle Klarheit und bildet die Grundlage für die weiteren Analysen im Quartierskontext.



### **3. Interdisziplinäre Systemgrenzen aus Stadtplanung und Sozialwissenschaften**

Ziel von Kapitel 3 ist es, eine systematische Grundlage für die Definition geeigneter Quartiersgrenzen in Deutschland zu erarbeiten. Hierfür werden zunächst übergeordnete administrative Einheiten betrachtet (Abschnitt 3.1), um die übergeordnete Maßstabebene abzugrenzen und einzuordnen, welche Ebenen größenmäßig oberhalb typischer Quartiere liegen. Da in Deutschland bislang keine bundeseinheitliche Quartierseinteilung existiert, wird anschließend untersucht, ob vergleichbare Konzepte vorliegen. Zwar wurde auch in Deutschland ein quartiersbasierter Ansatz für den Rahmen des Zensus 2022 diskutiert [118], jedoch im Gegensatz zu zahlreichen anderen Ländern, nicht angewendet. Daher werden zunächst Referenzkonzepte auf einer räumlichen Granularitätsebene untersucht, die einem Quartier vergleichbar ist (Abschnitt 3.2). Daran anschließend zeigt Abschnitt 3.3, dass Quartierseinteilungen international weit verbreitet und als planungsrelevante Raumeinheiten etabliert sind. Auch im deutschsprachigen Raum: Deutschland, Österreich und Schweiz (DACH-Raum) kommen solche Einteilungen zum Einsatz. Anhand ausgewählter Städte wird exemplarisch dargestellt, wie Quartierseinteilungen dort bereits umgesetzt wurden (Abschnitt 3.4). Daraufhin wird diskutiert, wie eine methodisch saubere Einteilung von Quartieren für Deutschland aussehen könnte. Hierzu werden bestehende stadtplanerische Ansätze vorgestellt (Abschnitt 3.5). Abschließend wird eine konsolidierte Methodik zur Wahl geeigneter Systemgrenzen dargestellt (Abschnitt 3.6). Diese erlaubt eine übertragbare und klar definierte Anwendung zur Definition von Quartiersgrenzen. Dabei wird auch auf typische Größenordnungen und zentrale Abgrenzungskriterien eingegangen.

#### **3.1. Übergeordnete administrative Einheiten in Deutschland**

Wie in Abschnitt 2.2 eingeführt, sind Quartiere Untereinheiten größerer administrativer Einheiten (siehe auch *Notwendige Definition des Quartiers im Energiesektor*). In Abschnitt 3.1 werden die übergeordneten administrativen Einheiten vorgestellt. Für alle

administrativen Einheiten, für die bundesweit Daten verfügbar sind, werden bundesweite Daten genutzt. Dabei ist vorrangig die flächenmäßige Ausdehnung von Interesse. Bei jenen Einheiten, bei denen keine bundesweiten Daten vorliegen, wird Karlsruhe als Beispiel herangezogen. Ergänzend zu Tabelle 3.1 sind die genannten Einheiten auch kartografisch dargestellt: die Bundesländer in Abbildung A.2, die Stadt- und Landkreise in Abbildung A.3, die Postleitzahlengebiete in Abbildung A.4 sowie die Stadtteile in Abbildung A.5.

Administrative Einheit	Fläche $\bar{f}$	$n_{BRD}$	Beispiel	Quelle
Staat	357 682 km <sup>2</sup>	1	Bundesrepublik Deutschland	[119]
Bundesland	22 341 km <sup>2</sup>	16	Baden-Württemberg	[120]
Stadt- und Landkreis	894 km <sup>2</sup>	400	Karlsruhe, Stadt	[120]
PLZ-Gebiet	44 km <sup>2</sup>	8170	76131	[121]
Gemeinde	34 km <sup>2*</sup>	n. a.	Eggenstein-Leopoldshafen	[122]
Stadtteil	6 km <sup>2*</sup>	n. a.	Oststadt	[123]

**Tabelle 3.1.:** Übersicht über die administrativen Einheiten in Deutschland. Dargestellt sind die durchschnittliche Fläche  $\bar{f}$ , die Anzahl der Einheiten auf Bundesebene  $n_{BRD}$ , ein konkretes Beispiel sowie die jeweilige Quelle. Einheiten, für die keine bundesweit flächendeckenden Daten vorliegen, sind mit einem Sternchen (\*) gekennzeichnet. Dazu zählen etwa Gemeinden als Untereinheiten von Landkreisen (in Tabelle beispielhaft Gemeinden im Landkreis Karlsruhe) sowie Stadtteile als Untereinheiten von Städten (in Tabelle beispielhaft Stadtteile der Stadt Karlsruhe). Für Einheiten ohne verfügbare GIS-Flächen wurden Werte anhand der Gesamtfläche der BRD  $\bar{f} = 357\,682\text{ m}^2$  [119] skaliert. Beispielsweise, wenn sie nur für eine Region verfügbar waren:  $n_{BRD} = \bar{f}_{BRD} / \bar{f}_{Region} \cdot n_{Region}$ . Wobei  $\bar{f}_{Region}$  die Fläche der Region und  $n_{Region}$  die Anzahl der Einheiten in der Region angibt. Ebenso wurden Werte gemäß  $\bar{f} = \bar{f}_{Region} / n_{Region}$  berechnet, wenn nur eine Anzahl, jedoch keine durchschnittliche Fläche verfügbar war.

Die identifizierten administrativen Einheiten folgen einer klaren Hierarchie, in der jede Ebene räumlich über der darunterliegenden angesiedelt ist. Mit zunehmender Ebene vergrößern sich die Flächen nicht nur schrittweise, sondern in der Regel um ganze Zehnerpotenzen. So ist die Fläche eines Bundeslandes nicht lediglich doppelt so groß wie die eines Landkreises, sondern meist um ein Vielfaches größer. Die kleinsten administrativen Einheiten innerhalb dieser Hierarchie, stellen Gemeinden als Untereinheiten von Landkreisen sowie Stadtteile als Untereinheiten von Städten dar. Insofern bilden Gemeinden und Stadtteile die unterste Ebene der übergeordneten administrativen Einheiten, denen Quartiere zugeordnet werden können.

## 3.2. Referenzkonzepte auf Granularitätsebene eines Quartiers

Abschnitt 3.2 identifiziert und beschreibt bestehende Referenzkonzepte, die eine räumliche Granularität unterhalb der Ebene der Stadtteile aufweisen und somit eine potenzielle Grundlage für die Abgrenzung energietechnischer Quartiere bilden können. Abschnitt 3.2 vergleicht exemplarisch vier in Deutschland verfügbare raumbezogene Gruppierungseinheiten, nämlich Flächennutzungspläne, Bodenrichtwertzonen, Zensus-Gitterzellen und Flurstücke, hinsichtlich ihrer Granularität, ihres Anwendungszwecks in Stadtplanung und Sozialwissenschaften sowie ihrer energietechnischen Relevanz. Eine tabellarische Übersicht der raumbezogenen Gruppierungseinheiten ist in der nachfolgenden Tabelle 3.2 zu finden.

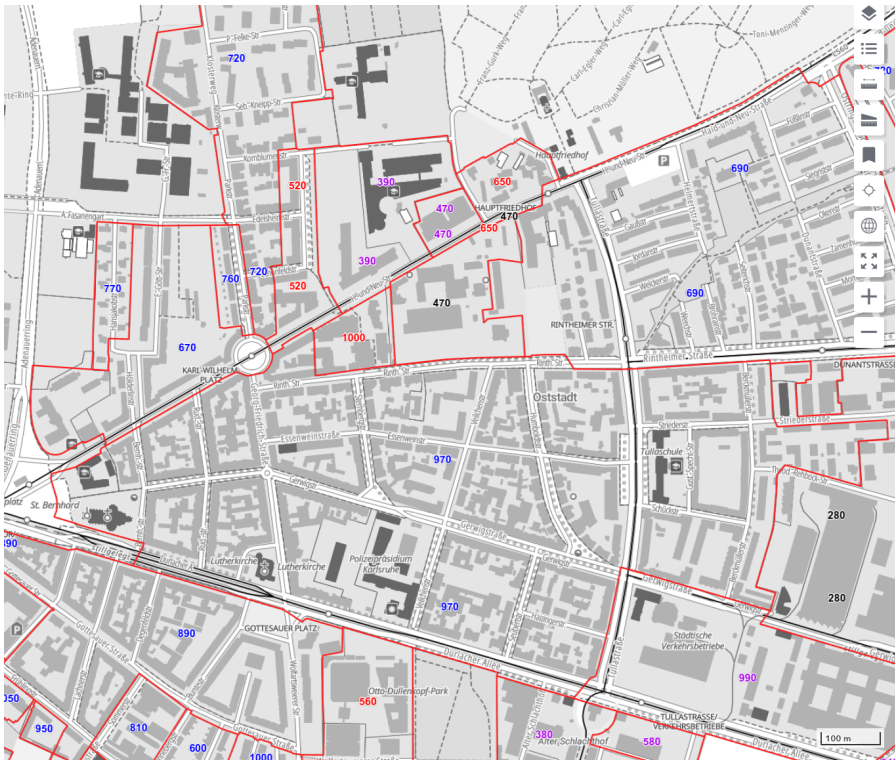
Fachbezeichnung	$\bar{f}$	$n_{BRD}$	Beispiel	Quelle
Flächennutzungsplan AROK Fläche	$\sim 0,256 \text{ km}^2^*$	$\sim 14\,000\,000^*$	- keine Differenzierung - besonderes Wohngebiet - Parkanlage - Hochschulgebiet	[124]
Bodenrichtwertzonen BORIS-D	-	-	Nr. 36206189	[125]
Volkszählung Gitterzellen Zensus 2022	$0,010 \text{ km}^2$	-	-	[126]
Flurstücke ALKIS	$\sim 0,006 \text{ km}^2^*$	$\sim 65\,000\,000$	Nr. 2163	[127]

**Tabelle 3.2.:** Ausgewählte Referenzkonzepte. Dargestellt sind die mittlere Fläche  $\bar{f}$ , die Anzahl auf Bundesebene  $n_{BRD}$  (sofern verfügbar), beispielhafte Ausprägungen sowie die jeweilige Datenquelle. Einige Zahlen (gekennzeichnet mit \*) wurden Werte anhand der Gesamtfläche der BRD  $f = 357\,682 \text{ m}^2$  [119] skaliert. Beispielsweise, wenn sie nur für eine Region verfügbar waren:  $n_{BRD} = f_{BRD} / f_{Region} \cdot n_{Region}$  oder wenn lediglich eine Anzahl, aber keine durchschnittliche Fläche verfügbar war  $\bar{f} = f_{Region} / n_{Region}$ .

**Flächennutzungspläne** werden auf Gemeindeebene erstellt und bilden die voraussichtliche Bodennutzung ab. Die voraussichtliche Bodennutzung orientiert sich an den städtebaulichen Entwicklungszielen sowie den absehbaren Bedürfnissen des Nachbarschaftsverbandes [128]. Nutzungsarten sind unter anderem *besondere Wohngebiete*, *Hochschulgebiete* oder *Parkanlagen* (siehe Beispiel in Abbildung 3.1). Eine vollständige Übersicht über die Arten der baulichen Nutzung ist in der Planzeichenverordnung [129] gegeben. Die Flächennutzungspläne werden im Automatisierten Raumordnungskataster (AROK) veröffentlicht. Für Baden-Württemberg ist die Veröffentlichung beispielsweise im Geportal Raumordnung unter Raumordnungskataster (AROK) und FNP-Rechtsbestand zu finden [124]. Zusammenhängende Flächen einer Nutzungsart sind in etwa ein Viertel





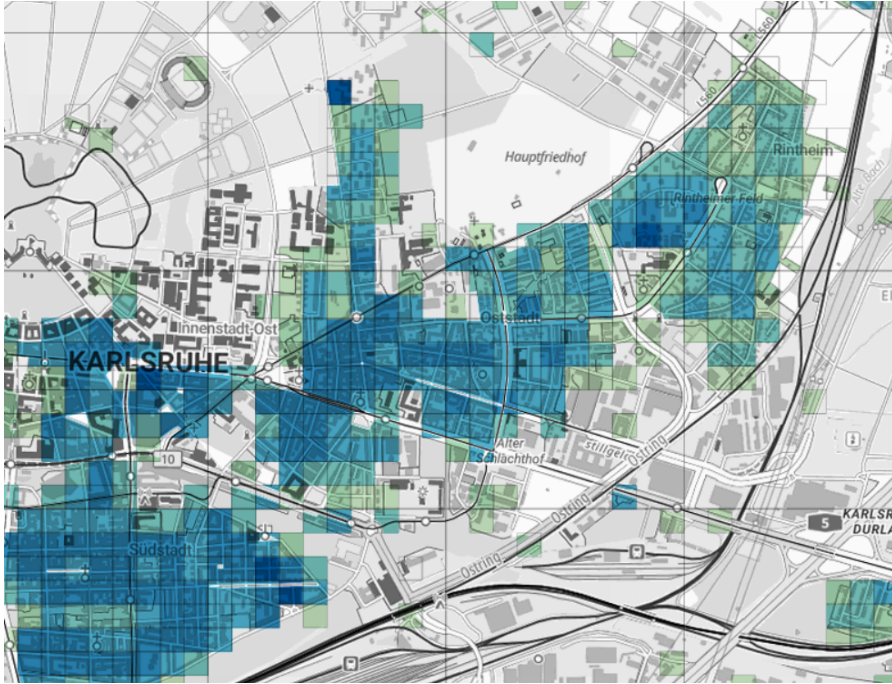


**Abbildung 3.2.:** Bodenrichtwertzonen aus dem Bodenrichtwertinformationssystem Deutschland (BORIS-D)<sup>2</sup>.

und arbeiten. Die Erhebung basiert in erster Linie auf Daten aus Verwaltungsregistern, die durch ergänzende Stichprobenerhebungen angereichert wurden. Die Ergebnisse finden unter anderem Anwendung bei der Einteilung von Wahlkreisen und bei der Berechnung der Stimmenverteilung im Bundesrat. Darüber hinaus dienen sie als Grundlage für finanzielle Verteilungsmechanismen wie den Länder- und den kommunalen Finanzausgleich sowie die Zuweisung von EU-Fördermitteln. Die erhobenen Daten werden in verschiedenen räumlichen Auflösungen (10 km, 1 km, 100 m) als Open Data zur Verfügung gestellt [131].

In anderen Ländern basieren sozialwissenschaftliche statistische Auswertungen häufig auf Quartieren (siehe Abschnitt 3.3). Der Zensus 2022 und die dabei angewandte Methodik sind daher ein entscheidender Treiber und Hebel dafür, ob methodisch sauber definierte Quartiere in einem Land verfügbar sind. Obwohl auch im DACH-Raum Quartiersansätze in der amtlichen Statistik zum Einsatz kommen, häufig bezeichnet als *statistische Quartiere* oder *statistische Blöcke* (siehe Abschnitt 3.4), und obwohl die Anwendung von Quartieren für den Zensus auch methodisch diskutiert wurde (siehe [118]), wurde in Deutschland im Gegensatz zu anderen Ländern ein Gitterraster

verwendet. Die kleinste Gittereinheit weist eine Seitenlänge von 100 m und damit eine Fläche von  $0,01 \text{ km}^2$  auf (siehe Abbildung 3.3). Das Gitter des Zensus orientiert sich an keiner sozialen, physischen oder infrastrukturellen Grenze und ist daher für eine Gruppierung im Kontext des Energiesystems nicht nutzbar.



**Abbildung 3.3.:** Volkszählung Gitterzellen (Zensus 2022). Beispiel der Einwohnerzahl im 100 m-Raster<sup>3</sup>.

**Flurstücke** sind die grundlegenden Einheiten des Liegenschaftskatasters und werden im Amtlichen Liegenschaftskatasterinformationssystem (ALKIS) mit Form, Größe, Lage und Nutzung beschrieben. In Baden-Württemberg sind rund neun Millionen Flurstücke erfasst. Das ALKIS dient als amtliches Verzeichnis zur Dokumentation der tatsächlichen Beschaffenheit und Lage von Grundstücken und bildet die Grundlage für rechtlich relevante Vorgänge, etwa im Bauwesen, in der Landwirtschaft oder bei der Festlegung von Nutzungsrechten. Wobei Nutzungsrechte nach ALKIS nicht die geplante Nutzung betreffen, wie im Flächennutzungsplan, sondern rechtliche Befugnisse wie die Nutzung durch Dritte neben dem Besitzer (siehe beispielsweise Grunddienstbarkeit im BGB [132]). Es wird überwiegend digital geführt und von den zuständigen Stellen vor Ort gepflegt [133].

<sup>3</sup> Zensus 2022 Geodaten: <https://atlas.zensus2022.de/>

Für das Energiesystem bilden Flurstücke maßgeblich eine Korrelation mit privaten Netzbereichen. Private Netzbereiche sind solche Netzbereiche, die einer anderen Entität als dem Netzbetreiber gehören und einen Netzanschlusspunkt zum überliegenden Netz des Netzbetreibers besitzen. Rechtlich gesehen stellen private Netzbereiche eine relevante Einheit dar, da Gesetze beispielsweise reduzierte Netzentgelte für Verbräuche innerhalb privater Netzbereiche vorsehen. Die Zuordnung eines Flurstücks zum jeweiligen Eigentümer ist über den Grundbucheintrag gegeben. Was aus dem ALKIS nicht ersichtlich ist, ist, ob angrenzende Flurstücke demselben Eigentümer gehören. Nach Kenntnis des Autors weist unter den öffentlich verfügbaren Datensätzen in Deutschland das Liegenschaftskataster die höchste Korrelation zu den anzunehmenden privaten Netzbereichen auf und ermöglicht eine Abschätzung ihrer Größe. In Kombination mit anderen Karten, wie dem Solarkataster<sup>4</sup> oder dem Global Building Footprints<sup>5</sup>-Datensatz, lassen sich Energieflüsse innerhalb und außerhalb privater Netzbereiche abschätzen. Flurstücke sind im Mittel  $0,006 \text{ km}^2$  groß.



**Abbildung 3.4.:** Flurstücke aus dem Amtlichen Liegenschaftskatasterinformationssystem (ALKIS)<sup>6</sup>.

<sup>4</sup> Solarkataster Geodaten: <https://lubw.geoplex.de/v/solar-gebaeude/?lat=49.013407&lon=8.404305&levation=5000>

<sup>5</sup> Global Building Footprints Geodaten: <https://blogs.bing.com/maps/2023-06/Bing-Maps-Global-Building-Footprints-released>

<sup>6</sup> ALKIS Geodaten: [https://owsproxy.lgl-bw.de/owsproxy/ows/WMS\\_LGL-BW\\_ALKIS-Basis-Vertrieb](https://owsproxy.lgl-bw.de/owsproxy/ows/WMS_LGL-BW_ALKIS-Basis-Vertrieb)

Die analysierten Referenzkonzepte belegen, dass unterhalb der Ebene der Stadtteile eine Vielzahl etablierter kleinräumiger Einteilungen existiert, die in unterschiedlichen Kontexten Anwendung finden, etwa bei der Ausweisung von Flächennutzungen, der Festlegung von Bodenrichtwerten zur Wertermittlung von Grundstücken, der Erhebung von Zensusdaten oder der Abgrenzung von Grundstücksgrenzen. Diese Einheiten sind bundesweit als Geographic Information System (GIS)-Daten verfügbar. Eine bundesweite Einteilung in Quartiere durch eine offizielle behördliche Stelle fehlt allerdings in der Bundesrepublik Deutschland. Wie Abschnitt 3.3 belegt, stellt sich dies international anders dar.

### **3.3. Systematische Quartierseinteilung im internationalen Kontext**

Ansätze aus der Stadtplanung und den Sozialwissenschaften bieten bewährte Methoden, um administrative Einheiten in kleinere Untereinheiten zu unterteilen. Häufig wurden solche Konzepte für statistische Auswertungen oder Erhebungen im Rahmen von Volkszählungen entwickelt. Dabei steht die Gruppierung der Bevölkerung im Fokus, da soziale Aspekte untrennbar mit den Menschen verknüpft sind. Für energiebezogene Anwendungen lassen sich diese Methoden anpassen, indem entweder alle den Personen zugeordneten Geräte in einer Anlagengruppe zusammengefasst werden oder Gebäude und deren Geräte in den Vordergrund gerückt werden. Abschnitt 3.3 basiert auf der Publikation von Galenzowski u. a. [99].

Viele Länder, darunter Frankreich, die Niederlande, die Vereinigten Staaten, Australien und England, verfügen über etablierte Konzepte zur Unterteilung von Städten, insbesondere für administrative oder statistische Zwecke. Es ist also umfassend gezeigt, dass ein methodisches Einteilen gesamter Staaten in Quartiere möglich ist<sup>7</sup>.

In Tabelle 3.3 sind die wesentlichen Merkmale der Gruppierungsmethoden aus der Stadtplanung und den Sozialwissenschaften in verschiedenen Ländern zusammengefasst. Die Tabelle zeigt die Bezeichnung in den Ländern, typische Einwohnerzahlen, die Anzahl der Einheiten, mediane Flächengrößen sowie verbindende und abgrenzende Merkmale. Alle genannten Einheiten verfügen über großflächig verfügbare GIS-Daten, deren Verfügbarkeit durch ergänzende Abbildungen veranschaulicht wird. In Abbildung 3.5 bis Abbildung 3.12 wird zur visuellen Unterlegung der GIS-Daten eine Basiskarte von OpenStreetMap verwendet<sup>8</sup>.

---

<sup>7</sup> Der Begriff *Quartier* wird in Abschnitt 3.3 nicht im Sinne eines energietechnischen Quartiers verwendet, wie er in der vorliegenden Arbeit eingeführt wurde, sondern bezieht sich laut *Quartierdefinition gemäß Duden* und *Interdisziplinäre Definition des Quartiers* auf interdisziplinäre Einheiten, die vorwiegend in anderen Disziplinen Anwendung finden. Die Übertragung dieser Ansätze auf den energietechnischen Kontext wird in Abschnitt 4.3 untersucht.

<sup>8</sup> OpenStreetMap: <https://www.openstreetmap.org/>

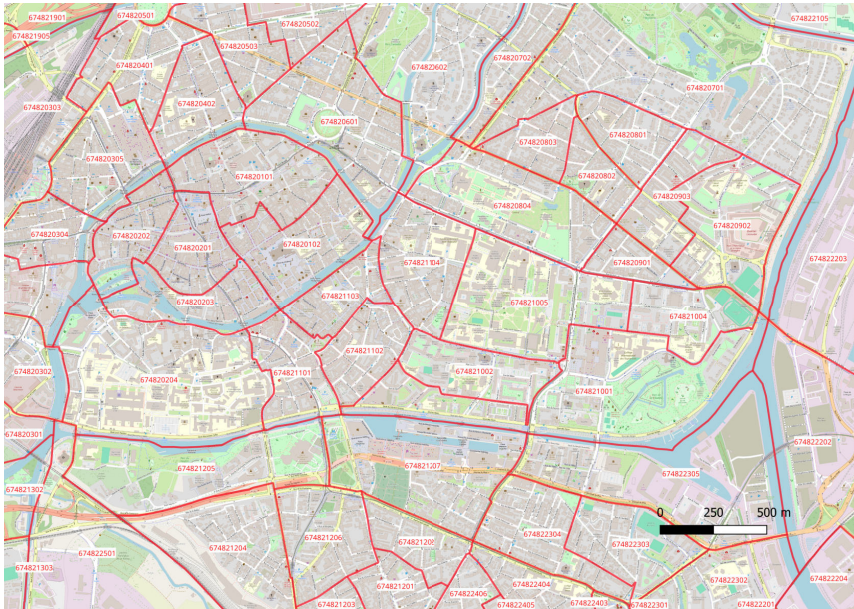
Land / Bezeichnung	Einwoh- ner	Anzahl	Fläche Median	Charakteristika der Gruppierung inklusive Quellen
Frankreich <i>IRIS-Einheit</i>	1800-5000	16 100	0,866 km <sup>2</sup>	<i>Verbindend:</i> homogene Siedlungsstruktur <i>Abgrenzend:</i> große Einschnitte in der Stadtstruktur, z. B. Hauptstraßen, Bahnlinien, Wasserläufe [134, 135]
Niederlande <i>Buurt</i>	250-2500	18 310	0,315 km <sup>2</sup>	<i>Verbindend:</i> geschlossener Baubestand <i>Abgrenzend:</i> Straßen, Bahntrassen und Wasserwege [136]
Vereinigte Staaten <i>Census Block</i>	2500-8000	8 180 866	1,918 km <sup>2</sup>	<i>Verbindend:</i> ähnlicher Wohnungsbau und sozioökonomische Merkmale <i>Abgrenzend:</i> einfache Orientierungspunkte wie Straßen, Bahnlinien, Flüsse [137, 138]
Australien <i>Mesh Block</i>	ca. 75–150 (30–60 Wohneinheiten)	368 286	0,043 km <sup>2</sup>	<i>Verbindend:</i> homogene Flächennutzung <i>Abgrenzend:</i> topografische Elemente wie Gewässer, Straßen, Bahnlinien, Freiflächen, Gebirgszüge [139]
England <i>Output Area</i>	100-625	171 372	0,066 km <sup>2</sup>	<i>Verbindend:</i> soziale Homogenität (z. B. Mieteigentum, Gebäudetyp) <i>Abgrenzend:</i> deutlich erkennbare Grenzen wie Hauptstraßen [140]
<b>Zusätzliche Definition</b>				
<i>Stadtplanung</i>	-	-	-	<i>Autonom:</i> Subsystem einer Stadt <i>Verbindend:</i> gemeinsame Faktoren (z. B. Architektur, Soziales) <i>Abgrenzend:</i> äußere Merkmale wie wichtige Straßen oder Flüsse [45]

**Tabelle 3.3.:** Überblick über Gruppierungsmethoden aus der Stadtplanung und den Sozialwissenschaften in verschiedenen Ländern. Die Tabelle führt für jedes Land die jeweilige räumliche Einheit, die typischen Einwohnerzahlen, die Gesamtzahl der Einheiten, die mediane Fläche der Einheiten sowie charakteristische verbindende und abgrenzende Merkmale inklusive Quellen auf. Es werden jeweils die mit einem Quartier vergleichbaren Einheiten aufgeführt: bei IRIS sind dies IRIS Typ H (Wohngebiete) und A (Gewerbegebiete), bei Buurten Kategorie 1, 2 und 3, und bei Census Blocks Typ N\_HSG=1. Adaptiert aus Galenzowski u. a. [99].

**IRIS-Einheiten in Frankreich:** Das französische Institut national de la statistique et des études économiques (Insee) nutzt *Ilots Regroupés pour l'Information Statistiques* (IRISs) für sozialwissenschaftliche und stadtplanerische Zwecke. IRISs dienen der räumlich feingliedrigen Datenerhebung zu Bevölkerung und sozialen Strukturen, um darauf aufbauend gezielt Maßnahmen in der Stadtplanung, der öffentlichen Daseinsvorsorge und der Politik zu ermöglichen. Pro IRIS werden in der Regel 1800 bis 5000 Einwohner erfasst, die in ihrer Siedlungsstruktur homogen sind. Starke Einschnitte wie



Hauptstraßen, Bahntrassen oder Wasserwege markieren die äußeren Grenzen. 2016 gab es in Frankreich rund 16 000 dieser Einheiten [134].



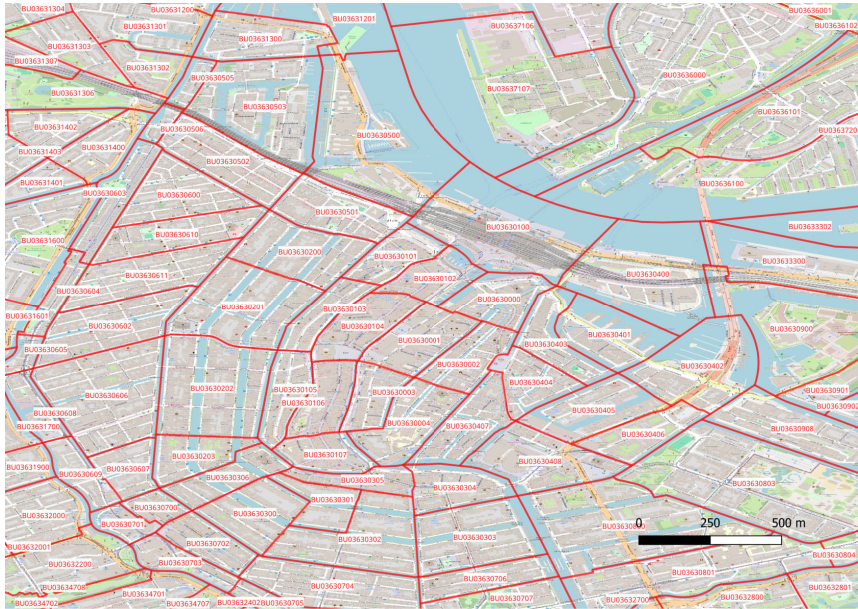
**Abbildung 3.5.:** Beispiel für Quartiere (IRIS-Einheiten) im Zentrum von Straßburg<sup>9</sup>.

**Buurten in den Niederlanden:** Das Centraal Bureau voor de Statistiek (CBS) in den Niederlanden nutzt mit den Buurten ein ähnliches Konzept für statistische Zwecke. „Buurt“ ist das niederländische Wort für Nachbarschaft und umfasst zusammenhängende Gebäudestrukturen (z. B. ähnliche Baujahre oder Gebäudetypen). Diese Einheiten werden durch Straßen, Bahntrassen oder Wasserläufe getrennt. Eine Buurt hat zwischen 250 und 2500 Einwohner. 2024 waren die Niederlande laut CBS [135] in rund 18 000 Buurten unterteilt [136].

**Census Blocks in den USA:** In den Vereinigten Staaten bilden Census Blocks die kleinste Einheit des United States Census Bureau (USCB) für demografische Datenerhebungen. Die Census Blocks fassen zwischen 2500 und 8000 Personen zusammen, durchschnittlich ca. 4000 Einwohner. Innerhalb eines Census Blocks finden sich ähnliche Wohnbedingungen und sozioökonomische Strukturen. Die Grenzen folgen auffälligen physischen oder kulturellen Merkmalen wie Straßen, Bahntrassen, Flüssen oder anderen administrativen

<sup>9</sup> Geodaten: [https://data.geopf.fr/wfs/ows?SERVICE=WFS&VERSION=2.0.0&REQUEST=GetCapabilities&layername=STATISTICALUNITS.IRISGE:iris\\_ge](https://data.geopf.fr/wfs/ows?SERVICE=WFS&VERSION=2.0.0&REQUEST=GetCapabilities&layername=STATISTICALUNITS.IRISGE:iris_ge)

<sup>10</sup> Geodaten: <https://www.kaggle.com/datasets/jankuper192/wijk-en-buurtkaarten-nl>



**Abbildung 3.6.:** Beispiel für Quartiere (Buurten) im Zentrum von Amsterdam<sup>10</sup>.

Abgrenzungen. Insgesamt wurden 2020 rund acht Millionen Census Blocks gezählt [138].

**Mesh Blocks in Australien:** In Australien verwendet das Australian Bureau of Statistics (ABS) Mesh Blocks als kleinste geografische Einheit. Sie umfassen jeweils 30 bis 60 Wohneinheiten, was etwa 75 bis 150 Personen entspricht. Eine homogene Flächen-nutzung innerhalb des Blocks bildet das verbindende Element, während topografische oder landschaftliche Faktoren wie Gewässer, Straßen, Bahnlinien oder Gebirgszüge die Abgrenzung nach außen bestimmen. 2021 gab es landesweit etwa 368 000 Mesh Blocks [139].

**Output Areas in England:** In England stellt das Office for National Statistics (ONS) mit Output Areas eine primäre Einheit zur Aufbereitung demografischer Daten bereit. Jede Output Area umfasst 100 bis 625 Einwohner. Die Output Areas sollen innerhalb ihrer Grenzen möglichst homogen hinsichtlich sozialer und demografischer Merkmale sein, während große Straßen oder andere natürliche Barrieren die äußeren Abgrenzungen markieren. 2022 existierten rund 171 000 Output Areas in England [140].

<sup>11</sup> Geodaten: [https://www.conservation.gov/datasets/6dd8f06d32724685933c2f79126115f9\\_1/about](https://www.conservation.gov/datasets/6dd8f06d32724685933c2f79126115f9_1/about)

<sup>12</sup> Geodaten: [https://www.abs.gov.au/statistics/standards/australian-statistical-geography-standard-asgs-edition-3/jul2021-jun2026/access-and-downloads/digital-boundary-files/MB\\_2021\\_AUS\\_T\\_SHP\\_GDA2020.zip](https://www.abs.gov.au/statistics/standards/australian-statistical-geography-standard-asgs-edition-3/jul2021-jun2026/access-and-downloads/digital-boundary-files/MB_2021_AUS_T_SHP_GDA2020.zip)



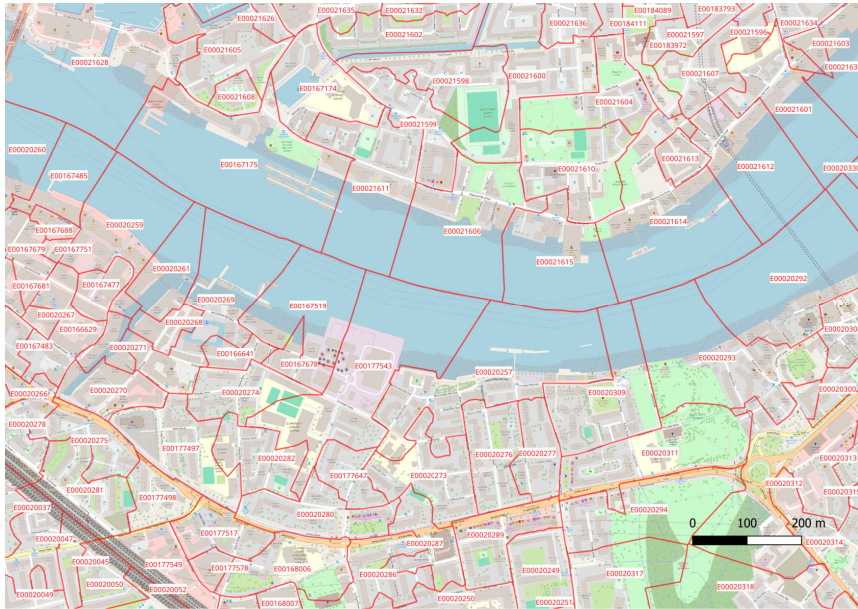


Abbildung 3.7.: Beispiel für Quartiere (Census Blocks) im Zentrum von New York<sup>11</sup>.



Abbildung 3.8.: Beispiel für Quartiere (Mesh Blocks) im Zentrum von Sydney<sup>12</sup>.





**Abbildung 3.9.:** Beispiel für Quartiere (Output Areas) im Zentrum von London<sup>13</sup>.

Die analysierten Beispiele zeigen, dass viele Länder, darunter Frankreich, die Niederlande, die Vereinigten Staaten, Australien und England, über bewährte kleinräumige Einteilungen verfügen, die anhand einheitlicher Kriterien wie Siedlungsstruktur, Gebäudetyp oder sozialer Merkmale vorgenommen werden. Diese Einheiten sind landesweit konsistent umgesetzt, öffentlich dokumentiert und dienen festen Zwecken in Statistik und Planung. Damit wird deutlich, dass die flächendeckende Einteilung ganzer Staaten in Quartiere methodisch umsetzbar und praktisch anwendbar ist.

### 3.4. Systematische Quartierseinteilung im DACH-Raum

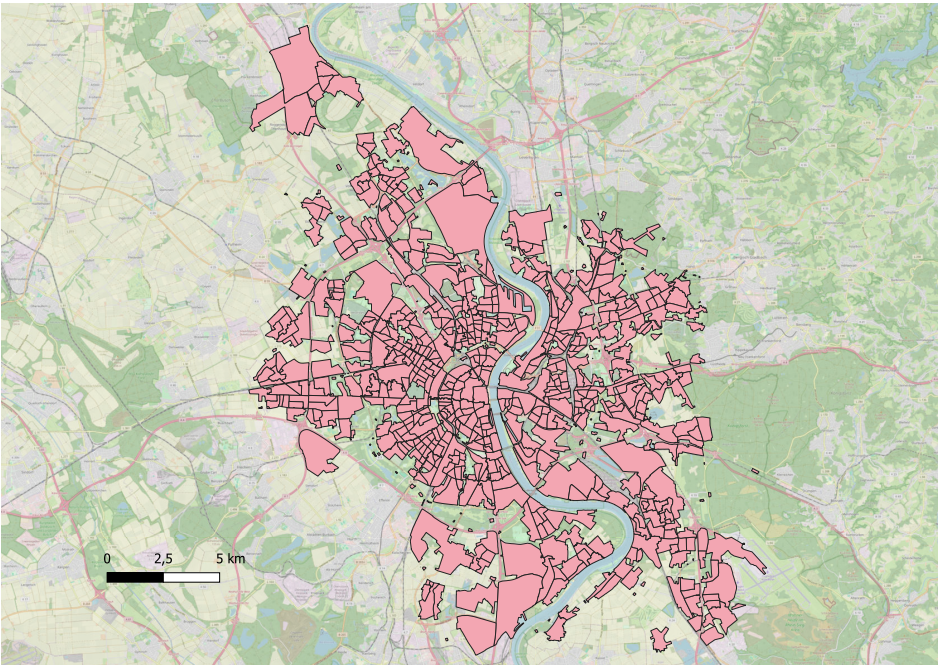
Im deutschsprachigen Raum existieren bislang nur vereinzelt systematische Quartierseinteilungen, die für statistische Auswertungen herangezogen werden. Wenn sie existieren, dann auf Ebene einzelner Städte, nicht auf Ebene ganzer Länder. Die folgenden Beispiele aus Köln, Basel und Rostock zeigen, dass Deutschland kein Sonderfall ist, sondern sich die international etablierte Einteilung in Quartiere auch im deutschsprachigen Raum umsetzen lässt.

<sup>13</sup> Geodaten: <https://geoportal.statistics.gov.uk/datasets/ons::output-areas-december-2021-boundaries-ew-bfe-v9/about>

Land	Stadt	Durchschnitt Fläche	Median Fläche	Anzahl	Quelle
Deutschland	Köln	0,329 km <sup>2</sup>	0,181 km <sup>2</sup>	626	[141]
Schweiz	Basel	0,030 km <sup>2</sup>	0,014 km <sup>2</sup>	1490	[142]
Deutschland	Rostock	0,184 km <sup>2</sup>	0,032 km <sup>2</sup>	1678	[143]

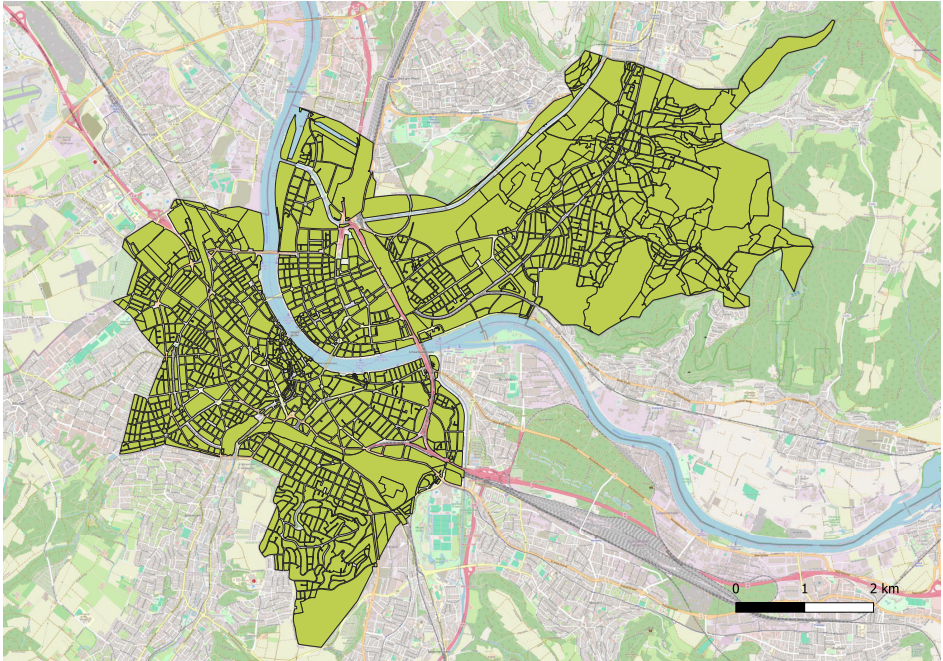
**Tabelle 3.4.:** Beispielstädte für die systematische Quartierseinteilung im DACH-Raum: Köln, Basel und Rostock.

**Statistische Quartiere in Köln:** Statistische Quartiere sind Teil der kommunalen Gebietsgliederung Kölns und wurden im Jahr 2020 als Nachfolger der Stadtviertel eingeführt, um den geänderten datenschutzrechtlichen Anforderungen zu entsprechen. Die öffentlich verfügbaren GIS-Daten der Kölner Quartiere sind in Abbildung 3.10 dargestellt. Ziel war die Bildung demografisch homogener Einheiten mit 1000 bis 3000 Einwohnern sowie die eindeutige Zuordnung aller bewohnten Adressen im Stadtgebiet. Die Quartiere wurden durch Teilung, Zusammenführung oder Beibehaltung bestehender Stadtviertel gebildet und stellen seit Mai 2025 flächendeckende Geometrien ohne Exklaven dar [141].



**Abbildung 3.10.:** Beispiel für Quartiere (Statistische Quartiere) in Köln<sup>14</sup>.

**Statistische Blöcke in Basel-Stadt:** Die statistischen Blöcke bilden eine administrative, feinräumige Einteilung des Kantons Basel-Stadt zur statistischen Abbildung des Staatswesens und seiner Teilräume im zeitlichen Verlauf (siehe Abbildung 3.11). Ein Block besteht aus einer zusammenhängenden, geschlossenen Fläche, die in der Regel von umliegenden Straßen begrenzt wird. In Ausnahmefällen erfolgt die Abgrenzung anhand von Zonenplankategorien. Verkehrsflächen sind nicht Teil der Blockflächen; daher entspricht deren Summe nicht der Gesamtfläche des Kantons [142].



**Abbildung 3.11.:** Beispiel für Quartiere (Statistische Raumeinheiten: Blöcke) in Basel<sup>15</sup>.

**Statistische Blöcke in Rostock:** Auch die Stadt Rostock ist für statistische Auswertungen in sogenannte statistische Blöcke eingeteilt [143], wie in Abbildung 3.12 dargestellt.

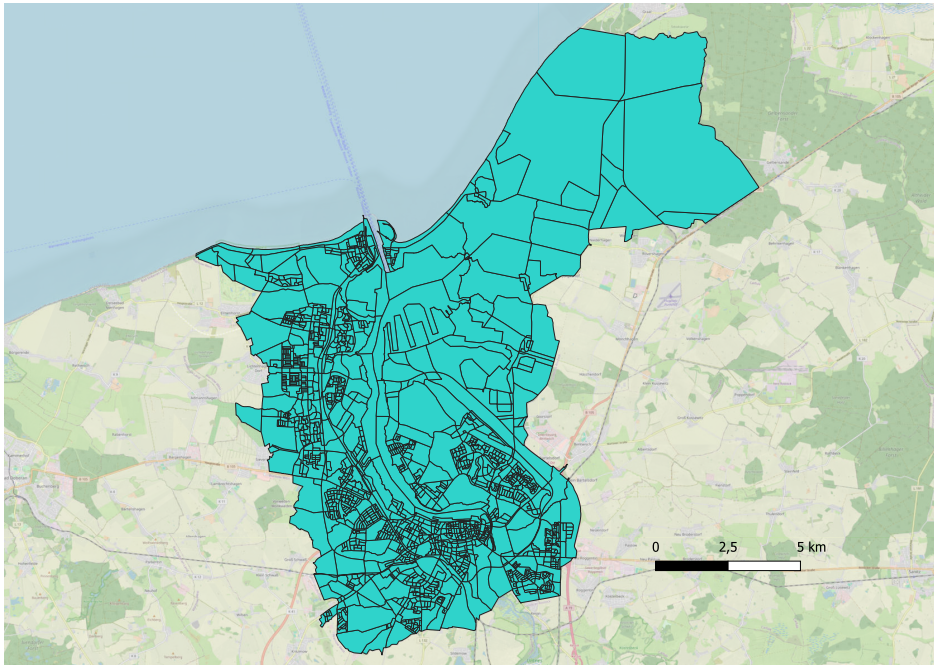
Die Ausdehnung der Quartiere liegt deutlich unterhalb der eines Stadtteils. Köln hat etwa 86 Stadtteile und eine Gesamtfläche von 405 km<sup>2</sup>, was einer durchschnittlichen

<sup>14</sup> Geodaten: [https://www.offenedaten-koeln.de/sites/default/files/Statistisches\\_Quartier\\_20.zip](https://www.offenedaten-koeln.de/sites/default/files/Statistisches_Quartier_20.zip)

<sup>15</sup> Geodaten: <https://data.bs.ch/api/explore/v2.1/catalog/datasets/100040/exports/shp?lang=de&imezone=Europe%2FBerlin>

<sup>16</sup> Geodaten: [https://geo.sv.rostock.de/download/opendata/statistische\\_bloecke/statistische\\_bloecke.shp.zip](https://geo.sv.rostock.de/download/opendata/statistische_bloecke/statistische_bloecke.shp.zip)





**Abbildung 3.12.:** Beispiel für Quartiere (Statistische Blöcke) in Rostock<sup>16</sup>.

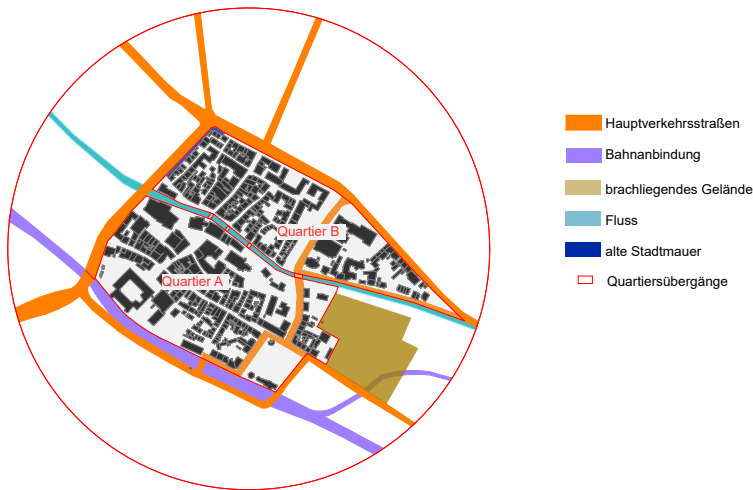
Stadtteilgröße von  $4,7 \text{ km}^2$  entspricht [144]. Das Medianquartier liegt im Beispiel Köln mit  $0,181 \text{ km}^2$  deutlich unter den  $4,7 \text{ km}^2$  des Stadtteils.

Trotz der gezeigten erfolgreichen Umsetzungen wurde bei nationalen Erhebungen wie dem Zensus 2022 in Deutschland kein quartiersbasierter Ansatz gewählt, sondern auf ein standardisiertes Gitternetzsystem zurückgegriffen. Dies hindert eine systematische Erforschung von Quartieren in Deutschland, beispielsweise in Städten wie Karlsruhe. Zur Anwendung von Quartiersansätzen auf weitere Städte in Deutschland wurden wissenschaftliche Untersuchungen durchgeführt, die im folgenden Abschnitt 3.5 vorgestellt werden.

### 3.5. Quartiersdefinition aus Perspektive der Stadtplanung

In Abschnitt 3.5 wird ein stadtplanerischer Ansatz zur Quartiersdefinition im deutschsprachigen Raum vorgestellt, der sowohl funktionale als auch sozialräumliche Kriterien berücksichtigt und damit eine fundierte Grundlage für die Abgrenzung stadtplanerischer Teilräume bietet.

Nepl u. a. [45] liefern eine umfassende Beschreibung städtischer Quartiere. Demnach handelt es sich um relativ eigenständige Teilsysteme in einer Stadt, die als funktionale Zentren sowie als Orte der Identifikation und Zusammenkunft dienen. Innerhalb eines Quartiers besteht eine deutliche Kohärenz hinsichtlich Architektur, sozialem Gefüge und Gebäudestruktur, während äußere Grenzen durch natürliche Barrieren (z. B. Flüsse, Topografie) oder harte Grenzen (z. B. Gleisanlagen oder Hauptverkehrsstraßen) markiert werden, sowie durch weichere Grenzen wie Differenzen in Bauweise oder sozialer Zusammensetzung zwischen benachbarten Quartieren (siehe Abbildung 3.13).



**Abbildung 3.13.:** Systemgrenzen eines Quartiers in Ettlingen. Übernommen aus Nepl u. a. [45].

Es wird deutlich, dass auch im deutschsprachigen Raum fundierte stadtplanerische Ansätze zur Einteilung von Quartieren existieren, die klare räumliche Kriterien sowie sozialräumliche Kohärenz berücksichtigen.

### 3.6. Konsolidierung stadtplanerische und sozialwissenschaftliche Definition

Wie in Abschnitt 3.3 dargestellt, verwenden zahlreiche Länder den Quartiersbegriff im Rahmen statistischer Zwecke. Auch im deutschsprachigen Raum finden sich entsprechende Ansätze, wie in Abschnitt 3.4 erläutert. Ferner existieren konkrete methodische Konzepte und Verfahren zur Quartierseinteilung, wie Abschnitt 3.5 zeigt. Aus der Analy-

se der Methodik, nach der diese Vielzahl an Beispielen ihre Quartiersgrenzen wählt, kann (in Erweiterung von Galenzowski u. a. [99]) folgende Definition abgeleitet werden:

#### **Definition der Quartiersgrenze nach Stadtplanung und Sozialwissenschaft**

Der Begriff **Quartier** entstammt ursprünglich der Stadtplanung und den Sozialwissenschaften. Er bezeichnet ein relativ **eigenständiges Subsystem** innerhalb einer Stadt, das sich durch eine gewisse **innere Homogenität** sowie eine **klare Abgrenzbarkeit nach außen** auszeichnet. Die äußeren Grenzen eines Quartiers verlaufen in der Regel entlang markanter räumlicher Brüche wie **Straßen, Bahntrassen, Gewässern** oder **topografischen Barrieren**. Im Inneren weist ein Quartier typischerweise einheitliche Merkmale auf, etwa hinsichtlich Gebäudetyp, Bauzeitraum, Nutzungsstruktur, sozioökonomischer Zusammensetzung oder städtebaulichem Erscheinungsbild.

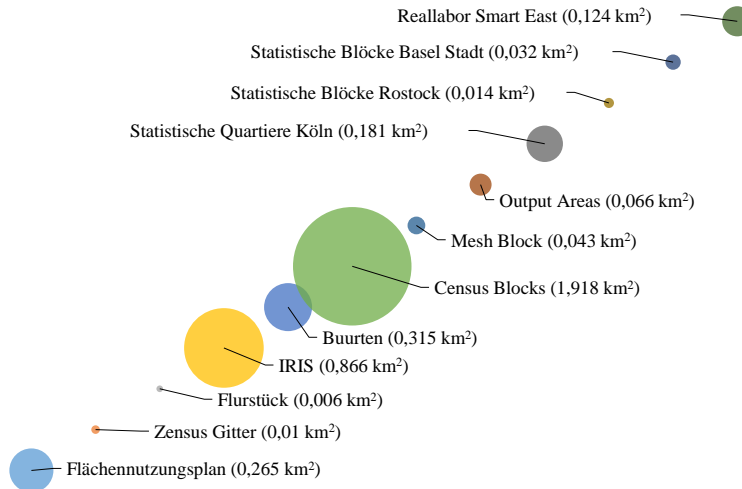
Mit der *Definition der Quartiersgrenze nach Stadtplanung und Sozialwissenschaft* sind die Systemgrenzen für energietechnische Quartiere gemäß der *Definition des energietechnischen Quartiers* festgelegt. Obwohl diese Art der Gruppierung für Ingenieurinnen und Ingenieure im Energiesektor zuweilen komplex und schwierig erscheint, weist ihre große Verbreitung in vielen Ländern darauf hin, dass sie für Fachleute in Planung und Verwaltung praktikabel ist. In manchen Staaten, etwa in Deutschland, existieren jedoch keine flächendeckenden GIS-Daten für statistische Erhebungen nach stadtplanerischen oder sozialwissenschaftlichen Konzepten; dort kommt häufig ein orthogonales Raster System zum Einsatz. Wie die zahlreichen vorgestellten Beispiele belegen, sollte die Einteilung städtischer Quartiere von Expertinnen und Experten aus der Stadtplanung und den Sozialwissenschaften vorgenommen werden. Die daraus resultierenden Systemgrenzen sind anschließend in das Energiesystem zu überführen und dort hinsichtlich ihres energiewirtschaftlichen Nutzens einer systematischen Bewertung zu unterziehen. Für Orte, an denen keine von Expertinnen und Experten entwickelten Quartiere vorliegen, können Quartiere nach *Definition der Quartiersgrenze nach Stadtplanung und Sozialwissenschaft* abgeleitet werden. Beispiel einer eigenen Einteilung, siehe Abbildung 3.14.

Neben den Systemgrenzen ist auch die flächenmäßige Ausdehnung der jeweiligen statistischen Einheiten von analytischem Interesse (vgl. Abbildung 3.15). Die **mittlere Quartiersgröße** liegt bei  $0,3 \text{ km}^2$  und der Median bei  $0,1 \text{ km}^2$ , basierend auf den in Abschnitt 3.2, Abschnitt 3.3 und Abschnitt 3.4 vorgestellten Zahlen. Wenngleich die Größe von Quartieren je nach Land etwas variiert, so liegt sie im Mittel mit  $0,3 \text{ km}^2$  deutlich unter der eines Stadtteils ( $5 \text{ km}^2$  bis  $6 \text{ km}^2$  für die Beispiele Köln und Karlsruhe).

In Kapitel 4 wird untersucht, inwieweit sozialwissenschaftliche und stadtplanerische Gruppierungsansätze bereits in energiewirtschaftlichen Anwendungen eingesetzt werden.



**Abbildung 3.14.:** Beispielhaftes Quartier in Karlsruhe-Durlach nach stadtplanerischen und sozialwissenschaftlichen Kriterien. Die Abbildung zeigt ein Quartier, dessen äußere Grenzen entlang markanter räumlicher Brüche verlaufen, etwa Straßen, Bahntrassen, Gewässern und einer Grünfläche.



**Abbildung 3.15.:** Flächengröße diverser relevanter Referenzkonzepte. Ein mittlerer Wert liegt bei  $0,3 \text{ km}^2$  und der Median bei  $0,1 \text{ km}^2$ , basierend auf den in Abschnitt 3.2, Abschnitt 3.3 und Abschnitt 3.4 vorgestellten Zahlen. Im Mittel liegt die Fläche eines Quartiers deutlich unter einem Quadratkilometer.

### 3.7. Zusammenfassung und Diskussion

In Kapitel 3 wurden Quartiere systematisch aus stadtplanerischer und sozialwissenschaftlicher Perspektive betrachtet. Sie wurden als Untereinheiten administrativer Strukturen beschrieben, deren Abgrenzung auf nachvollziehbaren Kriterien beruht, und es wurden typische flächenmäßige Größenordnungen angegeben. Als relevante übergeordnete administrative Einheiten wurden Gemeinden und Stadtteile identifiziert.

Für das gesamte Bundesgebiet existieren quartiersverwandte Einteilungen in kleinere Einheiten, beispielsweise nach Nutzungsform im Flächennutzungsplan oder nach dem Bodenwert in Bodenrichtwertzonen. Der Zensus ist aufgrund seines gitterbasierten Ansatzes im energietechnischen Kontext nicht geeignet. Flurstücke bieten hingegen eine interessante Approximation einer speziellen Form der Anlagengruppierung nach privaten Netzbereichen (siehe auch Abschnitt 4.4).

International sind Quartierskonzepte weit verbreitet. Hierzu zählen IRIS-Einheiten in Frankreich, Buurten in den Niederlanden, Census Blocks in den Vereinigten Staaten, Mesh Blocks in Australien sowie Output Areas in England. Diese Einheiten sind in der Regel nach Einwohnerzahl abgegrenzt. Auch im DACH-Raum gibt es offizielle Quartierseinteilungen, etwa in Köln, Basel oder Rostock. Ebenso liegen methodische Ansätze zur systematischen Ableitung von Quartiersgrenzen vor, die auch eine Einteilung bislang nicht strukturierter Gebiete ermöglichen.

Abschließend wurde in der *Definition der Quartiersgrenze nach Stadtplanung und Sozialwissenschaft* eine Definition des Quartiers aus Sicht der Stadtplanung und Sozialwissenschaften zusammengefasst. Flächenmäßig liegen Quartiere im Mittel deutlich unter einem Quadratkilometer und stellen ein eigenständiges Subsystem innerhalb ihrer jeweiligen administrativen Einheit dar.

In Abschnitt 2.4 wurde methodisch klar zwischen einem energietechnischen Quartier, das nach den in Kapitel 3 dargestellten Regeln definiert ist, und anderen Formen der Systemabgrenzung unterschieden. Für ein solches energietechnisches Quartier könnten die im vorliegenden Kapitel 3 genannten Geodaten zahlreicher Länder herangezogen werden. Auf Grundlage öffentlich zugänglicher Daten ließen sich damit eindeutig definierte Quartiersgrenzen ableiten. Gleichzeitig ist kritisch zu hinterfragen, ob in der bisherigen Forschung zum Begriff des Quartiers nicht überwiegend energiesektorbasierte Anlagengruppierungen verwendet wurden, bei denen die Grenzziehung vorrangig auf Logiken des Energiesektors beruht.

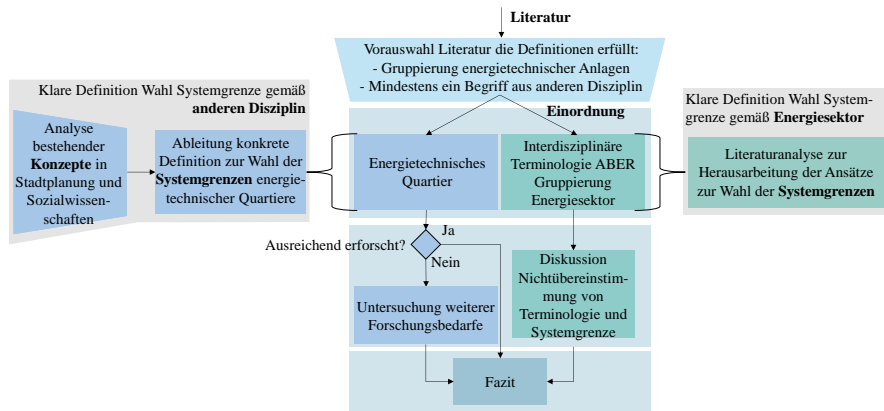


## **4. Kritische Analyse der Literatur zu Quartieren im Energiesektor**

Kapitel 4 untersucht systematisch, welche Gruppierungsansätze wissenschaftliche Publikationen im Energiesektor bisher zugrunde gelegt haben. Kapitel 4 basiert dabei auf Galenzowski u. a. [99]. In Abschnitt 4.1 wird das methodische Vorgehen zur Einteilung der Arbeiten anhand ihrer Systemgrenzen (aufbauend auf Abschnitt 2.4) erläutert. Darauf aufbauend präsentiert Abschnitt 4.2 die Ergebnisse der Literaturoswertung zu energietechnischen Quartieren, während Abschnitt 4.4 die Analyse der energiesektorbasierten Anlagengruppen behandelt. Ergänzend diskutieren jeweils Abschnitt 4.3 und Abschnitt 4.5 die aus den Reviewergebnissen gewonnenen Einsichten hinsichtlich Forschungsbedarfen und der Verwendung quartiersbezogener Terminologien. Abschließend werden die Ergebnisse in Abschnitt 4.6 zusammengefasst.

### **4.1. Vorgehen bei der Einteilung der Ansätze nach gewählter Systemgrenze**

Abschnitt 4.1 erläutert das methodische Vorgehen zur Analyse und Einordnung bestehender Quartierskonzepte anhand der gewählten Systemgrenzen. Die Analyse folgt dem in Abbildung 4.1 dargestellten strukturierten Ablauf, der als Prozess von oben nach unten konzipiert ist und schrittweise zur Klassifikation der Literatur führt. Zu Beginn erfolgt eine gezielte Vorauswahl der Arbeiten, die zentrale Kriterien erfüllen. Berücksichtigt werden nur solche Veröffentlichungen, die sich mit der Gruppierung energietechnischer Anlagen befassen und gleichzeitig mindestens einen Begriff verwenden, der aus anderen Disziplinen wie der Stadtplanung oder den Sozialwissenschaften stammt. Nur wenn beide Bedingungen erfüllt sind, wird die entsprechende Arbeit in die weitere Untersuchung aufgenommen. Die zentrale Unterscheidung im Analyseverfahren erfolgt anhand der Herkunft der zugrunde liegenden Logik zur Wahl der Systemgrenze. Arbeiten, deren Gruppierungsansätze auf Konzepten aus dem Energiesektor beruhen, etwa auf der Abgrenzung anhand von Ortsnetztransformatoren oder gemeinsamen Netzsegmenten, werden in einem eigenen analytischen Zweig betrachtet. Dem steht die Literatur gegenüber, in der räumlich-soziale oder administrative Logiken zur Gruppenbildung herangezogen werden, wie sie aus der Stadtplanung oder den Sozialwissenschaften



**Abbildung 4.1.:** Methodisches Vorgehen zur Einteilung der Ansätze nach gewählter Systemgrenze. Erweitert um die Definition des energietechnischen Quartiers. Adaptiert aus Galenzowski u. a. [99].

bekannt sind. Im weiteren Verlauf der Analyse wird geprüft, ob für den jeweiligen Gruppierungsansatz bereits eine hinreichende wissenschaftliche Fundierung vorliegt. Ist dies nicht der Fall, werden gezielt Forschungslücken identifiziert und aufgezeigt. Im Falle, dass interdisziplinäre Begriffe wie Quartier verwendet werden, die konkrete Methodik zur Auswahl der Anlagen jedoch ausschließlich aus dem energietechnischen Bereich stammt, wird kritisch reflektiert, ob ein begründeter Mehrwert für den Energiesektor besteht oder ob die Begriffsverwendung möglicherweise inkonsistent ist.

Ziel dieses methodischen Vorgehens ist es, eine nachvollziehbare Grundlage für die Einordnung und Bewertung unterschiedlicher Quartierskonzepte zu schaffen. Insbesondere soll deutlich werden, unter welchen Voraussetzungen tatsächlich von einem interdisziplinären, energietechnischen Quartiersansatz gesprochen werden kann. Eine Einordnung der bestehenden Literatur ist essenziell, um den Forschungsstand zu energietechnischen Quartiersansätzen zu bewerten.

## 4.2. Literaturreview zu energietechnischen Quartieren

Für den linken Pfad in Abbildung 4.1, dem die Literatur zu energietechnischen Quartieren folgt, wurde in Kapitel 3 bereits systematisch die Wahl der entsprechenden Systemgrenze hergeleitet (siehe auch *Definition der Quartiersgrenze nach Stadtplanung und Sozialwissenschaft*). Aus diesem Grund erfolgt zunächst die Analyse der Literatur zu energietechnischen Quartieren. Erst anschließend wird die Ableitung von Systemgrenzen im Energiesektor behandelt, gefolgt von einer Diskussion der Arbeiten, die diesem Zugang folgen.

Einleitend ist festzuhalten, dass nur ein kleiner Teil der Veröffentlichungen zu Quartierskonzepten im Energiesektor gemäß *Notwendige Definition des Quartiers im Energiesektor*, die die Quartiersterminologie gemäß *Interdisziplinäre Definition des Quartiers* verwenden, tatsächlich interdisziplinäre Gruppierungsansätze wie IRIS-Einheiten, Buurten, Census Blocks, Output Areas oder vergleichbare Methoden aus der Stadtplanung und den Sozialwissenschaften nutzt und damit der Definition eines energietechnischen Quartiers gemäß *Definition des energietechnischen Quartiers* entspricht. Abschnitt 4.2 hebt ausgewählte Arbeiten hervor, die solche interdisziplinären Konzepte in Energiesysteme integrieren (Tabelle 4.1 bietet hierzu einen Überblick). Ein Großteil der Arbeiten im Energiesektor (gemäß *Notwendige Definition des Quartiers im Energiesektor*), die ebenfalls die Quartiersterminologie (gemäß *Interdisziplinäre Definition des Quartiers*) verwenden, greift hingegen nicht auf interdisziplinäre Methoden zur Wahl der Systemgrenze zurück. Diese Arbeiten werden im Anschluss in Abschnitt 4.4 behandelt.

Veröffentlichung	Fokus der Veröffentlichung	Land
Patureau u. a. [145]	Bewertung der Eignung urbaner Räume für Fernwärme- oder Fernkältenetze	Frankreich
Reiter und Marique [146]	Modellierung des Energiebedarfs für Gebäude und Transport	USA
Urquizo u. a. [147]	Modellierung des Energiebedarfs	England
Knight u. a. [148]	Umfassender Datensatz für Lastprofile in Wales	Wales
Fillaut [149]	Identifikation kleinster Gebiete mit lokaler Selbstversorgung	Frankreich

**Tabelle 4.1.:** Veröffentlichungen zu energietechnischen Quartieren. Eine umfassende Meta-Analyse zu energietechnischen Quartieren ist nicht bekannt. Adaptiert aus Galenzowski u. a. [99].

Patureau u. a. [145] führen eine Analyse zur Eignung urbaner Räume für Fernwärme- oder Fernkältenetze auf Grundlage von IRIS-Einheiten durch. Sie zeigen, dass sich die Eignung auf IRIS-Ebene gut abschätzen lässt, jedoch zur Bildung einer wirtschaftlich tragfähigen Versorgungsstruktur mehrere IRIS-Einheiten zusammengefasst werden müssen. Obwohl Patureau u. a. [145] auf Daten der IRIS-Ebene zurückgreifen, basieren die Anlagengruppen auf dem energiewirtschaftlichen Prinzip *gemeinsames Wärme- oder Kältenetz* (siehe Abschnitt 4.4).

Reiter und Marique [146] modellieren den Energiebedarf für Gebäude und Verkehr im Maßstab einer ganzen Stadt. Dabei werden Census Blocks herangezogen, um den Verkehrsbedarf zu ermitteln. Dennoch aggregieren Reiter und Marique [146] diese Daten letztlich auf Stadtebene, ohne die Anwendung des Census-Block-Konzepts selbst weiter zu untersuchen.

Urquizo u. a. [147] nutzen Lower Layer Super Output Areas (LLSOAs) in England zur Modellierung des Energiebedarfs. LLSOAs bestehen aus einer Zusammenfassung mehrerer

Output Areas. Urquizo u. a. [147] betonten, dass durch unterschiedliche Granularitätsstufen (von Output Areas über LLSOAs bis zur Gesamtstadt) eine hierarchische Aggregation sowohl in der Stadtplanung als auch in den Sozialwissenschaften möglich ist. Allerdings fehlen Analysen zum eigentlichen technischen Energiesystem, etwa zu Netztopologien oder der Geräteebene, da sich Urquizo u. a. [147] primär auf den Energieverbrauch und die Relevanz von LLSOAs für politische Entscheidungen konzentrierten.

Knight u. a. [148] präsentieren Lastprofile im 30-Minuten-Takt für 10 048 Output Areas in Wales. Da diese Profile jedoch nur den Gebäudeenergieverbrauch (ohne Industrie- und Verkehrssektor) umfassen, ergeben sich daraus keine ganzheitlichen Lastprofile. Zwar liefert die Arbeit einen großen Datensatz für weiterführende Untersuchungen, verzichtet jedoch auf Analysen zum lokalen Betrieb von Geräten.

Fillaut [149] untersucht, wie kleine Gebiete durch die Kombination aus IRIS-Einheiten zur lokalen Selbstversorgung mit Energie (Selbstverbrauch) gelangen können. Hierzu wird das IRIS-Raster als Ausgangspunkt gewählt. Gleichzeitig verdeutlicht der Autor, dass ein tatsächliches Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch erst durch eine Kombination mehrerer IRIS-Einheiten erreicht wird, um ausreichend große Erzeugungsanlagen einbeziehen zu können. Der Schwerpunkt von Fillaut [149] liegt auf der gesamtenergetischen Balance, während detaillierte Prozesse innerhalb einzelner IRIS-Einheiten kaum berücksichtigt werden.

Obwohl die vorgestellten Arbeiten statistische und soziale Daten effektiv nutzen, bleiben wesentliche Fragen offen. Insbesondere fehlt eine systematische Untersuchung der räumlichen Einheiten wie IRIS oder Census Blocks selbst im energiewirtschaftlichen Kontext. Die meisten Arbeiten, die solche räumlichen Einheiten verwenden, konzentrieren sich auf aggregierte Daten auf dieser Ebene, nicht auf die Vorgänge innerhalb der Einheiten, sowie auf die technischen Aspekte der Netze, Geräte und deren Betriebsstrategien. Außerdem zeigt die vorliegende Analyse, dass zwar einige Untersuchungen existieren, die die sozial- und stadtplanerische Perspektive in energiebezogene Gruppierungen einbinden (etwa die Ermittlung von Lastprofilen für bestimmte Regionen [148] oder die Bestimmung optimaler Areale für Wärme- oder Kältenetze [145]), jedoch keine umfassende oder systematische Betrachtung auf systemischer Metaebene auffindbar ist. Eine Diskussion dieser Ergebnisse sowie weitere Schritte werden in Abschnitt 4.3 dargestellt.

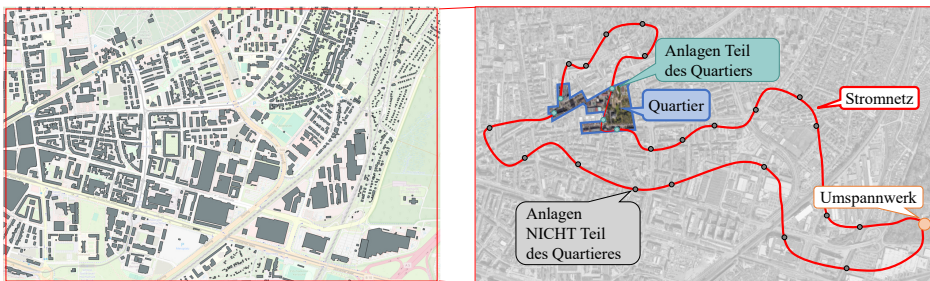
### **4.3. Diskussion der Rechercheergebnisse zu energietechnischen Quartieren**

In der Stadtplanung und in den Sozialwissenschaften finden sich methodisch fundierte Definitionen von Quartieren. Ein Quartier wird dort als relativ eigenständiges Teilsystem einer Stadt verstanden, abgegrenzt durch sichtbare äußere Grenzen (z. B. durch Straßenzüge, Bahntrassen oder Wasserläufe) und intern geprägt durch Homogenität

hinsichtlich Bebauungsstil, Baujahr, Funktion, sozialen Merkmalen oder architektonischer Konsistenz. Eine systematische Betrachtung, die solche Konzepte im Kontext des Energiesektors analysiert, fehlt bislang. Zwar wurde keine vollständige Literaturübersicht erstellt, jedoch ist das Fehlen entsprechender Arbeiten auffällig, zumal gezielt nach Anwendungen und Bewertungen von Gruppierungskonzepten wie IRIS oder Census Blocks im Energiesektor gesucht wurde. Diese Forschungslücke verdeutlicht den Bedarf einer vertiefenden Analyse.

Ein wesentlicher Vorteil etablierter sozialräumlicher Quartierseinteilungen liegt in ihrer öffentlichen Verfügbarkeit über standardisierte GIS-Datensätze, ihrer institutionellen Verankerung sowie ihrer breiten Anwendbarkeit. Statistische Bezirke oder administrative Quartiere lassen sich für unterschiedliche Zwecke nutzen – z. B. für die Planung lokaler Energiesysteme, für die Entwicklung quartiersbasierter Geschäftsmodelle oder für die Auswahl geeigneter Förderkulissen. Wo technische Netzdaten fehlen, bieten solche Einteilungen praktikable Alternativen und erleichtern die Umsetzung. Auf Grundlage von GIS-Daten in Kombination mit Daten aus dem Energiesektor (wie Geodaten der Stromnetze) könnte eine großflächige Auswertung zeigen, wie gut sich verschiedene Grenzen für energietechnische Anwendungen eignen. Es besteht Forschungsbedarf bezüglich der adäquaten Beschreibung der Metriken, welche die Übereinstimmung der GIS-Daten der Quartiere mit denen des Energiesektors (wie den Stromnetzen) beschreiben. Derartige Analysen ermöglichen eine systematische Bewertung des Potenzials energietechnischer Quartiere hinsichtlich der im Energiesektor angestrebten Ziele.

Unklar bleibt, inwieweit stadtplanerisch definierte Grenzen mit der physischen Energieinfrastruktur übereinstimmen. Entscheidend ist die Frage, ob sie netztechnisch tragfähig sind und Betriebskonzepte wie den lokalen Energieaustausch oder die netzdienliche Betriebsführung ermöglichen. Problematisch wird es etwa, wenn Geräte innerhalb eines Quartiers aus Sicht der Netzstruktur verschiedenen Abschnitten zugeordnet sind (siehe Abbildung 4.2) und Energieflüsse über externe Netzteile geführt werden müssen, was die Wirksamkeit und Effizienz der lokalen Steuerung einschränkt. Nur wenn die Übereinstim-



**Abbildung 4.2.:** Wissenschaftliche Frage zur Anwendung energietechnischer Quartiere: Inwieweit stimmen deren Grenzen mit der tatsächlichen technischen Infrastruktur im Energiesektor überein? Das gezeigte Beispiel aus dem Reallabor Smart East illustriert typische Herausforderungen bei der Abgrenzung solcher Quartiere hinsichtlich bestehender Netzstrukturen. Adaptiert aus Galenzowski u. a. [99].

mung zwischen sozialräumlicher Gliederung und technischer Netzstruktur systematisch bewertet wird, lassen sich fundierte Aussagen zur Umsetzbarkeit und Wirksamkeit quartiersbezogener Energiekonzepte treffen. Solche Bewertungen bilden die Grundlage, um das Potenzial bestehender Raumgliederungen für energiewirtschaftliche Anwendungen realistisch einzuschätzen und geeignete Schnittstellen zwischen Planung, Betrieb und Regulierung zu identifizieren. Eine flächendeckende Analyse könnte zudem klären, ob sozialwissenschaftliche Gruppierungen die Ziele von Quartierskonzepten tatsächlich fördern oder in der Praxis häufig mit netztechnischen Anforderungen kollidieren.

**Skizze eines Vorgehens zur Evaluierung der Nutzung von Quartieren aus Stadtplanung und in den Sozialwissenschaften für energietechnische Anwendungen:** Um die Eignung stadtplanerischer und sozialwissenschaftlicher Gruppierungsansätze für das Energiesystem zu bewerten, ist es notwendig, den Einfluss der gewählten Systemgrenzen der Quartiere auf die zugrunde liegende Energieinfrastruktur zu untersuchen. Insbesondere muss analysiert werden, wie sich diese Grenzen auf die Realisierung der häufig postulierten Vorteile, wie eine erhöhte Selbstversorgung und eine geringere Abhängigkeit von externen Netzen, auswirken [9].

Hierfür ist eine großflächige Analyse anhand einer repräsentativen Anzahl von Quartieren auf Grundlage von GIS-Daten und energietechnischen Informationen notwendig. In einer solchen Analyse sind geeignete Kennzahlen erforderlich, um die Übereinstimmung zwischen der Quartiersgrenze und der zugrunde liegenden Energieinfrastruktur zu quantifizieren. Die Identifizierung einer geeigneten Kennzahl ist derzeit noch offen und muss im Rahmen zukünftiger Forschung festgelegt werden. Eine solche Untersuchung würde den Vergleich verschiedener Gruppierungsansätze (energietechnische Quartiere ebenso wie die in Abschnitt 4.4 vorgestellten energiesektorbasierten Anlagengruppen) hinsichtlich ihrer Fähigkeit ermöglichen, die behaupteten Vorteile von Quartieren zu erzielen.

Der Umfang der vorliegenden Arbeit beschränkt sich darauf, die in der Literatur verwendete Terminologie zu Quartieren sowie die beobachteten Formen der Anlagengruppierung zu beschreiben und daraus Schlussfolgerungen zu Fehlanwendungen der Begriffe sowie zu bestehenden Forschungslücken abzuleiten. Eine simulationsbasierte und quantitative Bewertung von Gruppierungsansätzen aus Stadtplanung und Sozialwissenschaften für Energiesysteme ist einer zukünftigen Veröffentlichung vorbehalten. Die Entwicklung eines vollständigen Forschungsdesigns zur Schließung der identifizierten Lücke muss im Rahmen zukünftiger Arbeiten erfolgen. Eine erste Skizze für ein empirisches Vorgehen zur Bearbeitung der Frage sieht wie folgt aus:

**1. Datengrundlage:** Der erste Schritt besteht in der Erhebung aller erforderlichen Daten. Dazu gehören GIS-Daten zu Quartiersgrenzen aus der Stadtplanung und den Sozialwissenschaften. Ergänzend werden energietechnische Infrastrukturdaten, wie Netztopologien und technische Verbindungen zwischen Energieerzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen, vom Verteilnetzbetreiber und den Energieversorgungsunternehmen

men benötigt. Wo der Zugang zu solchen Daten aus Datenschutzgründen eingeschränkt ist, können diese synthetisch erzeugt oder aus offenen Datensätzen bezogen werden.

**2. Studiendesign:** Auf Grundlage der GIS- und Infrastrukturdaten sollten drei Szenarien untersucht werden: (a) energietechnische Quartiere aus Stadtplanung und Sozialwissenschaften, (b) etablierte energiesektorbasierte Anlagengruppen, und (c) ein Betrieb ohne zusätzliche Gruppierung.

**3. Modellierung und Simulation:** Zusätzlich müssen Annahmen zu Märkten, typischen Betriebsweisen und verschiedenen Betriebszielen, wie der Lastspitzenreduktion, der Eigenverbrauchsoptimierung oder der Reaktion auf dynamische Preise, in das Simulationsmodell integriert werden. Zudem sind Kenntnisse über die Platzierung und den Typ der Anlagen sowie geeignete mathematische Repräsentationen erforderlich. Die Auswahl der Strategien sollte die in der Literatur etablierten Betriebsansätze widerspiegeln.

**4. Bewertung:** Die Eignung der Gruppierungsansätze sollte anhand geeigneter Kennzahlen beurteilt werden, die die Unterschiede zwischen den Ansätzen quantifizieren, sowie durch Sensitivitäts- und Unsicherheitsanalysen überprüft werden. Etablierte Bewertungskennzahlen zur Beurteilung der Betriebsqualität von Energiesystemen können hierfür herangezogen werden, etwa der Transformatorauslastungsgrad [150], der Leitungsauslastungsfaktor [151], die Spannungsabweichung [152] oder die Systemverluste [153]. Des Weiteren können Kennzahlen, wie der Grid-Support-Faktor, herangezogen werden (vgl. [154]).

**5. Validierung, Übertragbarkeit und Reproduzierbarkeit:** Der letzte Schritt umfasst die Validierung, die Übertragbarkeit und die Reproduzierbarkeit der Ergebnisse. Dazu gehört die Identifikation länderspezifischer Rahmenbedingungen. Unterschiede können sich aus Spannungsniveaus, regulatorischen Vorgaben für den Betrieb von Anlagen oder Umweltfaktoren wie Wetterbedingungen ergeben.

Mit einer solchen Untersuchung könnten über die bisherige Literatur hinausgehende Erkenntnisse zur Anwendung energietechnischer Quartiere gewonnen werden.

## 4.4. Literaturreview zu energiesektorbasierten Anlagengruppen

Nachdem im linken Pfad nur wenige Arbeiten identifiziert werden konnten, folgen die meisten untersuchten Veröffentlichungen dem rechten Pfad in Abbildung 4.1. Diese Arbeiten verwenden zwar eine interdisziplinär geprägte Terminologie, wählen jedoch ihre Systemgrenzen anhand von Logiken aus dem Energiesektor und entsprechen damit der Definition energiesektorbasierter Anlagengruppen gemäß *Definition der energiesektorbasierten Anlagengruppe*. Für deren Analyse ist es zunächst erforderlich, systematisch herauszuarbeiten, welche Logiken zur Wahl von Systemgrenzen im Energiesektor existieren. Im Gegensatz zur sozialwissenschaftlichen und stadtplanerischen Perspektive,

in der eine einheitliche Definition von Quartieren möglich war und in *Definition der Quartiersgrenze nach Stadtplanung und Sozialwissenschaft* zusammengeführt wurde, zeigt sich im energietechnischen Bereich eine deutlich größere Heterogenität der zugrunde liegenden Abgrenzungsprinzipien.

In Abschnitt 4.4 wird untersucht, wie Geräte im Energiesektor typischerweise zu Anlagengruppen zusammengefasst werden. Dabei werden die entsprechenden Arbeiten zu diesen energiesektorbasierten Anlagengruppen, einschließlich der von ihnen verwendeten interdisziplinären Terminologie, direkt zugeordnet. Um zu verdeutlichen, welche Terminologien die jeweiligen Arbeiten verwenden, sind die entsprechenden Begriffe aus den Veröffentlichungen kursiv (*italic*) hervorgehoben. Der Schwerpunkt der vorliegenden Analyse liegt auf den tatsächlichen Prozessen, nach denen die Arbeiten Anlagengruppen ausgewählt haben, was häufig eine detaillierte Betrachtung erfordert, da viele Arbeiten die Auswahlkriterien nicht klar benennen. Tabelle 4.2 zeigt einen Überblick über jene Konzepte aus dem Energiesektor, die im weiteren Verlauf von Abschnitt 4.4 näher erläutert werden.

Um eine bessere Übersicht zu schaffen, wurden diese Konzepte mithilfe exemplarischer Darstellungen in den Abbildung 4.3 bis Abbildung 4.9 visualisiert. Die dort gezeigten Anlagengruppen sind fiktiv und verdeutlichen die allgemeine Anwendbarkeit der Konzepte, ohne konkrete Geodaten. Um die Einbettung in denselben städtischen Kontext zu illustrieren, zeigt jede Abbildung denselben Stadtbereich (linke Hälfte in Abbildung 4.3 bis Abbildung 4.9) sowie die jeweilige Darstellung der Anlagengruppe (rechte Hälfte in Abbildung 4.3 bis Abbildung 4.9). Der gewählte Ausschnitt misst 2,3 km in der Breite und 1,3 km in der Höhe. Die Kartendarstellungen wurden mit QGIS 3.30.1 erstellt, basierend auf Daten von OpenStreetMap<sup>1</sup>, GlobalMLBuildingFootprints<sup>2</sup> und Google-Satellitenbildern<sup>3</sup>. Nachfolgend werden alle neun Gruppierungsansätze aus Tabelle 4.2 im Detail beschrieben.

**G1 Unterhalb desselben Ortsnetztransformators:** Ein in der Energiewirtschaft weit verbreiteter Gruppierungsansatz ist die Zusammenfassung aller Anlagen unterhalb eines einzigen Ortsnetztransformators (Abbildung 4.3). Häufig wird vom Punkt des gemeinsamen Anschlusses (Netzanschlusspunkt (NAP)) gesprochen oder allgemein davon, dass alle Anlagen in einem bestimmten Niederspannungsnetz zu einer Gruppe zusammengefasst werden.

Terrier u. a. [155] analysieren verschiedene Quartiertypen in der Schweiz und verwenden Begriffe wie *local energy community*, *energy hubs* oder *district*, obwohl sie tatsächlich sämtliche Anlagen unterhalb von Ortsnetztransformatoren zusammenfassen. Middelhaue u. a. [156] entwickeln einen Algorithmus zur optimalen Auslegung eines *district* als

---

<sup>1</sup> Geodaten: <http://tile.openstreetmap.org/{z}/{x}/{y}.png> (abrufbar als QGIS-Layer, nicht direkt im Webbrowser)

<sup>2</sup> Geodaten: <https://github.com/microsoft/GlobalMLBuildingFootprints>

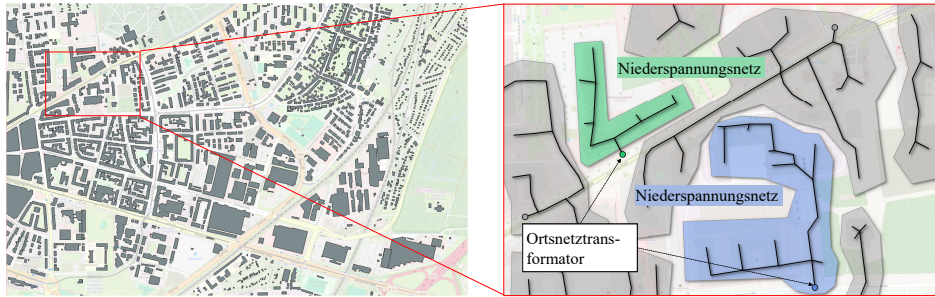
<sup>3</sup> Geodaten: <https://mtl.google.com/vt/lyrs=s&x={x}&y={y}&z={z}> (abrufbar als QGIS-Layer, nicht direkt im Webbrowser)



Gruppierungsansatz	Kriterium zur Abgrenzung	Abbildung	Quellen
G1 Unterhalb desselben Ortsnetztransformators	Sämtliche Anlagen unterhalb eines gemeinsamen Ortsnetztransformators im selben Niederspannungsnetz	Abb. 4.3	[155], [156], [157], [158], [159], [160], [161]
G2 Private Netzbereiche	Privat betriebene Netze mit definierten Anschlusspunkten an das öffentliche Netz	Abb. 4.4	[162], [163]
G3 Gemeinsamer Zellbetreiber	Von einer Instanz (z. B. Community-Microgrid) zentral verwaltetes Teilnetz	Abb. 4.5	[164], [165], [166]
G4 Innerhalb eines neu oder gemeinsam erschlossenen Gebiets	Anlagen, die im selben Zeitraum oder als gemeinsames Projekt entwickelt wurden	Abb. 4.6	[56],[167]
G5 Gemeinsame Mittelspannungsleitung	Sämtliche Anlagen, die an derselben Mittelspannungsleitung angeschlossen sind	Abb. 4.7	[168], [169], [170]
G6 Gemeinsame Bilanzgruppe	Alle Anlagen in einer vom selben Akteur verwalteten Bilanzgruppe (z. B. VPP)	Abb. 4.8	[171], [172], [173]
G7 Gemeinsames Wärme- oder Kältenetz	Anlagen, die ein lokales Wärme- oder Kältenetz teilen	Abb. 4.9	[174]
G8 Motivation zur Teilnahme oder Datenverfügbarkeit	Auswahl erfolgt anhand von Datenverfügbarkeit oder Teilnahmewillen der Eigentümer	-	[175]
G9 Keine Angaben zur Gruppierung	Keine Angabe klarer oder systematischer Kriterien	-	[176]

**Tabelle 4.2.:** Relevante Gruppierungsansätze aus dem Energiesektor mit dem jeweiligen Abgrenzungskriterium sowie repräsentativen Beispielen aus der Literatur. Adaptiert aus Galenzowski u. a. [99].

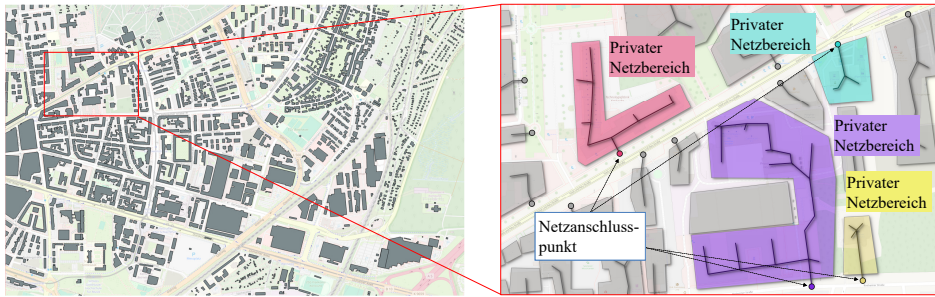
*renewable energy hub*, wobei die Gruppe aller Anlagen auf einen einzigen Ortsnetztransformator beschränkt blieb. Lang u. a. [157] analysieren die Struktur von Energiesystemen auf *district level* und beziehen sich auf Bereiche, die durch einen einzelnen Mittel- oder Niederspannungstransformator versorgt werden. Ihre Fallstudie betrachtet Anlagen, die an der Niederspannungsseite eines 630 kVA-Transformators angeschlossen sind, wodurch das Konzept des *district* klar dem gemeinsamen Niederspannungsnetz zugeordnet wird. Kharboutli u. a. [158] untersuchen *district energy systems* hinsichtlich ökologischer, ökonomischer und systemdienlichkeitsbezogener Aspekte. Sie vergleichen verschiedene Ausbauszenarien für Verbraucher, Photovoltaik (PV) und Batteriespeichersystem (BESS). Als Systemgrenze wählen sie den Ortsnetztransformator. Richter u. a. [159] entwickeln



**Abbildung 4.3.:** Beispiel: **G1 Unterhalb desselben Ortsnetztransformators.** Ein Niederspannungsnetz, das von einem einzelnen Ortsnetztransformator versorgt wird, ist in Grün dargestellt, ein weiteres Beispiel in Blau. Zusätzliche Anlagengruppen im Stadtgebiet sind in Grau markiert und verdeutlichen die breitere Anwendbarkeit des Konzepts. Adaptiert aus Galenzowski u. a. [99].

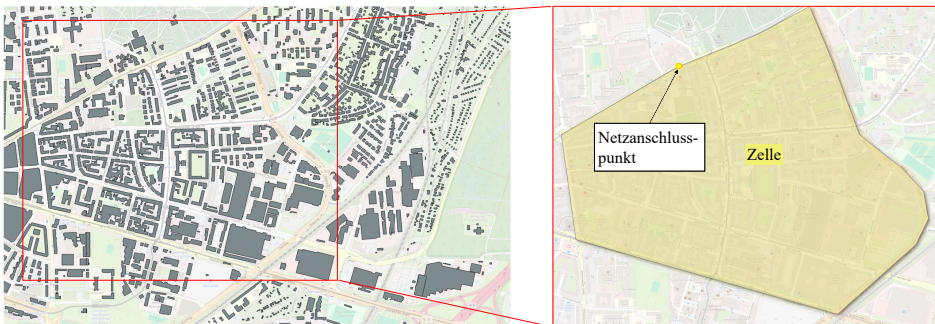
eine Methode zur Erzeugung synthetischer *district*-Stromverbrauchsverläufe. Als Systemgrenze wählen sie Bereiche, die durch lokale Netztransformatoren von benachbarten Netzen getrennt sind. Zusätzlich wird die Anzahl auf zehn Haushalte beschränkt, um eine realistische und stochastisch hinreichend variable Datengrundlage zu erzeugen. Richter u. a. [160] untersuchen nicht-stationäre und diskontinuierliche *Renewable Energy Community*-Lastzeitreihen mittels zeitabhängiger Aggregation von Quartierslastprofilen. Dabei bauen sie auf der Methodik von Richter u. a. [159] zur Erstellung von Quartierslastprofilen auf. Dyngne u. a. [161] konzentrieren sich auf einen lokalen Strommarkt in einer *neighborhood*, die sich ebenfalls durch die Nutzung eines einzigen Ortsnetztransformators abgrenzt. Die Zusammenfassung aller Anlagen unterhalb eines einzigen Ortsnetztransformators findet sich nicht nur in der Forschung, sondern auch in gesetzlichen Regelungen: In Deutschland wird etwa in § 14a EnWG [177] die Abgrenzung über denselben Niederspannungsanschluss vorgeschrieben. Zudem wird die dezentrale Spannungsregelung häufig am jeweiligen Transformator ausgerichtet [178].

**G2 Private Netzbereiche:** Nach dem Gruppierungsansatz *Private Netzbereiche* werden alle Anlagen eines privat betriebenen Netzes zu einer Anlagengruppe zusammengefasst. Als Grenze fungiert mindestens ein Anschlusspunkt ans öffentliche Netz (Abbildung 4.4). Das Konzept des *privaten Netzbereichs* ist häufig auf Hochschul- oder Industriegeländen sowie in größeren Wohnanlagen zu finden. Anders als ein Einfamilienhaus erfüllen Hochschul- oder Industriegelände sowie größere Wohnanlagen in der Regel die Skalierung, die in der Stadtplanung und in den Sozialwissenschaften mit einem Quartier assoziiert wird. Araújo u. a. [162] untersuchen beispielsweise eine *local energy community* auf einem Hochschulcampus in Portugal. Blumberga u. a. [163] führen eine *positive energy district*-Simulation für die Gebäude der Technischen Universität Riga durch. Selbst ein großes Industriegelände (lila Bereich in Abbildung 4.4) würde damit als eine Gruppe gelten. Genauso wäre theoretisch auch jedes einzelne Einfamilienhaus ein privates Netz im Kleinstmaßstab.



**Abbildung 4.4.:** Beispiel: **G2 Private Netzbereiche**. Veranschaulicht privat betriebene Netze mit Anschlusspunkten an das öffentliche Netz. Beispiele sind Einfamilienhäuser (türkis, gelb), größere Wohnkomplexe (rot) und Industriegelände (lila). Grau schraffierte Flächen kennzeichnen benachbarte Gruppen. Adaptiert aus Galenzowski u. a. [99].

**G3 Gemeinsamer Zellbetreiber:** Ist das Netz zellular aufgebaut, übernimmt eine bestimmte Instanz – etwa ein *Community-Microgrid* – das Management einer Teilnetz-Zelle und verfügt über genau einen Anschlusspunkt an das übergeordnete Verteilnetz (Abbildung 4.5).

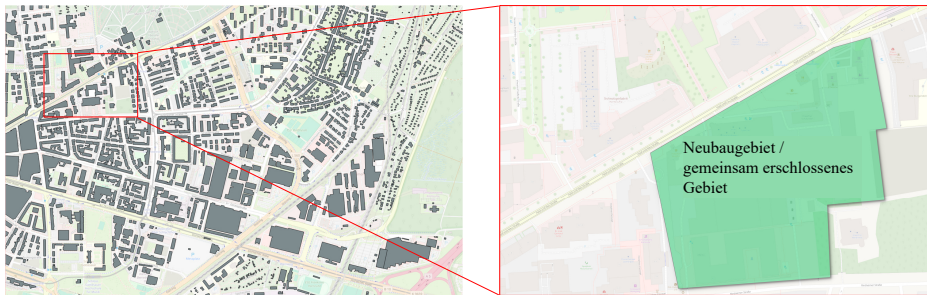


**Abbildung 4.5.:** Beispiel: **G3 Gemeinsamer Zellbetreiber**. Adaptiert aus Galenzowski u. a. [99].

Cornélusse u. a. [164] definieren *community* Microgrids als Zusammenschlüsse aller Anlagen an einem lokalen Bus, ohne dessen Gleichsetzung mit einem Mittel-/Niederspannungstransformator oder privatem Eigentum vorauszusetzen. Stattdessen beschreiben sie eine netztechnisch eigenständige Zelle unterhalb des öffentlichen Netzes, die einer klar zugeordneten Einheit innerhalb der *community* gehört [164]. Coelho u. a. [165] simulieren den Betrieb eines *Community-Microgrids*. Die jeweiligen Anlagengruppen werden am NAP abgegrenzt, wodurch die Microgrid-Grenzen eindeutig definiert sind, ohne sich jedoch an einer bestimmten Spannungsebene oder an einer Eigentümerstruktur zu orientieren [165]. Ottenburger u. a. [166] entwickeln ein methodisches Vorgehen zur Gruppenbildung für *microgrids*, das technische Kriterien sowie soziale Faktoren wie sozioökonomische und wohnbezogene Bedingungen berücksichtigt. Die Autoren

definieren physisch abgegrenzte, unabhängig betreibbare *microgrids* auf Grundlage gemeinsamer Mittelspannungsleitungen und dokumentieren die zugrunde liegenden Prinzipien transparent [166].

**G4 Innerhalb eines neu oder gemeinsam erschlossenen Gebiets:** Bei diesem Gruppierungsansatz werden alle Anlagen betrachtet, die im Rahmen eines Projekts oder in derselben Bauphase errichtet wurden (Abbildung 4.6). Dadurch ergeben sich meist ähnliche technische Standards und Energieeffizienzen. Im Gegensatz zu privaten Netzbereichen umfassen solche Gebiete mehrere Netzanschlusspunkte oder Niederspannungsnetze.

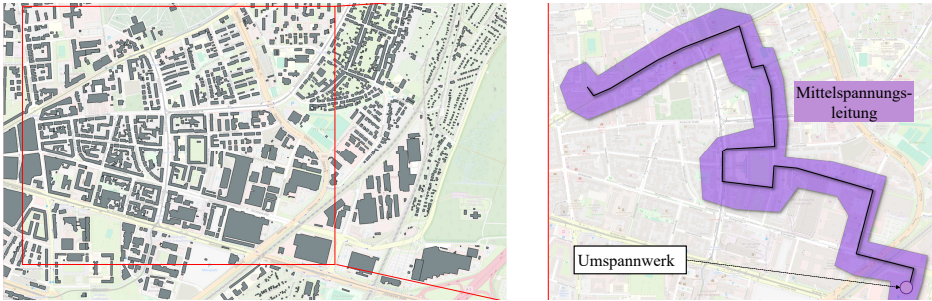


**Abbildung 4.6.:** Beispiel: G4 Innerhalb eines neu oder gemeinsam erschlossenen Gebiets. Adaptiert aus Galenzowski u. a. [99].

Cheng u. a. [56] kombinieren in einer *new residential area* in Deutschland Strom- und Wärmeversorgung und simulieren gemeinsam betriebene Anlagen in diesem neu erschlossenen Quartier. De Rosa u. a. [167] stellen eine integrierte Planungsmethodik für neue dekarbonisierte Stadtquartiere vor, die das Energiemanagement in Gebäuden, die Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge und die Gestaltung des Stromverteilnetzes verbindet und anhand einer großmaßstäblichen Fallstudie im gemeinschaftlich entwickelten Bereich des neuen *district* in Madrid veranschaulicht wird.

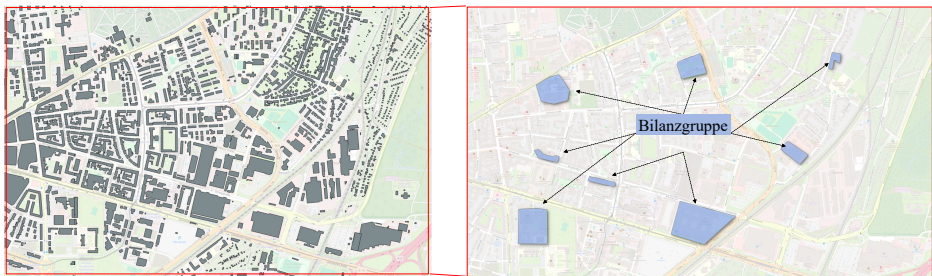
**G5 Gemeinsame Mittelspannungsleitung:** Bei diesem Gruppierungsansatz werden alle Anlagen, die an derselben Mittelspannungsleitung angeschlossen sind, zu einer Gruppe zusammengefasst (Abbildung 4.7). Dabei wird das Kabel betrachtet, das von einem Umspannwerk ausgeht, sowie alle daran angeschlossenen Anlagen (siehe Abbildung 4.7). Dieses Kabel kann entweder von einem Sammelschienenabschnitt innerhalb der Umspannstation oder direkt von einem zugehörigen HS/MS-Transformator ausgehen. Kermani u. a. [168] verbessern etwa die Auslegung von Ortsnetztransformatoren für *energy communities*, die sich durch die Anbindung an eine gemeinsame Mittelspannungsleitung auszeichnen. De Barros u. a. [169] zielen auf eine regionale (*regional*) Verbesserung der Spannungsqualität im Verteilnetz ab. Liu und Ledwich [170] stellen einen Algorithmus zur netzdienlichen Steuerung von *communities* vor, wobei sie sich entweder auf Anlagen beziehen, die an dieselbe Spannungsebene oder an dasselbe Mittelspannungsnetz angeschlossen sind.





**Abbildung 4.7.:** Beispiel: G5 Gemeinsame Mittelspannungsleitung. Adaptiert aus Galenzowski u. a. [99].

**G6 Gemeinsame Bilanzgruppe:** Dieser Gruppierungsansatz fasst alle Anlagen, die von einem Akteur (z. B. Betreiber eines virtuellen Kraftwerks) in einer Bilanzgruppe zusammengefasst werden, als eine Einheit zusammen (Abbildung 4.8). Während VPP mitunter großflächig ausgelegt sein können, konzentriert sich dieser Beitrag auf Ausprägungen, die ein mittleres Niveau zwischen Einzelanlage und Gesamtstadt abdecken. Reis u. a.

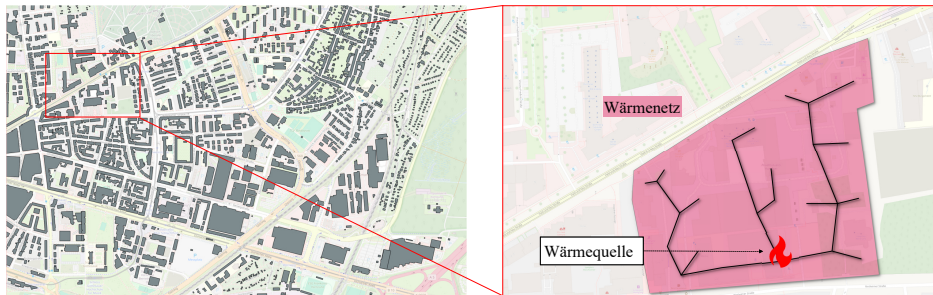


**Abbildung 4.8.:** Beispiel: G6 Gemeinsame Bilanzgruppe. Adaptiert aus Galenzowski u. a. [99].

[171] schlagen ein Multi-Agenten-System vor, um eine *energy community* zu modellieren, die hauptsächlich durch einen gemeinsamen koordinierenden Agenten verbunden ist und nicht streng durch Netzgrenzen definiert wird. In ihrem Gruppierungsansatz bestehen die Anlagengruppen aus geografisch benachbarten Wohn- und Nichtwohneinheiten, deren Nachfrageflexibilität gemeinsam vom Koordinator-Agenten optimiert wird [171]. Sauerbrey u. a. [172] definieren einen *district* als eine Gruppe räumlich zusammenhängender Gebäude, die eine gemeinsame Energieversorgung und -nutzung verfolgt. Ihre Arbeit führt die Rolle eines District Energy Managers ein, der zentral Prognose, Optimierung und Flexibilitätsmanagement übernimmt und über ein modulares District Energy Management System die Energieflüsse in den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität koordiniert. Van Summeren u. a. [173] untersuchen drei Community-VPPs (cVPP) in Irland, Belgien und den Niederlanden. Dort wurden verschiedene Technologien wie PV,

Batteriespeicher und Wärmepumpen eingebunden, um lokale Energieunabhängigkeit zu fördern und zugleich die Marktvorgaben einzuhalten.

**G7 Gemeinsames Wärme- oder Kältenetz:** In der englischsprachigen Literatur ist der Begriff *district* für lokale Wärmenetze bereits seit Langem etabliert. Im Deutschen hat sich der Begriff Quartier durchgesetzt (Abbildung 4.9). Wakui u. a. [174] beschreiben die Planung eines *energy supply area*, das Heiz- und Stromnetze integriert.



**Abbildung 4.9.:** Beispiel: G7 Gemeinsames Wärme- oder Kältenetz. Adaptiert aus Galenzowski u. a. [99].

**G8 Motivation zur Teilnahme oder Datenverfügbarkeit:** Guarino u. a. [175] modellieren den Verbrauch und die Erzeugung eines *positive energy district*. Alle ausgewählten Gebäude werden für öffentliche Zwecke genutzt. Aus der Luftbildaufnahme geht hervor, dass die Gebäude nicht aneinandergrenzen und keine klar erkennbaren äußeren Grenzen aufweisen. Zwar wird dies von Guarino u. a. [175] nicht explizit angegeben, doch lässt sich auf Grundlage dieser Beobachtungen plausibel annehmen, dass die Gebäude anhand der Bereitschaft und Verfügbarkeit der jeweiligen Eigentümer zur Teilnahme an der Studie ausgewählt wurden.

**G9 Keine Angaben zur Gruppierung:** Chuat u. a. [176] diskutieren mögliche Anlagenkonfigurationen für *districts*, die als *energy hubs* fungieren, ohne jedoch offenzulegen, wie die betrachteten 15 Gebäude ausgewählt wurden. Auch gesetzliche Regelungen wie das deutsche GEIG [32] verwenden den Begriff *Quartier*, ohne jedoch eine präzise Definition zu liefern.

Zusammenfassend zeigt Abschnitt 4.4, dass im Energiesektor eine breite Palette von Ansätzen zur Gruppierung existiert – von klar definierten Abgrenzungen (z. B. unterhalb desselben Ortsnetztransformators, gemeinsame Mittelspannungsleitung oder private Netze) bis hin zu eher frei gestalteten Methoden, die auf Teilnahmewillen, Datenverfügbarkeit oder vage Kriterien setzen. Das Spektrum verdeutlicht die Herausforderungen und Anforderungen beim Zusammenfassen von Anlagen für energierelevante Anwendungen und liefert wichtige Einblicke in bereits angewandte Praktiken.

## 4.5. Diskussion der Rechercheergebnisse zu energiesektorbasierten Anlagengruppen

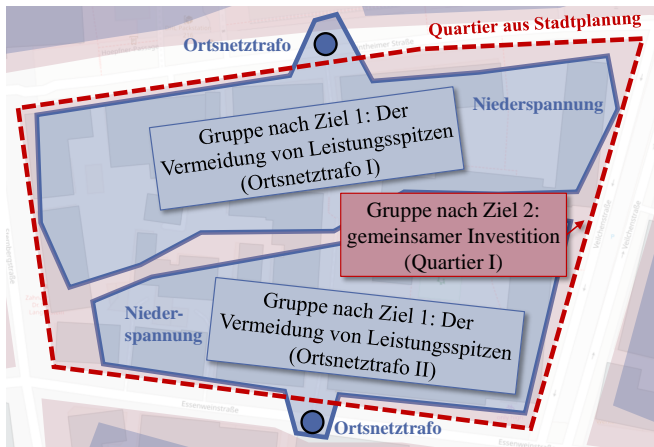
Die vorliegende Arbeit analysiert systematisch, wie Gruppen von Anlagen im Kontext energietechnischer Quartierskonzepte gebildet werden. Im Fokus stehen Publikationen, die eine interdisziplinär klingende Quartiersterminologie verwenden, jedoch bei der eigentlichen Gerätezusammenstellung auf klassische Ansätze der Energiewirtschaft zurückgreifen. Diese werden als energiesektorbasierte Anlagengruppen mit interdisziplinärer Terminologie bezeichnet. Durch die Literaturlauswertung konnte eine Vielzahl etablierter Konzepte zur Zusammenfassung von Anlagen in der Energiedomäne identifiziert werden.

Diese Konzepte reichen von der Zusammenfassung unterhalb desselben Ortsnetztransformators, über die Nutzung gemeinsamer Mittelspannungsleitungen und die Einbindung in private Netze oder Bilanzgruppen, bis hin zur Bündelung in gemeinsam erschlossenen Neubaugebieten oder an einem gemeinsamen Wärme- oder Kältenetz. In vielen Veröffentlichungen werden diese eindeutig technisch motivierten Gruppierungen jedoch unter Begriffen wie *community* oder *district* zusammengefasst, obwohl präzisere Bezeichnungen aus der energiewirtschaftlichen Fachsprache zur Verfügung stehen.

Ein grundlegendes Problem ist die uneinheitliche Verwendung von Begriffen und die damit verbundene Gefahr von Missverständnissen, insbesondere im interdisziplinären Austausch oder bei politischen und förderrechtlichen Entscheidungen. Während in der Stadtplanung und in den Sozialwissenschaften ein Quartier klar als sozioräumliche Einheit mit äußeren Grenzen und innerer Homogenität definiert ist, wird der Begriff im Energiesektor häufig anstelle einer präziseren, bestehenden Beschreibung des Anlagengruppierungsansatzes verwendet.

Da die Systemgrenzen in den meisten Arbeiten nicht explizit ausgewiesen, sondern lediglich implizit zwischen den Zeilen erwähnt werden, ist eine detaillierte Analyse der jeweiligen Methodik erforderlich, um die tatsächlich verwendeten Abgrenzungskriterien zu rekonstruieren. Dies erschwert eine systematische Kategorisierung und Quantifizierung erheblich und verdeutlicht zugleich den Bedarf an klarer Terminologie sowie an transparenter Dokumentation des Gruppierungsansatzes in zukünftigen Studien. Die in der Literatur verwendeten Gruppierungsregeln lassen sich nicht ohne Weiteres quantifizieren. Dennoch lässt sich auf Grundlage der gewonnenen Erkenntnisse diskutieren, welche praktischen Implikationen unterschiedliche Systemgrenzen in konkreten Anwendungsfällen haben. Anhand des Reallabors Smart East werden in Kapitel 5 beispielhafte Anwendungen analysiert, um zu zeigen, wie sich theoretisch hergeleitete Systemgrenzen in der Praxis bewähren und welche Herausforderungen bei der Umsetzung auftreten.

Künftige Quartiersprojekte sollten außerdem die Möglichkeit berücksichtigen, verschiedene Zielsetzungen durch separate Gruppierungslogiken abzubilden. So lassen sich soziale Zielsetzungen, etwa gemeinschaftliche Investitionen, unabhängig von der technischen



**Abbildung 4.10.:** Beispiel für die Möglichkeit, die Gruppierungslogik nach verschiedenen Zielen zu trennen. Soziale Ziele wie gemeinschaftliche Investitionen könnten getrennt von der technischen Logik des Anlagenbetriebs betrachtet werden. Die Investition könnte beispielsweise auf Ebene der stadtplanerischen Quartiere organisiert werden, während die Lastspitzenvermeidung auf Grundlage der Gruppierung nach Ortsnetztransformatoren erfolgt.

Logik des Anlagenbetriebs analysieren, die sich wiederum an bestehenden energietechnischen Systemgrenzen orientieren könnte, wie beispielhaft in Abbildung 4.10 dargestellt.

Zusammenfassend zeigt die Recherche, dass sich der Begriff Quartier in energietechnischen Publikationen häufig auf konventionelle Anlagengruppen bezieht. Eine exakte Definition und Trennung zwischen interdisziplinärer Terminologie und sektorspezifischer Methodik ist daher essenziell, um Missverständnisse zu vermeiden und die interdisziplinäre Anschlussfähigkeit zu gewährleisten.

**Relevanz von G2 Private Netzbereiche im deutschen Kontext:** In Deutschland wird rechtlich zwischen öffentlichem Netz, bezeichnet als *Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung* gemäß § 17 EnWG, und allen anderen Netzformen unterschieden. Alles, was nicht unter *Energieversorgungsnetzen der allgemeinen Versorgung* fällt, wird in der vorliegenden Doktorarbeit zusammenfassend als *privater Netzbereich* bezeichnet.

Rechtlich ist „privat“ jedoch kein einheitlicher Begriff, sondern umfasst verschiedene Konstellationen. Grundsätzlich ist zu unterscheiden zwischen *selbst genutzten Netzen*, bei denen eine Privatperson oder ein Unternehmen die Anlagen und das Netz vollständig besitzt und betreibt, und *Gebäuden mit mehreren Nutzerinnen und Nutzern*. Während bei der Selbstnutzung keine weiteren rechtlichen Abgrenzungen erforderlich sind, kommen bei Mehrparteienkonstellationen unterschiedliche Regelungen in Betracht: *Geschlossene Verteilernetze* (§ 110 EnWG), *Kundenanlagen* (§ 24a EnWG), *Kundenanlagen zur betrieblichen Eigenversorgung* (§ 24b EnWG) oder *Direktleitungen* (§ 12a EnWG).



Die jeweilige Einstufung ist entscheidend, da sie den Betrieb erleichtern kann. Für geschlossene Verteilernetze entfallen etwa zentrale regulatorische Pflichten wie die *netzorientierte Steuerung* (§ 14a EnWG), die *Veröffentlichungspflichten* (§ 14e EnWG), die *Allgemeine Anschlusspflicht* (§ 18 EnWG) sowie die *Sanktionspflichten bei Pflichtverstößen* (§ 52 EnWG). Zugleich entstehen durch Regelungen wie den *Mieterstromzuschlag* nach § 21 Abs. 3 EEG finanzielle Anreize. Der Zuschlag wird für Solarstrom gezahlt, der innerhalb eines Gebäudes oder mehrerer Gebäude im selben Quartier „ohne Durchleitung durch ein Netz“ verbraucht wird.

Zur großflächigen Identifikation solcher privater Netzbereiche können *Flurstücksdaten* verwendet werden (siehe Abschnitt 3.2). Da der Besitz von Grund und Boden in vielen Fällen mit dem Eigentum an den darauf befindlichen energietechnischen Anlagen und Netzen korreliert, lässt sich über Geodaten eine erste Annäherung an private Netzbereiche erreichen. Arbeiten wie die von Malacek u. a. [179] zur Generierung von Wärmebedarfszeitreihen nutzen bereits Katasterdaten auf Gebäudeebene, insbesondere Angaben zu Nutzungstyp, Baujahr, Anzahl der Einheiten und Flächen.

Bei einer ganzheitlichen Betrachtung als CPSIS ist auch die *soziale Dimension* zu berücksichtigen: Anlagen, die sich in einer gemeinsamen Eigentums- und Verantwortungssphäre befinden, vereinfachen die Umsetzung einer einheitlichen Steuerung und ermöglichen Betriebsstrategien, bei denen Daten lokal verarbeitet und externe Schnittstellen minimiert werden. Ein Beispiel für eine solche Steuerung ist das Prinzip des *dispatchable feeder*, das die koordinierte Steuerung flexibler und inflexibler Komponenten innerhalb eines definierten Netzbereichs ermöglicht [108, 180–183]. Ein privater Netzbereich entspricht in Teilen dem in der Literatur verbreiteten Begriff der *Gebäudeoptimierung* [184], greift ihn jedoch weiter, da nicht die bauliche Struktur, sondern die Eigentumsverhältnisse und Verantwortungsbereiche letztlich für die Umsetzung integrierter Konzepte entscheidend sind. Beispielsweise muss Ladeinfrastruktur energietechnisch ebenso wenig Teil eines Gebäudes sein wie eine Freiflächen-PV-Anlage, würde in einem privaten Netzbereich jedoch dennoch als gemeinsame Einheit verstanden.

## 4.6. Zusammenfassung und Diskussion

In Kapitel 4 wurde ein systematisches Vorgehen zur Analyse von Arbeiten zu Quartieren vorgestellt und klar herausgearbeitet, wie zwischen energietechnischen Quartieren (siehe Abschnitt 4.2) und energiesektorbasierten Anlagengruppen (siehe Abschnitt 4.4) unterschieden werden kann. Dabei wurde aufgezeigt, dass weitere Untersuchungen zu energietechnischen Quartieren erforderlich sind, während energiesektorbasierte Anlagengruppen in der bestehenden Literatur weit verbreitet sind.

Zudem wurde deutlich, dass bei energiesektorbasierten Anlagengruppen häufig Missverständnisse hinsichtlich ihrer tatsächlichen Interdisziplinarität entstehen können. Entscheidend ist, dass künftige Arbeiten klar benennen, nach welchen Logiken ihre

Systemgrenzen festgelegt wurden. Nur wenn die Systemgrenzenwahl eindeutig sowie breit und systematisch anwendbar ist, wird eine Skalierung der in dieser Literatur entwickelten Ansätze auf eine große Zahl von Anlagengruppen möglich. Ideal für eine großflächige Skalierung ist eine Gruppierung, die auf öffentlich zugänglichen Geodaten basiert und das gesamte Gebiet eines Landes abdeckt. Die Nutzung bestehender Gruppierungen nach Quartieren aus Stadtplanung und Sozialwissenschaften erscheint dabei besonders relevant, ist jedoch bislang nur unzureichend erforscht und nicht flächendeckend verfügbar. So existiert beispielsweise für Karlsruhe keine etablierte Gruppierung nach Quartieren. Ein weiterer etablierter Gruppierungsansatz ist die Gruppierung nach privaten Netzbereichen. Die Gruppierung nach privaten Netzbereichen kann über die verfügbaren Geodaten der Flurstücke großflächig approximiert werden und besitzt auch in rechtlicher Hinsicht eine hohe Relevanz. Die in Kapitel 4 identifizierten Gruppierungsansätze werden in Abschnitt 5.2 anhand eines Realweltbeispiels evaluiert. In Abschnitt 5.3 erfolgt eine vertiefte Betrachtung der als relevant hervorgehobenen Gruppierung nach privaten Netzbereichen.

## 5. Quartiersmodellierung im Reallabor

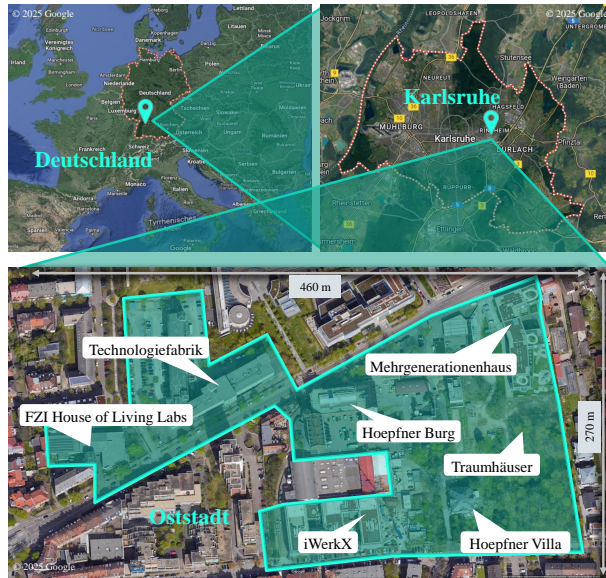
Kapitel 5 zeigt die Anwendung der in Kapitel 2 entwickelten Definitionen sowie der in Kapitel 4 im Literaturreview identifizierten Ansätze zum Betrieb von Anlagengruppen im Reallabor Smart East. In Abschnitt 5.1 wird das Reallabor Smart East in der Oststadt von Karlsruhe vorgestellt, das als Anwendungsfall für die Analyse und Modellierung energietechnischer Quartierskonzepte dient<sup>1</sup>. Das übergeordnete Ziel des Reallabors ist die Reduktion von Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen durch den optimierten Betrieb flexibler energietechnischer Anlagen. Auf Grundlage des Reallabors Smart East erfolgt in Abschnitt 5.2 eine systematische Modellierung unterschiedlicher Gruppierungsansätze aus dem Energiesektor. Berücksichtigt werden dabei sowohl weiche Kriterien wie die Motivation zur Teilnahme als auch technisch definierte Systemgrenzen, etwa private Netzbereiche, gemeinsame Ortsnetztransformatoren, Mittelspannungsleitungen und lokale Wärmenetze. Anschließend wird der etablierte (vergleiche Abschnitt 4.5) Gruppierungsansatz, nach privaten Netzbereichen, in Abschnitt 5.3 vertieft dargestellt. Ferner wird diskutiert, wie die Gruppenbildung von Anlagen anhand weiterer spezifischer netztechnischer Herausforderungen, etwa lokaler Engpässe (in Abschnitt 5.4) und Spannungsqualitätsprobleme (in Abschnitt 5.5), abgeleitet werden könnte. Abschließend wird in Abschnitt 5.6 auch die Modellierung von Potenzialen diskutiert und in Abschnitt 5.7 eine Zusammenfassung der Erkenntnisse der Anwendung von Gruppierungsansätzen aus dem Reallabor gegeben.

### 5.1. Einführung des Reallabors Smart East als Anwendungsbeispiel

Das Reallabor Smart East befindet sich in der Oststadt von Karlsruhe im Bundesland Baden-Württemberg in Deutschland (siehe Abbildung 5.1). Es liegt auf dem geografischen Breitengrad 49°0'43,8'' N und dem Längengrad 8°25'44,3'' E und einer Höhe von 110 m. Es umfasst eine Fläche von etwa 124 200 m<sup>2</sup> und erstreckt sich über eine Ausdehnung von rund 460 m in Ost-West-Richtung sowie rund 270 m in Nord-Süd-Richtung.

---

<sup>1</sup> Hinweis: Der Fokus dieser Arbeit liegt durchgängig auf Reallaboren, die physische, digitale und soziale Komponenten im Kontext energietechnischer Quartiere vereinen. Es wird also die besondere Form des Reallabors betrachtet, die vom Typ Quartier ist und als CPSIS verstanden wird.

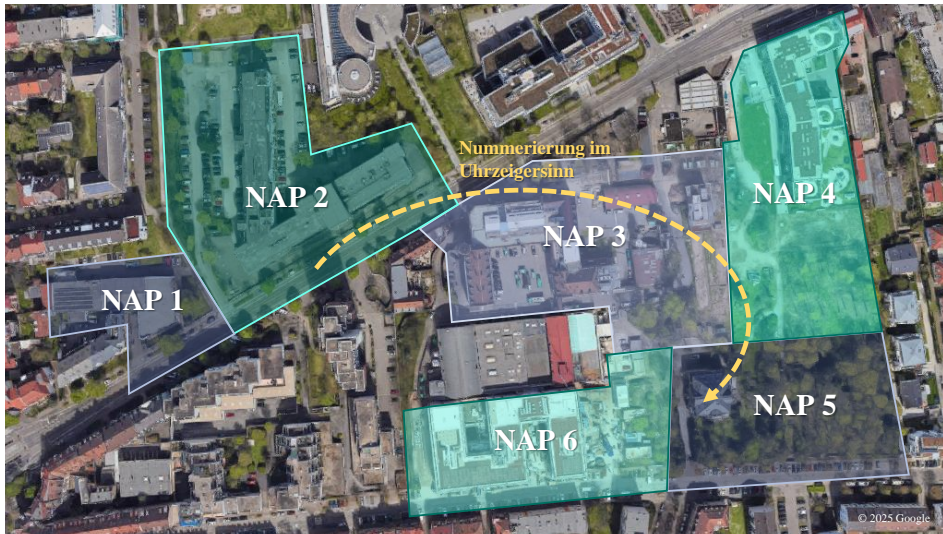


**Abbildung 5.1.:** Übersicht über das Reallabor Smart East in der Karlsruher Oststadt mit den zentralen Gebäuden *FZI House of Living Labs*, *Technologiefabrik*, *iWerkx*, *Hoepfner Burg*, *Hoepfner Villa*, *Mehrgenerationenhaus* und den *Traumhäusern*. Adaptiert aus Galenzowski u. a. [185].

Das Reallabor Smart East umfasst mehrere zentrale Gebäude mit unterschiedlichen Nutzungsprofilen (siehe Abbildung 5.1). Zu den prägenden Einrichtungen zählen das **FZI House of Living Labs** als Forschungsumgebung für angewandte Informatik [186], die **Technologiefabrik** als eines der führenden technologieorientierten Gründerzentren Deutschlands [187] sowie das **iWerkx**, ein modernes Innovationszentrum für digitale Technologien und Industrie 4.0 [188]. Ergänzt wird das Quartier durch die historische **Hoepfner Burg** [189] und die benachbarte **Hoepfner Villa** [190], die heute vielfältig genutzt werden, unter anderem für Büros und Wohnungen. Neben diesen gewerblichen und forschungsnahen Einrichtungen finden sich auch sozial geprägte Gebäude wie das **Mehrgenerationenhaus** mit Pflegeeinrichtung, Kindertagesstätte, Gemeinschaftspraxis und Café [191] sowie die **Traumhäuser**, drei energieeffiziente Neubauten in Holz-Hybrid-Bauweise mit Mieterstromversorgung, die bis Ende 2025 neuen Wohnraum schaffen sollen [192]. Kleinere Nebenbauten und Infrastrukturen werden aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht einzeln aufgeführt. Insgesamt zeigt sich das Reallabor Smart East als gemischt genutztes Quartier mit einer Kombination aus Forschung, Gewerbe, Wohnen und sozialer Infrastruktur, das sowohl historische Bestandsgebäude als auch Neubauten integriert. Eine detaillierte Beschreibung der Gebäude ist in Abschnitt A.4 zu finden.

Um die in Abschnitt 4.4 identifizierten Arten der Anlagengruppierung in Abschnitt 5.2 im Reallabor Smart East anwenden zu können, müssen die energietechnischen Anlagen

im Quartier erfasst werden. Auch für die in Abschnitt 5.3 bis Abschnitt 5.6 vorgestellten Modellierungsansätze sind Informationen über energietechnische Anlagen erforderlich. In Abschnitt 4.6 wurde der Gruppierungsansatz nach *privaten Netzbereichen* als etabliert identifiziert. Somit wird dieser Gruppierungsansatz in Abschnitt 5.3 detailliert vorgestellt. Zur Vereinfachung und Übersichtlichkeit erfolgt die Vorstellung der Anlagen daher bereits an dieser Stelle entlang privater Netzbereiche, also gruppiert nach Netzanschlusspunkt (NAP). Die NAP sind im Uhrzeigersinn nummeriert, siehe Abbildung 5.2.



**Abbildung 5.2.:** Nummerierung der Netzanschlusspunkte (NAP) im Reallabor Smart East.

Abbildung 5.3 zeigt beispielhafte Darstellungen der Anlagen im Reallabor Smart East (Details sind in Abschnitt A.5 zu finden). Die betrachteten Anlagen sind vom Typ PV-Anlage, Ladeinfrastruktur (LI), BESS und Blockheizkraftwerk (BHKW) sowie alle übrigen Verbraucher in den Gebäuden, die nicht einzeln aufgeführt werden, sondern unter dem Begriff Restverbrauch (abgekürzt: Restv.) zusammengefasst sind. Die angegebene kWp-Leistung einer Photovoltaikanlage bezeichnet die maximale elektrische Leistung unter Standard-Testbedingungen ( $1000 \text{ W/m}^2$  Einstrahlung,  $25^\circ\text{C}$  Zelltemperatur, Luftmassenverhältnis von 1,5).

Die im Reallabor Smart East installierten Photovoltaikanlagen erreichen eine Gesamtleistung von  $233,29 \text{ kWp}$ , während die Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität eine Gesamtanschlussleistung von  $572 \text{ kW}$  aufweist. Die beiden Blockheizkraftwerke (BHKW) liefern zusammen  $24,5 \text{ kW}_{\text{el}}$  (elektrische Maximalleistung) und  $50,5 \text{ kW}_{\text{th}}$  (thermische Maximalleistung). Der geplante Batteriespeicher ist mit einer Leistung von  $90 \text{ kW}$  vorgesehen. Insgesamt sind im Quartier rund 200 Stk. Stromzähler von Mietern installiert. Eine



**(a)** Beispielhafte Photovoltaikanlage in NAP 4 mit 99 kWp, mit einer Ost-West-Mischausrichtung. Entnommen aus einer Drohnenaufnahme [193].



**(b)** Beispielhafte Photovoltaikanlage in NAP 6 mit 119,29 kWp, mit einer Ost-West-Mischausrichtung. Entnommen aus einer Drohnenaufnahme [193].



**(c)** Beispielhafte Ladeinfrastruktur von NAP 4 im Innenbereich vom Typ ChargeX Aqueduct (eigene Aufnahme).



**(d)** Beispielhaftes BHKW in NAP 4 vom Typ Buderus Loganova EN 20 (eigene Aufnahme).

**Abbildung 5.3.:** Beispielhafte energietechnische Anlagen im Reallabor Smart East. Dargestellt sind Photovoltaikanlagen (Unterabbildung a und b), Ladeinfrastruktur (Unterabbildung c) sowie ein Blockheizkraftwerk (Unterabbildung d). Die Aufnahmen zeigen Bestandteile der elektrischen und thermischen Energieversorgung des Quartiers.

detaillierte Aufschlüsselung der Anlagen nach Netzanschlusspunkten ist in Tabelle 5.1 dargestellt.

Die im Reallabor Smart East betrachteten Anlagen zeigen eine hohe Diversität hinsichtlich Typ, Leistung und räumlicher Verteilung. Neben bestehenden Photovoltaikanlagen mit Ost-West-Mischausrichtung sind insbesondere umfangreiche Ladeinfrastrukturen für Elektromobilität an mehreren Netzanschlusspunkten umgesetzt oder in Planung. Ergänzt wird das Energiesystem durch zwei BHKW sowie ein geplantes Batteriespeichersystem. Die Zuordnung der Anlagen zu den Netzanschlusspunkten ermöglicht eine konsistente Abbildung in der nachfolgenden Modellierung. Aufbauend auf der in Abbildung 5.4 dargestellten Übersicht der Anlagen werden nachfolgend in Abschnitt 5.2 die in Ab-

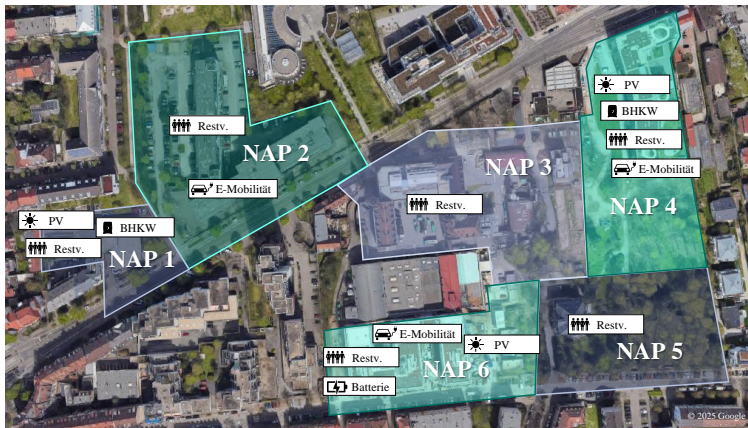
NAP	Typ	Beschreibung	Modell	Kennzahl
NAP 1	PV	Südausrichtung	WSF0002E140-140W PR50SB-BS/S24	15 kW <sub>p</sub>
	BHKW	Gebäudeversorgung	SenerTec Dachs G 5.5	5,5 kW <sub>el</sub> 14,8 kW <sub>th</sub>
	Restv.	Forschungslabor		1 Stk.
NAP 2	E-Mobilität	Außenstellplatz (Carsharing, geplant)	Entratek Wallbox Power Dot Fix - BIDI	66 kW
	Restv.	Gründerzentrum		ca. 80 Stk.
NAP 3	Restv.	Mischnutzung		ca. 45 Stk.
NAP 4	PV	Ost-West- Mischausrichtung	Q.PEAK DUO ML-G9 PIKO CI 50	99 kW <sub>p</sub>
	E-Mobilität	Tiefgarage (Carsharing)	ChargeX Aqueduct	220 kW
	E-Mobilität	Außenstellplatz (Carsharing)	Alfen Eve Double Pro-Line	44 kW
	BHKW	Gebäudeversorgung	Buderus Loganova EN 20	19 kW <sub>el</sub> 36 kW <sub>th</sub>
	Restv.	Wohn- und Mischnutzung		ca. 30 Stk.
NAP 5	Restv.	Wohngebäude		ca. 10 Stk.
NAP 6	PV	Ost-West- Mischausrichtung	Q.PEAK DUO ML-G9 PIKO CI 50	119,29 kW <sub>p</sub>
	E-Mobilität	Tiefgarage (Arbeitsplatzladen)	Alfen Eve Double Pro-Line	176 kW
	E-Mobilität	Außenstellplatz (Arbeitsplatzladen)	Alfen Eve Double Pro-Line	66 kW
	Batterie	Geplanter Speicherstandort	ESSX-30-20	90 kW
	Restv.	Gewerbenutzung		ca. 35 Stk.

**Tabelle 5.1.:** Gesamtübersicht der im Reallabor Smart East vorhandenen und geplanten Anlagentypen, gruppiert nach Netzanschlusspunkten (NAP). Die Tabelle umfasst Photovoltaikanlagen (PV), Ladeinfrastruktur für Elektromobilität (abgekürzt: E-Mobilität), Blockheizkraftwerke (BHKW), Batteriespeicher sowie den zugehörigen Restverbrauch (abgekürzt: Restv.) inklusive der ungefähren Anzahl der einzelnen Stromzähler, die zur Messung des Restverbrauchs erfasst werden müssten.

schnitt 4.4 identifizierten Gruppierungsansätze auf das Reallabor Smart East angewendet.

Die größte vorhandene PV-Anlage ist an NAP 6 angeschlossen und weist folgende Kennwerte auf:





**Abbildung 5.4.:** Anlagen und Restverbrauch (abgekürzt: Restv.) zugeordnet zu den Netzanschlusspunkten (NAP 1–6).

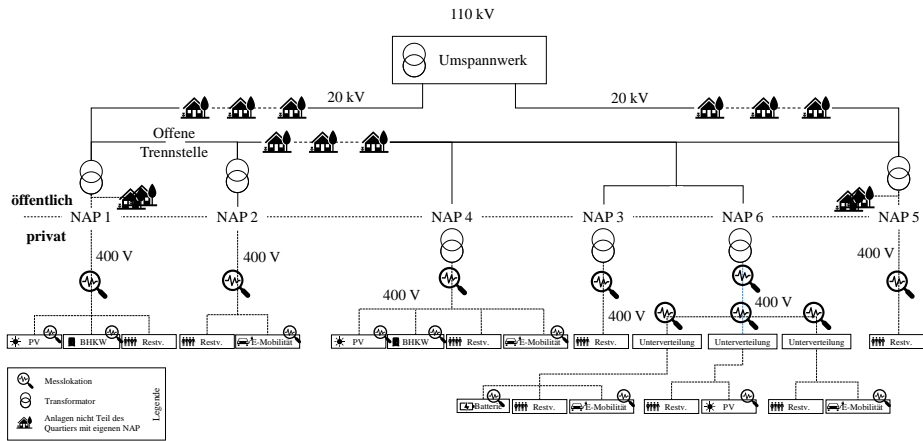
- 119,29 kWp,
- Zwei PIKO CI 50-Wechselrichter,
- 302 monokristalline Q.PEAK DUO ML-G9-Zellen (0,395 kWp),
- Gemischte Ausrichtung (151 Zellen nach Osten, 151 Zellen nach Westen),
- Aufständering auf Flachdach mit 15° Neigung,
- Baujahr: 2023.

Relevant zu nennen sind die gemischte Ausrichtung sowie die Neuheit der Anlage (sie wurde erst im Laufe der Erstellung der vorliegenden Doktorarbeit fertiggestellt). Somit lagen auch keine historischen Lastgänge vor, was zu Herausforderungen für Prognosealgorithmen führen kann (Kaltstartproblem). Diese Umstände müssen bei der Entwicklung eines Prognosedienstes, wie in Abschnitt 7.3 dargestellt, berücksichtigt werden.

### 5.2. Anwendung energiesektorbasierter Gruppierungsansätze

Abschnitt 5.2 illustriert exemplarisch die Anwendung der in Abschnitt 4.4 beschriebenen Gruppierungsansätze anhand der realen Infrastruktur des Reallabors Smart East in der Karlsruher Oststadt. Zunächst wird in Abbildung 5.5 ein Überblick über das Stromnetz im Reallabor Smart East gegeben, das im Folgenden als Grundlage für die Einteilung in Anlagengruppen dient. Die dargestellten Konzepte wurden nach ihrer Relevanz für das Realweltbeispiel des Reallabors Smart East ausgewählt und geordnet. Konzepte, die nicht auf das Reallabor Smart East anwendbar sind, wurden weggelassen.

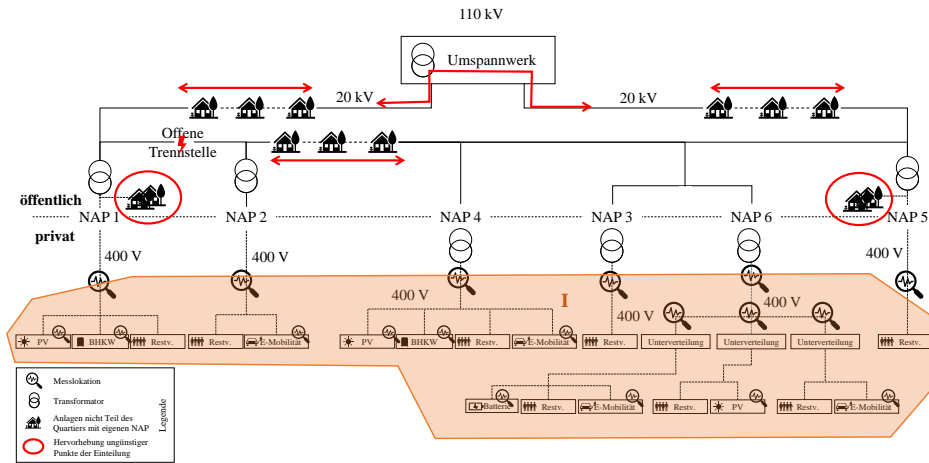




**Abbildung 5.5.:** Überblick über das Stromnetz im Reallabor Smart East. Die Abbildung zeigt die Struktur des elektrischen Verteilnetzes im betrachteten Quartier und umfasst sowohl Transformatoren als auch Messlokationen sowie energietechnische Anlagen (Abkürzung: Rest. steht für Restverbrauch). Für Details siehe Abschnitt 5.1. Zusätzlich sind externe Anlagen visualisiert, die zwar physisch an das Netz angeschlossen sind, jedoch nicht zum betrachteten Quartier gehören. Die Darstellung bildet somit die reale Netzstruktur im Reallabor Smart East detailliert ab und stellt die technische Ausgangslage für die Erstellung von Anlagengruppen dar.

**G8 Motivation zur Teilnahme oder Datenverfügbarkeit:** Für das Reallabor Smart East wurden jene Gebäude ausgewählt, deren Eigentümer eine Bereitschaft zur Teilnahme an Forschungsaktivitäten signalisiert hatten. Die Logik, auf der die Anlagen praktisch ausgewählt wurden, ist daher gemäß Abschnitt 4.4 die Motivation zur Teilnahme oder Datenverfügbarkeit.

Bei der auf Beteiligungsbereitschaft basierenden Auswahl der Anlagengruppe werden unmittelbar einige Herausforderungen deutlich (siehe Abbildung 5.6). So teilen einzelne Anlagen ihre Niederspannungsebene mit weiteren, nicht am Projekt beteiligten Anlagen, wodurch eine klare Zuordnung auf Grundlage technischer Netzgrenzen erschwert wird. Die Verbindung der innerhalb der Gruppe liegenden Anlagen erfolgt nicht durchgängig auf derselben Spannungsebene, sondern ausschließlich über das Mittelspannungsnetz. Die resultierenden Leistungsflüsse verlaufen über eine Vielzahl weiterer Anlagen und NAP die nicht Teil der betrachteten Gruppe sind. In einzelnen Fällen führen die Energieflüsse sogar über das vorgelagerte Umspannwerk, da sich die Trennstelle des Mittelspannungsnetzes innerhalb der gewählten Gruppe befindet. Diese Konstellationen verdeutlichen, dass eine rein partizipationsbasierte Auswahl die zugrunde liegende Netzstruktur nur unzureichend abbilden kann. Im weiteren Verlauf von Abschnitt 5.2 werden alternative Gruppierungsansätze in Relation gesetzt. Die tatsächliche Auswahl der im Reallabor Smart East einbezogenen Anlagen nach dem Gruppierungsansatz G8 wird dabei als **partizipationsbasierte Gruppe** referenziert.



**Abbildung 5.6.:** Darstellung der tatsächlich gewählten Anlagengruppe im Reallabor Smart East in der Karlsruher Oststadt. Die Auswahl erfolgte nach dem Gruppierungsansatz G8 auf Grundlage der Partizipationsbereitschaft. In den Abbildungen 5.6 bis 5.10 sind die Anlagengruppen mit römischen Zahlen nummeriert. Da sich die Wahl der Gruppe im Reallabor Smart East mit dem Gruppierungsansatz G8 deckt, resultiert bei Anwendung von G8 auch lediglich die eine Anlagengruppe I. Die Abbildung zeigt, dass einzelne Anlagen ihre Niederspannungsebene mit nicht am Projekt beteiligten Anlagen teilen (hervorgehoben durch rote Umkreisung) und Leistungsflüsse über mehrere NAP sowie teilweise über das vorgelagerte Umspannwerk verlaufen (rote Pfeile). Die rot markierten Punkte kennzeichnen ungünstige Stellen der gewählten Abgrenzung, die verdeutlichen, dass eine rein partizipationsbasierte Auswahl die technische Netzstruktur nur unzureichend widerspiegelt.

**G2 Private Netzbereiche:** Abbildung 5.7 zeigt reale private Netzbereiche innerhalb der Karlsruher Oststadt, wie sie im Rahmen des Reallabors Smart East erfasst wurden. Jede Anlagengruppe verfügt über einen eigenen NAP an das öffentliche Stromnetz. Hervorzuheben ist, dass rund die Hälfte der betrachteten NAP auf der 20 kV-Mittelspannungsebene liegen. In diesen Fällen befindet sich der jeweilige NAP vor dem zugehörigen Ortsnetztransformator. Lediglich zwei Gebäude sind an ein öffentliches 400 V-Niederspannungsnetz angeschlossen, das außerhalb der partizipationsbasierten Gruppe liegende Anlagen umfasst. Die Ausstattung mit eigenen Transformatoren weist auf einen hohen elektrischen Energiebedarf hin und steht im Zusammenhang mit der gewerblichen Nutzung, etwa in den Startup-Bürokomplexen. Dieses Merkmal stellt einen Sonderfall dar und ist nicht repräsentativ für typische Quartierskonstellationen. Im Vergleich zur übergeordneten, partizipationsbasierten Gruppe zeigt sich, dass die Einteilung nach privaten Netzbereichen kleinteiliger ist.

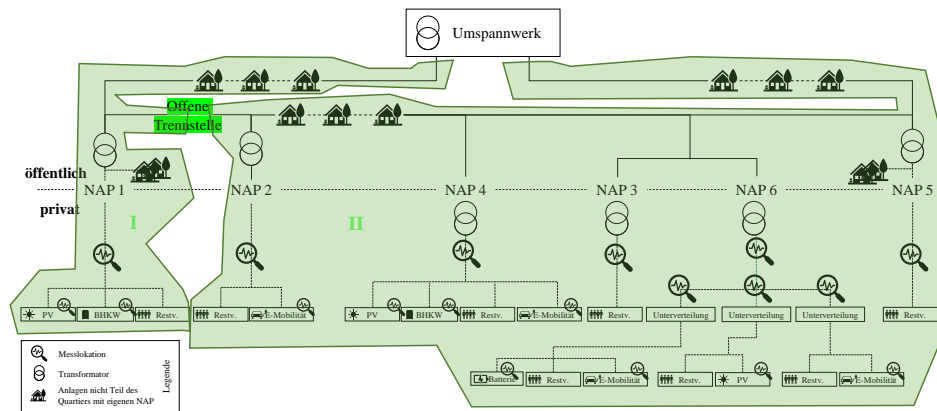
**G1 Unterhalb desselben Ortsnetztransformators:** Abbildung 5.8 zeigt die Niederspannungsnetzbereiche in der Karlsruher Oststadt. Dargestellt ist eine Gruppe von Anlagen, die über jeweils einen gemeinsamen Ortsnetztransformator versorgt werden und damit einem typischen Kriterium zur Abgrenzung technischer Anlagengruppen im Sinne von G1 entsprechen. Hervorzuheben ist, dass in zwei der gezeigten Gruppen zahlreiche Anlagen enthalten sind, die nicht Teil der partizipationsbasierten Gruppe sind.

Das Diagramm zeigt ein dezentrales Energieversorgungsnetz, das über ein zentrales Umspannwerk und eine offene Trennstelle mit sechs Netzaussparungspunkten (NAP 1 bis NAP 6) verbunden ist. Die Quartiere sind in sechs Zonen (I bis VI) unterteilt, die jeweils unterschiedliche Energieerzeuger (PV, BHKW, Restwärme, Wind, Biomasse) und Verbraucher (Wohngebäude, Gewerbe, Industrie, Mobilität) umfassen. Eine Legende erklärt die Symbole für Messtechnik, Transformatoren und Anlagen, die nicht Teil des Quartiers mit eigenem NAP sind.

97

Bei großen Verbrauchern, wie sie typischerweise im gewerblichen Kontext auftreten, decken sich die Grenzen des Niederspannungsbereichs mit denen eines privaten Netzbereichs. In überwiegend wohnwirtschaftlich genutzten Gebieten hingegen umfasst ein Niederspannungsbereich in der Regel eine Vielzahl voneinander unabhängiger privater Netzbereiche.

**G5 Gemeinsame Mittelspannungsleitung:** Die in Abbildung 5.9 dargestellte Gruppierung entspricht der tatsächlichen topologischen Anbindung an die Mittelspannungsleitungen im Karlsruher Reallaborgebiet. Im gezeigten Beispiel ergeben sich zwei über-

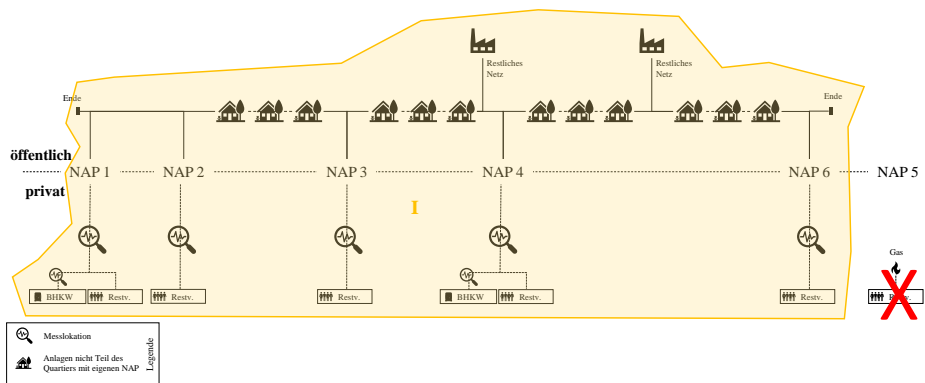


**Abbildung 5.9.:** Darstellung der Gruppierung nach G5: Gemeinsame Mittelspannungsleitung als reale physische Infrastruktur in der Karlsruher Oststadt. Dieser Gruppierungsansatz führt zu zwei Anlagengruppen (gekennzeichnet durch die römischen Zahlen I und II). Es ist erkennbar, dass eine Vielzahl der Anlagen, die über die Mittelspannungsleitungen versorgt werden, außerhalb der partizipationsbasierten Gruppe liegt (siehe Abbildung 5.6).

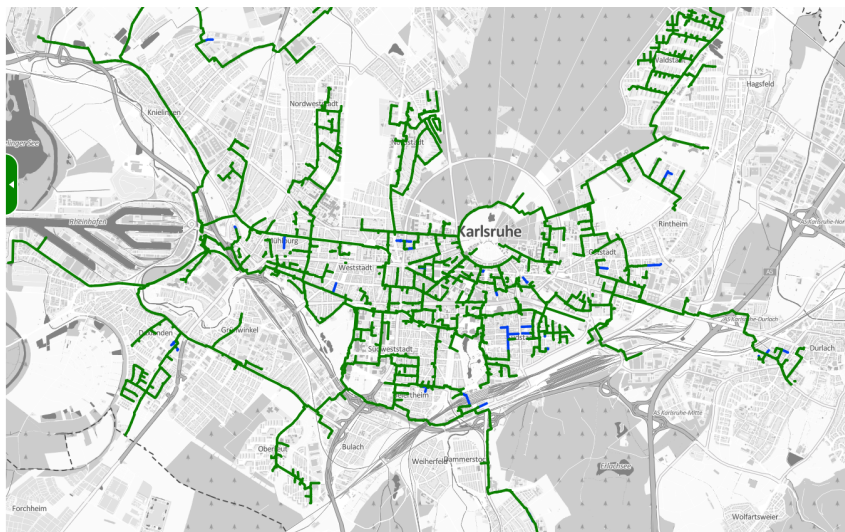
geordnete Anlagengruppen, die jeweils über eine gemeinsame Mittelspannungsleitung an das Umspannwerk angeschlossen sind. Auffällig ist, dass viele der Anlagen, die über die Mittelspannungsleitungen versorgt werden, außerhalb der partizipationsbasierten Gruppe liegen.

**G7 Gemeinsames Wärme- oder Kältenetz:** Abbildung 5.10 basiert auf den realen Wärmeversorgungsdaten des Reallabors Smart East. Gezeigt wird die Gruppe von Gebäuden mit Anschluss an ein gemeinsames Wärmenetz, wie es vor Ort tatsächlich besteht. Die betrachtete Gruppe umfasst eine große Zahl von Anlagen, da ein Großteil der Karlsruher Stadt insgesamt an das Fernwärmenetz angeschlossen ist. Innerhalb des Untersuchungsgebiets befindet sich lediglich ein Gebäude, das nicht an das Fernwärmenetz angeschlossen ist, sondern über eine eigene Gasheizung beheizt wird.

Im Fall des Reallabors Smart East würde eine Gruppierung aller an das Fernwärmenetz angeschlossen Gebäude zu einer Ausdehnung führen, die über quartierstypische Maßstäbe hinausgeht. Eine sinnvolle Abgrenzung im Sinne stadtinterner Untereinheiten wäre damit nicht möglich (siehe Abbildung 5.11).



**Abbildung 5.10.:** Darstellung der Gruppierung nach G7: Reale Gebäudeverteilung im Anschluss an das lokale Wärmenetz des Reallabors Smart East in Karlsruhe. Innerhalb des betrachteten Gebiets ist lediglich ein Gebäude nicht an das Fernwärmenetz angeschlossen, sondern verfügt über eine eigene Gasheizung. Alle anderen bilden eine Anlagengruppe, die mit römisch I gekennzeichnet ist. Dies verdeutlicht die weitreichende Abdeckung der Fernwärme im Karlsruher Stadtgebiet.



**Abbildung 5.11.:** Das Fernwärmenetz in Karlsruhe erstreckt sich über nahezu das gesamte Stadtgebiet und damit über eine deutlich größere Fläche als ein Quartier (vgl. Abschnitt 3.6). Entnommen aus dem Geoportal vom Liegenschaftsamt Karlsruhe [194].

Je nach Anwendungsfall kann eine andere Gruppierung sinnvoll sein. In allen Fällen handelt es sich jedoch nicht um ein Quartier im stadtplanerischen Sinne, sondern um eine energiesektorbasierte Anlagengruppe.

### 5.3. Gruppierung nach privaten Netzbereichen

Die Auswahl der zum Reallabor Smart East gehörenden Anlagen erfolgte auf Grundlage ihrer Partizipation (siehe Gruppierungsansatz G8 in Abschnitt 4.4). Unter den in Abschnitt 5.2 angewandten Gruppierungsarten wurde die Einteilung nach privaten Netzbereichen als etabliert identifiziert (siehe Abschnitt 4.6). Daher wird dieser Gruppierungsansatz in Abschnitt 5.3, basierend auf der Publikation von Galenzowski u. a. [100], detailliert vorgestellt. Abbildung 5.12 gibt einen Überblick über die sechs identifizierten privaten Netzbereiche im Reallabor Smart East, ergänzt durch Abbildungen der zugehörigen Gebäude und Anlagen.

Wie in Abbildung 5.12 zu sehen ist, unterscheiden sich die elektrischen Systeme deutlich zwischen den einzelnen Netzanschlusspunkten. Im Wärmesektor zeigen sich hingegen weitgehend einheitliche Strukturen: Fünf der sechs Netzanschlusspunkte sind an das Fernwärmenetz angeschlossen, nur einer wird über eine Erdgasheizung versorgt. In allen Fällen besteht ein inflexibler elektrischer Restverbrauch, dessen zeitlicher Verlauf jedoch stark variiert, was auf die Diversität der jeweiligen Nutzung der Gebäude zurückzuführen ist.



**Abbildung 5.12.:** Übersicht der sechs privaten Netzbereiche mit Nummerierung der NAP zur einfacheren Referenzierung sowie zur Darstellung der zugeordneten Anlagen. Adaptiert aus Galenzowski u. a. [185].

Die lokale Erzeugung erfolgt durch Photovoltaikanlagen und Kraft-Wärme-Kopplungseinheiten. Im Bereich der steuerbaren Leistungen stellen Ladestationen für Elektromobilität (LI) die zentralen flexiblen Verbraucher dar, da sie vergleichsweise einfach steuerbar sind und ein hohes Flexibilitätspotenzial aufweisen. Weitere flexible Anlagen wie Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)-Systeme oder Heizungs-, Lüftungs- und Klimaanlage (Heizung, Lüftung und Klimatechnik (HLK)) wurden in der ersten Modellierung nicht berücksichtigt. Sollten flexible Anlagen ebenfalls Einspeisung vornehmen, wären sie systematisch als Prosumer zu klassifizieren. Das zugrunde liegende Konzept bliebe

davon unberührt, allerdings müsste die Bezeichnung *flexible Verbraucher* in diesem Fall zu *flexible Prosumer* erweitert werden.

Um zu bestimmen, welche Leistungsflüsse in privaten Netzbereichen erfasst werden sollten, ist ein vertieftes Verständnis der einzelnen Leistungsflüsse im System erforderlich. Für einen einzelnen NAP ergeben sich die charakteristischen Leistungsflüsse wie in Abbildung 5.13 dargestellt. Im in Abbildung 5.13 gezeigten Beispiel von NAP 5 wären mehr als 35 Stromzähler von Mietern für die Messung des Restverbrauchs erforderlich (dargestellt durch blaue, gestrichelte Linien). Obwohl die Zähler aufgrund des Baujahres des Gebäudes (2023) bereits digitalisiert sind, stehen deren Messwerte lediglich mit einem Tag Verzögerung und in einer zeitlichen Auflösung von 15 min zur Verfügung. Es ist also wünschenswert, nicht sämtliche Einzelzähler der Restverbraucher in eine hochaufgelöste Messinfrastruktur einbinden zu müssen. Für die energetische Bewertung und Einsatzplanung der flexiblen Anlagen ist lediglich die Summe des Restverbrauchs  $P_{\text{sum.rest.}}$  je NAP erforderlich. Dementsprechend sind die folgenden Zeitreihen von Relevanz:

- die lokale erneuerbare Erzeugung  $P_{\text{lok.erz.}}$ ,
- der flexible Verbrauch  $P_{\text{flex.verb.}}$  und
- die Summe des Restverbrauchs  $P_{\text{sum.rest.}}$ .

Die direkte Messung von  $P_{\text{sum.rest.}}$  ist in der Praxis häufig mit weiteren Herausforderungen verbunden. Dies gilt insbesondere, wenn lokale Erzeuger oder flexible Verbraucher elektrische Anschlussstrukturen, wie eine gemeinsame Unterverteilung, mit inflexiblen Verbrauchern teilen. In solchen Fällen existiert keine eindeutig zuordenbare Sammelschiene, an der ein Stromsensor angebracht werden könnte, der ausschließlich die Summe des Restverbrauchs erfasst.

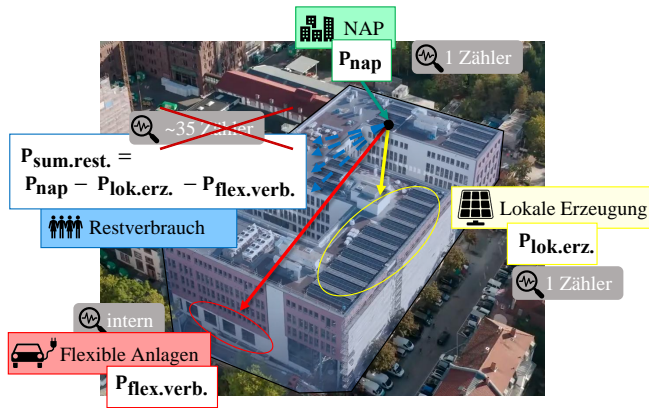
Stattdessen wird die Summe des Restverbrauchs rechnerisch als Differenzgröße aus den übrigen Messwerten bestimmt. Hierzu wird eine weitere Messung am NAP ( $P_{\text{nap}}$ ) und folgende Gleichung benötigt:

$$P_{\text{sum.rest.}} = P_{\text{nap}} - P_{\text{lok.erz.}} - P_{\text{flex.verb.}} \quad (5.1)$$

Flexible Verbraucher verfügen in der Regel bereits über integrierte Messgeräte, die für deren Steuerung oder Abrechnung erforderlich sind. Im in Abbildung 5.13 gezeigten Beispiel des NAP 5 sind 16 flexible Verbraucher in Form von Ladestationen mit eigenen Zählern ausgestattet. Dadurch entfällt der Bedarf an zusätzlichen Messgeräten an diesen Punkten. Viele lokale Erzeugungsanlagen, insbesondere Photovoltaikanlagen, verfügen über eine direkt nutzbare Schnittstelle zur Erfassung von Leistungsdaten, beispielsweise über den Wechselrichter. Wenn diese Möglichkeit genutzt wird, ist kein zusätzlicher Zähler an der Erzeugung erforderlich.

Im Idealfall ist somit lediglich ein neues Messgerät am Netzanschlusspunkt (NAP) notwendig, statt insgesamt 52 Zähler (35 Zähler für Restverbraucher, 16 Zähler für flexible Verbraucher und ein Zähler für Erzeugung). Im typischen Fall genügen zwei Messgeräte:



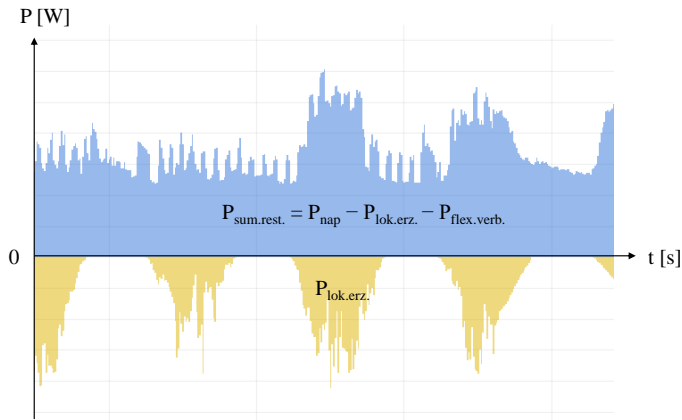


**Abbildung 5.13.:** Leistungsflüsse von NAP 5 (Pfeile zeigen die Konvention für die positive Flussrichtung). Hintergrundgrafik entnommen aus einer Drohnenaufnahme des Reallabors Smart East [193].

eines zur Erfassung von  $P_{\text{nap}}$  am NAP und eines an der lokalen Erzeugung zur Messung von  $P_{\text{lok.erz.}}$ , sofern die flexiblen Verbraucher ihre Daten selbst bereitstellen und der Restverbrauch rechnerisch ermittelt wird.

In Abbildung 5.14 sind die relevanten Zeitreihen für Erzeugung und Verbrauch dargestellt. Es gilt die Vorzeichenkonvention, wonach alle Leistungsflüsse, die in die Anlage hineingehen, positiv gezählt werden. Die flexiblen Verbraucher sind in der Darstellung nicht enthalten, da ihre Verbräuche nicht prognostiziert, sondern im Rahmen der Einsatzplanung festgelegt werden. Sie orientieren sich an der Charakteristik der beiden gezeigten Zeitreihen. So wäre es etwa sinnvoll, den flexiblen Verbrauch zu erhöhen, wenn die lokale Erzeugung den Restverbrauch übersteigt. Umgekehrt sollte bei erwarteten Lastspitzen am NAP der flexible Verbrauch reduziert werden.





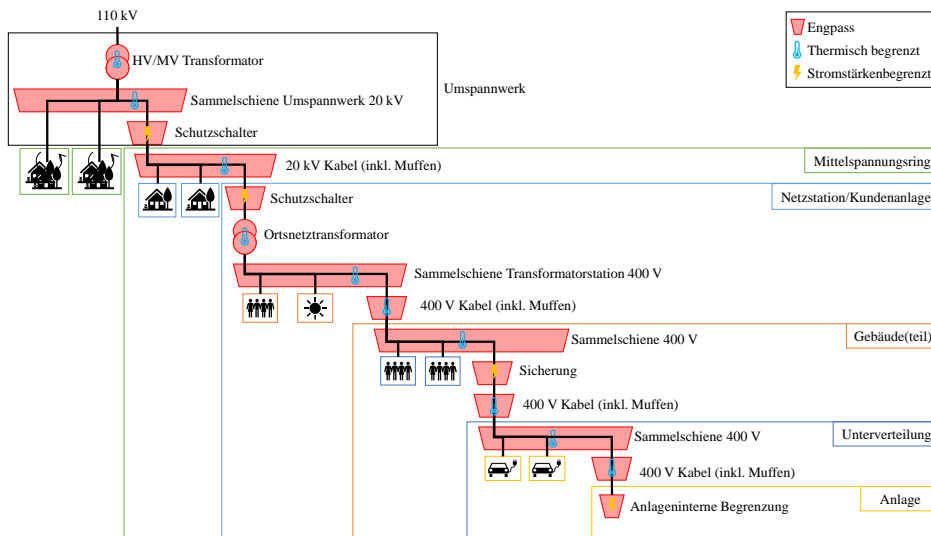
**Abbildung 5.14.:** Illustration der Zeitreihen der Summe des Restverbrauchs  $P_{\text{sum.rest.}}$  (blau) und der lokalen Erzeugung  $P_{\text{lok.erz.}}$  (gelb). Positive Vorzeichen stehen für Verbrauch, negative Vorzeichen für Erzeugung (gemäß der in Abbildung 5.13 eingeführten Konvention). Die exakte Höhe der Leistung sowie die Zuordnung zu einem NAP sind aus Gründen des Datenschutzes nicht angegeben. Die Summe des Restverbrauchs ergibt sich als Differenz aus der am Netzanschlusspunkt gemessenen Leistung  $P_{\text{nap}}$ , der lokalen Erzeugung  $P_{\text{lok.erz.}}$  und dem flexiblen Verbrauch  $P_{\text{flex.verb.}}$ . Die beiden Zeitreihen  $P_{\text{sum.rest.}}$  und  $P_{\text{lok.erz.}}$  sind dabei auch diejenigen, die von einem Vorhersagedienst prognostiziert werden müssen (vgl. Abschnitt 7.3).

## 5.4. Berücksichtigung von Netzengpässen in Gruppierungsansätzen

Häufig wird der Bezug auf den lokalen Verbrauch im Kontext der Vermeidung von Netzüberlastungen verwendet. Wenn dabei der räumliche Zusammenhang eine Rolle spielt, muss dieser zwangsläufig auf Eigenschaften der lokalen Netzinfrastuktur zurückzuführen sein. Wäre das Stromnetz idealisiert als Kupferplatte modelliert, also als verlustfreies, spannungsstabiles Gesamtsystem ohne Kapazitätsengpässe, würde eine Zwischenebene unterhalb einer Stadt- oder Regionalebene keinen Mehrwert liefern.

Vor diesem Hintergrund widmet sich Abschnitt 5.4 der systematischen Analyse lokaler Netzengpässe. Dazu wird das Stromnetz hierarchisch vom 110 kV-Umspannwerk bis hin zu den einzelnen Anlagen betrachtet (siehe Abbildung 5.15).

Grundsätzlich lassen sich zwei Arten von Netzengpässen unterscheiden: thermische Überlastungen und Überschreitungen eines definierten Maximalstroms. Komponenten wie Kabel oder Transformatoren erreichen ihre Belastungsgrenzen in der Regel durch eine anhaltend hohe thermische Beanspruchung. Demgegenüber reagieren Schutzrichtungen wie Sicherungen auf das unmittelbare Überschreiten eines bestimmten Stromwertes. Thermische Überlastungen führen typischerweise nicht zu einem sofortigen Ausfall der betroffenen Komponenten, sondern zu einem allmählichen Temperaturanstieg. Daher besteht bei thermisch limitierten Komponenten theoretisch die Möglichkeit, zeitweise auch unter Überlast weiterzuarbeiten.



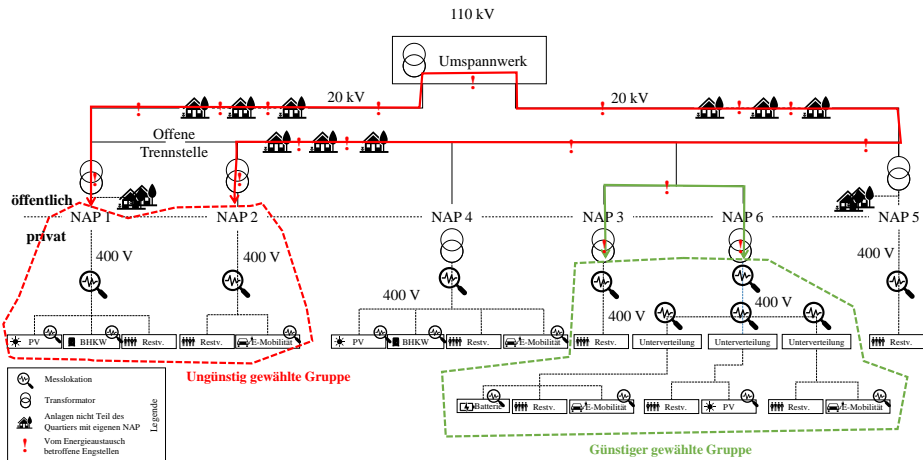
**Abbildung 5.15.:** Hierarchische Struktur möglicher elektrischer Engpassstellen in städtischen Verteilnetzen. Dargestellt sind typische Ebenen vom Umspannwerk bis hin zu einzelnen Anlagen, einschließlich Transformatorstationen (Netzstationen oder Kundenanlagen), Gebäuden und deren Unterverteilungen. Der dargestellte Fall zeigt eine Kundenanlage mit mehreren angeschlossenen Gebäudeteilen.

Unterhalb eines Umspannwerks lassen sich verschiedene Gruppenebenen der elektrischen Infrastruktur unterscheiden (siehe Abbildung 5.15). Dazu zählen in absteigender Hierarchie: der Mittelspannungsring, die Netzstation bzw. Kundenanlage, das Gebäude oder der Gebäudeteil, die elektrische Unterverteilung sowie schließlich die einzelnen angeschlossenen Anlagen.

Die Unterscheidung zwischen Netzstation und Kundenanlage sowie zwischen Gebäude und Gebäudeteil ist in erster Linie auf die Art und Größe des jeweiligen Gebäudes zurückzuführen. Eine Netzstation ist Eigentum des Netzbetreibers und versorgt in der Regel mehrere Letztverbraucher. Dagegen liegt eine Kundenanlage vor, wenn ein Transformator im Eigentum eines einzelnen Anschlussnutzers steht und ausschließlich der Versorgung eines einzelnen Objekts dient. Dies ist häufig bei großflächigen Gebäuden mit hohem Energiebedarf der Fall, etwa Gewerbe- oder Bürokomplexen, die direkt an das Mittelspannungsnetz angeschlossen sind. In solchen Fällen ist die interne Verteilung der elektrischen Energie innerhalb des Gebäudes über eine eigene Sammelschiene organisiert, die die angeschlossenen Gebäudeteile oder Anlagengruppen versorgt. Im Gegensatz dazu werden kleinere Gebäude, wie etwa Einfamilienhäuser, typischerweise über das öffentliche Niederspannungsnetz versorgt. Der zugehörige Transformator verbleibt im Eigentum des Netzbetreibers, und die Hauptverteilung innerhalb des Gebäudes bildet zugleich die erste nachgelagerte Verteilungsebene. Abbildung 5.15 illustriert einen Fall, in dem eine Kundenanlage mit mehreren angebundenen Gebäudeteilen dargestellt ist.

Dies ist unter anderem an den Symbolen zu erkennen, die an der Sammelschiene des Transformators angeschlossen sind. Sie repräsentieren keine eigenständigen Gebäude, sondern weitere Anlagen und Gebäudeteile.

Jegliche Aussage über die Reduktion von Netzbelastungen muss auf eine der in Abbildung 5.15 dargestellten Engpassarten zurückgeführt werden können. Um zu bewerten, ob energietechnische Quartiere zur Reduktion der Netzbelastung geeignet sind, muss systematisch geprüft werden, wie stark sie im Vergleich zu anderen Gruppierungen die jeweiligen Netzengpässe belasten. Eine qualitative Darstellung der Auslastung von Engpässen findet sich in Abbildung 5.16. Dort sind exemplarisch eine ungünstig gewählte Anlagengruppe und eine günstiger gewählte Anlagengruppe gegenübergestellt. Die Bewertung erfolgt anhand der Anzahl und Relevanz netztechnischer Engstellen, die außerhalb der Gruppe liegen und durch zusätzliche, durch Anreize erzeugte, Energieflüsse zwischen den Anlagen der Gruppe, belastet werden. Im ungünstigen Beispiel werden nicht nur zwei Transformatoren, sondern zusätzlich zwei Mittelspannungsleitungen bis zum Umspannwerk sowie dessen Sammelschiene belastet. Im günstig gewählten Fall hingegen beschränkt sich die Auslastung auf einen kleineren Abschnitt des Mittelspannungsnetzes sowie auf zwei Transformatoren. Wie die Engpässe und ihre Mehrbelastung in eine Bewertungskennzahl für die Güte der Anlagengruppierung übersetzt werden können, sollte in zukünftigen Arbeiten untersucht werden.

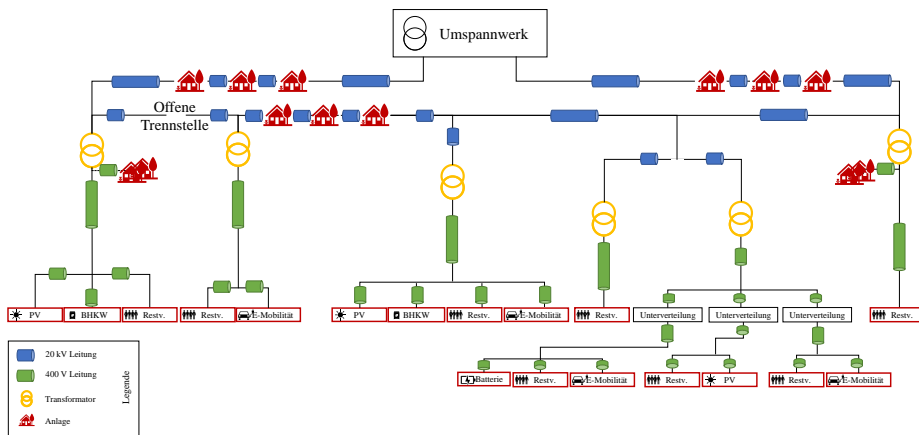


**Abbildung 5.16.:** Vergleich zweier exemplarischer Anlagengruppierungen hinsichtlich der Belastung netztechnischer Engpässe außerhalb einer Anlagengruppe bei Leistungsflüssen zwischen Anlagen innerhalb dieser Gruppe. Die gestrichelte rote Linie links markiert die Systemgrenze einer ungünstig gewählten Anlagengruppe, die zu einer Beanspruchung mehrerer Transformatoren, Mittelspannungsleitungen und der Sammelschiene des Umspannwerks führt. Der zugehörige Energiefluss ist als durchgezogene rote Linie dargestellt. Zusätzlich belastete Netzabschnitte sind über Ausrufezeichen hervorgehoben. Rechts zeigt die gestrichelte grüne Linie die Systemgrenze einer günstig gewählten Anlagengruppe. Der zugehörige Energiefluss ist als durchgezogene grüne Linie dargestellt und verläuft nur begrenzt über öffentliche Leitungen, betrifft jedoch weiterhin zwei Transformatoren sowie ein kurzes, zusätzlich belastetes Leitungssegment, das ebenfalls mit Ausrufezeichen markiert ist.

Anhand von Abbildung 5.15 und Abbildung 5.16 wird deutlich, dass die Anlagengruppierung gemäß dem Gruppierungsansatz *G2 Private Netzbereiche* (vgl. Tabelle 4.2) einen besonderen Vorteil bietet. Diese Gruppen entsprechen stets entweder der Ebene einer Kundenanlage oder eines Gebäudes und orientieren sich damit an der hierarchischen Struktur der netztechnischen Engpässe. Dadurch entstehen bei Energieflüssen innerhalb der Anlagengruppe keine zusätzlichen Belastungen außerhalb der Anlagengruppe. Der Energieaustausch bleibt stets lokal begrenzt und betrifft keine übergeordneten Netzebenen.

## 5.5. Berücksichtigung der Spannungsqualität in Gruppierungsansätzen

Neben der Betrachtung thermischer und strombasierter Engpässe kann eine Anlagengruppe auch hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Spannungsniveaus im Verteilnetz bewertet werden. Grundlage hierfür ist eine vereinfachte Modellierung des Netzes über Ersatzschaltbilder, in denen Einspeisungen und Verbrauchseinrichtungen entsprechend ihren elektrischen Eigenschaften abgebildet werden. Auf diese Weise lassen sich Spannungsabfälle entlang der Leitungslängen in Abhängigkeit von den Lastflüssen simulieren (siehe Abbildung 5.17).

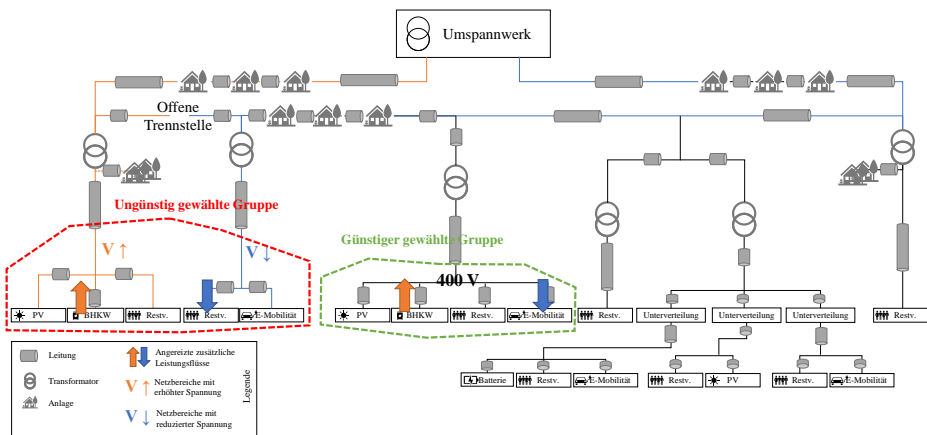


**Abbildung 5.17.:** Schematische Darstellung des Netzabschnitts des Reallabors Smart East mit den zugehörigen Komponenten. Gezeigt sind Mittelspannungsleitungen (blau), Transformatoren (gelb), Niederspannungsleitungen (grün) und daran angeschlossene Anlagen (rot) wie Photovoltaikanlagen, Blockheizkraftwerke, Ladestationen für Elektromobilität sowie weitere Verbraucher. Für diese Komponenten können Ersatzschaltbilder herangezogen und daraus ein netztechnisches Modell für den Leistungsfluss und die Spannungsberechnung erstellt werden.

Die Bewertung erfolgt dabei im Hinblick auf die Einhaltung der in Normen festgelegten Grenzwerte für die Spannungsqualität (vgl. DIN EN 50160:2020-11, Abschnitt 4.2.2.2 [195]).

Ob eine Anlagengruppe sinnvoll gewählt ist, lässt sich unter anderem daran messen, ob sie in netztechnisch kritischen Bereichen (also in Segmenten mit ohnehin geringen Spannungsreserven) zusätzliche Spannungsanhebungen oder Spannungsabsenkungen verursacht.

Je mehr elektrische Elemente, wie Kabel mit ohmschem und induktivem Widerstand, zwischen Einspeisung und Entnahme liegen, desto stärker wirkt sich ein Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch auf die Spannungslage aus. Wird beispielsweise in einem Niederspannungsnetzabschnitt mit bereits erhöhter Spannung zusätzliche Einspeisung angereizt, kann dies zu einer Überschreitung zulässiger Spannungsgrenzwerte führen (siehe Abbildung 5.18). Befinden sich jedoch Einspeiser und Verbraucher im selben lokalen Bereich ohne signifikante elektrische Trennung, beispielsweise innerhalb desselben Gebäudes, so sind die Spannungsänderungen durch gegenseitige Leistungsflüsse weitgehend kompensiert und wirken sich nicht systemisch relevant aus (siehe Abbildung 5.18). Ein sinnvoller Gruppierungsansatz sollte daher neben thermischen und strombezogenen Engpässen auch mögliche Auswirkungen auf die lokale Spannungshaltung berücksichtigen.



**Abbildung 5.18.:** Qualitativer Vergleich zweier Anlagengruppierungen hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Spannungsniveaus im Netz. In der ungünstig gewählten Gruppe (rot) führen Leistungsflüsse innerhalb der Anlagengruppe zu zusätzlicher Belastung kritischer Netzbereiche und potenziell zur Überschreitung der zulässigen Spannungsgrenzen. In der günstig gewählten Gruppe (grün) werden lokale Leistungsflüsse hingegen innerhalb desselben Netzabschnitts kompensiert, wodurch Spannungsprobleme vermieden werden.

Neben den physikalischen Randbedingungen sollte auch der Einfluss erzeugter Netzengpässe auf die CO<sub>2</sub>-Bilanz untersucht werden. Künftige Arbeiten sollten untersuchen, ob der für das gesamtdeutsche Netz gezeigte Effekt einer Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Emissionen durch den erhöhten RegelleLeistungsbedarf [196] auch bei lokalen Engpässen signifikant ist.

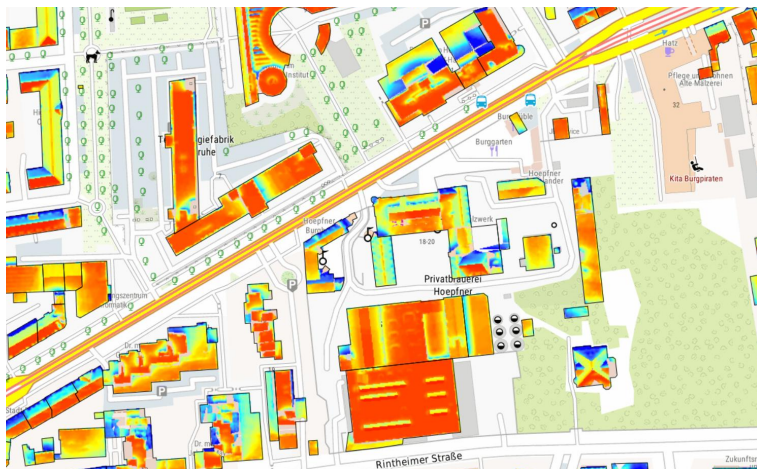
## 5.6. Berücksichtigung von Ausbaupotenzialen in Gruppierungsansätzen

Für die Bewertung energietechnischer Quartierskonzepte sollten nicht nur bestehende Anlagen, sondern auch mögliche Ausbaupfade berücksichtigt werden. Insbesondere bei der Bildung und Bewertung von Anlagengruppen ist es essenziell, künftige Entwicklungen mitzudenken. Wie in Abschnitt 1.1 erläutert, ist in den kommenden Jahren verstärkt mit der Installation folgender elektrifizierter Anlagen zu rechnen:

- Wärmepumpen und andere elektrische Heizsysteme,
- Ladeinfrastruktur für Elektromobilität und
- Photovoltaikanlagen zur lokalen Stromerzeugung.

Ergänzend sind auch Maßnahmen zum Netzausbau sowie die Erweiterung bestehender Transformatorenstationen potenzielle Entwicklungen, die in eine zukunftsgerichtete Quartiersmodellierung einbezogen werden sollten.

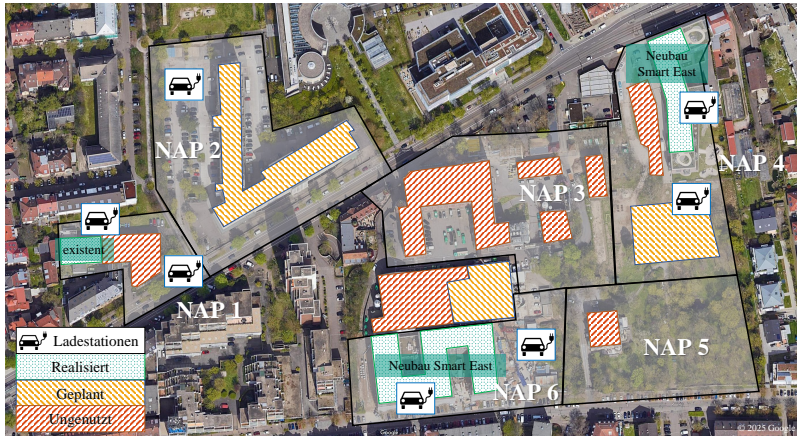
Um Ausbaupotenziale und Netz zusammenzuführen, ist es entscheidend, ortsabhängige Potenziale auch geografisch in die Modellierung einzubeziehen. Beispielsweise liegt das PV-Potenzial bereits als Geodaten und in Kartenform vor. So zeigt Abbildung 5.19 den Kartenausschnitt des Reallabors Smart East im Solarkataster der Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg.



**Abbildung 5.19.:** Kartenausschnitt des Reallabors Smart East im Solarkataster der Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg [197].

Allerdings muss beachtet werden, dass diese Daten veraltet sein können. So sind die Daten in Abbildung 5.19 von 2020. Seitdem wurden im Reallabor Smart East beispielsweise in NAP 4 und 6 größere bauliche Veränderungen vorgenommen. Abbildung 5.20

zeigt das aktuelle technische Potenzial für Photovoltaikanlagen im Reallabor Smart East. Deutlich wird, dass im Vergleich zum aktuellen Ausbaustand substanzielle Erweiterungs-



**Abbildung 5.20.:** Technisches Potenzial für Photovoltaikanlagen im Reallabor Smart East. Bestehende Anlagen (grün), bereits geplante Belegung (gelb) und bisher ungenutzte Flächen (rot). Inklusive der Nummerierung der sechs Netzanschlusspunkte (NAP) sowie der Markierung der Ladestationsstandorte. Adaption aus Meisenbacher u. a. [102].

möglichkeiten bestehen. Diese Potenziale sollten bei der Konzeption und Bewertung energietechnischer Quartiere berücksichtigt werden, um langfristig tragfähige Lösungen zu entwickeln.

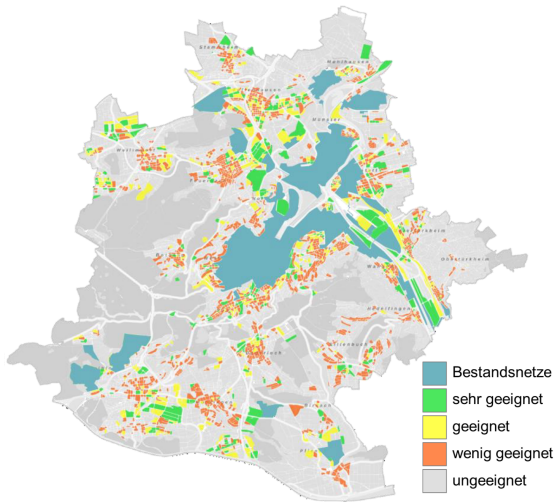
Je nach Lage könnten weitere Potenziale wie Windkraft oder Geothermie untersucht und gegebenenfalls in die Modellierung einbezogen werden. Insbesondere sind Nahwärme und Nahwärmenetze hierbei zu nennen. Hierzu können die Ergebnisse der kommunalen Wärmeplanung herangezogen werden, siehe Abbildung 5.21.

Für die Elektrifizierung der Wärmeversorgung ist der Zensus 2022 zu erwähnen, siehe Abbildung 5.22. Er bietet eine erste Orientierung, ist jedoch auf Quartiersebene nur eingeschränkt anwendbar, da sich das zugrunde liegende Gitterraster nicht sinnvoll auf Gebäude oder Quartiere übertragen lässt. Daher ist eine detailliertere lokale Betrachtung notwendig. Ebenso im Bereich der Elektromobilität. Hier müssen sowohl verfügbare Parkflächen als auch die vorhandene elektrische Anschlussinfrastruktur analysiert werden. Aufgrund der kommunalen Verortung der Wärmeleitplanung sind die verfügbaren Fachpläne sehr heterogen. Beispielsweise existieren für manche Kommunen neben der Wärmeleitplanung auch Fachpläne zu Wärmepumpenpotenzialen (siehe beispielsweise Hamburg<sup>2</sup>).

<sup>1</sup> <https://atlas.zensus2022.de/>

<sup>2</sup> Fachplan der Wärmepumpenpotenziale in Hamburg: <https://www.hamburg.de/politik-und-verwaltung/behoerden/bukea/themen/energie/waermepumpen/waermepumpenpotenzialkarte>





**Abbildung 5.21.:** Analyse der Nachfragepotenziale für neue Wärmenetze. Entnommen aus der kommunalen Wärmeplanung vom Amt für Umweltschutz Stuttgart [198].



**Abbildung 5.22.:** Darstellung der Heizungsarten im Bereich des Reallabors Smart East auf Grundlage der Zensus-2022-Daten. Gezeigt ist ein Auszug aus der Kartenanwendung der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder mit einer räumlichen Auflösung von 100 m × 100 m-Gitterzellen [126].



Die systematische Berücksichtigung zukünftiger Ausbaupotenziale ist zentral für die belastbare Modellierung und Bewertung energietechnischer Quartierskonzepte. Sie ermöglicht es, Anlagengruppen nicht nur entlang bestehender Infrastrukturen, sondern auch unter Berücksichtigung wahrscheinlicher Entwicklungen und rechtlich unterstützter gemeinschaftlicher Versorgungsstrategien zu bilden. Damit schafft die Potenzialanalyse eine fundierte Grundlage für langfristig tragfähige und rechtlich anschlussfähige Quartierslösungen (siehe auch die Grundlagen zum deutschen Energierecht in Abschnitt 1.2).

## 5.7. Zusammenfassung und Diskussion

In Kapitel 5 wurde das Reallabor Smart East eingeführt. Es wurden die geografische Lage, die charakteristischen Merkmale der enthaltenen Gebäude sowie die relevanten energietechnischen Anlagen umfassend dargestellt. Aufbauend auf zusätzlichen Informationen zu Strom- und Wärmenetzen wurden verschiedene in Kapitel 4 identifizierte Gruppierungsansätze exemplarisch auf das Reallabor Smart East angewendet und hinsichtlich ihrer Eignung diskutiert. Dabei konnte herausgearbeitet werden, dass die tatsächliche Motivation der beteiligten Akteure zur Teilnahme am Projekt die verwendete Gruppierung von Smart East bestimmt hatte. Da es sich im Fall des Reallabors Smart East um größere Mischnutzungsgebäude handelt, verfügen die meisten privaten Netzbereiche über eigene, zugeordnete Ortsnetztransformatoren. Entsprechend stimmen die Gruppierungen nach privaten Netzbereichen weitgehend mit einer Einteilung nach Transformatorenuordnung überein. Auch besteht für nahezu alle Gebäude ein Anschluss an das gemeinsame Fernwärmenetz von Karlsruhe.

Im Anschluss wurde in Abschnitt 5.3 die Modellierung der privaten Netzbereiche vertiefend dargestellt. Dabei wurden insbesondere die relevanten Energieflüsse innerhalb dieser Netzbereiche erläutert. Das Konzept des NAP wurde detailliert eingeführt, da es sowohl für die Datenerfassung im Rahmen der in Kapitel 6 beschriebenen Quartiersplattform als auch für die Bewertung von Flexibilitätspotenzialen auf Quartiersebene eine zentrale Rolle spielt.

Ergänzend wurde in Abschnitt 5.4 und Abschnitt 5.5 die Modellierung von Anlagengruppen im Kontext elektrischer Engpässe behandelt. Im Vordergrund standen dabei Herausforderungen im Hinblick auf Leistungslimits und Spannungsqualität. Abschließend wurde in Abschnitt 5.6 diskutiert, inwiefern auch künftige Ausbaupotenziale bei der Bildung geeigneter Anlagengruppen berücksichtigt werden sollten, um eine vorausschauende und nachhaltige Quartiersentwicklung zu ermöglichen.



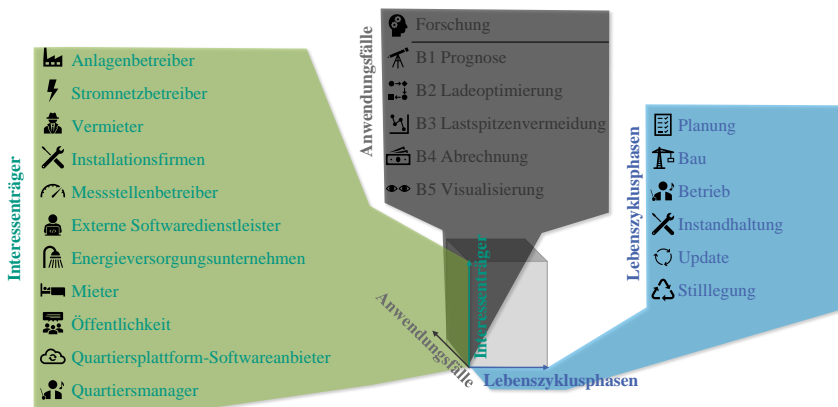
## **6. Rückkopplung von Erkenntnissen aus Reallaboren in die Forschung**

In Kapitel 6 wird anhand von drei Beispielen verdeutlicht, wie Erkenntnisse aus Reallaboren in die Forschung zurückfließen können. Erstens ermöglichen Reallabore die Beobachtung und Abbildung von Wechselwirkungen zwischen der Cyber-, der physischen und der sozialen Systemebene (siehe Abschnitt 6.1 und Abschnitt 6.2). Zweitens bieten Reallabore die Möglichkeit zu untersuchen, wie entwickelte Technologien in der Praxis tatsächlich eingesetzt werden. Sie erlauben die Beobachtung unbeabsichtigter Effekte wie Risiken für die Privatsphäre, die durch die Art des Praxiseinsatzes entstehen können (Abschnitt 6.3). Drittens liefern sie Messdaten zur Analyse wissenschaftlicher Fragen, insbesondere für simulativ nicht zuverlässig quantifizierbare Randfälle. Solche Randfälle sind etwa Lastspitzen, die sowohl im Betrieb als auch bei der Neubauplanung flexibler Anlagen von großer Bedeutung sind. Die vorliegende Arbeit stellt in Abschnitt 6.4 dar, wie auf Grundlage von Messdaten aus dem Reallabor Flexibilitätsquantifizierung möglich ist.

### **6.1. Die soziale Dimension energietechnischer Quartiere**

Gemäß Galenzowski u. a. [100] umfasst ein Quartier verschiedene Dimensionen sozialer Interaktionen. Die sozialen Aspekte bestehen darin, welcher Interessensträger zu welchem Lebenszykluszeitpunkt für welchen Anwendungsfall mit dem CPS interagiert (siehe Abbildung 6.1). Insbesondere muss gemäß den Wechselwirkungen im CPSIS jede technische Implementierung, jeder Dienst und jede Designentscheidung Aspekte wie menschliche Einschränkungen, Datenschutz, Produktivitätssteigerung und Benutzerfreundlichkeit berücksichtigen [100].

Das Reallabor Smart East dient als Plattform, auf der technologische und geschäftsmodellbezogene Lösungen gezielt entlang des Technologiereifegrades bzw. Technology Readiness Level (TRL) weiterentwickelt werden können. Dies ermöglicht die Entwicklung von der experimentellen Erprobung bis zum produktiven und dauerhaften Betrieb unter Realbedingungen (TRL 5 bis TRL 7) [199]. Der Übergang zwischen Forschung und Betrieb ist fließend. Dennoch ist es im Reallabor Smart East essenziell, zu berücksichtigen, dass parallel laufende betriebliche Anwendungsfälle mit dem Forschungsbetrieb in Einklang stehen. Daher werden die betrieblichen Anwendungsfälle Prognosen (B1),



**Abbildung 6.1.:** Darstellung der multidimensionalen Verknüpfung der sozialen Systemebene des CPSIS mit technischen Aspekten über verschiedene Interessenträger (links), Anwendungsfälle (zentral) und Lebenszyklusphasen (rechts) hinweg. Die Anwendungsfälle B1 bis B5 repräsentieren betriebliche (B) Anwendungen der Forschungsplattform: Prognosen (B1), Ladeoptimierung (B2), Lastspitzenvermeidung (B3), Abrechnung (B4) und Visualisierung (B5), während der übergeordnete Anwendungsfall im Reallabor die *Forschung* ist. Adaptiert aus Galenzowski u. a. [100].

Ladeoptimierung (B2), Lastspitzenvermeidung (B3), Abrechnung (B4) und Visualisierung (B5) in Abbildung 6.1 als Abgrenzung zur Forschung mit *B* für Betrieb gekennzeichnet.

Eine Vielzahl an Interessenträgern übernimmt spezifische Aufgaben in der Konzeption, Umsetzung und dem Betrieb energietechnischer Quartierslösungen. Diese lassen sich größtenteils systematisch dem Rollenmodell der Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt nach BDEW [200] zuordnen, das die datenbasierten Schnittstellen zwischen Marktakteuren regelt.

So entspricht der *Anlagenbetreiber* funktional dem *Einsatzverantwortlichen (EIV)* bei der Einbindung steuerbarer Ressourcen. *Installationsfirmen* übernehmen technische Aufgaben im Sinne eines *Betreibers technischer Ressourcen (BTR)*. *Energieversorgungsunternehmen* agieren als *Lieferanten (LF)*, während *Stromnetzbetreiber* den Aufgabenbereich des *Netzbetreibers (NB)* oder des *Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB)* erfüllen. *Messstellenbetreiber* werden analog zu *MSB* aufgefasst, und *externe Softwaredienstleister (ES)* mit Zugriff auf Nutzerdaten übernehmen typischerweise die Rolle eines *Energieserviceanbieters des Anschlussnutzers (ESA)*.

Bestimmte im Quartierskontext relevante Akteure wie *Vermieter (VM)*, *Mieter (MI)* oder die *Öffentlichkeit (ÖFF)* sind im Rollenmodell des BDEW hingegen nicht abgebildet, da es primär technische und marktrelevante Kommunikationsrollen beschreibt. Überdies gibt es funktionale Akteure mit uneindeutiger oder mehrschichtiger Zuordnung: Beispielsweise kann ein *Softwareanbieter einer digitalen Quartiersplattform* in die Rolle eines *ESA* fallen. Ein *Quartiersmanager* kann je nach konkreter Funktion Aufgaben eines *BKV (Bilanzkreisverantwortlichen)*, eines *NB* sowie eines *EIV* übernehmen.

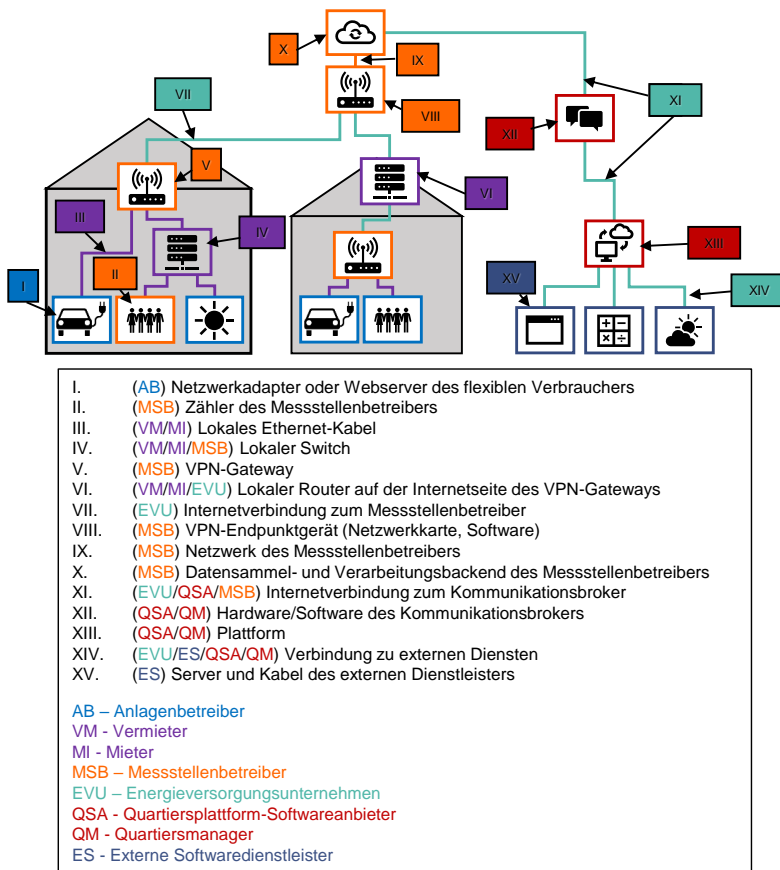
Eine detaillierte Beschreibung der BDEW-Rollen ist in Abschnitt A.6 aufgeführt. Je nach Lebenszyklusphase sind auch unterschiedliche Interessenträger mit unterschiedlichen Anwendungsfällen beteiligt. Zahlreiche Arbeiten befassen sich mit den Lebenszyklusphasen von Gebäuden [201] und untersuchen vielfältige Anwendungsfälle [202]. Viele dieser Studien adressieren einzelne Dimensionen der in Abbildung 6.1 dargestellten Multidimensionalität, etwa technische Aspekte, spezifische Anwendungsfälle oder ausgewählte Lebenszyklusphasen. Die vorliegende Arbeit geht darüber hinaus, indem sie die sozialen, technischen und organisatorischen Komponenten von Reallaboren als integriertes CPSIS betrachtet. Sie untersucht den Einfluss sozialer Faktoren wie Nutzungsverhalten, Datenschutz und Akzeptanz auf die Gestaltung technischer Systeme und analysiert die Datenübertragung sowie deren Implikationen für das Design einer Datenerfassungsarchitektur. Überdies werden Fragen der Privatsphäre im Reallabor-Setting adressiert und es wird ein Ansatz zur Erfassung und Quantifizierung der Flexibilität im Reallaborbetrieb vorgestellt.

## 6.2. IoT und Informationsfluss als soziale Herausforderung

In Abschnitt 6.2 wird der Informationsfluss innerhalb des Quartiers untersucht, insbesondere hinsichtlich der Interaktion zwischen der sozialen und der technischen Systemebene. Im Wesentlichen basiert Abschnitt 6.2 auf der Publikation von Galenzowski u. a. [100]. Dabei wird insbesondere auf die Datenerfassung und die Herausforderungen der Kommunikation zwischen den verschiedenen Systemkomponenten eingegangen. Besondere Beachtung findet die Frage, wie die Integration von IoT-Technologien in einem Reallabor-Setting den sozialen Einfluss auf das technische System beeinflusst. Wie in Abschnitt 5.3 dargestellt, besteht das Reallabor Smart East aus sechs Netzanschlusspunkten und erstreckt sich über eine Fläche von  $460\text{ m} \times 270\text{ m}$ . Um alle in Abschnitt 5.2 identifizierten relevanten Messorte an eine IKTP anzubinden, ist ein weitreichendes Kommunikationsnetz erforderlich.

Als Einschränkung muss gesagt werden, dass die Mehrheit der Zähler in Kellern installiert ist, in denen kein Mobilfunkempfang vorhanden ist, und daher eine drahtlose Lösung über ein lokales Funknetz sowie LTE von vornherein ausgeschlossen wurde. Ein weiterer Grund gegen LTE war die Anforderung, dass die Softwarearchitektur des Reallabors Smart East Forschung ermöglichen soll. Es wurden daher Zähler installiert, die auch für hochfrequente Messungen der im Abschnitt 7.2 vorgestellten Netzzustandsgrößen geeignet sind, und eine Softwarearchitektur entwickelt, die den direkten Zugriff auf deutlich mehr als 2000 Modbus-Register mit Messwerten pro Zähler zu jeder Zeit während des Betriebs ermöglicht. Wenn während des Betriebs keine weiteren Konfigurationen durchgeführt werden müssen und nur ein begrenzter Datensatz vom Zähler an einen Endpunkt eines Messstellenbetreibers im kommerziellen Betrieb geliefert werden soll, kann LTE deutlich interessanter werden. So wäre LTE beispielsweise für eine kommerzielle Lösung mit Übertragungsintervallen von 1 min oder 15 min gut geeignet.

Da die NAP unterschiedlichen Eigentümern gehören, besteht keine direkte Datenverbindung untereinander. Alle NAP verfügen jedoch über einen eigenen Internetzugang. Der Aufbau eines gemeinsamen Quartiernetzwerks würde hohe Kosten, einen langen Planungsaufwand und rechtliche Hürden mit sich bringen, weshalb diese Option verworfen wurde. Stattdessen erfolgt die Anbindung der energietechnischen Anlagen über die bestehenden Internetanschlüsse der jeweiligen Eigentümer oder Mieter. Die Kommunikation zwischen den Systemen erfolgt dabei über externe Netzinfrastrukturen außerhalb des Quartiers, was die Zuverlässigkeit verringert und den Einsatz von Echtzeitsteuerungen nur mit lokalen Fallback-Optionen ermöglicht. Eine Vielzahl an Interessenträgern und Anlagen ist an der Datenübertragung von den Energiesystemen bis in den Cloud-Teil der Plattform beteiligt, wie in Abbildung 6.2 dargestellt.



**Abbildung 6.2.:** Mögliche Ausfallpunkte von Datenverbindungen einschließlich verantwortlichen Interessenträgern: Anlagenbetreiber (AB), Messstellenbetreiber (MSB), Vermieter (VM), Mieter (MI), Energieversorgungsunternehmen (EVU), Quartiersplattform-Software-Anbieter (QSA), Quartiersmanager (QM) und Externer Softwaredienstleister (ES). Adaptiert aus Galenzowski u. a. [100].

In Abbildung 6.2 werden mögliche Ausfallpunkte beschrieben. Diese möglichen Ausfallpunkte lassen sich nicht vollständig eliminieren. Das Bewusstsein für diese kann jedoch erheblich bei der Fehlerbehebung helfen und die Bedeutung der Zusammenarbeit zwischen den Interessenträgern hervorheben. Solche Zusammenhänge lassen sich aus dem Reallabor ableiten und ermöglichen eine Modellierung des Zusammenspiels der Interessenträger sowie eine Untersuchung von Schwachstellen im realen Betrieb kritischer Infrastrukturen wie dem CPSIS Energiesystem.

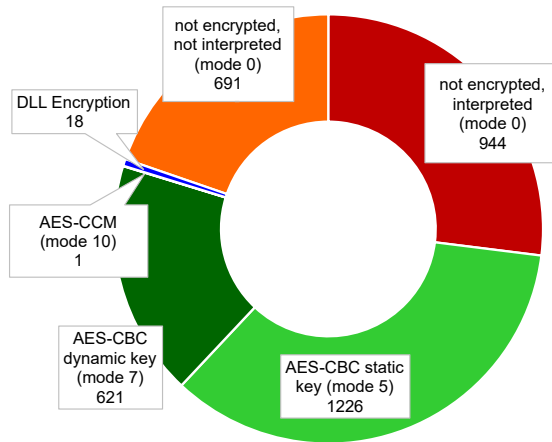
### 6.3. Datenschutz und Privatsphäre

Neben der Forschungsinfrastruktur existiert im Reallabor Smart East, wie auch in anderen Quartieren, eine Vielzahl produktiv betriebener Infrastrukturen zur Erfassung und Weiterleitung von Daten. Wie in Abschnitt 1.2 hergeleitet, birgt das großflächige Erfassen hoch aufgelöster Verbrauchsdaten Risiken, deren Bewertung experimentelle Untersuchungen im Feld und damit in Reallaboren erfordert. Daher beschäftigt sich Abschnitt 6.3 mit einer groß angelegten Feldstudie zur Nutzung und Sicherheit einer großen Zahl real eingesetzter wM-Bus-Zähler. Im Wesentlichen basiert Abschnitt 6.3 auf der Publikation von Hiller v. Gartringen u. a. [103].

Der wM-Bus wird in Deutschland häufig zur Messung von Heizkosten und Wasserverbräuchen in Mehrfamilienhäusern eingesetzt. Obwohl die deutsche Heizkostenverordnung [203] die drahtlose und interoperable Auslesung solcher Zähler vorschreibt, sind Sicherheitsmechanismen wie Verschlüsselung bislang nur optional im Standard EN 13757 vorgesehen. Daraus ergibt sich ein potenzielles Risiko für die Privatsphäre. Aus hochaufgelösten Smart-Meter-Daten lassen sich oft detaillierte Rückschlüsse auf das Verhalten von Bewohnern ziehen [86]. Da die Unterverteilung von Heizung und Wasser nicht den kommerziellen Messstellenbetreibern obliegt, sondern unter Submetering fällt, hängt die Sicherheit der Daten maßgeblich von der Sorgfalt der von den Immobilienunternehmen beauftragten Dienstleister ab.

In einer umfassenden Feldstudie [103] wurde untersucht, wie wM-Bus in der Praxis konfiguriert ist und ob die verfügbaren Sicherheits- und Verschlüsselungsmechanismen tatsächlich genutzt werden. Die zentrale Forschungsfrage betraf den Anteil der unverschlüsselten Messdatentelegramme und die damit verbundene Gefährdung der Privatsphäre. Es kam ein tragbares Messsystem zum Einsatz, das wM-Bus-Telegramme in den Städten München, Trier, Karlsruhe und Luxemburg im C1/T1-Modus passiv aufzeichnete und standortbezogen speicherte. Das Verfahren orientierte sich an *War-Driving*-Ansätzen zur Aufspürung unverschlüsselter WLAN-Zugänge [204]. Für die Auswertung wurde insbesondere der unverschlüsselte Header (Hersteller-ID, Gerätetyp und Seriennummer) verwendet. Weiterhin konnten, sofern keine Verschlüsselung aktiv war, die Nutzdaten interpretiert werden, um die Art des Zählers (z. B. Heizkostenverteiler, Warmwasserzähler, Rauchmelder etc.) zu bestimmen.

Die aufgenommenen Datensätze ( $\approx 5000$  einzelne Zählergeräte) zeigten, dass knapp die Hälfte der Geräte (48,5 %) keine Verschlüsselung nutzte. Dies stimmte weitgehend mit anderen Vorstudien überein, die ebenfalls auf eine systematische Vernachlässigung von Privatsphäre-Risiken beim Submetering mit wM-Bus hindeuten [88]. Für die aktuellste Auswertung aus 2023 ergab sich die in Abbildung 6.3 dargestellte Verteilung.

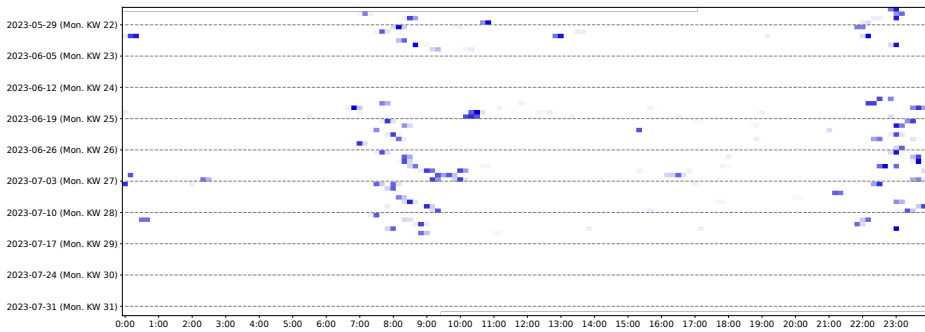


**Abbildung 6.3.:** Ergebnisse der Feldstudie zur Verschlüsselung von wM-Bus Zählern im Jahr 2023. Dargestellt sind die beobachteten Verschlüsselungsmodi: *AES-CBC* (Advanced Encryption Standard im Cipher Block Chaining Mode) mit statischem Schlüssel (*mode 5*) und dynamischem Schlüssel (*mode 7*), *AES-CCM* (Advanced Encryption Standard im Counter with Cipher Block Chaining Message Authentication Code Mode, *mode 10*) sowie *DLL Encryption* (Dedicated Link Layer Encryption). Die übrigen Datensätze waren unverschlüsselt, entweder interpretiert oder nicht interpretiert (*mode 0*). Übernommen aus Hiller v. Gaertringen u. a. [103].

Die Datenauswertung zeigte, dass rund die Hälfte der wM-Bus-Geräte ihre Daten unverschlüsselt im Modus 0 übertrug, viele davon sogar in leicht interpretierbarer Form, wie etwa Warmwasserzähler mit aktuellen Verbrauchswerten. Dabei wurde deutlich, dass die Umsetzung der Verschlüsselung stark vom Hersteller abhängt. Während einige Hersteller, genauer gesagt die Zähler einbauenden Subdienstleister<sup>1</sup>, diese standardmäßig implementierten, etwa mittels AES-CBC oder AES-CCM, konnten bei anderen häufig unverschlüsselten Übertragungen beobachtet werden. Ein Langzeittest mit einem unverschlüsselten Warmwasserzähler verdeutlichte zudem die einfache Auswertbarkeit solcher Daten, da sich Tagesabläufe und Abwesenheiten detailliert rekonstruieren ließen (vgl. auch [86]). Die Ergebnisse des Langzeittests sind in Abbildung 6.4 dargestellt.

<sup>1</sup> Subdienstleister meint die von Immobilienverwaltungen beauftragten Dienstleister, die den Einbau, die Ablesung und die Abrechnung von Wärmezählern übernehmen. Sie agieren im Auftrag der Eigentümer, jedoch nicht als offizielle Messstellenbetreiber im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes [205].





**Abbildung 6.4.:** Tagesabläufe und Abwesenheiten sind mittels unverschlüsselt übertragener wM-Bus Messdaten auswertbar. Übernommen aus Hiller v. Gaertringen u. a. [103].

Die ungeschützte Übertragung von Verbrauchsdaten birgt erhebliche Risiken. Dritte können nicht nur Anwesenheits- und Verhaltensmuster identifizieren, sondern auch Rückschlüsse auf die Anzahl von Personen und deren Nutzungsgewohnheiten ziehen. Dies bestätigt, dass wM-Bus-Systeme ohne korrekt implementierte Verschlüsselung die Privatsphäre der Bewohner gefährden. Die Studie von Hiller v. Gaertringen u. a. [103] unterstreicht die Notwendigkeit, Verschlüsselung in wM-Bus-Geräten verpflichtend durchzusetzen. Auch die Schlüsselverwaltung (z. B. dynamische Schlüssel) bedarf eingehender Betrachtung. Weitere Untersuchungen könnten zudem andere, über den C1/T1-Modus hinausgehende, Funkmodi einbeziehen, um das reale Ausmaß unzureichend geschützter Systeme in noch größerer Breite abzubilden.

Der Hauptbeitrag des Autors der vorliegenden Doktorarbeit liegt in der Analyse und Beschreibung der Normen für die Datenübertragung von Zählern sowie in der durch das Beispiel des Reallabors Smart East gegebenen Motivation der praktischen Relevanz von Datenschutz und seiner Umsetzung in realen Anwendungen. Zudem erfolgte eine Mitwirkung an der Betreuung und Konzeption der Arbeit. Künftige Arbeiten könnten eine Lokalisierung von Zählern mittels mehrerer Antennen sowie eine Untersuchung weiterer Studienggebiete umfassen.

Für Quartiere ist hervorzuheben, dass neben der Messinfrastruktur des Messstellenbetreibers noch weitere Geräte existieren, die Daten übertragen und datenschutzkritisch sind. Ähnliches wie beim Submetering gilt für andere smarte Geräte wie intelligente Steckdosen, Gebäudeautomation sowie intelligente Haushaltsgeräte wie Staubsauger oder Waschmaschinen. Künftige Angriffe können *large language models* (LLM) und *natural language processing* (NLP) nutzen, um automatisiert Angriffsstrategien zu entwickeln [206]. Während bisher, etwa in der Feldstudie von Hiller v. Gaertringen u. a. [103], ein aufwendiges manuelles Durcharbeiten mehrerer hundert Seiten umfassender Normen erforderlich war, um Daten empfangen und auswerten zu können, könnte dies künftig vollständig automatisiert erfolgen. Dadurch werden insbesondere Systeme wie wM-Bus, die aufgrund ihrer technischen Komplexität bisher wenig Beachtung fanden,

zu potenziell interessanten Angriffszielen. Wenn Daten erfasst und übertragen werden, besteht grundsätzlich die Möglichkeit von Missbrauch. Daher zeigen die Erkenntnisse aus dem Reallabor, dass Betriebsstrategien, die mit wenigen oder keinen sensiblen Daten auskommen, weiter erforscht werden sollten und eine essenzielle Relevanz für Quartiere haben (siehe auch den in Abschnitt 5.3 vorgestellten Ansatz der Gruppierung nach NAP, der die Messung einzelner Mieter überflüssig macht).

## **6.4. Erfassung von Flexibilität in Reallaboren**

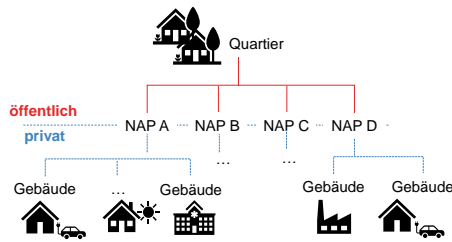
In Abschnitt 1.2 wurden verschiedene Ansätze zur Modellierung und Bewertung von Flexibilität in Gebäuden und Quartieren vorgestellt. Dabei wurde herausgearbeitet, dass bislang eine Bewertung von Flexibilität auf Grundlage gemessener Lastgänge aus dem Reallabor fehlt, also ein datengetriebener Ansatz zur Planung des Zubaus zukünftiger flexibler Anlagen. Häufig liegen entsprechende Daten an den NAP in Form von Zeitreihen der Wirkleistung am NAP vor (siehe Abschnitt 5.3). Beispiele aus dem Reallabor Smart East sind in Abbildung 6.9 dargestellt.

Wie in Abschnitt 1.3 herausgearbeitet, stellt sich insbesondere beim Ausbau von Ladeinfrastruktur für Elektromobilität in energietechnischen Quartieren die Frage, in welchen privaten Netzbereichen zusätzliche Lasten aufgenommen werden können, ohne die Betriebsgrenzen des Systems zu überschreiten. Eine geeignete Modellierung von Flexibilität erfordert dabei die Berücksichtigung bestehender Lastprofile, technischer Kapazitätsgrenzen und potenzieller Lastverschiebungspotenziale.

Das Ziel von Abschnitt 6.4 ist die Entwicklung eines Indikators, der die Flexibilität verschiedener privater Netzbereiche erfasst und systematisch vergleichbar macht. Dieser soll als Grundlage für planerische Entscheidungen und den infrastrukturellen Ausbau dienen (als Ergänzung zu Analysen, die das Nutzerverhalten im Betrieb von Ladeinfrastruktur untersuchen, wie Phipps u. a. [207]). Im Wesentlichen basieren die Ausführungen in Abschnitt 6.4 auf der Publikation von Galenzowski u. a. [101].

### **6.4.1. Anforderungen an einen datengetriebenen Flexibilitätsindikator für die Ladeinfrastrukturplanung**

Für die Planung neuer flexibler Anlagen, insbesondere im Zuge des Ausbaus der Ladeinfrastruktur für Elektromobilität, ist der NAP eine zentrale Betrachtungsebene, da er sowohl physische Netzgrenzen als auch regulatorische Vorgaben abbildet (vgl. Abbildung 6.5). Er stellt die Schnittstelle zwischen einzelnen Gebäuden oder Gebäudegruppen und dem übergeordneten öffentlichen Netz dar und bildet damit die Grundlage für die Abrechnung und den Netzzugang [208]. In Deutschland sind zahlreiche technische und rechtliche Bestimmungen auf NAP-Ebene verankert, wodurch er sich als natürliche Einheit zur Analyse von Flexibilitätspotenzialen eignet.



**Abbildung 6.5.:** Mehrere Gebäude sind an einem NAP angeschlossen. Insgesamt werden die NAP A, B, C und D untersucht. Adaptiert aus Galenzowski u. a. [101].

Messdaten auf NAP-Ebene, etwa in Form von Zeitreihen der Wirkleistung  $P_{\text{nap}}$ , ermöglichen eine realitätsabbildende Erfassung des Lastverhaltens und damit die Entwicklung von Flexibilitätsindikatoren, die nicht nur modellbasiert, sondern auch datengetrieben arbeiten. Solche Indikatoren können sowohl bestehende Lastprofile als auch technische Kapazitätsgrenzen berücksichtigen und so eine fundierte Entscheidungsgrundlage für den infrastrukturellen Ausbau schaffen. Der Bedarf an derartigen, auf Messdaten beruhenden Ansätzen ergibt sich insbesondere daraus, dass viele bestehende Flexibilitätsmetriken modellgetrieben und stark auf den HLK-Bereich fokussiert sind [64]. Für Anwendungsfälle, wie den Ausbau der Ladeinfrastruktur, fehlen bislang vergleichbare, konsistente Bewertungsmethoden.

Da Betreiber lokaler Erzeugungsanlagen und privater Netze in einem NAP primär ihren eigenen Verbrauch optimieren, andere NAP desselben Quartiers jedoch meist unberücksichtigt bleiben, sollte ein geeigneter Flexibilitätsindikator die unterschiedlichen NAP miteinander vergleichbar machen. Arbeiten wie [209] oder [61] zeigen zwar Vorteile durch eine Zusammenfassung mehrerer Gebäude in einem Quartier, doch in Deutschland scheitern solche Konzepte derzeit oft an rechtlichen Hürden [60].

Neben der Reduktion von Netzengpässen ist auch die Kostenersparnis ein wesentliches Motiv für die Nutzung von Flexibilität [64]. Einen bedeutenden Kostenfaktor stellt dabei der sogenannte Leistungspreis dar, der in Cent/kW für die maximal in Anspruch genommene Leistung berechnet wird. In Deutschland kann der Leistungspreis für die höchste Leistungsspitze nicht nur auf Jahres-, sondern auch auf Monatsbasis abgerechnet werden [208], wobei die Höchstlast jedes Monats separat berechnet und in Rechnung gestellt wird. Ein geeigneter Flexibilitätsindikator sollte daher auch die Eignung für eine monatliche Abrechnung bewerten können.

Daher bietet es sich an, flexible Lasten derart zu verschieben, dass zusätzliche Lastspitzen vermieden werden. In diesem Zusammenhang wird unter dem Begriff Valley Filling klassischerweise verstanden, dass Ladevorgänge in Lasttälern verlagert werden, um neue Lastspitzen zu vermeiden. Verschiedene Forschungsarbeiten schlagen hierzu teils dezentral koordinierte [75, 76] oder auf Preissignalen beruhende Algorithmen [75, 77, 79, 80] vor, berücksichtigen teils aber auch die Minimierung von Lastgradienten oder

den Transformatorschutz [73–75, 80]. Die genannten Ansätze fokussieren sich allerdings durchweg auf den laufenden Betrieb vorhandener LI (z. B. Nutzersteuerung, tarifbasiertes Lastverschieben), ohne quantitative Kennzahlen zur Einordnung verschiedener NAP während der Planungs- und Designphase für neue LI bereitzustellen.

Da Valley Filling laut Chantzis u. a. [64] wesentlich von den tatsächlichen Lasttälern eines betrachteten Lastprofils abhängt, ist die Wahl oder Messung dieses Profils von zentraler Bedeutung (siehe auch Power Shifting Efficiency in [64]). Frühere Arbeiten [74, 75, 78] greifen bei der Auswahl des Lastprofils häufig auf synthetische Daten, Testnetze oder begrenzte reale Datensätze ohne ganzjährige Abdeckung zurück. Eine systematische Untersuchung mehrerer realer Lastprofile über ein gesamtes Jahr mit Blick auf Valley Filling liegt bisher nicht vor. Zur eindeutigen Bezeichnung dieses Profils wird der Begriff **Bezugslastprofil** verwendet. Dabei handelt es sich weder um die reine Grundlast (Grundlastprofil) noch um ein Referenzlastprofil im Sinne standardisierter Lastprofile, sondern um den gemessenen Lastgang, der als Ausgangsbasis für eine datengetriebene Analyse dient.

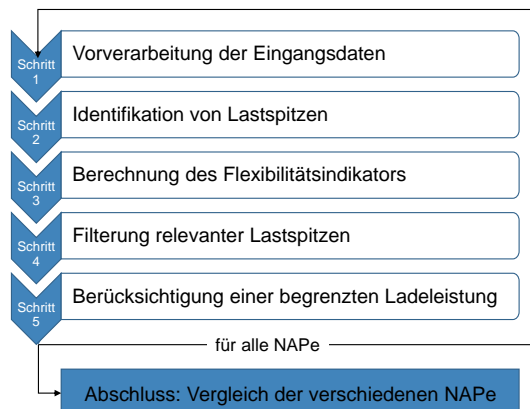
Aufgrund der in der Literatur aufgezeigten Einschränkungen ist eine systematische Untersuchung von Bezugslastprofilen erforderlich. Dazu bietet sich ein datengetriebener Ansatz an, der auf tatsächlichen Messdaten aus bestehenden Gebäuden oder Quartieren basiert, um das LI-Flexibilitätpotenzial hinsichtlich Valley Filling zu bewerten. Aufbauend auf [14], die die zeitliche Verfügbarkeit als zentrales Merkmal der Flexibilität hervorheben, sollte ein geeigneter Indikator insbesondere die begrenzte Verfügbarkeit batterieelektrischer Fahrzeuge sowie die ebenfalls eingeschränkte Ladeleistung im Umfeld von Lastspitzen des Bezugslastprofils berücksichtigen.

Aus den dargestellten Überlegungen lassen sich zentrale Anforderungen ableiten, die ein wissenschaftlich fundierter Flexibilitätsindikator für die Ladeinfrastrukturplanung erfüllen sollte. Ein solcher Indikator muss die spezifischen Eigenschaften von LI berücksichtigen, insbesondere die begrenzte Verfügbarkeit von Fahrzeugen sowie die technisch limitierte Ladeleistung. Er sollte nicht erst im Betrieb, sondern bereits in der Planungsphase neuer LI einsetzbar sein, um frühzeitig fundierte Entscheidungen über den infrastrukturellen Ausbau zu ermöglichen. Ferner muss er in der Lage sein, verschiedene NAP systematisch miteinander zu vergleichen, um netzübergreifende Optimierungspotenziale zu identifizieren.

Ferner ist zu berücksichtigen, dass sowohl monatliche als auch jährliche Lastspitzen für die Netzauslegung und die Wirtschaftlichkeit von hoher Relevanz sind, weshalb der Indikator beide Zeitskalen abdecken sollte. Schließlich sollte der Ansatz vollständig datengetrieben sein, sodass der Indikator unmittelbar aus gemessenen Bezugslastprofilen abgeleitet werden kann, ohne auf Annahmen zum Nutzerverhalten oder zur konkreten Fahrzeugausstattung angewiesen zu sein.

### 6.4.2. Beschreibung des entwickelten Indikators und methodisches Vorgehen zur datengetriebenen Flexibilitätsbewertung für die Ladeinfrastrukturplanung

In Abschnitt 6.4.2 wird der datengetriebene Ansatz vorgestellt, der die in Abschnitt 6.4.1 formulierten Anforderungen erfüllt. Eine vollständige Übersicht des methodischen Vorgehens ist in Abbildung 6.6 dargestellt. Zunächst wird die Vorverarbeitung der Bezugslastprofile für jeden NAP beschrieben. Darauf folgt die Beschreibung der Identifikation unterschiedlicher Typen von Lastspitzen. Im nächsten Schritt werden die Definition und die Berechnung des Flexibilitätsindikators für jeden NAP dargestellt. Anschließend wird die Filterung erläutert, mit der nur jene Lastspitzen für die weitere Analyse und den Vergleich ausgewählt werden, die tatsächlich relevant sind. Abschließend wird der Aspekt der begrenzten Ladeleistung bei LI behandelt. Die auf diese Weise gewonnenen Ergebnisse bilden die Grundlage für den Vergleich der verschiedenen NAP sowie für die Beantwortung des in Abschnitt 1.3 beschriebenen offenen Problems 6.



**Abbildung 6.6.:** Methodisches Vorgehen zur datengetriebenen Flexibilitätsbewertung für alle NAP einzeln, gefolgt von einem Vergleich der unterschiedlichen NAP. Adaptiert aus Galenzowski u. a. [101].

**Schritt 1: Vorverarbeitung der Eingangsdaten:** Bei der Vorverarbeitung sind insbesondere die Zeitzone, die zeitliche Auflösung, die Messwertauflösung sowie die verfügbare Zeitspanne der Daten von Bedeutung. Da Leistungswerte üblicherweise sowohl zeit- als auch wertdiskret erfasst werden, sind sowohl die zeitliche Auflösung ( $\Delta t$ ) als auch die Wertauflösung ( $\Delta p$ ) relevant. Für die Auswertung wird angenommen, dass die

zeitliche Auflösung äquidistant 15 min beträgt<sup>2</sup>. Die Wertauflösung hängt von der Messgenauigkeit ab und kann die Ergebnisse erheblich beeinflussen. Eine vergleichsweise grobe Auflösung kann beispielsweise dazu führen, dass mehrere aufeinanderfolgende 15 min-Messwerte denselben Leistungswert aufweisen. Dies kann den Eindruck mehrfacher Lastspitzen erwecken, obwohl die Lastverläufe vor und nach diesen Zeitpunkten unterschiedlich sind. Der Aspekt mehrerer gleich hoher Lastspitzen wird im Schritt zur Berechnung des Flexibilitätsindikators berücksichtigt. Da die Abrechnung von Leistungspreisen in der Regel auf Monats- oder Jahresbasis erfolgt, sollten pro NAP mindestens ein vollständiges Jahr an Messdaten vorliegen. Die Vorverarbeitung umfasst daher die Überprüfung, ob für jeden NAP ein vollständiger Jahresdatensatz mit einer zeitlichen Auflösung von 15 min vorhanden ist (Prüfung der Zeitauflösung) sowie die Bestimmung der verfügbaren Wertauflösung. Der Umgang mit unvollständigen Jahresdatensätzen kann ebenso wie die Frage, ob relevante Kennwerte auch auf Grundlage kürzerer Zeiträume zuverlässig ermittelt werden können, Gegenstand weiterer Untersuchungen sein.

**Schritt 2: Identifikation der Lastspitzen:** Als Nächstes werden alle potenziell relevanten Lastspitzen-Datenpunkte ermittelt. Dabei wird unterschieden zwischen:

- $p_{gy}$ : globale Jahreslastspitze (kalenderbasiertes Merkmal),
- $p_{gm}$ : globale Monatslastspitze (kalenderbasiertes Merkmal),
- $p_l$ : lokale Lastspitzen (innerhalb einer bestimmten Anzahl benachbarter Messpunkte).

Da die lokalen Lastspitzen auch die monatlichen und jährlichen Lastspitzen enthalten, gilt:

$$p_{gy} \subset p_{gm} \subset p_l. \quad (6.1)$$

Die jährliche Lastspitze ( $p_{gy}$ ) und die monatliche Lastspitze ( $p_{gm}$ ) ergeben sich als jeweils höchster 15 min-Wert pro Jahr bzw. Monat. Ist die Messwertauflösung im Verhältnis zum absoluten Leistungsniveau zu grob, kann es vorkommen, dass mehrere Zeitpunkte denselben Höchstwert aufweisen. In diesem Fall werden alle diese Zeitpunkte als Jahresspitzen bzw. Monatsspitzen klassifiziert.

Zur Identifikation von lokalen Lastspitzen ( $p_l$ ) wird innerhalb einer vorgegebenen zeitlichen Umgebung geprüft, ob ein Messwert über allen anderen Werten liegt. Bei Zeitreihen mit einer 15 min-Auflösung ergeben sich pro Tag 96 Werte. Von einem gegebenen Zeitpunkt müssen daher die 48 vorherigen und die 48 nachfolgenden Werte verglichen werden. Dadurch lässt sich pro Tag etwa ein lokales Maximum bestimmen, ohne dass die Erkennung an kalendarische Grenzen gebunden ist. Dadurch werden insbesondere Lastspitzen, die um die Mitternachtszeit auftreten, nicht doppelt gezählt, wie es bei einer

---

<sup>2</sup> Die mathematische Logik der Auswertung und der Flexibilitätsindikator erlauben grundsätzlich beliebige zeitliche Auflösungen  $\Delta t$ . Da sich der vorgestellte Indikator jedoch an der Wirtschaftlichkeit und der Abrechnung von Lastspitzen orientiert, ist nur dasjenige  $\Delta t$  sinnvoll zu betrachten, das auch der Berechnung der Leistungsabrechnung zugrunde liegt. Im deutschen Rechtsrahmen entspricht dies einer Auflösung von 15 min, sodass andere  $\Delta t$  im nationalen Kontext nicht zweckmäßig wären.

rein tagesbasierten Betrachtung der Fall wäre. Mathematisch werden die lokalen Maxima mithilfe der `argrelextrema`-Funktion aus dem Python-Paket `scipy.signal` bestimmt, wobei als Parameter `order = 48` gesetzt wird, sodass bei einer zeitlichen Auflösung von 15 min jeweils der höchste (oder gleich hohe) Wert innerhalb eines Fensters von 48 vorhergehenden und 48 nachfolgenden Messpunkten als lokales Maximum erkannt wird.

**Schritt 3: Berechnung des Flexibilitätsindikators:** Wie beschrieben, wird die Flexibilität anhand des Bezugslastprofils in einem bestimmten Zeitfenster  $t_f$  um die identifizierten Lastspitzen charakterisiert. Die Hauptfunktion des Zeitfensters  $t_f$  besteht darin, eine für jedes Lastprofil vergleichbare Metrik zu schaffen. Die Größe des Zeitfensters beeinflusst unmittelbar die Aussagekraft des Flexibilitätsindikators. Ein zentrales Merkmal von Flexibilität ist die Zeitspanne, in der eine Flexibilitätsquelle zur Verfügung steht [14]. Bei Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge kann eine einzelne Ladesitzung je nach Standorttyp zwischen 20 min und 6 h dauern [83]. Für diese Arbeit wird daher ein Zeitfenster  $t_f$  von 6 h als Ausgangspunkt angenommen.

Ein Zeitfenster  $t_f$  von 6 h entspricht einem betrachteten Bereich von  $-3$  h bis  $3$  h um den jeweiligen Lastspitzenzeitpunkt  $t_l$ . Bei einer zeitlichen Auflösung von  $\Delta t = 15$  min ergeben sich für das Zeitfenster  $t_f$  somit 12 Werte vor und 12 Werte nach  $t_l$ .

Für jede Lastspitze wird zunächst die flexible Energie  $e_{l,flex}$  berechnet:

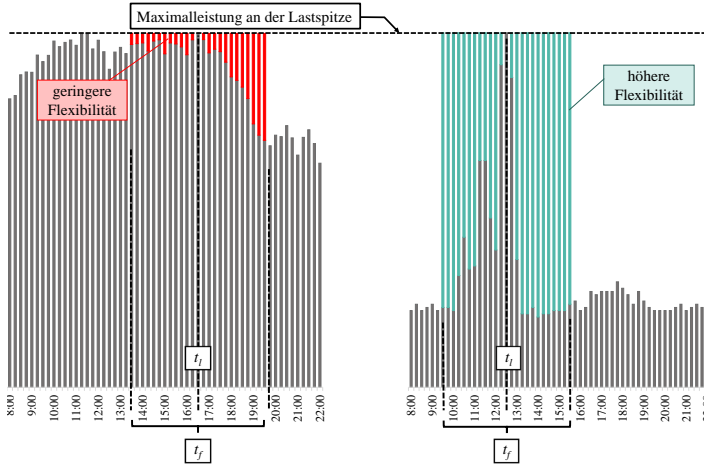
$$e_{l,flex} = \sum_{i=t_l-12}^{t_l+12} (p_g - p_i) \Delta t, \quad p_g \in \{p_{gy}, p_{gm}\}, \quad (6.2)$$

wobei die globale Spitzenleistung  $p_g$  je nach Abrechnungssystem entweder das jährliche Maximum  $p_{gy}$  oder das monatliche Maximum  $p_{gm}$  sein kann. Abbildung 6.7 zeigt exemplarisch ein Bezugslastprofil (grau) sowie für das relevante Zeitfenster  $t_f$  um den Lastspitzenzeitpunkt  $t_l$  die flexible Energie  $e_{l,flex}$ , dargestellt in Rot für den Fall geringer Flexibilität und in Grün für den Fall hoher Flexibilität.

Auf Grundlage der zuvor definierten globalen Spitzenleistung  $p_g$  werden in dieser Arbeit sowohl die monatliche ( $p_{gm}$ ) als auch die jährliche ( $p_{gy}$ ) Abrechnung berücksichtigt, um die Eignung beider Methoden für verschiedene NAP zu vergleichen. Der Wert von  $e_{l,flex}$  wird für jede lokale Lastspitze ( $p_l$ ) berechnet, sodass für jeden Zeitpunkt  $t_l$  einer lokalen Lastspitze eine Berechnung erfolgt.

Weiter wird die inflexible Energie  $e_{l,fix}$  definiert als:

$$e_{l,fix} = \sum_{i=t_l-12}^{t_l+12} p_i \cdot \Delta t. \quad (6.3)$$



**Abbildung 6.7.:** Darstellung zweier Lastspitzen mit unterschiedlicher Flexibilität. Links ist eine Lastspitze mit geringer Flexibilität dargestellt (rote Fläche), rechts eine mit hoher Flexibilität (türkisfarbene Fläche). Das Zeitfenster ( $t_f$ ) umfasst jeweils einen Bereich von 6 h um den Lastspitzenzeitpunkt ( $t_l$ ), aufgeteilt in 3 h vor und 3 h nach der Lastspitze. Innerhalb dieses Zeitfensters wird die flexible Energie ( $e_{l,flex}$ ) bestimmt, die die Grundlage für den Flexibilitätsindikator bildet. Adaptiert aus Galenzowski u. a. [101].

Der Flexibilitätsindikator  $f$  wird als Anteil der flexiblen Energie  $e_{l,flex}$  an der gesamten Energie ( $e_{l,flex} + e_{l,fix}$ ) innerhalb des betrachteten Zeitfensters  $t_f$  definiert:

$$f = \frac{e_{l,flex}}{(e_{l,flex} + e_{l,fix})} \in [0, 0,96]. \quad (6.4)$$

Er reicht von 0 für eine Lastspitze mit minimaler Flexibilität bis zu 0,96 für eine ideale Lastspitze mit maximaler Flexibilität. Der Wert 0,96 ergibt sich aus dem in dieser Arbeit angenommenen Zeitfenster von 12 Werten um die Lastspitze. Entsprechend umfasst dieses Zeitfenster bei maximaler Flexibilität 24 Zeitschritte  $\Delta t$  (vor und nach der Lastspitze) mit 100 %  $e_{l,flex}$  sowie einen einzelnen Zeitschritt (dem der Lastspitze) mit 100 %  $e_{l,fix}$ . Dies ergibt  $f = 24/25 = 0,96$ .

Wie bereits erwähnt, werden beide Abrechnungsmethoden ( $p_{gy}$  und  $p_{gm}$ ) betrachtet, sodass sich  $f_y$  (für die jährliche Abrechnung) und  $f_m$  (für die monatliche Abrechnung) ergeben.

**Schritt 4: Filterung relevanter Lastspitzen:** Die Lastspitze mit der geringsten Flexibilität ( $f_{min}$ ) begrenzt und charakterisiert den jeweiligen NAP. Zusätzlich tragen die zweit- und drittunflexibelsten Lastspitzen zur Charakterisierung des NAP bei. Liegt jedoch eine Lastspitze unterhalb eines bestimmten Schwellenwertes, ist sie zu gering, um die



Charakteristika des NAP repräsentativ zu beschreiben. Dieser Schwellenwert wird unter Verwendung der normalisierten lokalen Lastspitzen  $p_{n,l}$ :

$$p_{n,l} = \begin{cases} \frac{p_l}{p_{gy}}, & \text{jährliche Abrechnung} \\ \frac{p_l}{p_{gm}}, & \text{monatliche Abrechnung} \end{cases}, \quad (6.5)$$

sowie der charakteristischen Flexibilität  $f_{min}$ :

$$f_{min} = \begin{cases} \min(f_y), & \text{jährliche Abrechnung} \\ \min(f_m), & \text{monatliche Abrechnung} \end{cases}, \quad (6.6)$$

definiert als:

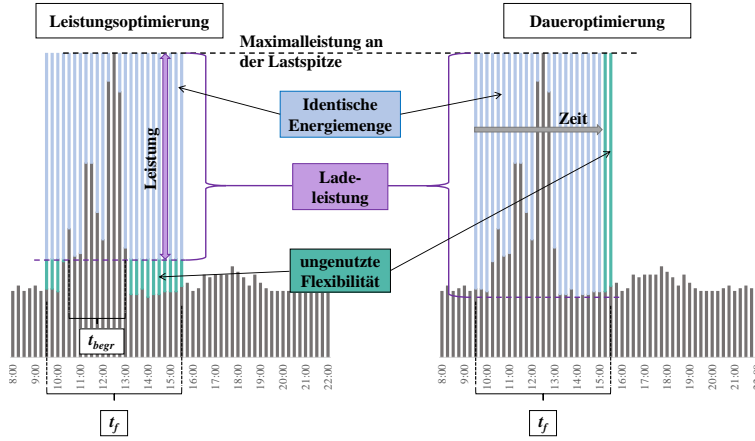
$$\text{wenn } (p_{n,l} + f_{min} > 1) \text{ dann } \rightarrow \text{relevant.} \quad (6.7)$$

Diese Annahme filtert alle Lastspitzen heraus, bei denen ein kontinuierliches Laden mit mittlerer Ladeleistung möglich ist, ohne dass eine Lastverschiebung erforderlich wäre. Auch für diesen Schritt erfolgt eine Bewertung sowohl auf jährlicher als auch auf monatlicher Basis.

**Schritt 5: Berücksichtigung einer begrenzten Ladeleistung:** Nach der Betrachtung der inflexibelsten Lastspitze und Herausfilterung irrelevanter Lastspitzen verbleiben die relevanten, jedoch nicht inflexibelsten Lastspitzen. Da diese eine höhere Flexibilität als  $f_{min}$  aufweisen, besitzen sie einen Flexibilitätsüberschuss und damit zusätzliche Freiheitsgrade. Abbildung 6.8 zeigt zwei unterschiedliche Möglichkeiten, diesen Flexibilitätsüberschuss zu nutzen: zur Minimierung der erforderlichen Ladeleistung oder zur Reduzierung der Ladedauer. Aufgrund der entstehenden Kosten ist es von Interesse, die erforderliche Ladeleistung zu minimieren, um die maximale Flexibilität auszunutzen. Folglich wird die minimal notwendige Ladeleistung als zusätzlicher Indikator zur Charakterisierung des NAP berechnet.

Zur Bestimmung der minimal erforderlichen Ladeleistung  $p_{lad}$ , mit der an allen Lastspitzen die Energie  $e_{min}$  geladen werden kann, wurde Algorithmus 1 entwickelt.

Die in Algorithmus 1 dargestellte Berechnung der erforderlichen Ladeleistung wird maßgeblich durch die Energie  $e_{min}$  bestimmt, die an der am wenigsten flexiblen Lastspitze geladen werden kann. Diese Energiemenge soll auch bei allen anderen relevanten Lastspitzen ladbar sein. Hierzu wird die Ladeleistung  $p_{lad}$  schrittweise erhöht, bis die Summe über sämtliche Zeitschritte im Zeitfenster  $t_f$  mit  $e_{min}$  übereinstimmt. Für Zeitpunkte, an denen eine Ladeleistungsbegrenzung notwendig ist  $t \in t_{begr}$  (siehe auch Abbildung 6.8), wird bis zum Erreichen der Höhe der Lastspitze geladen. Zur einfachen Berechnung wird im Rahmen dieser Doktorarbeit mit einem normalisierten Lastprofil  $p_n[t]$  gearbeitet, das je nach Abrechnungsart auf das Jahr  $p_{gy}$  oder den Monat  $p_{gm}$  normiert ist. Die Ladeleistung während  $t_{begr}$  (Differenz zur Lastspitze) ergibt sich dann als  $(1 - p_n[t])$ . Für



**Abbildung 6.8.:** Beispielhafte Nutzung von Flexibilität an allen Lastspitzen außer der inflexibelsten. Die Flexibilität kann entweder zur Reduktion der benötigten Ladeleistung (links) oder zur Verkürzung der Ladedauer (rechts) eingesetzt werden. In beiden Fällen wird eine feste Energiemenge geladen, nämlich diejenige, die auch an der inflexibelsten Lastspitze aufgenommen werden kann,  $e_{min}$ . Das Zeitfenster ( $t_f$ ) umfasst jeweils 6 h um die betrachtete Lastspitze, während die Phasen begrenzter Ladeleistung ( $t_{begr}$ ) jene Zeitintervalle kennzeichnen, in denen die Ladeleistung reduziert werden muss. Adaptiert aus Galenzowski u. a. [101].

die übrigen Zeitpunkte  $t \in t_{unbegr}$  (mit  $t_{unbegr} = t \in (t_f \setminus t_{begr})$ ) wird mit der maximalen Ladeleistung  $p_{lad}$  geladen. Sobald die geforderte Energiemenge  $e_{min}$  erreicht wird, ist  $p_{lad}$  bestimmbar. Für die verbleibenden Zeitstempel ( $t \in t_{unbegr}$ ) wird Laden mit der maximalen Ladeleistung  $p_{lad}$  angenommen. Der Algorithmus versucht iterativ, einen Zeitslot mit der nächsthöheren Ladeleistung  $p_{lad,temp}$  zu finden, bis die erforderliche Energiemenge  $e_{min}$  erreicht wird. Da die Schrittweite der Zeitreihe  $\Delta t$  sowie das Zeitfenster  $t_f$  für alle Lastspitzen feste Werte sind und gilt  $e = \sum_t p[t] \cdot \Delta t$ , kann  $\Delta t$  zur Vereinfachung auf 1 normiert werden. Dadurch ergibt sich eine dimensionslose Energiebilanz, bei der die Energie  $e$  proportional zur Summe der normierten Leistungen ist:  $e \propto \sum_t p[t]$ . Diese Normalisierung dient ausschließlich der algorithmischen Bestimmung und verändert keine physikalischen Zusammenhänge. Die insgesamt geladene Energie  $e_{lad}$  setzt sich aus einem Anteil während der Zeit mit begrenzter Ladeleistung  $e_{begr}$  und einem Anteil während der Zeit mit unbegrenzter Ladeleistung  $e_{unbegr}$  zusammen. Die Ladeleistung während der unbegrenzten Zeiträume muss definitionsgemäß mindestens so hoch sein wie während der begrenzten Zeiträume. Daher kann, sobald der Energiebedarf gedeckt ist, die maximale Ladeleistung durch die während der unbegrenzten Ladezeit geladene Energie ( $e_{unbegr} = e_{min} - e_{begr}$ ) berechnet werden. Diese wird dann durch die Anzahl der Zeitschritte mit unbegrenztem Laden geteilt, um die Ladeleistung zu erhalten:  $p_{lad} = \frac{e_{unbegr}}{\text{len}(t_{unbegr})}$ .

---

**Algorithmus 1** Bestimmung der mindestens erforderlichen Ladeleistung,  $p_{lad}$ . Adaptiert aus Galenzowski u. a. [101].

---

```

 $e_{min} \leftarrow len(t_f) \cdot f_{min}$ 
// Bis die geforderte Energiemenge mit der bestimmten Ladeleistung erfüllbar ist:
while  $e_{lad} < e_{min}$  do
     $p_{unbegr} \leftarrow p_n$  where  $p_n < (1 - p_{lad})$ 
     $p_{lad,temp} \leftarrow (1 - \max(p_{unbegr}))$ 
    // Iterative Summierung der Energie mit Unterscheidung ob Leistung begrenzt:
     $e_{begr} \leftarrow 0$ ,  $e_{unbegr} \leftarrow 0$ 
    for  $t \in t_f$  do
        if  $t \in t_{begr}$  then
             $e_{begr} \leftarrow e_{begr} + (1 - p_n[t])$ 
        else if  $t \in t_{unbegr}$  then
             $e_{unbegr} \leftarrow e_{unbegr} + (1 - p_{lad,temp})$ 
        end if
    end for
     $e_{lad,temp} \leftarrow e_{begr} + e_{unbegr}$ 
    // Bewertung der Erfüllung der geforderten Energiemenge:
    if  $e_{lad,temp} < e_{min}$  then
         $p_{lad} \leftarrow p_{lad,temp}$ 
         $e_{lad} \leftarrow e_{lad,temp}$ 
    else if  $e_{lad,temp} \geq e_{min}$  then
        //Eigentliche Bestimmung anhand der Leistung im unbegrenzten Laden:
         $p_{lad} \leftarrow (e_{min} - e_{begr}) / len(t_{unbegr})$ 
        break
    end if
end while

```

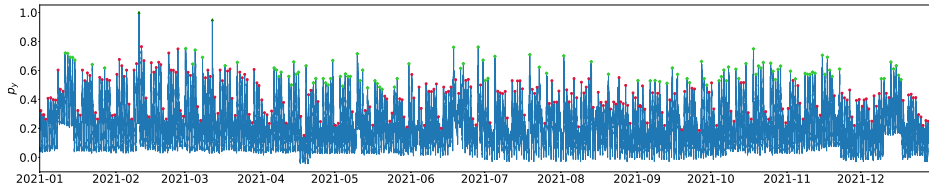
---

### 6.4.3. Validierung des Flexibilitätsindikators und methodisches Vorgehen zur datengetriebenen Flexibilitätsbewertung für die Ladeinfrastrukturplanung

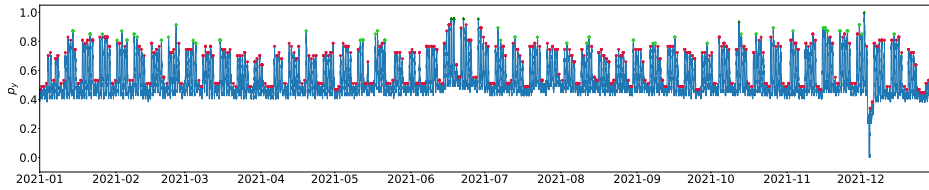
Zur Validierung werden vier der in Abschnitt 5.3 beschriebenen NAP im Reallabor Smart East untersucht. Obwohl es sich um die in Abbildung 5.2 dargestellten NAP handelt, kann aufgrund datenschutzrechtlicher Anforderungen nicht die in Abbildung 5.2 eingeführte nummerierte Bezeichnung verwendet werden. Im Folgenden wird daher eine pseudonymisierte Bezeichnung verwendet, bei der die zufällig den ursprünglichen Nummern zugeordneten Bezeichnungen NAP A bis D verwendet werden. Abschnitt 6.4.3 basiert im Wesentlichen auf der Publikation von Galenzowski u. a. [101]. Die Zeitreihen sind jeweils auf ihr Jahresmaximum normiert.

Wie in Abschnitt 6.4.2 erläutert, stellt der NAP eine relevante Abrechnungsgrenze dar. Innerhalb eines NAP gelten erleichterte Rahmenbedingungen, etwa durch den Mieter-

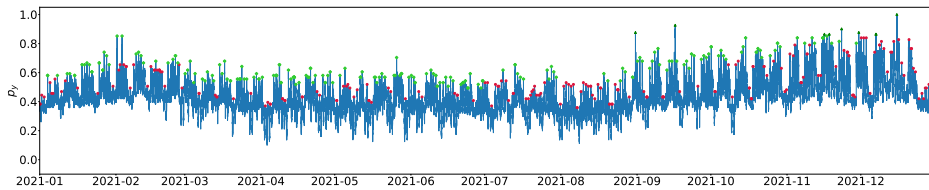
stromzuschlag nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz [33] und reduzierte Netzentgelte nach der Stromnetzentgeltverordnung [208], die beim Bezug über das öffentliche Netz entfallen. Für die Validierung werden reale Lastgänge mit äquidistanter 15 min Auflösung aus dem Kalenderjahr 2021 herangezogen. Alle Lastprofile wurden auf UTC-Zeit bezogen, indem Startzeitpunkte für jedes Intervall und zugehörige Verbrauchswerte pro NAP verwendet wurden. Grafische Darstellungen dieser Lastprofile finden sich in Abbildung 6.9.



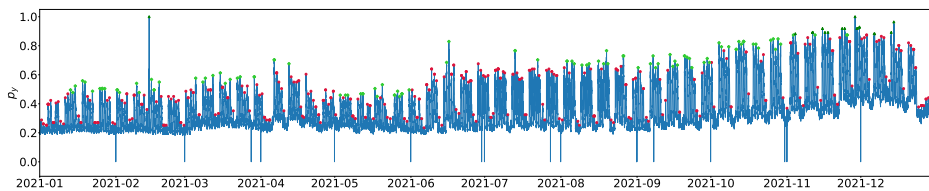
NAP A



NAP B



NAP C



NAP D

**Abbildung 6.9.:** Zur Validierung verwendete, gemessene Bezugslastprofile vierer NAP. Aus Pseudonymisierungsgründen mit A, B, C und D benannt, um keine Zuordnung zu NAP 1–6 aus Abbildung 5.12 zu erlauben. Übernommen aus Galenzowski u. a. [101].

Wie in Abschnitt 6.4.2 erläutert, bestimmt die Wertauflösung  $\Delta p$  maßgeblich die Anzahl lokaler Lastspitzen  $p_l$ . Die Ermittlung der  $p_l$  erfolgte gemäß Abschnitt 6.4.2 mit einem Vergleich der vorhergehenden und nachfolgenden 48 Werte. Im vorliegenden Datensatz reicht  $\Delta p$  von 0,001 % bis 2,128 %, jeweils bezogen auf den höchsten Jahreswert  $p_{gy}$  (siehe Tabelle 6.1).

	NAP A	NAP B	NAP C	NAP D
$(\Delta p / p_{gy})$	0,001 %	2,128 %	0,049 %	0,901 %
Anzahl lokaler Lastspitzen $p_l$	375	1372	430	501
Lastspitzen mit direkter Nachbarschaft auf demselben Leistungsniveau	22	670	74	110
Zusätzliche Lastspitzen pro Kalendertag	22	1013	117	153

**Tabelle 6.1.:** Bei groberer Wertauflösung ( $\Delta p$ ), angegeben als Prozent der globalen Jahresspitze  $p_{gy}$ , verringert sich die Anzahl eindeutig unterscheidbarer Leistungsniveaus, was zu mehrfach auftretenden Lastspitzen führt und damit zu einer höheren Zahl identifizierter  $p_l$  (anstatt der idealtypischen 365–366 pro Jahr). Adaptiert aus Galenzowski u. a. [101].

Eine geringere Wertauflösung, also ein höheres  $\Delta p$ , führt zu mehr Gleichständen in der Messwertfolge. Für NAP B wurden dadurch 1372 lokale Lastspitzen identifiziert, anstelle der erwartbaren 365–366. In 670 Fällen traten Lastspitzen direkt nebeneinander mit identischem Leistungswert auf, in 1013 Fällen mehr als eine pro Kalendertag. Da es sich um reale Messdaten handelt, die nicht präziser aufgelöst werden können, werden sie in dieser Arbeit gleichbehandelt. Künftige Untersuchungen könnten prüfen, ob eine zusätzliche Filterung, etwa basierend auf dem Flexibilitätsindikator oder dem Anstieg im Lastprofil, Abhilfe schaffen kann.

Im Folgenden werden die Ergebnisse vorgestellt, die sich aus der Anwendung der in Abschnitt 6.4.2 beschriebenen Methodik auf die in Abbildung 6.9 dargestellte Datengrundlage ergeben. Da das methodische Vorgehen bereits in Abschnitt 6.4.2 ausführlich erläutert wurde, konzentriert sich die folgende Darstellung auf zentrale Aspekte der Ergebnisse. Im Mittelpunkt stehen die Datenqualität (siehe Tabelle 6.1), die durchgeführten Filterungsschritte sowie die berechneten Flexibilitätsindikatoren.

Da Lastspitzen definitionsgemäß Ausreißer und Extremwerte darstellen, wird nur ein geringer Anteil als relevant identifiziert. Im vorliegenden Realdatensatz sind im Jahresvergleich durchschnittlich lediglich 1,93 % aller Lastspitzen für die Flexibilitätsbewertung relevant. Bei monatlicher Abrechnung steigt dieser Anteil deutlich auf 29 % (siehe Tabelle 6.2). Künftige Untersuchungen könnten prüfen, wie sensitiv dieser Wert gegenüber der Länge des in Abschnitt 6.4.2 definierten Zeitfensters von 6 h ist.

	NAP A	NAP B	NAP C	NAP D
Anzahl identifizierter $p_l$	375	1372	430	501
relevant (jährlich)	2	15	9	20
relevant (monatlich)	112	128	221	129
irrelevant	263	1244	209	372

**Tabelle 6.2.:** Anders als die Zahl der lokalen Lastspitzen ( $p_l$ ) wird die absolute Zahl an relevanten Lastspitzen in jährlicher ( $f_y$ ) und monatlicher ( $f_m$ ) Abrechnung durch  $\Delta p$  kaum beeinflusst. Zusätzliche Lastspitzen sind für die Charakterisierung der NAP irrelevant. Adaptiert aus Galenzowski u. a. [101].

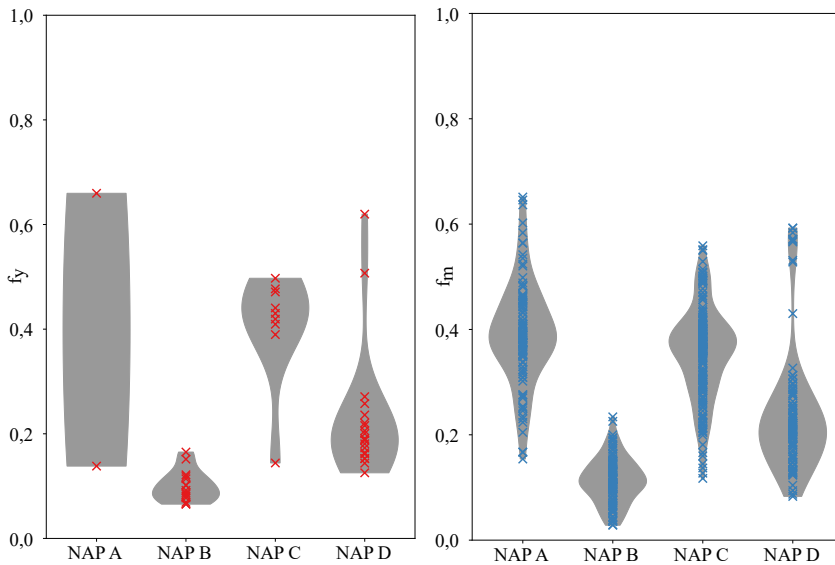
Die weiteren Ergebnisse des methodischen Vorgehens zur Flexibilitätsbewertung (siehe Abbildung 6.6) werden im Folgenden anhand eines Vergleichs der vier betrachteten NAP dargestellt. Für eine umfassende Analyse wurden sowohl monatliche als auch jährliche Flexibilitätskennzahlen berechnet. Beide Ansätze zeigen ähnliche Charakteristika der NAP (siehe Tabelle 6.3). Quartiere mit hoher Flexibilität auf Jahresbasis weisen auch bei monatlicher Betrachtung erhöhte Werte auf.

	NAP A	NAP B	NAP C	NAP D
$f_{min,y}$	0,14	0,07	0,14	0,13
$p_{n,y}$ bei $f_{min,y}$	1,000	0,957	1,000	0,964
$\overline{f_{min,m}}$	0,44	0,08	0,23	0,16
$\overline{p_{n,m}}$ bei $\overline{f_{min,m}}$	0,959	0,998	0,893	0,953

**Tabelle 6.3.:** Charakteristische Flexibilität ( $f_{min}$ ) und zugehörige normalisierte Leistung ( $p_n$ ) für verschiedene Netzanschlusspunkte (NAP). Der jährliche Wert ( $f_{min,y}$ ) bezieht sich jeweils auf die inflexibelste Lastspitze des gesamten Jahres, während der monatliche Wert ( $\overline{f_{min,m}}$ ) als Mittelwert der zwölf monatlichen Minimalwerte berechnet wurde. Adaptiert aus Galenzowski u. a. [101].

NAP A und NAP C weisen im Datensatz die höchste Flexibilität auf, NAP B die geringste. Dies gilt sowohl für monatliche als auch für jährliche Berechnungen. Dies ist ein Indiz dafür, dass sich Flexibilitätsinformationen bereits aus weniger als einem Jahr an Messdaten ableiten lassen. Künftige Arbeiten sollten insbesondere den Zusammenhang mit monatlichen Abrechnungssystemen sowie die Einflüsse einzelner Monate detaillierter untersuchen.

In einigen Fällen (hier bei NAP A und NAP C) führt eine einzelne Lastspitze zu auffällig niedrigen Flexibilitätswerten (siehe Abbildung 6.10). Würde bei NAP A an einer und bei NAP C an zwei Lastspitzen pro Jahr eine unvollständige Fahrzeugladung zugelassen, das heißt, die Fahrzeuge würden im vorgesehenen Standzeitfenster nicht vollständig geladen, könnte dies die Flexibilität deutlich erhöhen. Der vorgestellte Ansatz verfolgt jedoch nicht das Ziel einer Betriebsoptimierung, sondern dient der planerischen Unterstützung und geht damit immer von gleichbleibenden Bedingungen des vollständigen Ladens



**Abbildung 6.10.:** Vergleich der jährlichen Flexibilität ( $f_y$ ) und der monatlichen Flexibilität ( $f_m$ ): Beide Kennwerte zeigen ähnliche Tendenzen hinsichtlich der minimalen Flexibilität und ihrer Verteilung für alle betrachteten NAP. Für NAP A und C führt eine einzelne Lastspitze zu auffällig niedrigen Flexibilitätswerten. Adaptiert aus Galenzowski u. a. [101].

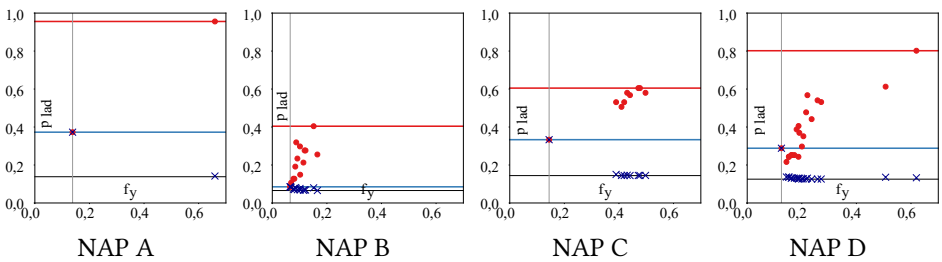
aus. Künftige Arbeiten sollten die Sensitivität gegenüber einer solchen zugelassenen unvollständigen Fahrzeugladung eingehender untersuchen.

Zusätzlich wird, wie in Abschnitt 6.4.2 beschrieben, die erforderliche Ladeleistung untersucht. Sie liegt stets über der mittleren Ladeleistung, die nötig wäre, um den Energiebedarf innerhalb von  $t_f$  zu decken, da Reduktionen während einer Lastspitze in den Zeiträumen davor und danach kompensiert werden müssen. Bei allen vier NAP wird die maximale Ladeleistung durch die jeweils unflexibelste Lastspitze bestimmt. Im Durchschnitt ist hierfür mehr als das Doppelte (2,2-fache) der mittleren Ladeleistung erforderlich (siehe Tabelle 3.4). Während im Mittel eine Ladeleistung von 11,83 % der Spitzenleistung ausreicht, ermöglichen einzelne NAP (NAP A und NAP C) deutlich höhere Werte (siehe Tabelle 6.4).

Durch die Nutzung überschüssiger Flexibilität kann die erforderliche Ladeleistung im Mittel um mehr als 60 % reduziert werden. Trotzdem ist eine Überdimensionierung der installierten Leistung notwendig, die im Schnitt rund das 2,2-Fache des theoretischen Grenzwertes der mittleren Leistung beträgt (siehe Abbildung 6.11). Die benötigte Ladeleistung liegt im Mittel bei 11,83 % der Lastspitze aller vier NAP (siehe Tabelle 6.4). Im Anwendungsfall der Lastverschiebung um eine Lastspitze ist Überdimensionierung Voraussetzung für die Bereitstellung von Flexibilität. Nur wenn eine Anlage über den eigentlichen Bedarf hinaus ausgelegt ist, stehen in den Zeiträumen vor und nach der

	NAP A	NAP B	NAP C	NAP D
Notwendige <b>Ladeleistung</b> im Verhältnis zur Jahreslastspitze ( $p_{lad}/p_{gy}$ ) ohne Ladeleistungsoptimierung	95,6 %	40,4 %	60,5 %	80,2 %
Notwendige <b>Ladeleistung</b> im Verhältnis zur Jahreslastspitze ( $p_{lad}/p_{gy}$ ) mit <b>Ladeleistungsoptimierung</b>	37,3 %	8,5 %	33,3 %	28,8 %
<b>Mittlere</b> Ladeleistung im Verhältnis zur Jahreslastspitze ( $\overline{p_{lad}}/p_{gy}$ )	13,8 %	6,6 %	14,4 %	12,5 %
Notwendige <b>Überdimensionierung</b> der benötigten Ladeleistung relativ zur <b>mittleren Ladeleistung</b> ( $p_{lad}/\overline{p_{lad}}$ )	2,7x	1,3x	2,3x	2,3x

**Tabelle 6.4.:** Ladeleistungen in % von  $p_{gy}$  für den unoptimierten Fall, den ladeleistungsoptimierten Fall sowie den theoretischen Grenzwert in Form der mittleren Ladeleistung. Zusätzlich ist angegeben, um welchen Faktor die Ladeleistung gegenüber einer konstanten Ladung mit mittlerer Leistung über die gesamte Zeit überdimensioniert sein müsste, um trotz Reduktionen durch Lastspitzen die Ladung der geforderten Energiemenge sicherzustellen. Adaptiert aus Galenzowski u. a. [101].



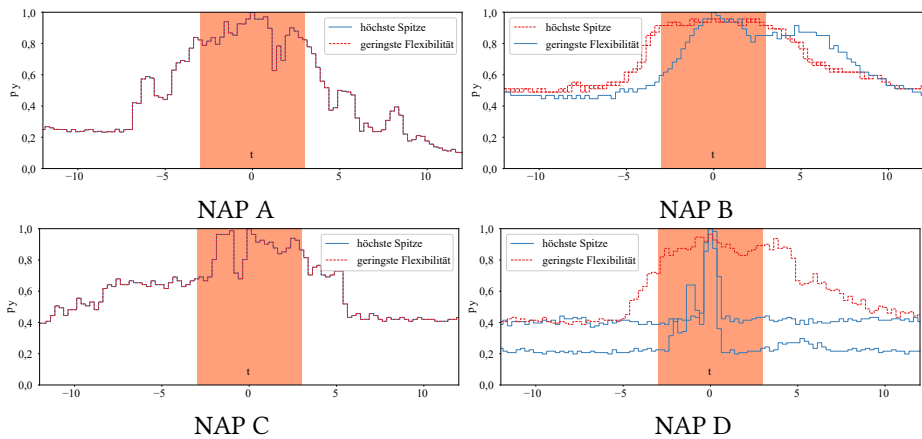
**Abbildung 6.11.:** Im Fall ohne Ladeleistungsoptimierung (rote o) tritt für Lastspitzen mit höherer Flexibilität immer ab einem gewissen Punkt eine höhere Ladeleistung auf. Durch die Nutzung der überschüssigen Flexibilität lässt sich die Ladeleistung (blaue x) bis zum Mittelwert  $\overline{p_{lad}}$  (schwarze Linie) absenken. Die am wenigsten flexible Lastspitze bestimmt die maximale benötigte Ladeleistung, wenn eine Ladeleistungsoptimierung verwendet wird. Adaptiert aus Galenzowski u. a. [101].

Lastspitze ausreichende Leistungsreserven zur Verfügung. Überdimensionierung ist daher ein notwendiges Merkmal der Bereitstellung von Flexibilität. Ein großer Vorteil der LI besteht darin, dass eine Überdimensionierung kostengünstig möglich ist. Im betrachteten Fall ist es nicht erforderlich, die Zuleitung zum NAP oder den Transformator zu verstärken, da neue Lastspitzen vermieden werden. Lediglich Stecker, Ladeeinrichtung und Fahrzeug müssen die höhere Leistung unterstützen.

Überdies wird nicht die gesamte Flexibilität zur Reduktion der Ladeleistung genutzt, sodass Potenziale für Valley-Filling oder Peak-Shaving bestehen bleiben.



Ein weiterer Schritt im methodischen Vorgehen betrifft den Vergleich der höchsten Lastspitzen mit den Lastspitzen der geringsten Flexibilität. Die höchste Lastspitze fällt nicht zwangsläufig mit der Spitze mit der geringsten Flexibilität zusammen. Untersucht wurde daher, in welchem Umfang beide Größen übereinstimmen. Im Datensatz stimmen sie bei NAP A und NAP C überein, während bei NAP B und NAP D die Jahreshöchstlast vergleichsweise flexibel ist (Abbildung 6.12).



**Abbildung 6.12.:** Bei NAP A und NAP C fallen die höchste Lastspitze des Jahres und die Lastspitze mit der geringsten Flexibilität zusammen. Bei NAP B und NAP D weist die Jahresspitze hingegen eine deutlich höhere Flexibilität auf als andere Lastspitzen. Adaptiert aus Galenzowski u. a. [101].

Tabelle 6.5 und Abbildung 6.13 zeigen, dass Spitzenleistung und Flexibilität ( $f$ ) bei Betrachtung der Gesamtheit aller Werte negativ korreliert sind. Entscheidend sind jedoch die gefilterten, relevanten Lastspitzen, bei denen sich ein differenzierteres Bild ergibt. Auf monatlicher Basis weisen alle NAP eine signifikant negative Korrelation auf (p-Wert unter 5 %). Auf Jahresbasis gilt dies hingegen nicht, da einzelne kurze, aber hohe Lastspitzen mit zugleich hoher Flexibilität auftreten und aufgrund des geringeren Datenumfangs bei der Jahresabrechnung besonders stark ins Gewicht fallen. Dies führt bei NAP A und NAP B zu keinen signifikanten Zusammenhängen, während NAP C eine signifikant negative und NAP D eine signifikant positive Korrelation aufweist. Die zentrale Erkenntnis ist, dass die höchste Lastspitze, insbesondere auf Jahresbasis, nicht zwangsläufig die unflexibelste ist.

		NAP A	NAP B	NAP C	NAP D
$f_y$ (gefiltert)	PCC	-1,00	0,15	-0,92	0,64
	p-Wert	1	0,59	0,000 38	0,0026
$f_m$ (gefiltert)	PCC	-0,55	-0,82	-0,55	-0,82
	p-Wert	3,5e-10	6,6e-32	3,5e-19	1,6e-32

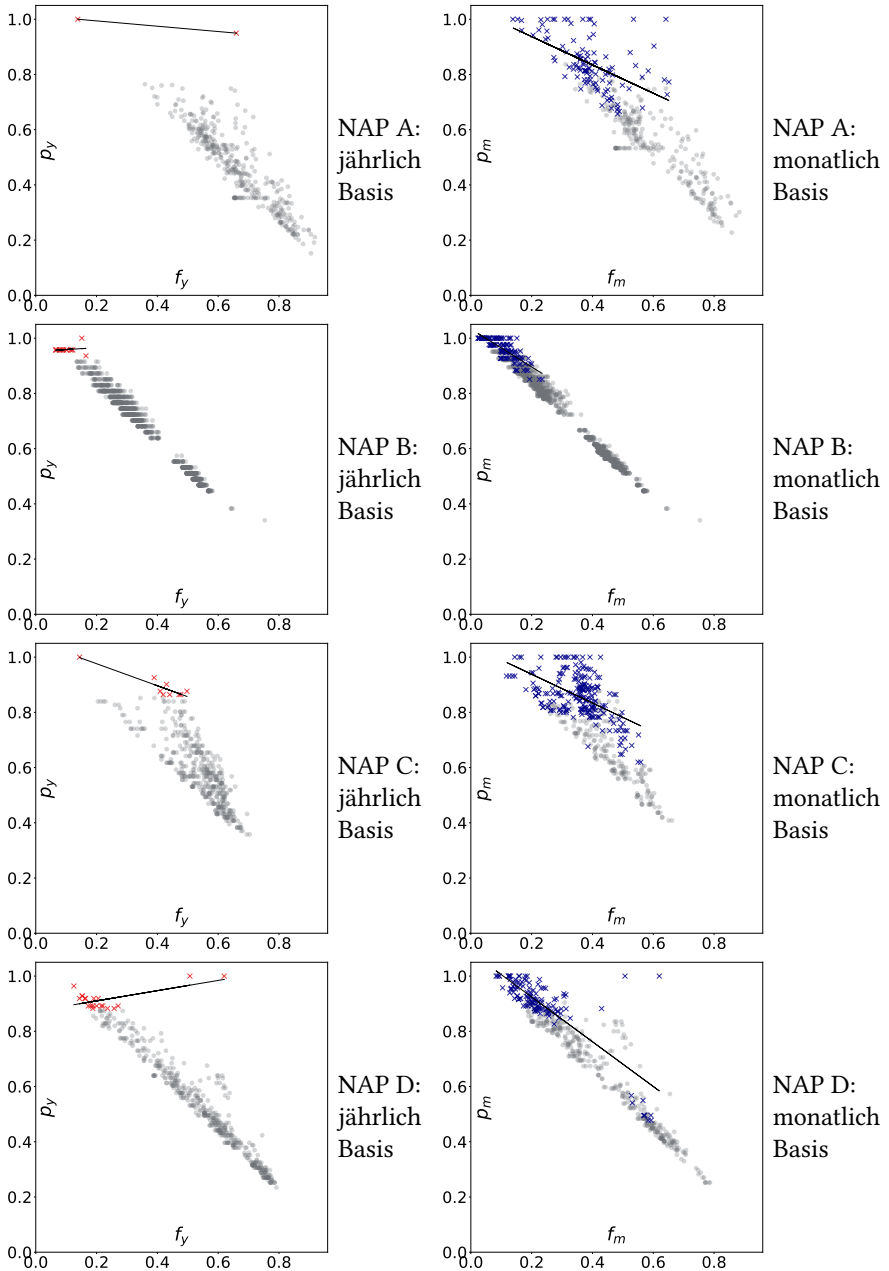
**Tabelle 6.5.:** Für die monatliche Abrechnung korrelieren Lastspitzenhöhe und Flexibilität bei allen NAP signifikant negativ. Bei jährlicher Abrechnung liegen für NAP A und NAP B keine signifikanten Zusammenhänge vor, NAP C zeigt eine signifikant negative und NAP D eine signifikant positive Korrelation. Adaptiert aus Galenzowski u. a. [101].

Tabelle 6.3 fasst die Lastspitzen mit der geringsten Flexibilität zusammen. Diese liegen bei jährlicher Betrachtung zwischen 95,7 % und 100 % der Jahreshöchstlast. Bei der Hälfte der NAP fällt die Lastspitze mit der niedrigsten Flexibilität auf Jahresbasis nicht mit dem absoluten Maximum zusammen. Im Mittel liegt sie zwar nahe am globalen Maximum (etwa 98 %), ist jedoch nicht zwingend identisch damit. Für die Betriebsstrategie bedeutet dies, dass ein algorithmischer Ansatz nicht allein auf eine Prognose der höchsten Lastspitze setzen sollte, sondern auch die Flexibilität einbeziehen muss. Kritisch ist nicht unbedingt der höchste Lastspitzenwert, sondern mitunter ein etwas niedrigerer, jedoch über einen längeren Zeitraum hinweg konstant hoher Lastverlauf.

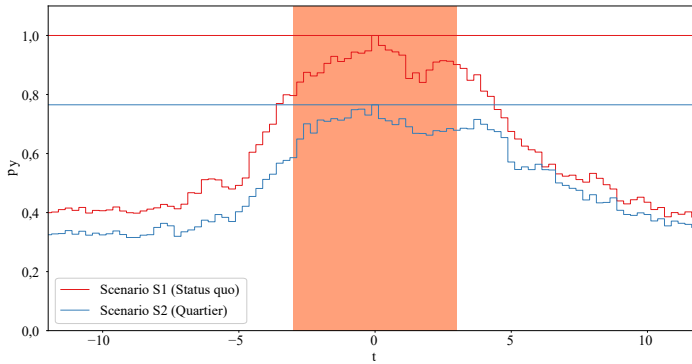
Ein weiterer Aspekt betrifft den Nutzen einer Zusammenlegung mehrerer NAP zu einem Gesamtquartier, der kritisch hinterfragt werden soll. Dazu werden drei Szenarien (S1, S2, S3) analysiert und jeweils der Flexibilitätsindikator sowie die resultierende Lastspitze miteinander verglichen.

**S1) Status quo - höchste Lastspitze jedes NAP zählt:** Im Status quo-Szenario wird jeder NAP separat betrachtet. Relevant ist daher die jeweils am wenigsten flexible Lastspitze eines jeden NAP. Das zugehörige Bezugslastprofil ergibt sich aus der Überlagerung der individuellen Lastprofile der NAP um deren unflexibelsten Lastspitzen herum. Die Lastspitze wird als Summe der Lastspitzenwerte aller NAP an ihrem individuell höchsten Punkt definiert.

**S2) Quartier - höchste Lastspitze der gesamten Quartierslast zählt:** Im Quartiersszenario werden die Bezugslastprofile der vier NAP zunächst summiert und anschließend mit der in Abschnitt 6.4.2 beschriebenen Methodik analysiert. Gedanklich entspricht dies der Vereinigung aller NAP zu einem einzigen großen Lastprofil. Abrechnungstechnisch würde dies bedeuten, dass das gesamte Quartier gemeinsam bilanziert wird. Der Vorteil liegt in einer niedrigeren Summenspitze gegenüber der Einzelbetrachtung (Szenario S1): Im Datensatz war die Gesamtspitze um 23,48 % geringer (siehe Abbildung 6.14). Allerdings verringerte sich zugleich der Flexibilitätswert, und zwar von 0,152 (S1) auf 0,089 (S2), also um rund 25 %. Zu prüfen bleibt daher, in welchem Maß eine gemeinsame Aggregation die Lastspitze reduziert, ohne dabei überproportional Flexibilität einzubüßen.



**Abbildung 6.13.:** Korrelation von Flexibilität ( $f$ ) und Spitzenleistung ( $p$ ) für alle NAP auf jährlicher und monatlicher Basis; schwarze Linien kennzeichnen die lineare Regression der gefilterten Werte,  $\times$  markieren relevante und  $\circ$  irrelevante Lastspitzen. Adaptiert aus Galenzowski u. a. [101].

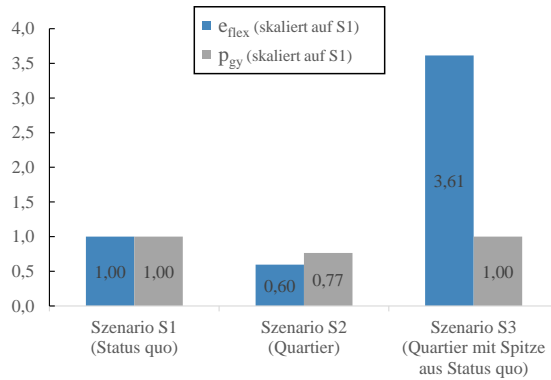


**Abbildung 6.14.:** Summe der am wenigsten flexiblen Lastspitzen aller NAP (Szenario S1) versus den am wenigsten flexiblen Lastspitzen des Quartiersprofils (Szenario S2). Die Zusammenfassung als Quartier sorgt für eine deutlich niedrigere Lastspitze des Bezugslastprofils, allerdings ist die höchste Lastspitze des Quartiersprofils auch weniger flexibel als die Summe der einzelnen Lastspitzen der NAP. Adaptiert aus Galenzowski u. a. [101].

**S3) Quartier - aber mit Lastspitze aus Status quo:** Um das Spannungsfeld zwischen geringerer Lastspitze und nachlassender Flexibilität zu illustrieren, wird im dritten Szenario zwar das Quartier als ein gemeinsames Lastprofil betrachtet (wie in S2), aber die maximal zulässige Leistung so gewählt wie in Szenario S1 (Aufsummierung aller NAP). So wird eine Flexibilität von 0,245 erreicht, was einer Erhöhung um rund 107 % gegenüber Szenario S1 (0,152) entspricht. Damit ist das Quartier deutlich flexibler. Die mögliche Reduktion der realen Spitzleistung um 23,48 % würde jedoch nicht genutzt werden. Grundsätzlich zeigt sich hier ein Trade-off zwischen Lastspitzenreduktion und Flexibilität.

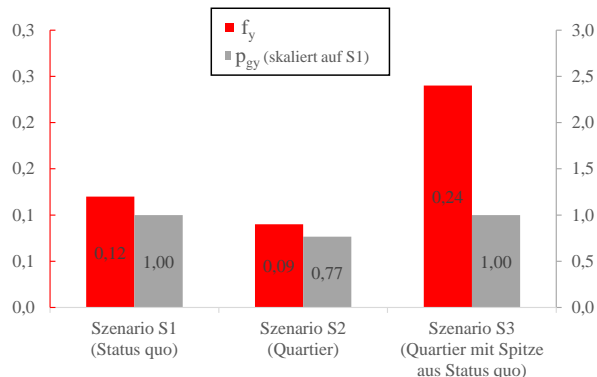
Im Folgenden werden die Szenarien S1-S3 vergleichend diskutiert. Für den Vergleich ist es erforderlich, neben den normierten Profilen auch die absoluten Werte der Lastspitzen der einzelnen NAP zu berücksichtigen. In den bisherigen Analysen wurden ausschließlich pseudonymisierte, normierte Profile verwendet. Werden diese jedoch zu einem Quartierslastgang aggregiert, ist die tatsächliche Höhe der Lastgänge entscheidend. Dazu wurden die Profile in Kilowatt summiert und anschließend für die Analyse erneut normiert. Eine Möglichkeit zur pseudonymisierten Darstellung besteht darin, die Ergebnisse stets auf das Status-quo-Szenario S1 zu beziehen. Zunächst werden die Spitzenleistung sowie die um die Lastspitzen verfügbare flexible Energie betrachtet (siehe Abbildung 6.15). Auffällig ist die 23,48 % Reduktion der realen Lastspitze im Quartiersszenario S2. Diese entsteht, weil die höchsten Lastspitzen der einzelnen NAP zeitlich nicht zusammenfallen, sodass sich im aggregierten Lastprofil eine niedrigere Gesamtspitze bildet. Gleichzeitig nimmt die flexible Energie im Szenario S2 deutlich ab, und zwar stärker als die Lastspitze. Im Szenario S2 reduziert sich die flexible Energie  $e_{flex}$  um mehr als 40 %, sodass weniger flexible Anlagen versorgt werden können. Wird hingegen dieselbe Lastspitze wie im

Status quo (S1) angenommen, kann das Quartier deutlich größere Mengen flexibler Energie bereitstellen (S3).



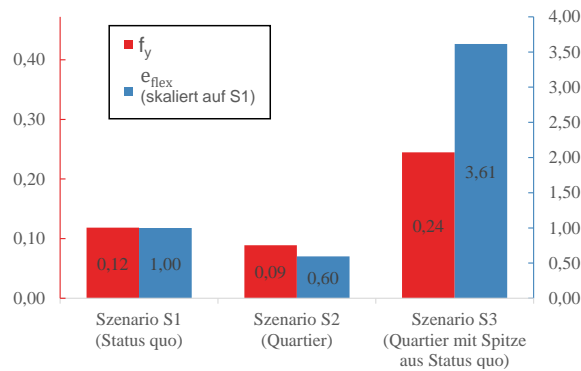
**Abbildung 6.15.:** Vergleich der Jahresspitze  $p_{gy}$  und der flexiblen Energie  $e_{flex}$ , jeweils skaliert auf den Zustand getrennter NAP im Status quo (Szenario S1). Beide Werte zeigen die Größenverhältnisse zwischen Status quo und Quartier.

Die Informationen zu Lastspitze und flexibler Energie werden im Folgenden gemeinsam mit dem Flexibilitätsindikator diskutiert (Abbildung 6.16). Der Flexibilitätsindikator bewertet die Eignung der Lastprofile für den Zubau weiterer Anlagen. Er beschreibt jedoch nicht die absolute Menge verfügbarer Energie, also die Zahl potenziell versorgbarer Anlagen. Diese Information wird ergänzend durch  $e_{flex}$  bereitgestellt. Abbildung 6.16 zeigt, dass das Quartier im Szenario S2 eine geringere charakteristische Flexibilität aufweist als der Status quo (S1).



**Abbildung 6.16.:** Vergleich der Jahresspitze  $p_{gy}$  und der charakteristischen Flexibilität  $f_y$ . Während die Jahresspitze  $p_{gy}$  die Größenverhältnisse zwischen Status quo und Quartier vergleichbar macht, ist die charakteristische Flexibilität  $f_y$  eine inhärente Eigenschaft der jeweiligen Zeitreihe. Entscheidend ist der Vergleich zwischen S1 und S2, wobei das Quartier eine geringere Flexibilität aufweist.

Als letzter Bewertungsschritt erfolgt die Gegenüberstellung der Eignung der einzelnen Profile über den Flexibilitätsindikator  $f_y$  sowie der Menge der zubaubaren flexiblen Anlagen, gemessen durch  $e_{flex}$ . In Abbildung 6.17 sind beide Größen gemeinsam dargestellt.  $e_{flex}$  entspricht der innerhalb des Zeitraums ladbaren Energiemenge und damit der Anzahl an Fahrzeugen, die an einem NAP versorgt werden können. Das Quartier weist sowohl einen ungünstigeren Lastgang (geringeres  $f_y$ ) als auch ein reduziertes Potenzial an zubaubaren Anlagen auf. Lediglich im Szenario S3, in dem nicht die volle Lastspitzenreduktion des Quartiers genutzt, sondern die gleiche Lastspitze wie im Status quo (S1) angenommen wird, zeigt das Quartier eine höhere Flexibilität als der Status quo.



**Abbildung 6.17.:** Vergleich der charakteristischen Flexibilität  $f_y$  und der auf den Zustand getrennter NAP im Status quo (Szenario S1) skalierten flexiblen Energie  $e_{flex}$ . Die flexible Energie  $e_{flex}$  beschreibt die absolute Menge an durch flexible Anlagen nutzbarer Energie, während der Flexibilitätsindikator  $f_y$  die Charakteristik der Lastspitzen bewertet. Adaptiert aus Galenzowski u. a. [101].

Die Ergebnisse verdeutlichen den Zielkonflikt zwischen Lastspitzenreduktion und Flexibilitätsgewinn. Für eine belastbare Einschätzung dieses Zusammenhangs auf Quartiersebene sind zusätzliche Daten aus weiteren Quartieren erforderlich. Die identifizierten Anforderungen und Annahmen zeigen, dass Flexibilität kein naturgegebenes und fixes Merkmal eines Energiesystems ist, sondern vielmehr die Eignung eines Energiesystems beschreibt, unter spezifischen Anwendungsfällen oder Randbedingungen zu funktionieren.

Die durchgeführte Datenanalyse bestätigt, dass das Charakteristikum der Lastspitze einen großen Einfluss auf die Eignung für ein Valley-Filling-Szenario hat. Zudem wurde gezeigt, dass es nicht ausreicht, sich ausschließlich auf die höchste Lastspitze zu konzentrieren, da die unflexibelste Lastspitze nicht zwingend dem höchsten Lastspitzenwert entspricht. Des Weiteren kann ein Überschuss an Flexibilität genutzt werden, um die maximal erforderliche Ladeleistung zu verringern und zu optimieren.

Künftige Arbeiten sollten untersuchen, inwieweit eine Abschätzung der Flexibilität auf kürzere Datenzeiträume als ein volles Jahr übertragbar ist, und ob sich die Erkenntnisse an einem größeren Datenumfang sowie weiteren realen Datensätzen bestätigen. Ferner könnten verschiedene Ansätze zur Aufbereitung weniger präziser Messdaten in Betracht gezogen werden. Ebenso ist der identifizierte Zielkonflikt zwischen Flexibilität und Lastspitzenreduzierung auf Quartiersebene genauer zu untersuchen. Weiterhin könnte das Potenzial einer gesteigerten Flexibilität durch eine bewusste Untererfüllung des Ladebedarfs in begrenzten Zeiträumen berücksichtigt werden. Da gezeigt wurde, dass die unflexibelste Lastspitze nicht notwendigerweise mit der höchsten Lastspitze übereinstimmt, muss in künftigen Prognosen und Optimierungen zumindest implizit auch die Flexibilität einfließen. Es genügt nicht, allein den höchsten Lastspitzenwert als Schlüsselindikator zu verwenden.

## 6.5. Zusammenfassung und Diskussion

Kapitel 6 zeigt, wie Erkenntnisse aus Reallaboren in die Forschung zurückgespielt werden können. Die erste adressierte Forschungslücke betrifft die Beobachtung der Wechselwirkungen zwischen der Cyber-, der physischen und der sozialen Systemebene im CPSIS-Quartier (siehe Abschnitt 6.2). Am Beispiel des Informationsflusses im IoT-Netzwerk wurde gezeigt, wie eine Modellierung der Kommunikationskette und die Zuordnung der beteiligten Interessensträger zu einzelnen Teilschritten das Zusammenspiel sichtbar machen und die Untersuchung möglicher Schwachstellen ermöglichen können.

Die zweite Forschungslücke betrifft die Analyse der Anwendung von Technologien in der Praxis (siehe Abschnitt 6.3). Anhand der Feldstudie zu Datenschutz und Privatsphäre wurde deutlich, dass durch menschliche Faktoren und fehlerhafte Nutzung auch bei unter Laborbedingungen sicheren Technologien im realen Einsatz Risiken entstehen können. Für eine abschließende Bewertung ist es daher entscheidend, in Feldstudien zu prüfen, wie entwickelte Technologien tatsächlich angewendet werden. Solche Erkenntnisse können genutzt werden, um in der Forschung Technologien weiterzuentwickeln und gegenüber den beobachteten Problemen robuster zu gestalten.

Drittens wurde ein datengetriebener Flexibilitätsindikator entwickelt und anhand gemessener Lastgänge mehrerer NAP im Reallabor Smart East bewertet (siehe Abschnitt 6.4). Die Ergebnisse zeigen, dass reale Messdaten insbesondere für die Analyse von Lastspitzen entscheidend sind, da sich deren Charakteristik zwischen den NAP deutlich unterscheidet. Damit wurde gezeigt, dass Messdaten aus Reallaboren eine hilfreiche Informationsquelle für die Planung flexibler Anlagen darstellen.





## **7. Umsetzung des Reallabors Smart East als Forschungsplattform für energietechnische Betriebsstrategien und Geschäftsmodelle**

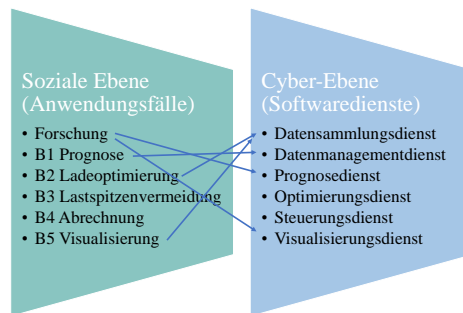
Kapitel 7 beschreibt die Umsetzung des Reallabors Smart East als Forschungsplattform für energietechnische Anwendungen, Betriebsstrategien und Geschäftsmodelle. Die im Reallabor entwickelten Softwaredienste bilden die technische Grundlage dieser Plattform und fungieren als zentrale Schnittstelle für Forschende, um auf Daten zuzugreifen und Steuerbefehle umzusetzen. In Abschnitt 7.1 wird ein Überblick über die implementierten Dienste gegeben, Abschnitt 7.2 erläutert die Datenerfassung und Anforderungen an die Messzeitreihen. Abschnitt 7.3 beschreibt die Architektur des Prognosedienstes. In Abschnitt 7.4 wird dargestellt, wie auf Grundlage der praktischen Erfahrungen ein konsistentes Konzept für Schnittstellen und Datenstrukturen entwickelt wurde, das Interoperabilität und Erweiterbarkeit sicherstellt. Abschnitt 7.5 präsentiert exemplarisch die bereits im Reallabor Smart East erfolgreich umgesetzte Forschung. Abschließend zeigt Abschnitt 7.6, wie die entstandene Forschungsplattform für künftige energietechnische Anwendungen, Betriebsstrategien und Geschäftsmodelle genutzt werden kann.

### **7.1. Übersicht über die umgesetzten Softwaredienste der Forschungsplattform**

Lastmanagementstrategien für Energiesysteme basieren grundsätzlich auf preis- oder anreizorientierten Mechanismen [210]. Anreizbasierte Strategien umfassen freiwillige Programme wie das *Emergency Demand Response*, verpflichtende Programme wie das *Interruptible Curtailable Service* Programm sowie marktbasierte Ansätze wie das *Demand Bidding Program* [210]. Preisbasierte Strategien steuern das Nutzerverhalten durch Preissignale. Wie von Waczowicz [211] beschrieben, wurden preisbasierte Strategien bereits zahlreich im Feld getestet, was die Notwendigkeit unterstreicht, Reallabore bereitzuhalten, die dauerhaft verfügbar sind, um neueste wissenschaftliche Weiterentwicklungen unmittelbar und aufwandsarm prüfen zu können. Aktuelle Arbeiten zeigen die anhaltend

hohe Relevanz von Lastmanagement. So bieten Liu u. a. [212] einen Überblick über Strategien wie zeitabhängige Preise (time of use pricing) oder Echtzeitpreise (real time pricing) sowie über weiterführende Modelle wie Auktionsverfahren (auction based pricing) oder spieltheoretische Ansätze (game theory based pricing). Weitere Arbeiten wie Bakare u. a. [210] und Liu u. a. [212] unterstreichen die bestehende Relevanz. Sie zeigen eine große Zahl theoretischer Konzepte, mathematischer Modelle und methodischer Ansätze für Betriebsstrategien. Daher soll die Forschungsplattform die aufwandsarme und praxisnahe Untersuchung und Validierung neuer Strategien dauerhaft auch für zukünftige Ansätze ermöglichen. Sie soll Forschenden den Übergang zu höheren Technologiereifegraden bzw. TRL erlauben, die eine Erprobung unter Realbedingungen erfordern (TRL 5 bis TRL 7) [199].

Die im Reallabor implementierten Softwaredienste stellen die technische Grundlage der Plattform dar und ermöglichen Forschenden sowohl den Zugriff auf Daten als auch die Ausführung von Steuerungen innerhalb des Systems. Die nachfolgende Übersicht der Softwaredienste basiert teilweise auf den Ausführungen in der Publikation von Galenzowski u. a. [100]. Nach der konsequenten Modellierung des Reallabors Smart East als CPSIS, wie in Abschnitt 2.1 eingeführt, müssen auch die Wechselwirkungen zwischen der Cyber-Ebene und der sozialen Ebene berücksichtigt werden (siehe Abbildung 7.1).

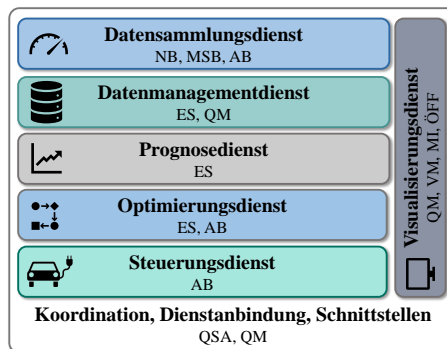


**Abbildung 7.1.:** Beispielhafte Visualisierung der Wechselwirkungen im CPSIS, bei der die Umsetzung der Softwaredienste durch die definierten Anwendungsfälle bestimmt wird. Die Pfeile dienen der Veranschaulichung der Komplexität und erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit oder Realitätsnähe, da die tatsächlichen Einflüsse vielfältig und in ihrer Gesamtheit nicht übersichtlich darstellbar wären. Um die Beeinflussung eines Softwaredienstes durch die Anwendungsfälle einmal detailliert zu erläutern, werden diese Wechselwirkungen exemplarisch für die Umsetzung des Datensammlungsdienstes in Abschnitt 7.2 dargestellt.

Die in Abbildung 7.1 dargestellten Einflüsse der Anwendungsfälle auf die Softwaredienste werden exemplarisch anhand des Datensammlungsdienstes ausführlich erläutert, wobei jeder Anwendungsfall einzeln betrachtet wird. Für die übrigen Dienste erfolgt die Darstellung der Anwendungsfälle nur in verkürzter Form im Rahmen der Beschreibung ihrer jeweiligen Funktionalität. Neben den Anwendungsfällen ist zudem die soziale Dimension des Systems, also die Einbindung der beteiligten Interessenträger, zu berücksichtigen.

Daher werden im Folgenden für jeden Dienst die jeweils relevanten Akteursgruppen dargestellt (siehe Abbildung 7.2). Dies ist insbesondere für die praktische Umsetzung von Bedeutung, um relevante Interessenträger von Beginn an einzubinden. Die Beschreibung der Softwaredienste basiert auf der Publikation von Galenzowski u. a. [100].

Die Datenerfassung wird vom NB, MSB und AB übernommen. Das Datenmanagement liegt beim ES und beim QM. Die Prognose wird durch den ES realisiert. Die Ladeoptimierung erfolgt durch den ES und den AB. Die Steuerung wird vom AB übernommen. Die Visualisierung adressiert den QM, den VM, den MI und die ÖFF. Die Koordination, die Dienstanbindung und die Schnittstellen werden durch QSA und QM bereitgestellt.



**Abbildung 7.2.:** Softwaredienste des Reallabors Smart East verknüpft mit den Interessensträgern: Netzbetreiber (NB), Messstellenbetreiber (MSB), Externer Softwaredienstleister (ES), Quartiersmanager (QM), Anlagenbetreiber (AB), Quartiersplattform-Software-Anbieter (QSA), Vermieter (VM), Mieter (MI) und Öffentlichkeit (ÖFF). Adaptiert aus Galenzowski u. a. [100].

**Datensammlungsdienst:** Die Implementierung des Datensammlungsdienstes verbindet konzeptionelle Vorarbeit mit praktischer Umsetzung. Sie umfasst die Modellierung der Anlagengruppen, die Ableitung relevanter Messpunkte sowie die Berücksichtigung sozialer und physischer Aspekte sowie datenschutzrechtlicher Anforderungen. Der Dienst ist eng mit der physischen Infrastruktur verknüpft, erfasst Daten an den in Abschnitt 5.3 definierten Punkten und folgt dem in Abschnitt 6.2 beschriebenen Informationsfluss. Verschiedene Integrationsstufen sind möglich, der Datensammlungsdienst kann vom MSB oder AB bis hin zum QSA umgesetzt werden. Im Reallabor Smart East wird der Datensammlungsdienst vom MSB als Cloud-Dienst betrieben, der Modbus TCP/IP und HTTPS sowie SFTP in MQTT im verwendeten Datenstandard überführt. Zudem wurde eine Datenverbindung zum Import von Messungen aus BEMCom [213] implementiert.

**Datenmanagementdienst:** Der Datenmanagementdienst bildet die Grundlage für den strukturierten Austausch und die Speicherung energierelevanter Daten im Reallabor Smart East. Ziel ist die Bereitstellung einer konsistenten Datengrundlage für die Entwicklung und Erprobung energietechnischer Betriebsstrategien und Geschäftsmodelle. Für

die Kommunikation zwischen den beteiligten Diensten und Interessenträgern werden die Protokolle MQTT und REST verwendet. Die Datenbeschreibung erfolgt in JSON, da dieses Format kompakt, lesbar und in modernen Programmiersprachen direkt verarbeitbar ist. Ein entscheidender Grund für den Einsatz von JSON ist die Verfügbarkeit einfacher Implementierungen in gängigen Sprachen wie Javascript, Python oder Telegram<sup>1</sup>. Dadurch wird eine einheitliche, leichtgewichtige und erweiterbare Struktur ermöglicht, die den Austausch und die Validierung (über die Definition eines JSON-Schemas<sup>2</sup> von Daten zwischen Softwarediensten vereinfacht. Der EEBUS-Standard<sup>3</sup> bietet ein etabliertes Rahmenwerk zur Beschreibung typischer Anwendungsfälle der Energiekommunikation und eignet sich als Grundlage für interoperable Datenschemata. Innerhalb des EEBUS-Standards sind im Teilmodell SPINE Datenstrukturen für verschiedene energietechnische Anwendungen detailliert als XML-Schema-Definitionen (XSD) beschrieben, die Klassenbeschreibungen für XML-Datenobjekte bereitstellen. Das im Reallabor Smart East entwickelte JSON-Schema ist in Abschnitt 7.4 beschrieben.

**Prognosedienst:** Der im Reallabor umgesetzte Prognosedienst basiert auf FastAPI und pyWATTS [214]. Die Datenübertragung beim Aufrufen der API wird über Pydantic-Modelle standardisiert (für weitere Details zu den Datenformaten siehe Abschnitt 7.4). Der Prognosedienst wird über GitLab CI, JFrog Artifactory sowie mithilfe von Argo CD und Vault von HashiCorp bereitgestellt. Allgemeine Funktionen des Prognosedienstes sind die Erstellung eines neuen Prognosedatenobjekts (Datenobjekt PV-Anlage oder Datenobjekt inflexibler Verbraucher), das Training mit historischen Daten, das Löschen oder Ändern eines Prognosedatenobjekts sowie das Abrufen einer Prognose für ein bestimmtes Datenobjekt. Die für das Training (offline) und das Abrufen von Prognosen (online) relevanten Zeitreihen werden im vertiefenden Abschnitt 7.2 vorgestellt.

**Optimierungsdienst:** Die Kernaufgabe des Optimierungsdienstes besteht in der Berechnung von Fahrplänen für die flexiblen Anlagen unter Verwendung der in Abschnitt 7.2 beschriebenen Zeitreihen und der in Abschnitt 6.1 dargestellten Anwendungsfälle. Der wichtigste Anwendungsfall ist die wissenschaftliche Untersuchung und Weiterentwicklung von Betriebsstrategien (*Forschung* in Abbildung 6.1). Neben der Forschung unterstützt der Dienst den wirtschaftlichen Alltagsbetrieb, insbesondere die Minimierung der Leistungspreise (Lastspitzenvermeidung) und die Optimierung der Ladekosten für Elektrofahrzeuge (Ladeoptimierung). Der Optimierungsdienst bildet die zentrale Schnittstelle für Forschende, um eigene Strategien integrieren und bewerten zu können.

**Steuerungsdienst:** Der Steuerungsdienst setzt die technischen Vorgaben der Optimierung um und ermöglicht die direkte Ansteuerung der flexiblen Verbraucher. Er bildet die technische Integrationsschicht zu den Anlagen, beispielsweise über ein OCPP-Backend für die Ladestationen und zukünftig über Modbus-Schnittstellen für den Batteriespeicher. In Abbildung 7.2 sind Optimierungs- und Steuerungsdienst getrennt dargestellt, da der

---

<sup>1</sup> <https://www.influxdata.com/time-series-platform/telegraf/>

<sup>2</sup> Details zu JSON-Schemata: <https://json-schema.org/>

<sup>3</sup> <https://www.eebus.org/>

Steuerungsdienst für die operative Umsetzung und die Kommunikation mit den Anlagen zuständig ist, während die Entscheidungslogik in der Optimierung verbleibt.

**Visualisierungsdienst:** Zur Visualisierung steht eine Vielzahl von Werkzeugen zur Verfügung, von denen im Folgenden ausgewählte Visualisierungen vorgestellt werden. Für technisch versierte Interessensträger eignet sich Grafana<sup>4</sup>, um bestimmte Details aus Zeitreihen bedarfsgerecht darzustellen. Beispielsweise, um den aktuellen Zustand sowie die Verfügbarkeit von Messwerten und Prognosen zu überprüfen (siehe Abbildung 7.4). Gemäß Abschnitt 5.3 weisen Energieflüsse, die in eine Anlage oder Anlagengruppe hineingehen, ein positives Vorzeichen auf, und hinausgehende Energieflüsse, also Erzeugung, ein negatives Vorzeichen. Zur detaillierten Analyse der Zählerdaten mit unterschiedlichen Zeitauflösungen sind weitere Grafana-Dashboards verfügbar. Für nicht technisch versierte Nutzer steht ein Frontend zur Verfügung, das Anlagen und Zähler auf einer Karte darstellt und Ladevorgänge visualisiert. Die Startseite bietet eine Gebietsübersicht. Beim Hineinzoomen werden Anlagen und Messpunkte sichtbar. Durch Anklicken lassen sich Messwerte in 1 min und 15 min anzeigen, siehe Abbildung A.17.

Nach der Vorstellung der für das Reallabor entwickelten Softwaredienste wird in Abschnitt 7.2, Abschnitt 7.3 und Abschnitt 7.4 vertiefend auf die in Abschnitt 1.3 identifizierten offenen Forschungsfragen eingegangen. Diese betrafen die Messdateninfrastruktur, die Umsetzung von Prognosen sowie die Modellierungslogik der Softwaredienste.

## **7.2. Gestaltung der Softwaredienste auf Grundlage von Anwendungsfällen am Beispiel der Umsetzung des Datensammlungsdienstes**

Während in Abschnitt 5.3 bereits die Orte der Messungen beschrieben wurden, konzentriert sich Abschnitt 7.2 auf die methodische Ableitung der zu erfassenden Parameter. Der Datensammlungsdienst bildet die Grundlage für die strukturierte Erfassung und Bereitstellung aller Messdaten, die für die Umsetzung und Analyse der in Abschnitt 6.1 dargestellten Anwendungsfälle erforderlich sind. Die folgenden Ausführungen basieren im Wesentlichen auf Galenzowski u. a. [100]. Die relevanten Messgrößen werden aus den Anforderungen der in Abbildung 6.1 dargestellten Anwendungsfälle abgeleitet. Die Kenntnis des erforderlichen Parametersatzes ist notwendig, um geeignete Messtechnik auszuwählen und die zeitliche Auflösung sowie die Vorhaltezeiträume festzulegen. Auf dieser Grundlage wird bestimmt, welche elektrischen Zustände regelmäßig erfasst und für Forschung oder Betrieb bereitgestellt werden müssen. Eine Übersicht über die Anwendungsfälle und die jeweils benötigten Zeitreihen wird in Tabelle 7.1 gegeben.

---

<sup>4</sup> <https://grafana.com/>

**Datengrundlage für Anwendungsfall Forschung:** Grundsätzlich lässt sich für die Forschung zwischen (1) der Untersuchung und Verbesserung bestehender Anwendungsfälle, (2) der Umsetzung neuer Anwendungsfälle und (3) weiteren Forschungsrichtungen unterscheiden. Die Untersuchung und Verbesserung der bestehenden Anwendungen könnte etwa die Verwendung höher aufgelöster Daten umfassen. Für Fragen zu bestehenden Anwendungen sollten in jedem Fall die bereits identifizierten und für die Anwendungsfälle B1-B5 aufgelisteten Zeitreihen ( $P_{\text{nap}}$ ,  $P_{\text{flex.verb.}}$  und  $P_{\text{lok.erz.}}$ ) aufgezeichnet und mit der höchsten 1 s-Auflösung gespeichert werden. Die Aufzeichnung soll dabei auch Zeiträume und NAP umfassen, in denen keine aktive Anwendung der bestehenden Anwendungsfälle vorliegt, beispielsweise weil dort noch keine flexiblen Anlagen installiert sind, sodass die Daten grundsätzlich erfasst und für spätere Auswertungen verfügbar sind.

Für die Umsetzung neuer Anwendungsfälle wurde ein erweiterter Forschungsdatensatz definiert. Wie in Abschnitt 7.1 diskutiert, soll die Forschungsplattform die Erforschung diverser Betriebsstrategien für Energiesysteme wie anreizbasierte [210] oder preisbasierte [212] Strategien ermöglichen. Für die Forschung zu Betriebsstrategien müssen sowohl die angesteuerten Größen als auch die daraus resultierenden Effekte im elektrischen Netz erfasst werden. Die meisten Betriebsstrategien steuern die Wirkleistung [210] und einige Ansätze berücksichtigen auch die Blindleistung [215]. Beeinflusst werden das Stromnetz und dessen Qualität. Für die Analyse der Netzqualität müssen verschiedene Messgrößen erfasst werden, darunter Spannungs- und Stromharmonische, Unsymmetrien, Frequenzabweichungen, Spannungsänderungen sowie der Leistungsfaktor [216].

Neben der Erforschung von Betriebsstrategien und Geschäftsmodellen sind weitere Forschungsrichtungen relevant. Dazu gehören Untersuchungen zum Verbrauchs- und Erzeugungsverhalten, die Potenziale für Planung, Wartung, Kosteneinsparungen und Effizienzsteigerungen aufzeigen, sowie Analysen des Netzzustands und der durch erneuerbare Erzeuger oder flexible Verbraucher verursachten Veränderungen. Auch Ansätze zur Verbesserung von Netzmodellen oder zur Bearbeitung neuer Forschungsfragen fallen in diesen Bereich. Der Datenbedarf orientiert sich an den Kennzahlen der Netzqualität, also an Spannungs- und Stromharmonischen, Unsymmetrien, Frequenzabweichungen, Spannungsänderungen und dem Leistungsfaktor [216]. Ergänzend sollten grundlegende elektrische Größen wie Spannungen und Ströme dreiphasig aufgezeichnet werden.

Zusammengefasst werden im Forschungsdatensatz elektrische Kenngrößen aufgezeichnet, die eine umfassende Analyse des Netz- und Anlagenverhaltens im Reallabor ermöglichen. Erfasst werden sowohl die Momentanwerte der Wirkleistung, Blindleistung und Scheinleistung je Phase als auch die Gesamtwerte über alle Phasen. Diese Werte ermöglichen die Untersuchung des Energieflusses und der Leistungsbilanz. Ergänzend werden die Phasenspannungen und Phasenströme aufgezeichnet, um Zustände des Verteilnetzes auf Spannungsebene und Stromflussebene zu analysieren. Zur Bewertung der Netzqualität werden zudem die totalen harmonischen Verzerrungen (Gesamtklirrfaktor bzw. Total Harmonic Distortion (THD)) der Spannungen und Ströme erfasst. Überdies wird die Netzfrequenz gemessen, um Frequenzschwankungen und Stabilitätsindikatoren zu bewerten.

Der Leistungsfaktor und  $\cos(\varphi)$ <sup>5</sup> wird für jede Phase sowie als Gesamtwert ermittelt, wodurch Rückschlüsse auf die Anteile induktiver und kapazitiver Lastkomponenten möglich sind. Insgesamt umfasst der Datensatz damit alle wesentlichen elektrischen Größen, die für die Analyse, Modellierung und Validierung energietechnischer Systeme in Forschungsanwendungen relevant sind. Der Netzstatusdatensatz umfasst 33 Werte (für eine vollständige Übersicht siehe Tabelle A.5). Die im Reallabor verwendete Infrastruktur ermöglicht den direkten Zugriff auf die Zähler über einen geschützten VPN-Tunnel, um den Netzstatusdatensatz im Quartier zu erfassen. Der Netzstatusdatensatz wird derzeit noch nicht im Alltag aufgezeichnet, kann aber für bestimmte interessante Zeiträume für alle 17 dafür ausgelegten Zähler im Rahmen von Messkampagnen aktiviert werden.

**Datengrundlage für Anwendungsfall B1 Prognosen:** Für den Anwendungsfall B2 Ladeoptimierung sind Prognosen für die lokale Erzeugung ( $P_{\text{lok.erz.}}$ ) und die Summe des Restverbrauchs ( $P_{\text{sum.rest.}}$ ) erforderlich. Da sich gemäß Abschnitt 5.3 der Restverbrauch aus der gemessenen Leistung am NAP ( $P_{\text{nap}}$ ) ableitet, muss auch diese Größe im Anwendungsfall B1 erfasst werden. Die zeitliche Auflösung der Prognosen hängt einerseits von der zeitlichen Auflösung des Optimierungsalgorithmus ab, für den die Prognose erforderlich ist, und andererseits von der verfügbaren Auflösung der zusätzlichen Eingangsdaten. Marktbasierte Optimierungen basieren in der Regel auf den Spotmarktpreisen, die derzeit in Deutschland mit einer zeitlichen Auflösung von 15 min bereitgestellt werden. Zusätzliche Eingangsdaten sind etwa Wetterdaten. Der Deutsche Wetterdienst (DWD) stellt gemessene Wetterdaten mit einer Auflösung von 10 min und Prognosen mit einer Auflösung von 1 h bereit. Werden alle diese Fakten kombiniert betrachtet, wird deutlich, dass eine zeitliche Auflösung von 15 min optimal für Prognosen im aktuellen Markt- und Datenumfeld ist. Bestimmte Zeitreihen wie das Wetter für den nächsten Tag oder die Summe des Restverbrauchs des letzten Tages sind für die zyklische automatisierte Online-Ausführung der verwendeten maschinellen Lernmodelle erforderlich. Andere Zeitreihen, wie das historische Wetter oder die lokale erneuerbare Erzeugung und die Summe des Restverbrauchs über einen längeren Zeitraum, werden nur für das Offline-Training der maschinellen Lernmodelle aufgezeichnet. Daher besteht die Anforderung,  $P_{\text{lok.erz.}}$ ,  $P_{\text{flex.verb.}}$  und  $P_{\text{nap}}$  sowie die Berechnung von  $P_{\text{sum.rest.}}$  für den größten verfügbaren Zeitraum mit mindestens 15 min Auflösung aufzuzeichnen. Die Prognosen werden in Lastprognosen unterteilt, die ausschließlich auf historischen Lastmustern basieren (Anwendungsfall B1.1), und PV-Prognosen, die wetterabhängig sind (Anwendungsfall B1.2). Für eine detaillierte Beschreibung des Prognosedienstes siehe Abschnitt 7.3.

**Datengrundlage für Anwendungsfall B2 Ladeoptimierung:** Es gibt zahlreiche Arbeiten zu spezifischen Algorithmen für den optimierten Betrieb energietechnischer Anlagen. Einen umfassenden Überblick geben die Arbeiten von Shewale u. a. [218] und Panda u. a. [219]. Die Ladeoptimierung ist als Anwendungsfall B2 aufgeführt, da sie zum

<sup>5</sup> Der Verschiebungsfaktor  $\cos(\varphi)$  setzt ideal sinusförmige Strom- und Spannungsverläufe voraus und beschreibt nur die Phasenverschiebung zwischen diesen beiden Größen. Der Leistungsfaktor berücksichtigt zusätzlich durch Verzerrungen und Oberschwingungen erzeugte Blindleistung und bildet daher das Verhältnis von Wirkleistung zu Scheinleistung umfassender ab [217].

regulären Betrieb des Reallabors gehört und nicht mehr Teil der Forschung ist. Sie muss dennoch mit den forschungsbezogenen Anwendungsfällen koordiniert werden und wird in Abbildung 7.5 detailliert beschrieben. Bei der Ladeoptimierung handelt es sich um eine marktbasierende Optimierung, die Spotmarktpreise ( $c_{sp}$ ), lokale Erzeugung ( $P_{lok.erz.}$ ), Verbrauch ( $P_{sum.rest.}$ ) und den Status der flexiblen Verbraucher berücksichtigt. Im Fall der Ladeinfrastruktur ist dies die geladene Energie ( $e_{gel.}$ ) der angeschlossenen Fahrzeuge.

**Datengrundlage für Anwendungsfall B3 Lastspitzenvermeidung:** Ein betriebliches Ziel ist die Minimierung der Lastspitzen am NAP, also der Lastspitzen des gemessenen  $P_{nap}$ -Profils. Im praktischen Betrieb steht weniger die netztechnische Unterstützung als vielmehr die Vermeidung von Kosten durch Leistungspreise im Vordergrund. Diese basieren auf dem höchsten 15 min-Durchschnittswert von  $P_{nap}$  innerhalb eines Monats oder Jahres (siehe Abschnitt 6.4). Wird  $P_{nap}$  mit höherer Auflösung erfasst, können innerhalb eines kritischen 15 min-Intervalls schnell Gegenmaßnahmen durch Anpassung des flexiblen Verbrauchs  $P_{flex.verb.}$  eingeleitet werden. Reaktionszeiten zwischen 1 s und 1 min sind möglich, die optimale zeitliche Auflösung ist Gegenstand weiterer Forschung. Da eine Cloud-Anwendung keine ausfallsichere Online-Steuerung gewährleisten kann, zielt die Lastspitzenvermeidung im Quartier über cloudbasierte Softwaredienste auf wirtschaftliche Vorteile ab und vermeidet nicht physikalische Engpässe. Bei einem Ausfall verbleibt das System in einem sicheren Zustand.

**Datengrundlage für Anwendungsfall B4 Abrechnung:** Um die monetären Gewinnanreize für die Verbraucher richtig zu setzen, muss Energie je nach Strompreis und lokaler erneuerbarer Erzeugung abgerechnet werden. In Abrechnungskonzepten wie Mieterstrom werden der Verbrauch der Kunden  $P_{flex.verb.}$  und die erneuerbare Erzeugung  $P_{lok.erz.}$  sowie der Strompreis  $c_{el}$  in 15 min-Schritten miteinander verrechnet. Der Preis im Mieterstrom-Geschäftsmodell besteht aus einem Festpreis für die lokale erneuerbare Erzeugung und einem Einkaufspreis für die Restenergie  $c_{el}$ . Dabei kann  $c_{el}$  der Spotmarktpreis sein, muss dies aber nicht zwangsweise, und wird daher als getrennte Kennzahl ausgewiesen. Der Anteil der lokal erzeugten und gekauften Energie wird dann mit ihren jeweiligen Preisen für jede 15 min multipliziert und zusammengerechnet.

**Datengrundlage für Anwendungsfall B5 Visualisierung:** Um Ladevorgänge, besondere Charakteristiken im Restverbrauch und Wettereinflüsse bei der erneuerbaren Erzeugung angemessen erkennen zu können, ist eine höhere Auflösung als 15 min erforderlich. Aus Praxiserfahrung hat sich für nichttechnische Interessenträger die 1 min Auflösung für die Visualisierung als ausreichend herausgestellt. Für technisch versierte Interessenträger ist der gesamte aufgezählte Datensatz über Grafana zugänglich.



Anwendungsfall	Verarbeitung	Parameter	Einheit	Verfügbare Auflösung	Erforderliche Auflösung	Erforderlicher Zeitraum
Forschung	offline	$P_{\text{nap}}$	W	1 s	1 s	seit Bau
		$P_{\text{flex.verb.}}$	W	1 s	1 s	seit Bau
		$P_{\text{lok.erz.}}$	W	1 s	1 s	seit Bau
		Forschungsdatensatz	verschiedene	1 s	1 s	während Messkampagnen
B1.1.) Lastprognose	online	$P_{\text{sum.rest.}}$	W	1 min	15 min	letzter Tag
	offline	$P_{\text{sum.rest.}}$	W	1 min	15 min	seit Bau
B1.2.) PV-Prognose	online	Globalstrahlung	W/m <sup>2</sup>	1 h	15 min	nächster Tag
		Lufttemperatur	°C	1 h	15 min	nächster Tag
		Windgeschwindigkeit	m/s	1 h	15 min	nächster Tag
	offline	Globalstrahlung	W/m <sup>2</sup>	10 min	15 min	seit Bau
		Lufttemperatur	°C	10 min	15 min	seit Bau
		Windgeschwindigkeit	m/s	10 min	15 min	seit Bau
B2.) Ladeoptimierung	online	$P_{\text{lok.erz.}}$	W	1 min	15 min	seit Bau
		$c_{\text{sp}}$	€/MWh	15 min	15 min	nächster Tag
		$P_{\text{lok.erz.}}$	W	15 min	15 min	nächster Tag
		$P_{\text{sum.rest.}}$	W	15 min	15 min	nächster Tag
B3.) Lastspitzenvermeidung	online	$e_{\text{gel.}}$	Wh	Ereignis	Ereignis	kürzlich
		$P_{\text{nap}}$	W	1 s	1 s	letzter, aktueller 15 min Zeitraum
B4.) Abrechnung	offline	$c_{\text{el}}$	€/MWh	15 min	15 min	letztes Jahr
		$P_{\text{lok.erz.}}$	W	15 min	15 min	letztes Jahr
		$P_{\text{flex.verb.}}$	W	15 min	15 min	letztes Jahr
B5.) Visualisierung	online	alle oben genannten		1 s bis 1 h	1 min	Bau bis nächster Tag

**Tabelle 7.1.:** Anwendungsfälle und dafür benötigte Zeitreihen. Der Datensatz zum Netzstatus besteht aus dreiphasiger und gesamter Wirkleistung, Blindleistung und Scheinleistung, dreiphasiger Spannung, Strom und deren THD, Netzfrequenz, Leistungsfaktor und  $\cos(\varphi)$ . Adaptiert aus Galenzowski u. a. [100].

### 7.3. Entwicklung von Softwarediensten unter Anwendung wissenschaftlicher Frameworks und Taxonomien am Beispiel der Umsetzung des Prognosedienstes

In Abschnitt 7.3 wird die Umsetzung des Prognosedienstes im Reallabor Smart East anhand der Automatisierungsstufen nach Meisenbacher u. a. [17] dargestellt. Zunächst werden die Ausgangslage im Quartier und die Anforderungen der nachgelagerten Anwendungen beschrieben, anschließend die Automatisierungsgrad-Taxonomie auf den Anwendungsfall übertragen und darauf aufbauend die Umsetzung des Prognosedienstes vorgestellt. Anschließend werden die Umsetzung der PV- und Lastprognosen, die Datenmodellierung sowie die technische Realisierung detailliert beschrieben. Abschnitt 7.3 basiert im Wesentlichen auf der Publikation von Meisenbacher u. a. [102]<sup>6</sup>.

**Ausgangslage im Reallabor:** Die Beschreibung des Reallabors Smart East in Abschnitt 5.1, einschließlich der in Abbildung 5.20 dargestellten Verbreitung der PV, bildet die Grundlage für die Entwicklung des Prognosedienstes. Die Forschungsplattform nutzt verschiedene in Abschnitt 7.1 beschriebene Softwaredienste, die eng miteinander interagieren. Der Prognosedienst ist auf die Anforderungen des Optimierungs- und Steuerungsdienstes abgestimmt und unterstützt eine kostengünstige und CO<sub>2</sub>-arme Betriebsführung, die in der aktuellen Umsetzung Elektrofahrzeuge und Photovoltaik einbezieht (siehe Abschnitt 7.5 zur Ladeoptimierung). Für den eingesetzten Ladeoptimierungsalgorithmus werden ein dynamisches Preissignal sowie Prognosen der lokalen Photovoltaikerzeugung und des Reststromverbrauchs für die nächsten 24 h benötigt. Die Ladeoptimierung erstellt einen Fahrplan mit einer zeitlichen Auflösung von 15 min, der regelmäßig aktualisiert wird. Der Prognosedienst muss deshalb kontinuierlich 24 h-Prognosen mit 15 min Auflösung bereitstellen. Abbildung 5.20 und die in Abschnitt 5.1 vorgestellten Metadaten der PV-Anlage zeigen, dass die größten Anlagen eine gemischte Ost-West-Ausrichtung besitzen und erst während der Erstellung der vorliegenden Arbeit fertiggestellt wurden. Historische Daten standen somit nur eingeschränkt zur Verfügung.

**Anforderungsableitung mittels der Automatisierungsstufen:** Die von Meisenbacher u. a. [102] entwickelte Taxonomie der Automatisierungsstufen wurde mit dem Ziel entworfen, die bisher meist getrennt betrachteten Konzepte der automatisierten Modellgestaltung (AutoML) und des automatisierten Betriebs (MLOps) in einem konsistenten Stufenmodell zu vereinen. Die Taxonomie der Automatisierungsstufen beschreibt den Umfang der Automatisierung bei Zeitreihenprognosen in sechs Stufen. Tabelle 7.2 bietet einen Überblick über die Merkmale jeder Automatisierungsstufe.

---

<sup>6</sup> Bei der Publikation von Meisenbacher u. a. [102] handelt es sich um eine geteilte Erstautorenschaft zwischen Meisenbacher und Galenzowski.

Automatisierungsstufe	0	1	2	3	4	5
<b>Orchestrierung des Datenflusses</b>	✗	✓	✓	✓	✓	✓
<b>Modellentwurf</b>	✗	✗	✓	✓	✓	✓
<b>Modellüberwachung</b>	✗	✗	✗	✓	✓	✓
<b>Modellanpassung</b>	✗	✗	✗	✗	✓	✓
<b>Auswahl der Trainingsdaten</b>	✗	✗	✗	✗	✓	✓
<b>Aufgabendefinition</b>	✗	✗	✗	✗	✗	✓

**Tabelle 7.2.:** Die sechs Stufen automatisierter Zeitreihenprognosen nach Meisenbacher u. a. [102], konkrete Ausformulierung in Anlehnung an [220] und [17]. Ein grünes Häkchen zeigt an, dass der jeweilige Schritt automatisiert ist, während ein rotes Kreuz einen manuellen Schritt kennzeichnet. Adaptiert aus Meisenbacher u. a. [102].

Sie stellt eine Weiterentwicklung der im Entwicklungsstand in Abschnitt 1.2.6 dargestellten Taxonomie dar, die unter anderem auf den Anforderungen aus dem Reallabor Smart East sowie auf dem dort real umgesetzten Prognosedienst basiert [102]. Der Beitrag des Autors der vorliegenden Doktorarbeit liegt in der praktischen Anwendung der Taxonomie im Reallabor sowie in der technischen Umsetzung der Automatisierungsstufen innerhalb eines Softwaredienstes, während die theoretische Entwicklung der Taxonomie von Meisenbacher vorgenommen wurde. Da sie im Reallabor unmittelbar eingesetzt wird, wird die Taxonomie auch an dieser Stelle erläutert und nicht ausschließlich in den Grundlagen, um den Bezug zum Anwendungsfall direkt herzustellen.

Die Automatisierungsstufen beschreiben den Reifegrad eines Prognosedienstes, von vollständig manuellen Verfahren bis zu vollständig autonomen Systemen. In Stufe 0 erfolgt die Gestaltung vollständig manuell, während in Stufe 1 wiederkehrende Arbeitsschritte systematisiert und standardisierte Verfahren zur Datenaufbereitung integriert werden. Stufe 2 umfasst den Einsatz von Methoden des automatisierten maschinellen Lernens zur Modellfindung für eine konkrete Aufgabe, wobei der Konfigurationsraum weiterhin von Experten (z. B. ML Engineer) vorgegeben wird. In Stufe 3 können Prognosemodelle im laufenden Betrieb überwacht und bei auffälligen Eingaben oder Ergebnissen automatisch überprüft werden. Stufe 4 adressiert Probleme wie fehlende oder unzureichende Trainingsdaten, indem Modelle selbstständig angepasst und an neue Bedingungen angepasst werden. Schließlich beschreibt Stufe 5 ein vollständig autonomes System, das eigenständig Prognosen für die nachgelagerte Anwendung ableitet, Modelle erstellt, betreibt und bei Bedarf ohne Eingriffe von Experten anpasst. Jede Stufe baut dabei auf der vorhergehenden auf und erfordert, dass deren Anforderungen erfüllt sind. Eine ausführliche Darstellung der einzelnen Stufen findet sich in [102].

Die Anwendung im Reallabor Smart East erfordert einen Prognosedienst der Stufe 4, da sowohl Last- als auch PV-Prognosen benötigt werden, die PV-Anlage durch ihre Ost-West-Mischausrichtung (siehe Details in Abschnitt A.5) besondere Anforderungen stellt und historische Daten für die Modellbildung fehlen. Zusätzlich ist die Ladeoptimierung als nachgelagerte Anwendung zu berücksichtigen [102]. Auf dieser Grundlage wird die

Architektur beschrieben, wobei die Automatisierungsgrad-Taxonomie zur Strukturierung der Anforderungen und zur Ableitung einer generischen Service-Architektur dient, die sowohl PV- als auch Lastprognosen verarbeiten kann.

Die **Automatisierungsstufe 1** setzt eine Aufteilung in einen Trainingsdienst und einen Ausführungsdienst voraus. Der Trainingsdienst muss die gelernten Modellparameter in einer Modelldatenbank ablegen, während der Ausführungsdienst diese lädt und zyklisch Prognosen erzeugt. Zusätzlich sind eine Zeitreihendatenbank für Eingabe- und Ausgabedaten sowie ein Managementdienst erforderlich, der externe Datenquellen wie Wetter-APIs einbindet. Damit wird ein vollständig systematisierter Datenfluss zwischen den Verarbeitungsschritten gewährleistet.

Die **Automatisierungsstufe 2** erfordert eine Komponente zur Trainingsgestaltung. Diese muss den von Experten definierten Konfigurationsraum erkunden, Hyperparameteroptimierung durchführen und verschiedene Modellkonfigurationen vergleichen. Das System muss in der Lage sein, die leistungstärkste Konfiguration in der Modelldatenbank zu speichern und sie anschließend für den Ausführungsdienst bereitzustellen.

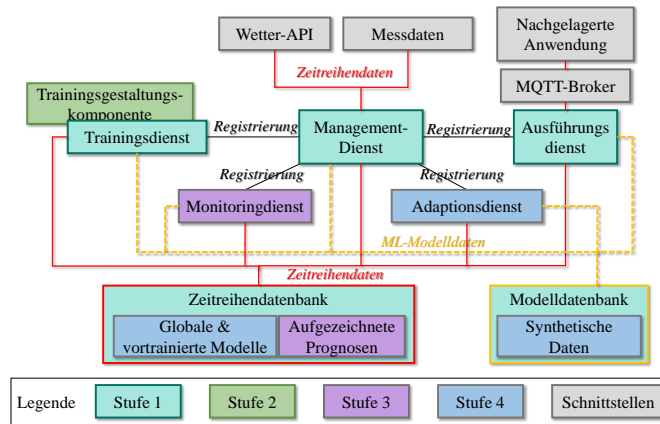
Die **Automatisierungsstufe 3** macht die Ergänzung um einen Monitoringdienst erforderlich. Dieser muss im laufenden Betrieb Eingaben und Ausgaben der Modelle überwachen und Prognosen mit den realisierten Werten abgleichen. Dazu ist es erforderlich, Prognosewerte vorzuhalten und diese mit den Ist-Daten aus der Zeitreihendatenbank zu vergleichen. Auf diese Weise wird eine kontinuierliche Bewertung der Modellgüte ermöglicht, unabhängig vom Zyklus des Ausführungsdienstes.

Die **Automatisierungsstufe 4** erfordert die Fähigkeit, globale oder vortrainierte Modelle auszuwählen sowie geeignete Trainingsdaten zu bestimmen oder synthetische Daten zu erzeugen, um ein neues Modell zu trainieren. Im Fall des Reallabors Smart East wird hierfür AutoPV<sup>7</sup> [98] eingesetzt, das synthetische Daten nutzt. Weiterhin muss das Modell im laufenden Betrieb automatisch angepasst werden, sobald die Prognosegüte unter einen definierten Schwellenwert fällt. Dafür sind eine Modelldatenbank vorzusehen, in der Modelle abgelegt werden, sowie eine Zeitreihendatenbank, die kontinuierlich Verbrauchsdaten und Fahrpläne der nachgelagerten Anwendung sammelt. Zusätzlich ist ein Anpassungsdienst notwendig, der entweder in festen Intervallen ausgelöst wird oder ein Signal des Monitoringdienstes verarbeitet.

Basierend auf den oben beschriebenen Anforderungen wurde eine Architektur entwickelt, die die Automatisierungsstufen 1 bis 4 umsetzt und deren Komponenten sowie Datenflüsse integriert. Abbildung 7.3 zeigt das resultierende Architekturkonzept des Prognosedienstes mit den entsprechenden Diensten, Datenbanken und Schnittstellen. Dadurch wird die theoretische Taxonomie aus [102] in einer realen Implementierung abgebildet und auf die Bedingungen im Reallabor Smart East übertragen.

---

<sup>7</sup> AutoPV ist verfügbar unter: <https://github.com/SMEISEN/AutoPV>.



**Abbildung 7.3.:** Architekturkonzept des Prognosedienstes zur Realisierung der Automatisierungsstufen 1–4 mit entsprechenden Datenflüssen. Eigene Darstellung, erweitert aus Meisenbacher u. a. [102].

**PV-Prognosedienst:** Wie in Tabelle 7.1 dargestellt, basiert die PV-Prognose ausschließlich auf Wetterdaten. Mess- und Metadaten werden nur für die Erstellung und das Training der Modelle benötigt. Die Identifizierung einer Anlage erfolgt über eine UUID (Version 4)<sup>8</sup>, wobei bei der Erstellung die kWp-Leistung<sup>9</sup> anzugeben ist. Während des Trainings wird die Anlagenausrichtung anhand von Leistung und Messdaten geschätzt und zusammen mit dem Modell gespeichert. Für eine zuverlässige Schätzung sind Standortdaten erforderlich, die im Modell als Längengrad, Breitengrad und Höhe des Standorts hinterlegt werden. Für Quartiersdienste ist dies optional, wenn alle Wetter- und Zeitreihendaten lokal vorliegen (Details zur Lage des Reallabors Smart East, siehe Abschnitt 5.1). In diesem Fall ist es ausreichend, bei neuen Anlagen lediglich die kWp-Leistung anzugeben. Verwendet werden Wetterdaten des DWD, integriert über die Bright Sky API<sup>10</sup>. Für die nachgelagerte Ladeoptimierung werden PV-Prognosen je Anlage benötigt, was zwei Herausforderungen mit sich bringt: Erstens wächst die PV-Kapazität stark. Vor drei Jahren bestand nur eine Anlage mit 15 kWp, inzwischen zwei weitere mit 218,29 kWp, und drei weitere sind in Planung (Abbildung 5.20). Damit muss die Prognose neue Anlagen kontinuierlich integrieren und Kaltstarts bewältigen. Zweitens sind viele Anlagen mit Ost-West-Mischausrichtung installiert, was zu gleichmäßigeren Erzeugungsprofilen führt und in der Prognose abgebildet werden muss.

Zur Umsetzung der PV-Prognosen wird AutoPV [98] eingesetzt, das die Kaltstartproblematik löst und Anlagen mit Ost-West-Mischausrichtung abbilden kann. AutoPV nutzt

<sup>8</sup> Eine UUID (Version 4) ist eine zufällig generierte, weltweit eindeutige Identifikationsnummer, die dem Standard RFC 4122 folgt und aus 128 Bit besteht.

<sup>9</sup> Die kWp-Leistung einer Photovoltaikanlage bezeichnet die maximale elektrische Leistung unter Standard-Testbedingungen (1000 W/m<sup>2</sup> Einstrahlung, 25 °C Zelltemperatur, Luftmassenverhältnis von 1,5).

<sup>10</sup> Die Bright Sky API ist verfügbar unter: <https://brightsky.dev/docs>

ein Prognose-Ensemble aus vorkonfigurierten Modellen, deren Gewichte während des Betriebs automatisch angepasst werden. Als Eingabe dienen Wetterprognosen des DWD. Für die Integration von AutoPV in den Prognosedienst sind folgende Anforderungen relevant: die Bereitstellung der Eingangsdaten, die Speicherung von Ausgangsdaten (Prognosen), die Hyperparameteroptimierung und die Algorithmenauswahl im Training, die Sicherung der Modelle sowie die Modellüberwachung und automatische Anpassung bei Drifts.

**Lastprognosedienst:** Das Lastprognosemodell arbeitet mit äquidistanten Zeitreihen, im Fall des Reallabors Smart East mit 15 min-Intervallen (Tabelle 7.1). Für das Training wird ein Zeitraum von mehreren Tagen bis zu einem Jahr benötigt. Im Betrieb erhält der Dienst die letzten 24 h (96 Werte) und liefert die nächsten 96 Werte zurück. Modelle können nur mit dem Zeitraster arbeiten, mit dem sie trainiert wurden, weshalb Skalierungsfaktor und Zeitraum Bestandteil des Datenmodells sind. Für die nachgelagerte Anwendung sind Lastprognosen für alle sechs NAP erforderlich. Dabei bestehen zwei besondere Herausforderungen: Erstens umfasst das Prognoseziel den Restverbrauch, also den Gesamtstrombedarf aller Mieter und nicht-flexiblen Systeme. Dieser beläuft sich im Quartier auf nahezu 3 GWh pro Jahr und weist heterogene Profile mit ausgeprägten Lastspitzen auf. Die Lastprognose muss daher für stark unterschiedliche Verbrauchsmuster geeignet sein. Zweitens treten Drifts auf, wie während der Covid-19-Pandemie, in der sich die Büroauslastung einzelner Gebäude deutlich veränderte. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit einer kontinuierlichen Anpassungsfähigkeit des Prognosedienstes.

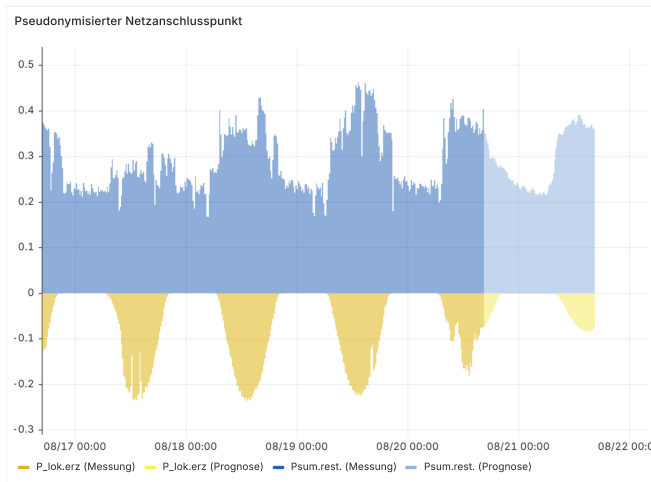
Zur Umsetzung wird das Profile Neural Network (PNN) [221, 222]<sup>11</sup> eingesetzt. Es zerlegt den Lastgang des Restverbrauchs jedes NAP in drei Komponenten: ein synthetisches Lastprofil, einen Trend und einen Rest. Das synthetische Lastprofil wird mithilfe eines gleitenden Fensters bestimmt, das Werktage von Wochenend- und Feiertagen unterscheidet und sich automatisch an veränderte Verbrauchsmuster anpasst. Der Trend und der Rest werden durch ein Convolutional Neural Network (CNN) geschätzt, das Vergangenheitswerte, Kalenderinformationen und Wetterprognosen des DWD [223] nutzt. Alle Eingaben werden auf eine Auflösung von 15 min skaliert, die für die Ladeoptimierung erforderlich ist. Da eine zyklische Anpassung des Modells im Betrieb erforderlich ist, wird auch für die Lastprognose ein Dienst mit Automatisierungsgrad 4 benötigt.

**Details zur technischen Realisierung:** Der Prognosedienst des Automatisierungsgrads 4 ist über Kubernetes mithilfe von GitLab CI, JFrog Artifactory sowie Argo CD und HashiCorp Vault in das Ökosystem der Softwaredienste im Quartier eingebettet. Im Detail werden die zugehörigen Teildienste, wie in Abbildung 7.3 dargestellt, als eigenständige Pods bereitgestellt, um eine skalierbare Ressourcenallokation zu ermöglichen (siehe Abbildung A.18). Diese Pods kommunizieren über das interne Cluster-Netzwerk sowohl untereinander als auch mit einer zentralen Datenbank, wobei für relationale Daten eine PostgreSQL-Datenbank und für Zeitreihendaten eine InfluxDB verwendet wird. Jeder

---

<sup>11</sup> Repository: <https://github.com/benHeid/Profile-Neural-Network>.

Teildienst in dieser Architektur lässt sich einer bestimmten Automatisierungsstufe zuordnen. Die Koordination erfolgt über einen übergeordneten Managementdienst, der die Interaktion mit anderen Diensten regelt. Er verwendet einen Ingress und eine REST-API auf Basis von FastAPI, wobei der Datenaustausch per REST auf JSON-basierten Pydantic-Modellen basiert. Der Managementdienst verbindet den Prognosedienst mit externen Systemen, wie Datenquellen für Mess- oder Wetterdaten, und stellt auch Schnittstellen zur Erstellung, Verwaltung und Löschung von Modellen bereit. Auch Prognoseergeb-



**Abbildung 7.4.:** Zeitreihen eines Netzanschlusspunktes in Grafana. Elektrische Last (positiv) und PV-Erzeugung (negativ). Über Vergangenheit und Prognosezeitraum von 24 h. Achsen zur Pseudonymisierung skaliert.

nisse lassen sich über ihn abrufen. Zusätzlich veröffentlicht der Ausführungsdienst die jeweils aktuelle Prognose unmittelbar nach der Berechnung über den MQTT-Broker, sodass nachgelagerte Anwendungen wie der Optimierungs- oder Visualisierungsdienst diese direkt bei Verfügbarkeit empfangen können. Die Integration des Prognosedienstes in ein anderes Softwaredienst-Ökosystem, wie etwa [92, 213], wurde experimentell getestet und ist über eine Erweiterung der vom Managementdienst bereitgestellten REST-Schnittstellen mit geringem Aufwand möglich. Außerdem bindet der Managementdienst den Datensammlungsdienst über die zentrale Zeitreihendatenbank an. Diese Datenbank wird nahezu in Echtzeit über einen Datensammlungsdienst aktualisiert und stellt durchgängige Profile sowohl für die elektrische Last (positiv) als auch für die PV-Erzeugung (negativ) für die Vergangenheit und die nächsten 24 h bereit, was exemplarisch in Abbildung 7.4 dargestellt ist. Auf diese Weise kann der Prognosedienst jederzeit auf die neuesten verfügbaren Daten für Training, Ausführung oder Überwachung zugreifen. Zukünftig sollten weitere Prognoseansätze untersucht werden. Beispielsweise könnte der Ansatz von Beichter u. a. [224] auf NAP-Ebene aggregiert oder nach Erzeugungsanlagen und Restverbrauch getrennt umgesetzt werden. Beichter u. a. [224] schlagen zudem vor,

die Methodik auf kleinere räumliche Ebenen innerhalb Deutschlands zu übertragen, wofür sich Quartiere gut eignen würden.

## 7.4. Gestaltung der Schnittstellen zum Datenaustausch

Zur Abbildung von Informationen auf der Forschungsplattform werden strukturierte Daten verwendet. Strukturierte Daten zeichnen sich durch „vordefinierte Datenmodelle und Schemata sowie eindeutig zugeordnete Datentypen“ aus [225]. Für das Verständnis von Datenmodellen ist entscheidend, wie der Modellbegriff in der Modelltheorie definiert wird. In der Modelltheorie ist ein Modell stets eine zweckgebundene verkürzte Abbildung der Realität [226]. Datenmodelle weisen folgende von Stachowiak [226] beschriebenen Merkmale auf: Sie besitzen ein *Abbildungsmerkmal*, da sie stets Abbildungen von Originalen darstellen, ein *Verkürzungsmerkmal*, weil sie nur diejenigen Eigenschaften erfassen, die den Erstellenden relevant erscheinen, und ein *pragmatisches Merkmal*, da sie nur für einen bestimmten Zweck innerhalb festgelegter Zeitintervalle und Bedingungen gültig sind. Die Anforderungen an Datenmodelle im CPSIS ergeben sich aus allen Systemebenen: Aus der Cyber-Ebene stammen protokoll- und IT-werkzeugspezifische Vorgaben, aus der physischen Ebene die Notwendigkeit, die physische Realität korrekt abzubilden, und aus der sozialen Ebene die Anforderungen an Menschenverständlichkeit und Anwendungsfälle. Ziel von Abschnitt 7.4 ist es darzustellen, wie die Anforderungen der verschiedenen Ebenen bei der Entwicklung der Forschungsplattform systematisch berücksichtigt wurden.

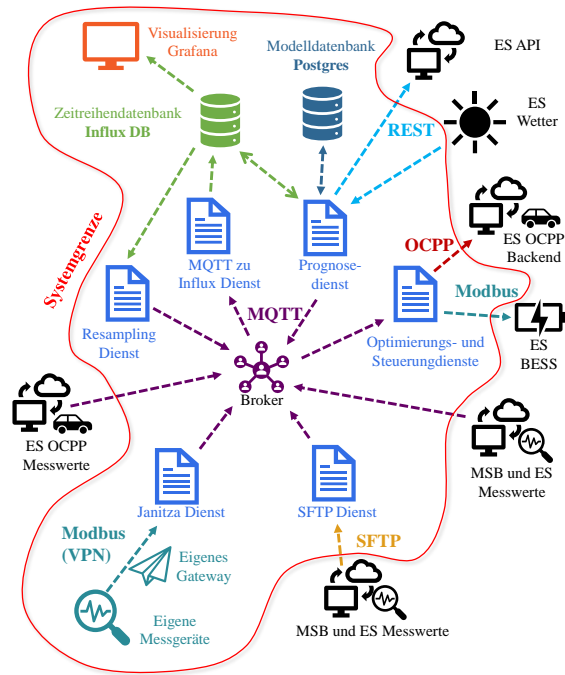
### 7.4.1. Anforderungen durch Einschränkungen und Vorgaben der Protokolle und IT-Werkzeuge

Abschnitt 7.4.1 erläutert die Anforderungen, die sich aus Protokollen und IT-Werkzeugen für die Modellierung der Datenstruktur ergeben. Abbildung 7.5 zeigt Softwaredienste, Protokolle und Datenbanken, über die Daten konsistent übertrag- und speicherbar sein müssen. Beispielsweise müssen die in Abschnitt 7.2 beschriebenen Messwerte aus Modbus über MQTT in InfluxDB [227] und extern über REST oder CSV konvertier- und übertragbar sein. Beispielsweise sind Daten in Modbus lediglich über eine Register-ID identifiziert. Nur mittels einer wie in Abbildung A.19 gezeigten PDF-Datei lassen sich die Werte interpretieren. Die Daten liegen bereits in einem gewissen Datentyp vor, im gezeigten Beispiel Float. Die Speicherung in InfluxDB benötigt folgende Struktur:

_measurement	_field	_time	_value	tag1	tag2	tag3
energy	value	2025-08-18T00:00:00Z	550,58	power	real	w

InfluxDB fordert die Felder `_measurement`, `_field`, `_time`, `_value` sowie eine beliebige Anzahl an Tags. Das `_measurement`-Feld entspricht einer Tabelle, in der Messdaten wie





**Abbildung 7.5.:** Verwendete Kommunikationsprotokolle und Datenbanken sowie Schnittstellen über die Systemgrenzen zu Externer Softwaredienstleister (ES) und Messstellenbetreiber (MSB).

energietechnische Zeitreihen gespeichert werden. Das `_field` benennt den Messwert, während alle weiteren Eigenschaften in Tags abgelegt werden, sodass der Feldname generisch bleiben kann, etwa `value`. Neben dem Zahlenwert `_value` ist ein Zeitstempel `_time` erforderlich. Daraus folgt die Anforderung, Metadaten eindeutig und unteilbar in Tags zu codieren. Unteilbar bedeutet, dass ein Tag genau eine Eigenschaft beschreibt. Statt `realPowerW` werden getrennte Tags für den Typ *Leistung*, den spezifischen Typ *Wirkleistung* und die Einheit *W* verwendet. Unterstriche am Anfang von Variablennamen sind Systemfeldern vorbehalten und sollten nicht in eigenen Variablennamen verwendet werden. Zusätzlich interagieren Dienste mit der InfluxDB und nutzen dafür Datenbanksprachen wie im folgenden Beispiel Flux von InfluxData Inc. [228]:

```
from(bucket: "example-bucket")
  |> range(start: -1d)
  |> filter(fn: (r) => r._field == "foo")
  |> group(columns: ["sensorID"])
  |> mean()
```

Zu beachten ist, dass in Flux ein Punkt (`r._field`) für hierarchische Datenstrukturen verwendet wird (hier das Feld der Aufzeichnung / des Records). Für diese Art der Abfrage

dürfen Variablennamen keine Punkte enthalten, da ein Punkt als ein Schritt auf die nächsttiefere Ebene der Datenstruktur gewertet wird.

Für die Verarbeitung werden Telegraf [229], Python und Javascript verwendet. Eine geeignete Datenstruktur lässt sich mit vorhandenen Parsern und Paketen in Datentypen dieser Sprachen umwandeln. Für die REST-Schnittstellen sind die Datenformate JSON und XML üblich [230]. Die Datenstruktur soll mit REST-Schnittstellen Datenformaten kompatibel sein. Bei CSV-Dateien kann das Komma je nach Region entweder Werte trennen oder Nachkommastellen markieren, weshalb einheitliche Formate entscheidend sind. Bei Anwendungen in der Forschungsplattform hat sich die Trennung der Werte mit Semikolon und die Nutzung des Punktes für Nachkommastellen als praktikabel und zuverlässig erwiesen. Bei REST und MQTT existiert neben den Nutzdaten auch eine Art hierarchische Ordnerstruktur durch die URL bzw. das MQTT-Topic. Diese technischen Möglichkeiten sollten ebenfalls bei der Modellierung der Datenstruktur genutzt werden. Zusammenfassend lassen sich die folgenden Anforderungen ableiten:

- Berücksichtigung des Datentyps der Quelle
- Möglichkeit der Anreicherung mit Metadaten aus Datenblättern
- Aufteilung der Metadaten in unteilbare Tags
- Vermeidung von Sonderzeichen wie Unterstrich oder Punkt
- Berücksichtigung der Konvertierbarkeit in Telegraf, Python und Javascript
- Verwendung von mit REST kompatiblen Datenformaten
- Nutzung der MQTT-Topicstruktur und der URL-Struktur

### 7.4.2. Anforderungen aus der Abbildung der physischen Realität

Grundsätzlich ist in der Realität des Energiesystems zwischen solchen Ereignissen und Effekten zu unterscheiden, die unregelmäßig auftreten, und solchen, die mit einem regelmäßigen Abstand bzw. einer festen Frequenz erfasst werden [231]. Bei Zeitreihen mit fester Frequenz (äquidistant) gilt es zusätzlich, zwischen Instantanwerten und Mittelwerten zu unterscheiden. In Abschnitt 7.2 wurden die Zwecke der Datenerfassung und damit das pragmatische Merkmal der Modellierung vorgestellt. Für den Zweck der Abbildung von Energieflüssen werden gemäß Abschnitt 7.2 Mittelwerte benötigt. Für die hochaufgelöste Erfassung der Netzzustände ist dagegen primär relevant, dass alle Werte eines Zählers instantan und zum selben Zeitpunkt erfasst werden. Insbesondere ist zu beachten, dass bei der Erfassung mehrerer Zustände eines Messgeräts, etwa Ströme, Spannungen und Leistungen in mehreren Phasen, diese exakt zum selben Zeitpunkt erfolgen. Die Uhrzeit kann vom Messgerät oder vom Server des auslesenden Dienstes stammen. Da bei den Live-Werten insbesondere die systemweite Synchronität relevant ist, ist der Zeitstempel des zentralen Servers am besten geeignet. Bei äquidistanten Werten ist zu beachten, dass der Zeitstempel entweder den Beginn oder das Ende einer Periode markieren kann. Üblicherweise gilt: Äquidistante **Mittelwerte** werden dem Beginn der Periode zugeordnet, während äquidistante **Instantanwerte** den Zeitpunkt

der Erfassung abbilden. Daher ist bei der Umrechnung von äquidistanten Zählerwerten (Instantanwerte, erfasst am Periodenende) zu äquidistanten mittleren Leistungen (Mittelwerte, zugeordnet zum Periodenbeginn) neben der Einheitenumrechnung von kWh auf W auch die korrekte zeitliche Zuordnung zu berücksichtigen.

Zur maximalen Eindeutigkeit sollten Start und Ende einer Periode, für die ein Wert gültig ist, eindeutig angegeben werden. Dabei kann einer der beiden Zeitpunkte auch über die Angabe einer Periodendauer erfolgen, da ein Zeitstempel zur Zuordnung ausreicht und für InfluxDB auch ein eindeutiger Zeitstempel benötigt wird. Eine Möglichkeit der Darstellung von Perioden ist gemäß der ISO 8601 [232] im Format:

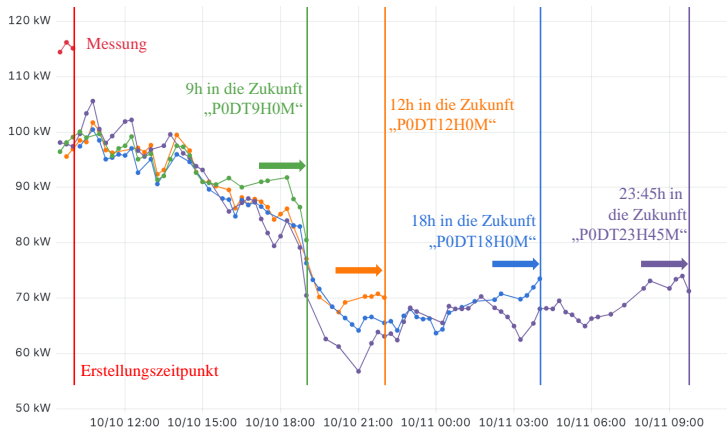
```
["P"][i]["Y"][i]["M"][i]["D"]["T"]["H"][i]["M"][i]["S"]
```

Wobei:

Y = Jahre, M = Monate, D = Tage, H = Stunden, M = Minuten, S = Sekunden

Bei der Umrechnung und Aggregation von Zeitreihen nach deren initialer Erfassung sollte stets die originale Zeitreihe beibehalten werden. So können Berechnungsfehler nachvollzogen werden. Diese können in der Rasterung durch feste, äquidistante Zeitfenster bei der Berechnung von Mittelwerten oder bei der Umrechnung von Zählerwerten in Leistungswerte entstehen. Auch bei der Einheit muss eine korrekte Umrechnung berücksichtigt werden. Insbesondere zu beachten bei der Umrechnung von Zählerwerten in Flusswerte, wie beispielsweise beim Gas. Hier erfolgt eine Umrechnung von  $\text{m}^3$  in  $\text{m}^3/\text{h}$  und muss abhängig vom Intervall daher bei einem 15 min-Intervall mit 4 und bei einem 1 min-Intervall mit 60 multipliziert werden. Auch in der Wertauflösung wird die Realität nur bis zu einer gewissen Genauigkeit abgebildet. Es wäre möglich, die begrenzte Genauigkeit über ein Wert-Skala-Tupel (wie in Abschnitt 7.4.1 vorgestellt) abzubilden, wobei die Skala die Genauigkeit des jeweiligen Wertes angibt und der Wert als Ganzzahl mit der maximalen Auflösung gespeichert wird. Allerdings erfordert eine Darstellung als Datentupel stets auch eine Umrechnung in allen Diensten, die Zeitreihen verarbeiten. Außerdem konnten im Rahmen der vorliegenden Arbeit keine Anwendungsfälle identifiziert werden, in denen diese zwingend innerhalb der übertragenen Daten selbst angegeben werden muss und nicht auch bei Bedarf aus Datenblättern oder Dokumentationsunterlagen entnommen werden kann.

Eine weitere zentrale Herausforderung betrifft die Speicherung von Prognosen, da sie mit jeder Aktualisierung neue Werte erzeugen und dadurch eine potenziell unendliche Kombination aus Erstellungs- und Zielzeitpunkten entsteht. Prognosen besitzen somit zwei Zeitdimensionen, was klassische Zeitreihendatenbanken wie InfluxDB nur eingeschränkt abbilden können. Eine Tabelle pro Prognose wäre zwar möglich, ist jedoch unpraktisch. Stattdessen können die in der Regel vorhandene Periodensynchronität und der begrenzte Vorhersagehorizont genutzt werden (siehe Abbildung 7.6). Periodensynchronität bedeutet, dass Werte nur zu ganzen Perioden vorliegen und sich die für die Prognose genutzte Datengrundlage innerhalb einer Periode nicht verändert. Jeder innerhalb einer Periode berechnete künftige Wert kann daher mit einem relativen Zeitstempel im ISO-8601-Format versehen und als *Tag* in der Datenbank abgelegt werden. Die jeweils aktuelle



**Abbildung 7.6.:** Darstellung mehrerer Prognosezeitreihen mit unterschiedlichem Zeithorizont. Gezeigt sind Messwerte (rot) sowie Prognosen, die zu verschiedenen Zeitpunkten erstellt wurden und unterschiedliche Vorhersagehorizonte abbilden (9 h, 12 h, 18 h, 23,75 h in die Zukunft). Die Abbildung verdeutlicht die doppelte Zeitdimension von Prognosedaten: den Zeitpunkt der Erstellung und den prognostizierten Zielzeitpunkt.

Prognose ergibt sich aus den jüngsten Werten aller entsprechend getaggten Zeitreihen. Die aktuellste Prognose kann mit dem InfluxDB-Befehl `last` abgerufen werden (siehe Beispiel in Abbildung A.20).

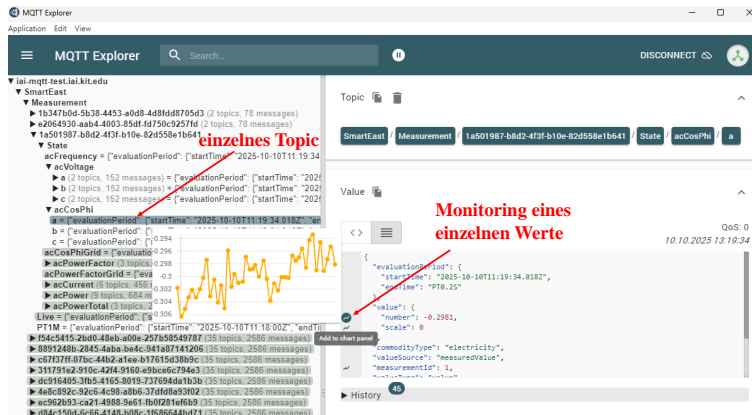
Neben der Erfassung des Messwertes selbst stellt auch die eindeutige Zuordnung zur physischen Messlokation eine wesentliche Herausforderung dar. Dafür müssen geeignete Metadaten vorhanden sein, die beschreiben, was gemessen wird und auf welches Objekt sich die Messung bezieht. Diese Zuordnung kann entweder ortsbasiert, also an einen bestimmten Standort, oder gerätebasiert erfolgen. Zur Codierung können sowohl detaillierte Daten oder eine UUID verwendet werden. Im Reallabor können sich Bezeichnungen oder Metadaten im Laufe der Zeit ändern. Wie im vorangehenden Teil in Abschnitt 7.4.2 dargestellt, werden in einigen Fällen zusätzlich berechnete Werte benötigt. Daher ist es sinnvoll, in der Zeitreihendatenbank eine möglichst eindeutige und minimalistische Zuordnung zu einem spezifischen Installationsort vorzunehmen. Daher sollte eine UUID für einen gewissen Messort gewählt werden und alle anderen Metadaten sollten in einem eigenen Informationsverwaltungssystem hinterlegt werden. Dort sollten Informationen wie das Installationsdatum oder die verwendeten Wandlerverhältnisse hinterlegt werden. Die Dokumentation, ob ein Wert gemessen oder berechnet wurde, sollte über ein weiteres Tag erfolgen. Dieser kann erweitert werden, um auch Prognosen zu dem Ort zuzuordnen (siehe Abbildung A.21). Zusammenfassend lassen sich die folgenden Anforderungen ableiten:

- Sicherstellung von Zeitsynchronität über die Serverzeit des Auslesedienstes
- Programmtechnisch synchrone Erfassung aller Zustände eines Zählers
- Eindeutige Beschreibung von Zeitpunkt und Dauer periodenbezogener Werte

- Unterscheidung des Bezugszeitpunktes für Instantan- und Mittelwerte
- Speicherung der Rohwerte der Zähler
- Berücksichtigung notwendiger Multiplikationen bei der Einheitenumrechnung
- Geeignete Interpolation bei der Umrechnung von nicht synchronen Werten
- Speicherung von Prognosen mit einer Horizontkennzeichnung über Tags
- Zuordnung von Messort über eine UUID
- Kennzeichnung von gemessenen, prognostizierten und berechneten Werten

### 7.4.3. Anforderungen aus Menschenverständlichkeit und Anwendungsfällen

Aus der Notwendigkeit der Eignung für die in Abschnitt 7.1 vorgestellten Anwendungsfälle und der einfachen Verständlichkeit ergeben sich weitere Anforderungen. Beispielsweise ist innerhalb der beiden dominierenden REST-Datenformate XML und JSON letzteres aufgrund seiner kompakteren Struktur und einfacheren Syntax besser verständlich und menschenlesbar. Eine passende Gestaltung von MQTT-Topics und URL-Strukturen ermöglicht es ebenfalls, die Struktur der Datenübertragung so anzupassen, dass sie die Verständlichkeit und Übersichtlichkeit auf sozialer Ebene unterstützt. Beispielsweise unterstützen Werkzeuge wie MQTT Explorer [233] die Betrachtung einzelner Werte innerhalb der JSON-Struktur von Nachrichten (siehe Abbildung 7.7). Für



**Abbildung 7.7.:** Darstellung der hierarchischen Topic-Struktur und der Überwachung einzelner Werte im MQTT Explorer. Gezeigt wird ein Beispiel für den Aufbau und die Visualisierung eines Messwertes innerhalb eines einzelnen Topics, wobei durch die Trennung der Werte pro Topic Überwachbarkeit ermöglicht wird.

das Monitoring ist es essenziell, dass auf einem Topic ausschließlich eine einzelne gemessene Größe übertragen wird. Nur dann können Nutzer die Werte eindeutig prüfen und die in Abbildung 7.7 gezeigte Monitoringfunktionalität gezielt nutzen. Die Trennung

in einzelne Topics verbessert damit sowohl die technische Auswertbarkeit als auch die Verständlichkeit bei der manuellen Überprüfung.

Ein weiterer Punkt betrifft Konventionen, Normen und den aktuellen Stand der Wissenschaft. So sollten insbesondere Einheiten als SI-Basiseinheiten angegeben werden. Bei REST-Schnittstellen ist eine klare Benennung von Ressourcen und Methoden entscheidend für Verständlichkeit und Einheitlichkeit. Ressourcen (*resources*) werden als Substantive im Plural bezeichnet, etwa */models* oder */entities*, während HTTP-Methoden (*methods*) wie GET, POST, PUT, PATCH und DELETE die möglichen Aktionen auf diesen Ressourcen festlegen. Diese Konvention stellt sicher, dass Aufbau und Bedeutung der Schnittstelle intuitiv und standardkonform bleiben (siehe Abbildung A.22). Nicht alle technischen Schnittstellen sollten für den Endanwender sichtbar sein. Für diesen können einfache, für den Anwendungsfall zugeschnittene Interfaces bereitgestellt werden (siehe Abbildung A.23). Zusammenfassend lassen sich die folgenden Anforderungen ableiten:

- Verwendung eines eigenen Topics je Zeitreihe
- Verwendung von SI-Basiseinheiten
- REST-Endpunkte-Struktur anhand der Ressourcen, die der Dienst bereitstellt
- Nutzen der REST-spezifischen HTTP-Methoden
- Leicht verständliche Endpunkte für technisch nicht versierte Nutzer

### 7.4.4. Umsetzung und Herausforderungen im Reallabor Smart East

Im Folgenden wird die Umsetzung der Anforderungen anhand einer beispielhaften Übermittlung eines Messwertes beschrieben:

```
{
  "periodStart": "2025-10-10T13:09:57.179Z", # Influx Zeitstempel
  "value": -19467.4833333333, # Influx Wert
  "location": "1b347b0d-5b38-4453-a0d8-4d8fdd8705d3", # Influx Tag
  "origin": "measured", # Influx Tag
  "type": "average", # Influx Tag
  "commodity": "electricity", # Influx Tag
  "quantity": "voltage", # Influx Tag
  "phase": "a", # Influx Tag
  "phenomenon": "harmonicDistortion", # Influx Tag
  "unit": "V", # Influx Tag
  "periodEnd": "PT15M" # Influx Tag
}
```

Die JSON-Struktur zeigt exemplarisch, wie energietechnische Messwerte in einem interoperablen, leicht verarbeitbaren Format übermittelt werden können. Dem Datentyp des Messgeräts entsprechend liegt der Wert als Fließkommazahl vor und ist in *value* zu finden. Die Zeitinformation ist klar strukturiert: *periodStart* kennzeichnet den Startzeitpunkt der Messperiode, während *periodEnd* deren Ende (mit einer Dauer auch optional relativ zum Start) beschreibt. Dies ermöglicht die eindeutige Unterscheidung zwischen

Momentanwerten und Mittelwerten und erlaubt eine eindeutige Beschreibung und Zuordnung zum Intervall.

Die Angabe `origin: measured` zeigt an, dass es sich um einen Rohwert handelt, der direkt vom Zähler stammt. Weitere Metadaten wie `phase`, `quantity`, `phenomenon`, `unit` und `type` ergänzen die Informationsebene um technische Details aus dem Datenblatt, etwa dass die Spannung (`voltage`) in Phase `a`, gemessen in `V` und bezogen auf das Phänomen der Oberschwingungsverzerrung (`harmonicDistortion`). Durch die Aufteilung dieser Eigenschaften auf einzelne Tags wird vermieden, zusammengesetzte Begriffe wie `average_harmonicDistortion_voltage_a_V` zu verwenden. Gleichzeitig werden Sonderzeichen wie Unterstriche oder Punkte vermieden. Stattdessen wird auf eine saubere, maschinenlesbare CamelCase-Schreibweise zurückgegriffen. Die Struktur ist vollständig JSON-kompatibel und dadurch direkt nutzbar in REST-basierten Schnittstellen. Die gewählte Form erlaubt eine einfache Validierung über ein JSON-Schema, wobei die zulässigen Ausprägungen einzelner Tags über Listen (*enumerations*) formal beschrieben werden können (Beispiel siehe Abbildung A.24). Zudem ist sie vollständig konvertierbar in objekttypische Darstellungen für verschiedene Programmiersprachen, was die Nutzung in Telegraf-Pipelines, Python-Skripten oder Webanwendungen vereinfacht.

Die Eindeutigkeit des Messorts wird durch die Verwendung einer UUID im Tag `location` gewährleistet. Die Tagstruktur ist zugleich Grundlage für die MQTT-Topic-Bildung, wobei für jede Zeitreihe ein eigenes Topic entlang der Tag-Ausprägungen vergeben wird. Die Synchronität aller Zählerwerte wird durch einen zentralen Datensammlungsdienst gewährleistet, der alle Werte zeitgleich ausliest und serverseitig mit exakter Uhrzeit versieht. Bei Prognosen kommen die gleichen strukturellen Prinzipien zum Einsatz, ergänzt um spezifische *Tagging*-Konzepte zur Kennzeichnung des Prognosehorizonts, wie in Abschnitt 7.4.2 beschrieben.

Zusätzlich ist die REST-API des Dienstes so gestaltet, dass sie durch verständliche Endpunktbezeichnungen und die Verwendung von HTTP-Methoden auch für technisch weniger versierte Nutzer nachvollziehbar bleibt. Die zugrunde liegende Ressourcenstruktur sowie das Zusammenspiel von Methoden und Endpunkten werden in Abschnitt 7.4.3 näher erläutert. Einheiten sind normgerecht im SI-Format angegeben (die gültigen Werte sind ebenfalls im JSON-Schema aufgeführt), was eine direkte Weiterverarbeitung und Vergleichbarkeit ermöglicht. Notwendige Umrechnungen und Interpolationen bei nicht synchronen Werten werden dabei im Resampling-Dienst berücksichtigt.

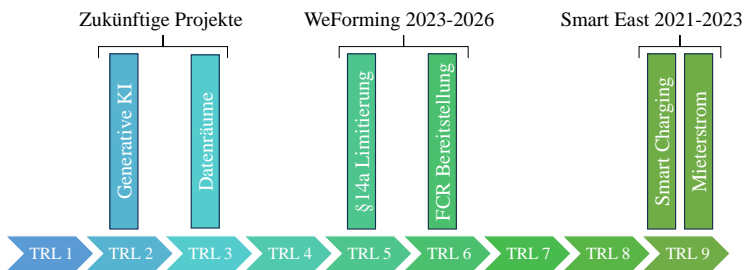
Im Rahmen der Umsetzung des Live-Datenflusses und der Entwicklung einer eigenen Dateninfrastruktur im Reallabor Smart East traten weitere praktische Herausforderungen auf. Eine Herausforderung bei der Ermöglichung des Live-Datenflusses bestand darin, dass die vorhandenen Zähler nicht für Forschungszwecke geeignet waren. Sie unterlagen dem Betrieb durch den lokalen Messstellenbetreiber, der auch zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit noch keine hochaufgelösten oder zeitnahen Messdaten bereitstellen

konnte (kein TAF14 möglich<sup>12</sup>). Der Messstellenbetreiber konnte Messwerte nur im 15-Minuten-Raster am Folgetag übermitteln. Daher war es notwendig, das Quartier zusätzlich mit eigenen Messgeräten auszustatten, um für die wissenschaftliche Analyse relevante Daten mit höherer zeitlicher Auflösung und direkter Verfügbarkeit zu erfassen. Daher konnte auch keine SMGW-Architektur mit einer definierten Datenstruktur verwendet werden.

Eine zentrale Herausforderung im Datenfluss besteht darin, dass beim automatisierten Speichern von MQTT-Nachrichten Formatänderungen, Testdaten oder fehlerhafte Kalibrierungen zu inkonsistenten Einträgen führen können, die häufig erst im Nachhinein erkannt werden. Ein einfaches Tag zur Kennzeichnung der Datenvalidität in der Zeitreihendatenbank ist hierfür nicht ausreichend. Daher müssen Verfahren etabliert werden, die eine nachvollziehbare Dokumentation von Änderungen, Kalibrierungen und Fehlern außerhalb der Datenbank ermöglichen, um die Konsistenz und die wissenschaftliche Verwertbarkeit der Daten langfristig sicherzustellen.

## 7.5. Beschreibung bereits erfolgreich umgesetzter Betriebsstrategien und Geschäftsmodelle

Bereits zwei geförderte Forschungsprojekte sowie verschiedene Betriebsstrategien und Geschäftsmodelle wurden mit der Forschungsplattform des Reallabors Smart East umgesetzt (siehe Abbildung 7.8).



**Abbildung 7.8.:** Darstellung des Technologiereifegrades (TRL) verschiedener Geschäftsmodelle und Betriebsstrategien. Im Rahmen des vom Land Baden-Württemberg geförderten initialen Projekts Smart East wurden Smart Charging und Mieterstrom bis zur Produktreife (TRL 9) umgesetzt. Im derzeit laufenden EU-Projekt WeForming werden die Bereitstellung von Regelleistung (FCR) und die Umsetzung von § 14a EnWG-Limitierungen bis zu höheren TRL-Stufen weiterentwickelt. Überdies sind künftige Projekte geplant, in denen generative KI und Datenräume erforscht und von den derzeit niedrigen TRL 2 und TRL 3 weiterentwickelt werden.

<sup>12</sup> Tarifierungsfälle (TAF) beschreiben den Zweck der Messwerterfassung über ein Smart-Meter-Gateway (SMGW). Tarifierungsfall Nr. 14 (TAF14) beschreibt die hochfrequente Messwertbereitstellung für Mehrwertdienstleistungen. Die kleinste Periode zur Messwerterfassung und -abfrage, die ein SMGW unterstützt, muss gemäß Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik zwischen 1 s und 60 s liegen [234].



Das Initialprojekt Smart East (2021–2023) hatte zum Ziel, ein gemischt genutztes Quartier im Osten Karlsruhes in ein energieoptimiertes und digital vernetztes Reallabor zu transformieren. Im Rahmen des vom Land Baden-Württemberg geförderten Projekts wurden neue Geschäftsmodelle wie Mieterstrom und Smart Charging entwickelt und bis zur Marktreife umgesetzt, woraus unter anderem die Startups Solarize und InnoCharge hervorgingen [235]. Das WeForming-Projekt (2023–2026) verfolgt das Ziel, Gebäude von einem passiven Energieverbraucher in aktives Intelligent Grid-Forming Building (iGFB) zu überführen. Dabei spielt die ganzheitliche Integration von Gebäuden in Energie-, Markt- und Netzstrukturen eine zentrale Rolle. Die Initiative wird über das EU-Rahmenprogramm Horizon Europe gefördert und setzt ihre Lösungen in sechs praxisnahen Demonstrationsprojekten in Luxemburg, Portugal, Kroatien, Belgien, Spanien und Deutschland um [236]. Weitere durch die Europäische Union und das Land Baden-Württemberg geförderte Projekte sind bereits in Planung.

**Geschäftsmodell Smart Charging:** Das im Reallabor Smart East umgesetzte Geschäftsmodell Smart Charging beschreibt die wirtschaftliche Struktur und die Rollenverteilung der beteiligten Akteure bei der Bereitstellung, Nutzung und Abrechnung der Ladeinfrastruktur. Im Unterschied zur *Betriebsstrategie* der Ladeoptimierung, in der die technische Umsetzung der intelligenten Steuerung erläutert wird, steht beim *Geschäftsmodell* die finanzielle und organisatorische Ausgestaltung im Vordergrund. Das Geschäftsmodell und die Betriebsstrategie wurden im Rahmen des Forschungsprojekts von dem aus dem FZI Forschungszentrum Informatik hervorgegangenen Start-up InnoCharge<sup>13</sup> entwickelt und umgesetzt.

Das Geschäftsmodell basiert auf einem Zusammenspiel verschiedener Interessenträger. Der Quartiersmanager (QM) schließt Liefer- und Nutzungsverträge mit dem Anlagenbetreiber (AB), dem Energieversorgungsunternehmen (EVU), dem Netzbetreiber (NB), dem Quartiersplattform-Software-Anbieter (QSA), dem Externen Softwaredienstleister (ES) sowie den Mietern (MI) und Vermietern (VM) ab. Der AB sorgt für Wartung und Betrieb der Ladeinfrastruktur. Das EVU stellt den Stromtarif bereit, während lokale PV-Anlagen Solarstrom erzeugen, der vorrangig genutzt wird. Die Netznutzungskosten werden vom NB abgerechnet. Für den MI ergeben sich daraus wahlweise feste oder dynamische Ladegebühren, die den Energiepreis sowie den Betrieb der Ladeinfrastruktur abdecken. Zusätzlich wird monatlich für die Mietung des Stellplatzes ein Festbetrag an den VM gezahlt. Die Ladeoptimierung und das Datenmanagement werden von einem ES übernommen. Der QSA und der QM koordinieren die Schnittstellen zwischen den Beteiligten und stellen die funktionale Integration der einzelnen Dienste sicher.

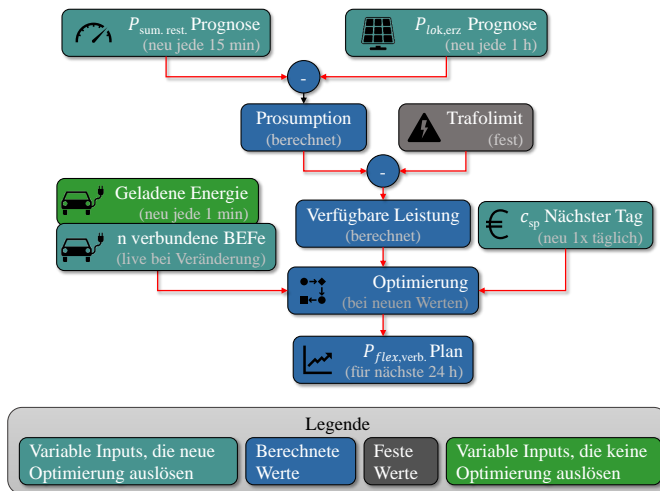
Ein zentrales Element des Geschäftsmodells ist die transparente Darstellung der Ladevorgänge im Nutzerfrontend, die eine Nachvollziehbarkeit der Kosten und des Energieverbrauchs ermöglicht. Abbildung A.25 zeigt beispielhaft einen protokollierten Ladevorgang mit einer Leistungsbegrenzung auf 11 kW, wie er über die Forschungsplattform erfasst

---

<sup>13</sup> <https://www.innocharge.de/>

und visualisiert wird. Die wirtschaftliche Grundlage des Modells liegt in der automatisierten Optimierung der Strombeschaffung. Damit wird ein skalierbares und übertragbares Geschäftsmodell geschaffen, das sowohl den wirtschaftlichen Betrieb als auch die technische Weiterentwicklung der Ladeinfrastruktur ermöglicht.

**Betriebsstrategie Ladeoptimierung:** Der für die Ladeoptimierung verwendete Informationsfluss ist in Abbildung 7.9 dargestellt. Im Allgemeinen wird eine neue Optimierung durch den Eingang neuer Informationen ausgelöst. Im einfachsten Fall handelt es sich bei den neuen Informationen um eine aktualisierte Prognose oder um die Ankunft oder Abfahrt von Fahrzeugen an den Ladestationen. Der häufigste Grund für eine erneute



**Abbildung 7.9.:** Darstellung der Eingaben und Berechnungsschritte für die Ladeoptimierung. Gezeigt sind die Prognosen der Summe des Restverbrauchs ( $P_{\text{sum.rest.}}$ ) und der lokalen Erzeugung ( $P_{\text{lok.erz.}}$ ), die zusammen die Prosumption bilden. Das Trafolimit, die aktuellen Ladezustände sowie die Zahl verbundener Batterieelektrische Fahrzeuge (BEF) bilden die Grundlage für die Ladeoptimierung. Diese berechnet den Fahrplan der Ladeinfrastruktur als flexiblen Verbraucher ( $P_{\text{flex.verb.}}$ ) für die nächsten 24 Stunden. Farblich sind variable Eingaben, berechnete Werte und feste Parameter unterschieden. Adaptiert aus Galenzowski u. a. [100].

Optimierung, neben der Ankunft oder Abfahrt eines Fahrzeugs oder neuen Wetterdaten (respektive einer PV-Prognose), ist eine neue Lastprognose. Da die Lastprognose immer auf den 96 zuletzt gemessenen 15 min-Leistungswerten basiert, kann eine neue Prognose erstellt werden, sobald ein neuer Wert für einen weiteren 15 min-Zeitraum verfügbar ist. Die Änderung der Eingabewerte für das maschinelle Lernmodell ist jedoch minimal, da 95 Werte unverändert bleiben. Die Aktualisierungsfrequenz der PV-Prognose wird durch die Verfügbarkeit neuer Wettervorhersagen bestimmt. Bei Verwendung von DWD MOSMIX [237] wird die Vorhersage jede Stunde aktualisiert. Für Details zu Modellläufen und Prognoseergebnissen siehe Deutscher Wetterdienst [238]. Die am seltensten aktualisierte Variable ist der Strompreis  $c_{sp}$ , der nur einmal täglich aktualisiert wird. An der europäischen Strombörse European Power Exchange (EPEX SPOT) beginnt das Clearing

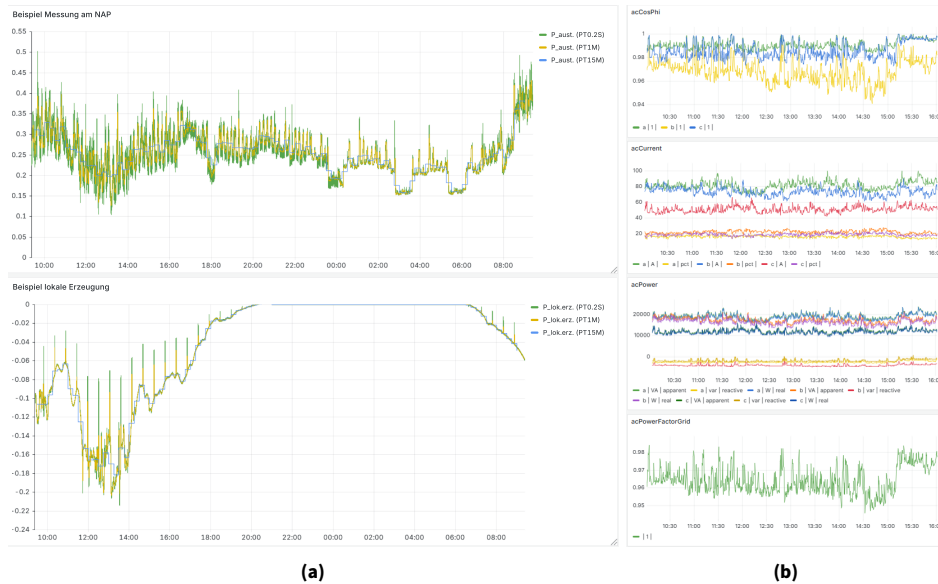
um 12:00 Uhr MEZ und die Daten sind, je nach Datenanbieter, 1 h-2 h später verfügbar. Im stationären Betrieb mit einer konstanten Anzahl von Elektrofahrzeugen wird die Ladeoptimierung daher nur alle 15 min erneuert, wobei einige Variablen nur einmal täglich aktualisiert werden. Zum Import der Preis-Zeitreihen hat sich die Verwendung einer externen API wie aWATTar [239] als hilfreich erwiesen. Die Funktionalität der für das Reallabor entwickelten Last- und PV-Prognosedienste wird in Abschnitt 7.3 vorgestellt. Die Steuerung erfolgt direkt durch die Ladestationen und die Fahrzeuge. Die Werte werden als Sollwerte über ein Offene Ladepunktprotokoll (OCPP)-Backend von der IKTP an die LI übermittelt.

## 7.6. Fähigkeiten der Forschungsplattform

Die im Reallabor Smart East aufgebaute Forschungsplattform ermöglicht die Erprobung, Validierung und Weiterentwicklung energietechnischer Betriebsstrategien unter realen Bedingungen. Sie stellt eine durchgängige Infrastruktur bereit, in der physische Anlagen, digitale Dienste und soziale Akteure systematisch miteinander verknüpft sind. Dadurch lassen sich technische und ökonomische Fragen im Kontext realer Netz- und Verbrauchssituationen untersuchen. Neben standardisierten Messungen im Viertelstundenraster erlaubt die Plattform auch hochaufgelöste Messungen bis in den Sekundenbereich, wodurch dynamische Effekte, Regelungsprozesse und Netzzustände analysiert werden können. Abbildung 7.10 veranschaulicht die unterschiedlichen zeitlichen Auflösungen und Forschungsparameter.

Durch die Verbindung von Datensammlungsdienst, Prognosedienst und Optimierungsdienst können im Reallabor vollständige Prozessketten energietechnischer Anwendungen abgebildet werden, von der Datenerfassung über die Prognose bis hin zur Optimierung und Steuerung. Diese Struktur ermöglicht die Erforschung von Betriebsstrategien für verschiedene Zielgrößen, etwa Lastspitzenvermeidung, Eigenverbrauchsoptimierung, Lade- und Speicherstrategien oder tarifbasierte Anreizmodelle. Prognosemodelle können direkt anhand von Live-Daten getestet, Optimierungsalgorithmen mit realer Hardware und Nutzern validiert sowie Geschäftsmodelle hinsichtlich ihrer technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit überprüft werden.

Der Forschungsbetrieb umfasst derzeit die Erprobung markt- und anreizbasierter Ladeoptimierungen an unidirektionalen Ladestationen nach dem OCPP-Standard sowie den Aufbau bidirektionaler Lade- und Speicherinfrastrukturen. Ergänzend werden Wärmelastgänge der Fernwärme und lokaler BHKW-Erzeugung in 15 min-Auflösung erfasst, um sektorübergreifende Kopplungen untersuchen zu können (künftig könnte z. B. auch thermische Flexibilität untersucht werden, wie von Kohlhepp u. a. [240] oder Frahm u. a. [241] beschrieben). Überdies wurden aus der Literatur identifizierte Gruppierungslogiken auf das Reallabor Smart East angewendet und es existieren GIS-Daten für das Nieder- und Mittelspannungsnetz des Reallabors. Mithilfe dieser Netzdaten lassen sich in künftiger Forschung auch synthetische Daten validieren und Netzengpässe untersuchen,



**Abbildung 7.10.:** Beispiele der Datenerfassung und Visualisierung in der Forschungsplattform. a) Zeitreihen in unterschiedlichen Auflösungen (Achsens zur Pseudonymisierung skaliert), b) die Visualisierung verschiedener Netzparameter im Forschungsbetrieb.

analog zu Cakmak u. a. [242]. Damit stellt das Reallabor Smart East eine generische Forschungsplattform dar, die es ermöglicht, energietechnische Betriebsstrategien und Geschäftsmodelle realitätsnah zu erproben, zu bewerten und weiterzuentwickeln.

## 7.7. Zusammenfassung und Diskussion

Kapitel 7 hat gezeigt, wie das Reallabor Smart East als interoperable und erweiterbare Forschungsplattform für energietechnische Anwendungen umgesetzt wurde. Die in Abschnitt 7.1 beschriebenen Softwaredienste bilden das Rückgrat der Plattform, da sie die Erfassung, Verarbeitung und Nutzung von Daten für Prognose-, Optimierungs- und Steuerungsaufgaben ermöglichen. In Abschnitt 7.2 wurde erläutert, welche Messgrößen und Zeitreihen für verschiedene Anwendungsfälle erforderlich sind und wie diese aufgezeichnet werden. Abschnitt 7.3 zeigte, wie ein Prognosedienst, unterstützt durch Taxonomien, die Automatisierungsstufen beschreiben, entwickelt wurde. In Abschnitt 7.4 wurde ein einheitliches Konzept für den Datenaustausch entwickelt, das die Anforderungen der Cyber-, der physischen und der sozialen Ebene zusammenführt und so einen durchgängigen Austausch zwischen den verschiedenen Systemebenen ermöglicht. Abschnitt 7.5 stellte erfolgreich umgesetzte Betriebsstrategien und Geschäftsmodelle vor, die die Praxistauglichkeit der Plattform belegen. Darauf aufbauend zeigte Abschnitt 7.6,

wie die Plattform für weiterführende Forschung und künftige Anwendungen genutzt werden kann. Insgesamt verdeutlicht Kapitel 7, dass mit dem Reallabor Smart East eine Forschungsplattform entstanden ist, die Forschung und Praxis verbindet und die Untersuchung von Betriebsstrategien und Geschäftsmodellen unter realen Bedingungen ermöglicht.



## **8. Gesamtzusammenfassung und Ausblick**

Kapitel 8 bildet den Abschluss der Arbeit. Abschnitt 8.1 fasst die zentralen Ergebnisse der Arbeit zusammen und zeigt, wie die in Abschnitt 1.3 identifizierten offenen Probleme beantwortet wurden. Abschnitt 8.2 geht auf die methodischen und inhaltlichen Grenzen der Arbeit ein und erläutert, inwiefern diese die Übertragbarkeit und Verallgemeinerbarkeit der Ergebnisse beeinflussen. Abschnitt 8.3 skizziert Perspektiven für künftige Forschung und zeigt, wie die entwickelten Konzepte und Ansätze weitergeführt und auf andere Quartierskontexte übertragen werden können.

### **8.1. Zusammenfassung der Ergebnisse**

In der vorliegenden Doktorarbeit wurden die in Abschnitt 1.3 identifizierten offenen Probleme systematisch adressiert und die zugehörigen Lösungsansätze beschrieben.

Zunächst wurde in Kapitel 2 der Quartiersbegriff im Kontext des Energiesystems als cyber-physisch-soziales Infrastruktursystem fundiert und eine tragfähige Systemdefinition hergeleitet (Abschnitt 2.1). Auf dieser Grundlage wurden energietechnische Anlagen als Grundbausteine energietechnischer Quartiere identifiziert. Zudem wurde eine Systemgrenze mit interdisziplinärem Ursprung als sinnvolle Voraussetzung für die Definition energietechnischer Quartiere bestimmt (Abschnitt 2.2). Weiter wurde die Abgrenzung von Quartieren zu anderen Anlagengruppen (wie z. B. einer Gruppierung aller Anlagen unterhalb eines gemeinsamen Ortsnetztransformators) geklärt (Abschnitt 2.3) und ein konsistenter begrifflicher Rahmen etabliert (Abschnitt 2.4).

In Kapitel 3 wurden Begriffe und Systemgrenzen aus Stadtplanung und Sozialwissenschaften systematisch dargestellt und für energietechnische Anwendungen nutzbar gemacht. Die Arbeit hat übergeordnete Bezugsebenen (Abschnitt 3.1), vergleichbare Raumeinteilungen (Abschnitt 3.2) und internationale Referenzansätze (Abschnitt 3.3) zusammengeführt. Außerdem wurden Beispiele aus dem deutschsprachigen Raum (Abschnitt 3.4) sowie etablierte Definitionen aus der Stadtplanung vorgestellt (Abschnitt 3.5) und typische räumliche Größenordnungen der Referenzkonzepte gegenübergestellt (Abschnitt 3.6).

Aufbauend auf den Definitionen aus Kapitel 2 und den Referenzkonzepten aus Kapitel 3 wurde in Kapitel 4 der energietechnische Quartiersbegriff in seiner bisherigen wissenschaftlichen Verwendung systematisch untersucht. Die Verwendung des Quartiersbegriffs in der energietechnischen Literatur wurde methodisch analysiert (Abschnitt 4.1) und kritisch bewertet. Dabei wurden die Verbreitung (Abschnitt 4.2) und die Grenzen (Abschnitt 4.3) interdisziplinärer Ansätze herausgearbeitet sowie alternative Gruppierungslogiken des Energiesektors systematisch abgegrenzt (Abschnitt 4.4) und diskutiert (Abschnitt 4.5).

Kapitel 5 zeigte die Anwendung der entwickelten Definitionen und der im Literaturreview identifizierten Ansätze zur Anlagengruppierung im Reallabor Smart East. Dafür wurde zunächst das Reallabor Smart East vorgestellt (Abschnitt 5.1). Anschließend wurden die identifizierten Gruppierungsansätze auf das Reallabor angewendet (Abschnitt 5.2), die Implikationen für Energieflüsse sowie Mess- und Steuerungstechnik verdeutlicht (Abschnitt 5.3) und technische Randbedingungen wie Leistungsengpässe (Abschnitt 5.4), Spannungsqualität (Abschnitt 5.5) und Ausbaupotenziale (Abschnitt 5.6) einbezogen.

Des Weiteren wurde in Kapitel 6 die Rückführung empirischer Erkenntnisse in die Forschung umgesetzt. Die Arbeit hat die Wechselwirkungen zwischen sozialer und technischer Systemebene (Abschnitt 6.1) sowie soziale Herausforderungen im Informationsfluss der Datenerfassung offengelegt (Abschnitt 6.2) und Datenschutzthemen anhand einer Feldstudie zu wireless M-Bus Systemen (Abschnitt 6.3) empirisch dokumentiert. Damit wurden Lücken in der Betrachtung des sozialen Anteils eines CPSIS geschlossen. Zur planerischen Unterstützung beim Zubau von Elektromobilität wurde eine Kennzahl zur Flexibilitätsbewertung entwickelt, formal beschrieben und mit Realdaten validiert (Abschnitt 6.4). Der entwickelte Indikator unterstützt die Entscheidungen zum bedarfsgerechten Ausbau der Ladeinfrastruktur auf Quartiersebene.

In Kapitel 7 wurde die Umsetzung des Reallabors Smart East als digitale Forschungsplattform für energietechnische Anwendungen vorgestellt. Es wurde die produktive Umsetzung von Softwarediensten für den Betrieb und die Forschung beschrieben (Abschnitt 7.1). Der Datensammlungsdienst (Abschnitt 7.2) und der Prognosedienst (Abschnitt 7.3) wurden detailliert beschrieben, typische Herausforderungen wie Kaltstarts, Datenlücken und Automatisierung diskutiert und die Modellierungslogik der Schnittstellen (Abschnitt 7.4) nachvollziehbar dokumentiert. Zudem wurde gezeigt, wie erfolgreich umgesetzte Betriebsstrategien und Geschäftsmodelle (Abschnitt 7.5) die Leistungsfähigkeit der Forschungsplattform belegen und wie sie für weiterführende Forschung und neue Anwendungen genutzt werden kann (Abschnitt 7.6).

## **8.2. Herausforderungen und Grenzen**

Die Arbeit zeigt in mehreren Bereichen Grenzen und Einschränkungen, die sich aus der Fokussierung auf spezifische nationale und methodische Rahmenbedingungen erge-



ben. Im Review zu internationalen Quartiersansätzen wurden fünf Länder analysiert, die methodisch fundierte Definitionen und bestehende großräumige Einteilungen von Quartieren vorweisen (Abschnitt 3.3). Es wird kein Anspruch auf Vollständigkeit für die gesamte Welt erhoben. Ziel war eine exemplarische Darstellung der typischen Systemgrenzen und keine umfassende Quantifizierung, da der Hauptfokus der vorliegenden Arbeit auf der Umsetzung in Deutschland liegt. Auch die im DACH-Raum gezeigten Beispiele (Abschnitt 3.4) dienen der Illustration, ohne Anspruch auf Vollständigkeit. Es konnte jedoch eindeutig festgestellt werden, dass es keine deutschlandweite großflächige Einteilung in Quartiere gibt.

Für die Einteilung der Literatur nach Wahl der Systemgrenze stand der methodische Ansatz (Abschnitt 4.1) im Vordergrund, der exemplarisch zeigt, wie die entwickelte Terminologie angewendet wird. Ziel war es, die Vielfalt der Gruppierungslogiken aus Stadtplanung und Sozialwissenschaften gegenüber jenen aus der Energietechnik (Abschnitt 4.2) aufzuzeigen. Eine quantitative Auswertung der Literatur war nicht das Ziel der Arbeit. Eine quantitative Auswertung aller Veröffentlichungen ist zudem kaum möglich, da die angewandte Gruppierungslogik nur nach detaillierter Analyse der jeweiligen Quellen ermittelt werden kann und sich einer automatisierten Auswertung entzieht (Abschnitt 4.5).

Im Reallabor Smart East wurden verschiedene Gruppierungsansätze umgesetzt und diskutiert (Abschnitt 5.2). Ein simulativer Vergleich aller Ansätze mittels Lastflussrechnung wurde nicht umgesetzt und ist für künftige Arbeiten geplant. Des Weiteren ist der in der vorliegenden Arbeit detailliert dargestellte Ansatz der Gruppierung nach privaten Netzbereichen stark von der Regulatorik abhängig. Er erweist sich derzeit aufgrund der regulatorischen Rahmenbedingungen als besonders etabliert (Abschnitt 5.3). Das Energiesystem basiert grundsätzlich auf wirtschaftlichen Anreizen, im Fall der privaten Netzbereiche auf dem Erlass von Netzentgelten. Die starke Abhängigkeit von regulatorischen Vorgaben birgt jedoch zwei zentrale Einschränkungen: (i) zeitlich, da Änderungen der europäischen oder nationalen Gesetzgebung künftig Anpassungen erforderlich machen können, und (ii) räumlich, da die Übertragbarkeit auf andere Länder mit anderen rechtlichen Regelungen zu prüfen wäre.

Die Wechselwirkungen zwischen der Cyber-, der physischen und der sozialen Ebene wurden im Reallabor Smart East exemplarisch untersucht (Kapitel 6). Die Arbeit zeigt, wie Rückwirkungen aus sozialen Prozessen (Abschnitt 6.1) technisch erfasst und beschrieben werden können. Dennoch bleibt die genaue Ausprägung dieser Interaktionen kontextspezifisch (Abschnitt 6.2) und variiert je nach Quartier, insbesondere in Abhängigkeit von den beteiligten Akteuren und Messdatenstrukturen. Eine vollständige empirische Erfassung sozialer Rückwirkungen kann daher nie gegeben sein, sondern muss analog zur vorgestellten Vorgehensweise für andere Quartiere erneut ausgewertet werden.

Der entwickelte Flexibilitätsindikator ermöglicht eine Bewertung der Aufnahmefähigkeit privater Netzbereiche für zusätzliche Verbraucher durch Elektromobilität (Abschnitt 6.4). Die Anwendung des Flexibilitätsindikators beschränkt sich allerdings auf den Ausbau

und die Planung zusätzlicher Ladeinfrastruktur. Für die dynamische Steuerung von Flexibilität im laufenden Betrieb ist der Indikator nicht ausgelegt. Für den laufenden Betrieb wurden allerdings in der wissenschaftlichen Literatur bereits zahlreiche Ansätze vorgestellt (Abschnitt 1.2.5).

Die in Abschnitt 7.1 vorgestellten Anwendungsfälle basieren auf dem Reallabor Smart East. Sie stellen grundlegende und typische Beispiele dar, können jedoch je nach Quartier in ihrer Ausprägung variieren. Es ist zu berücksichtigen, dass einzelne Anwendungsfälle in anderen Kontexten erweitert oder angepasst werden müssen oder auch entfallen können. Vergleichbares gilt auch für die Datenmodellierung (Abschnitt 7.4). Es wird systematisch dargestellt, was bei der Beschreibung von Daten im Quartiersumfeld relevant ist. Dabei wird auch darauf eingegangen, dass die Anforderungen, die sich aus den verwendeten Tools und der Integrationslogik ergeben, als Teil des CPSIS mitzudenken sind. Obwohl im Reallabor Smart East gängige Werkzeuge verwendet wurden, können diese je nach Quartier variieren. Die Anforderungen müssen bei der Übertragung entsprechend dem beschriebenen Vorgehen nach dem CPSIS-Ansatz auf weitere Quartiere angepasst werden.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Grenzen dieser Arbeit hauptsächlich in der Generalisierbarkeit der Ergebnisse, der kontextspezifischen Ausprägung einzelner Ansätze und der Abhängigkeit von regulatorischen sowie technischen Rahmenbedingungen liegen. Gleichzeitig verdeutlichen die Grenzen, dass die entwickelten Konzepte, Methoden und Modelle einen belastbaren Ausgangspunkt für weiterführende Forschung und die Übertragung auf andere Quartierskontexte bieten.

### 8.3. Ausblick

Die in der vorliegenden Doktorarbeit vorgestellten Konzepte, Methoden und Modelle bilden eine theoretische und methodische Grundlage für die systematische Untersuchung und Umsetzung energietechnischer Quartiere als CPSIS. Aufbauend auf den gewonnenen Erkenntnissen eröffnen sich vielfältige Perspektiven für die Weiterentwicklung der Forschung, die Übertragung auf andere räumliche und regulatorische Kontexte sowie die interdisziplinäre Integration von Ansätzen aus Stadtplanung, Sozialwissenschaften und Energietechnik.

In dieser Arbeit wurde erstmals eine methodisch präzise Beschreibung von *energietechnischen Quartieren* sowie der verschiedenen Formen *energiesektorbasierter Anlagengruppen* vorgenommen. Die Literatur wurde dahingehend analysiert und es wurden die geeigneten GIS-Daten, eine Beispielanwendung für das Reallabor Smart East sowie ein methodisches Vorgehen zum großflächigen Vergleich dieser Anlagengruppierungsansätze in Abschnitt 4.3 vorgestellt. Auf dieser Grundlage sollte weiter aufgebaut werden, um den Nutzen interdisziplinärer Systemgrenzen aus Stadtplanung und Sozialwissenschaft in anderen Quartieren sowie auf Bundesebene umfassend zu untersuchen. Idealerweise

würden dabei verschiedene Disziplinen zusammenwirken. Die GIS-Daten zu Quartieren sollten, wie in anderen Ländern üblich, auch in Deutschland von Experten aus Stadtplanung und Sozialwissenschaft anhand der in Abschnitt 3.6 konsolidierten Regeln erstellt werden. Die gegenüberzustellende Energieinfrastruktur sollte idealerweise von Netzbetreibern und Energieversorgern bereitgestellt werden. Herausforderungen bestehen insbesondere darin, eine einheitliche Quartierseinteilung in Deutschland zu etablieren, da statistische Daten bislang überwiegend auf Grundlage von Gitterzellen statt Quartieren bereitgestellt werden. Zusätzlich ergeben sich bei der Nutzung von Netzdaten aufgrund der sensiblen Infrastruktur Datenschutzherausforderungen.

Auch die Diskussion darüber, wie Forschung im Quartierskontext klarer beschrieben werden kann, sollte fortgesetzt werden. Künftige Arbeiten sollten die in der vorliegenden Arbeit eingeführte Terminologie der *energietechnischen Quartiere* und *energiesektorbasierter Anlagengruppen* etablieren und innerhalb der energiesektorbasierten Anlagengruppen nach den in dieser Arbeit vorgestellten Gruppierungsansätzen differenzieren. In allen zukünftigen Untersuchungen zu Quartieren, die sich mit dem Betrieb von Anlagen befassen, sollte eindeutig geklärt werden, nach welcher Logik die betrachteten Anlagengruppen gebildet wurden. Eine präzise Benennung zeigt klar, aus welcher Disziplin die zugrunde liegende Logik stammt und welchem Ziel sie dient. Dadurch wird vermieden, dass etwa bei einer zufälligen Auswahl nach Beteiligungsinteresse von uninformierten Akteuren fälschlicherweise angenommen wird, Gebäude, die räumlich nah beieinander liegen, würden allein dadurch netzdienlich im Energieaustausch agieren. Die Nennung der Gruppierungslogik ist essenziell, um die Herkunft behaupteter Vorteile prüfen und sie korrekt zuordnen zu können. So muss beispielsweise unterschieden werden, ob eine verbesserte Netzdienlichkeit tatsächlich durch einen neuen Quartiersansatz erreicht wurde oder lediglich durch die gemeinsame Betrachtung der Anlagen am selben Ortsnetztransformator. Ebenso ist zu hinterfragen, welche behaupteten Vorteile unabhängig von Netzen und physikalischen Kennzahlen bestehen, etwa solche, die auf gemeinsamen Investitionen oder erhöhter Partizipationsmotivation beruhen. Ferner sollte bei zukünftigen Quartiersprojekten die Möglichkeit berücksichtigt werden, die Gruppierungslogik nach verschiedenen Zielen zu trennen (siehe Abschnitt 4.5). Soziale Ziele wie gemeinschaftliche Investitionen könnten getrennt von der technischen Logik des Anlagenbetriebs betrachtet werden, der sich an etablierten energietechnischen Systemgrenzen orientieren könnte.

Außerdem sollten die im Reallabor Smart East erzielten Ergebnisse und entwickelten Konzepte in zukünftigen Arbeiten erweitert und auf andere Quartiere übertragen werden. Die vorgestellten Definitionen der CPSIS-Wechselwirkungen, des Flexibilitätsindikators, der Entwicklung von Prognosediensten sowie weiterer Dienste, einschließlich der Datenmodellierung, sind bewusst generisch formuliert. Die methodische Grundlage wurde anhand der Systemtheorie und des CPSIS erläutert und auf bestehenden Arbeiten zu Taxonomien und Modelltheorien aufgebaut. Um die Übertragbarkeit und die großflächige Anwendbarkeit der erzielten Ergebnisse zu überprüfen, ist jedoch eine Anwendung auf weitere Quartiere unterschiedlichen Typs und verschiedener geografischer Lage erforderlich. Besonderes Forschungspotenzial besteht darin, zu untersuchen, wie sich

Quartiere als CPSIS in unterschiedlichen Ländern beschreiben lassen und welche regulatorischen Rahmenbedingungen, Anwendungsfälle und Anreizmechanismen dort bestehen. Dabei ist zu analysieren, ob die Anreize für Energieaustausch in privaten Netzbereichen oder die Vermeidung von Leistungspreisen auch in anderen Ländern eine vergleichbare Bedeutung haben. Ebenso relevant ist der Vergleich des Ausbaustands der Elektromobilität, des Fortschritts beim Smart-Meter-Rollout sowie der dort etablierten Softwaredienste, die das jeweilige Quartierssoftwareökosystem prägen.

Insgesamt bietet die vorliegende Arbeit einen theoretisch fundierten und empirisch belegten Ausgangspunkt für die künftige Erforschung und Umsetzung energietechnischer Quartiere. Aufbauend auf den vorgestellten Konzepten können künftige Arbeiten dazu beitragen, die interdisziplinäre Integration zu vertiefen, die technische und soziale Wirksamkeit von Quartierssystemen zu erhöhen und damit den Beitrag der Quartiere zur Energiewende weiter zu stärken.



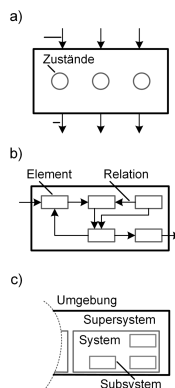


# A. Anhang

Anhang A enthält ergänzende Materialien zu Kapitel 3 bis Kapitel 7.

## A.1. Ergänzung zum Entwicklungsstand

Die VDI 2221 [36] ist eine zentrale Richtlinie des Vereins Deutscher Ingenieure, die die Grundlagen der methodischen Entwicklung technischer Produkte und Systeme beschreibt. Abbildung A.1 zeigt die drei grundlegenden Systemkonzepte nach VDI 2221 Verein Deutscher Ingenieure (VDI) [36]. Das funktionale Konzept beschreibt ein System über Eingänge und Ausgänge, das strukturelle Konzept stellt die Elemente und ihre Relationen dar, und das hierarchische Konzept verdeutlicht die Einordnung in Sub- und Supersysteme.



**Abbildung A.1.:** Drei grundlegende Konzepte der Systemtheorie. a) Funktionales Konzept: Ein System wird von außen als Black Box betrachtet, die Eingänge verarbeitet und Zustände oder Ausgänge erzeugt. b) Strukturelles Konzept: Ein System besteht aus Elementen und Relationen zwischen ihnen, die sein Verhalten bestimmen. c) Hierarchisches Konzept: Ein System ist durch Systemgrenzen abgegrenzt und enthält Subsysteme, während es selbst Teil eines übergeordneten Supersystems ist. Übernommen aus der VDI 2221 aus Kapitel 3.1 *Grundlagen zu Systemen und Modellen*, Bild 1 vom Verein Deutscher Ingenieure (VDI) [36].

A.2. Kategorisierung der Terminologie nach Ursprung

Tabelle A.1 unterlegt die in Abschnitt 2.3 dargestellte Interdisziplinarität von Quartieren.

Konzept	Energiesektor	Stadtplanung	Sozialwissenschaft	Scholar	Scopus
Nach Natanian u. a. [12]:					
Net Zero Emission Neighborhood	Net Zero Emission	Neighborhood		2	2
Positive Energy Community	Positive Energy		Community	87	19
Sustainable Plus Energy Neighborhood	Plus Energy	Neighborhood	Sustainable	9	8
Nearly Zero Energy Neighborhood	Nearly Zero Energy	Neighborhood		8	6
Net Zero Energy Community	Net Zero Energy		Community	399	57
Low Energy District	Low Energy	District		246	19
Nearly Zero Energy District	Nearly Zero Energy	District		125	18
Net-Zero Energy District	Net-Zero Energy	District		317	27
Positive Energy Block	Positive Energy	Block		112	13
Positive Energy District (PED)	Positive Energy	District		780	228
Nach Haji Bashi u. a. [9]:					
Community Energy System	Energy System		Community	1,780	344
Local Energy System	Energy System	Local		2,120	487
Community Energy	Energy		Community	16,200	1,791
Community Energy Project	Energy Project		Community	591	97
Citizen Energy	Energy		Citizen	2,360	177
Energy Citizenship	Energy		Citizenship	1,400	87
Citizen Power Plant	Power Plant		Citizen	14	1
Citizen Energy Community	Energy		Citizen, Community	697	90
Renewable Energy Community (REC)	Renewable Energy		Community	2,580	618
Active Customer	Customer		Active	2,910	267
Jointly Acting Renewable Self-Consumer	Renewable		Self-Consumer	8	9
Renewable Self-Consumer	Renewable		Self-Consumer	80	14

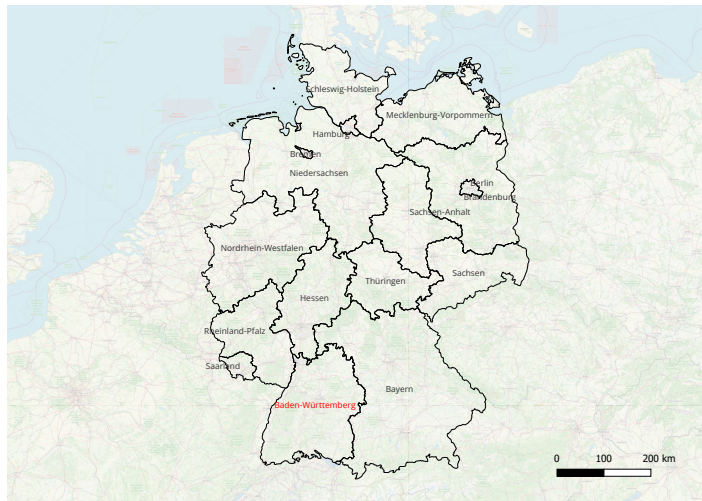
**Tabelle A.1.:** Analyse der Terminologie aus Literatur wie [9, 12] zeigt, dass Quartierskonzepte mindestens einen Begriff aus Stadtplanung oder Sozialwissenschaften mit energiebezogener Terminologie verbinden. Zusätzlich aufgeführt Treffer aus Google Scholar (Suchzeitraum: 2019 bis 18. Juli 2024, exakte Suchbegriffe) sowie Scopus (Stand: 8. November 2024, inklusive Pluralformen durch Wildcard-Filter). Adaptiert aus Galenzowski u. a. [99].

A.3. Visualisierung der administrativen Einheiten

Die Abbildungen A.2 bis A.5 zeigen die in Abschnitt 3.1 erläuterten administrativen Einheiten. Als Basiskarte wird OpenStreetMap verwendet<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> OpenStreetMap: <https://www.openstreetmap.org/>



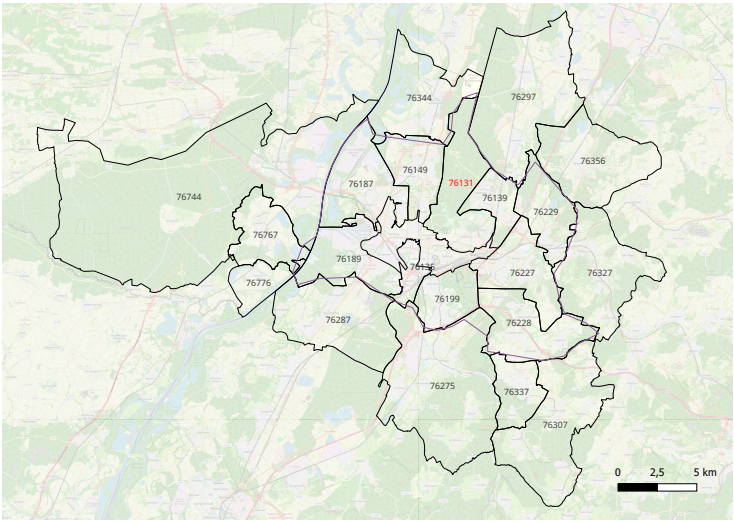


**Abbildung A.2.:** Visualisierung der GIS-Daten der administrativen Einheiten der Bundesländer<sup>2</sup>. Die übergeordnete Einheit des Reallabors Smart East, *Baden-Württemberg*, ist rot markiert.

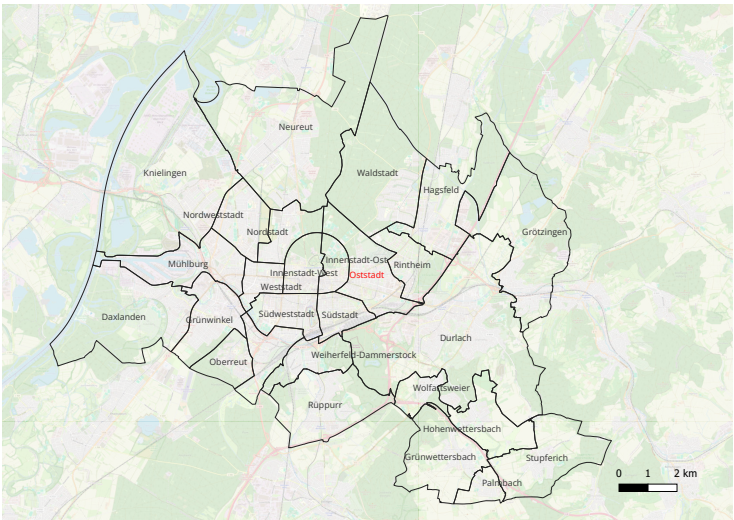


**Abbildung A.3.:** Visualisierung der GIS-Daten der administrativen Einheiten der Stadt- und Landkreise<sup>2</sup>. Die übergeordnete Einheit des Reallabors Smart East, *Karlsruhe, Stadt*, ist rot markiert.

<sup>2</sup> GIS-Daten: <https://statistik.arbeitsagentur.de/DE/Navigation/Grundlagen/Klassifikationen/Regionale-Gliederungen/Politische-Gebietsstruktur-Nav.html>



**Abbildung A.4.:** Visualisierung der GIS-Daten der administrativen Einheiten der Postleitzahlgebiete (PLZ)<sup>3</sup>. Die übergeordnete Einheit des Reallabors Smart East, 76131, ist rot markiert.



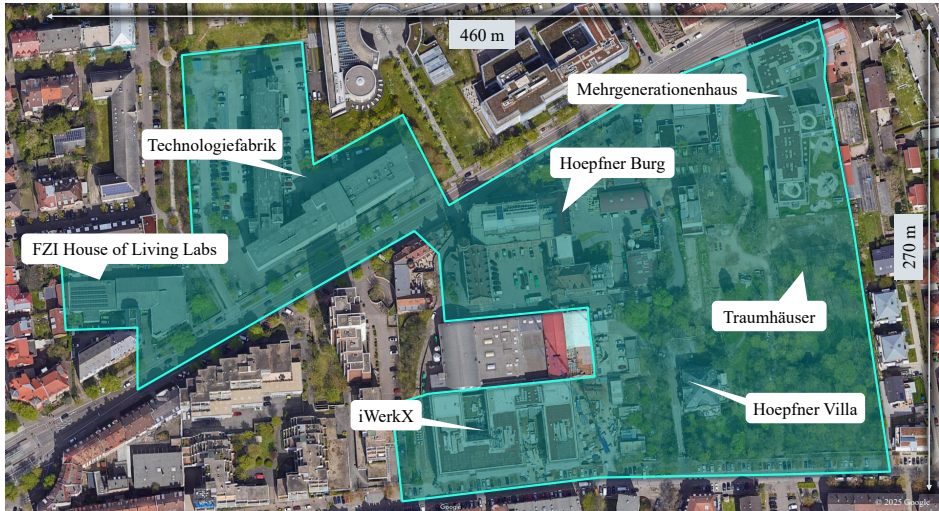
**Abbildung A.5.:** Visualisierung der GIS-Daten der administrativen Einheiten der Stadtteile<sup>4</sup>. Die übergeordnete Einheit des Reallabors Smart East, Oststadt, ist rot markiert.

<sup>3</sup> GIS-Daten: <https://www.suche-postleitzahl.org/downloads>

<sup>4</sup> GIS-Daten: <https://transparenz.karlsruhe.de/dataset/stadtteile/resource/2a7fd644-bc67-477a-bb9e-cf88f076b7af>

## A.4. Detailbeschreibung der Gebäude des Reallabors Smart East

Die Detailbeschreibung der Gebäude des Reallabors Smart East erweitert die Ausführungen in Abschnitt 5.1.



**Abbildung A.6.:** Gebäude des Reallabors Smart East.

**FZI HoLL:** Das FZI House of Living Labs in Karlsruhe ist eine innovative Forschungsumgebung, die von der Forschungsstätte FZI betrieben wird. Es bietet eine Plattform für Forschung und Entwicklung, insbesondere für kleine und mittelständische Unternehmen, zur Entwicklung und Testung neuer Informatikanwendungen. Das Gebäude umfasst zwei Stockwerke mit einer Fläche von über 2000 m<sup>2</sup> und ist mit modernen Informations- und Kommunikationstechnologien ausgestattet. Hier können Experimente in realistischen Umgebungen durchgeführt werden, was die Entwicklung von Innovationen an Schnittstellen verschiedener Disziplinen ermöglicht. Durch die Kombination aus Technologie und realen Szenarien fördert das FZI House of Living Labs den Austausch, die Ideengenerierung und die Erprobung von Technologien, um kleinen und mittelständischen Unternehmen den Einstieg in neue Märkte zu erleichtern [186].

**Technologiefabrik:** Die Technologiefabrik Karlsruhe gilt als eines der erfolgreichsten technologieorientierten Gründerzentren Deutschlands. Sie wurde 1984 auf dem historischen Gelände der ehemaligen Nähmaschinenfabrik Haid & Neu gegründet, deren industrielle Wurzeln bis ins Jahr 1860 zurückreichen. Heute bietet die Technologiefabrik jungen Unternehmen eine professionelle Infrastruktur und vielfältige Unterstützungsangebote, darunter günstige Mieten, technische Ausstattung, Beratung und ein starkes



Netzwerk mit Forschung und Industrie. Mit einer Erfolgsquote von 97 % und über 400 betreuten Unternehmensgründungen hat sie einen wesentlichen Beitrag zur wirtschaftlichen Entwicklung des Standorts geleistet und mehr als 6500 Arbeitsplätze geschaffen. Damit stellt sie ein zentrales Element des Innovationsökosystems im Reallabor Smart East dar [187].

**Hoepfner Burg:** Die Hoepfner Burg ist ein markantes Gebäudeensemble in der Karlsruher Oststadt, das im Jahr 1896 errichtet wurde. Es handelt sich um einen historisch geprägten Standort, der ursprünglich für industrielle Zwecke errichtet wurde und heute vielfältig genutzt wird. Die Burg ist räumlich direkt an die Hoepfner Brauerei angrenzend, organisatorisch jedoch davon zu unterscheiden. In jüngerer Zeit wurde das Areal teilweise umgenutzt und bietet heute auch Raum für technologieorientierte Unternehmen und Dienstleister. Die besondere städtebauliche Lage sowie die Verbindung historischer Bausubstanz mit neuen Nutzungsformen machen die Hoepfner Burg zu einem relevanten Bestandteil des betrachteten Quartiers [189].

**Mehrgenerationenhaus:** Das Mehrgenerationenhaus wurde zwischen 2017 und 2019 errichtet. Es vereint verschiedene soziale Nutzungen unter einem Dach, darunter eine Pflegeeinrichtung mit 100 Plätzen, 15 barrierefreie Wohneinheiten für betreutes Wohnen sowie eine Kindertagesstätte mit einer Kapazität von 92 Betreuungsplätzen für Kinder im Alter von null bis sechs Jahren. Ergänzt wird das Angebot durch eine medizinische Gemeinschaftspraxis und ein öffentlich zugängliches Café mit Bäckerei, das als sozialer Treffpunkt dient. Die Gestaltung des Gebäudes zeichnet sich durch eine Fassade aus gebrochenen Klinkern aus, die neben ästhetischen auch funktionale Eigenschaften wie Feinstaubbindung und Schallabsorption aufweist. Das Mehrgenerationenhaus leistet somit nicht nur einen Beitrag zur sozialen Infrastruktur des Quartiers, sondern auch zur städtebaulichen Integration und Aufenthaltsqualität im unmittelbaren Umfeld [191]

**Traumhäuser:** Bis Ende 2025 entstehen auf dem Hoepfner-Areal drei hochwertige Wohngebäude in umweltschonender Holz-Hybridbauweise. Das Bauvorhaben umfasst 48 Mietwohnungen und ergänzt den Standort um dringend benötigten Wohnraum. Die Gebäude erfüllen den Energiestandard BEG-Effizienzhaus 40EE und weisen einen berechneten Energiebedarf von nur  $18 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$  auf. Das Energiekonzept, basiert auf Mieterstrom aus erneuerbaren Quellen und ermöglicht über ein Fußbodentemperierungssystem eine aktive Kühlung im Sommer. Die Wohnungen sind barrierearm, verfügen über großzügige Balkone und offene Grundrisse. Technische Ausstattung wie Glasfaseranschluss, Aufzüge und eine Tiefgarage mit E-Ladestationen wird ergänzt durch gemeinschaftliche Einrichtungen wie ein Waschcafé, Urban-Gardening-Flächen, Dachgärten und einen Quartiersplatz. Das Projekt verbindet energetische Effizienz mit architektonischer Qualität und sozialräumlicher Integration [192].

**iWerkX:** Das im Jahr 2022 fertiggestellte Innovationszentrum iWerkx in der Karlsruher Oststadt bietet hi-tech-orientierten Unternehmen Raum zur Entwicklung und Umsetzung digitaler Technologien für die industrielle Produktion und den Handel. Auf einer Bruttogrundfläche von  $18\,000 \text{ m}^2$  sind flexibel nutzbare Mieteinheiten zwischen  $200 \text{ m}^2$  bis  $3000 \text{ m}^2$  entstanden, die auf die spezifischen Anforderungen von Unternehmen im

Bereich der Industrie 4.0 zugeschnitten sind. Das Nutzungskonzept des iWerkx kombiniert Flächen für Prototypenentwicklung, Versuchsanlagen und Kleinserienproduktion mit infrastrukturellen Angeboten für Forschung und Entwicklung. Mit dem im Gebäude integrierten Inkubator SPP (Smart Production Park), der durch die EU und das Land Baden-Württemberg gefördert wurde, adressiert das Zentrum gezielt interdisziplinäre Innovationsprozesse. Die Lage innerhalb des Karlsruher Technologieumfelds und die Nähe zu Forschungseinrichtungen fördern die Vernetzung verschiedener Fachdisziplinen, insbesondere in den Bereichen Künstliche Intelligenz, Robotik, 3D-Druck, Logistik und digitale Plattformlösungen [188].

**Hoepfner Villa:** Die zwischen 1902 und 1904 errichtete Villa Hoepfner wird heute multifunktional genutzt. Sie beherbergt die Büros der Hoepfner Bräu sowie der Hoepfner Bauinvest und bietet darüber hinaus Mietflächen für externe Nutzer. In den oberen Etagen befinden sich zudem Wohneinheiten für rund zehn Mietparteien. Damit ist die Villa ein Beispiel für die gemischt genutzten Bestandsgebäude auf dem Hoepfner-Areal [190].

## **A.5. Detailbeschreibung der energietechnischen Anlagen im Reallabor Smart East**

Abschnitt A.5 lieferte ergänzende Abbildungen und Kennzahlen zu den in Abschnitt 5.1 vorgestellten energietechnischen Anlagen des Reallabors Smart East.

**PV-Anlagen** Derzeit verfügen hauptsächlich drei Gebäude mit Flachdach über bestehende PV-Anlagen, während weitere Anlagen in Planung sind. Die drei PV-Anlagen liegen an den Netzanschlusspunkte 1, 4 und 6. Insgesamt ergibt sich eine installierte Leistung von 233,29 kWp und einer vorwiegend Ost-West-Mischausrichtung. Für Details zu den PV-Anlagen siehe Abbildung A.7, A.8 und A.9.

**Elektromobilität** Aktuell ist insgesamt LI in Höhe von 572 kW geplant und umgesetzt, welche sich auf die NAP 2, 4 und 6 verteilt. Eine Übersicht ist in Tabelle A.2 gegeben und Details in Abbildung A.10, A.11, A.12 und A.13 dargestellt.



**Abbildung A.7.:** PV-Anlage von NAP 1 mit 5 kWp und südlicher Ausrichtung. Entnommen aus einer Drohnenaufnahme des Reallabors Smart East [193].



**Abbildung A.8.:** PV-Anlage von NAP 4 mit 99 kWp, Ost-West-Mischausrichtung. Entnommen aus einer Drohnenaufnahme des Reallabors Smart East [193].

Standort	Nutzung	Modell	$P$	$n$	$P_{Gesamt}$
NAP 2 Außenstellplatz	Carsharing, geplant	Entratek Wallbox Power Dot Fix - BIDI	22 kW	3	66 kW
NAP 4 Tiefgarage	Carsharing	ChargeX Aqueduct	11 kW	20	220 kW
NAP 4 Außenstellplatz	Carsharing	Alfen Eve Double Pro-Line	2x11 kW	2	44 kW
NAP 6 Tiefgarage	Arbeitsplatzladen	Alfen Eve Double Pro-Line	2x11 kW	8	176 kW
NAP 6 Außenstellplatz	Arbeitsplatzladen	Alfen Eve Double Pro-Line	2x11 kW	3	66 kW

**Tabelle A.2.:** Zusammenfassung der technischen Spezifikationen der Ladeinfrastruktur an den Standorten NAP 2, NAP 4 und NAP 6 für Carsharing und das Laden am Arbeitsplatz.



**Abbildung A.9.:** PV-Anlage von NAP 6 mit 119,29 kWp, Ost-West-Mischausrichtung. Entnommen aus einer Drohnenaufnahme des Reallabors Smart East [193].

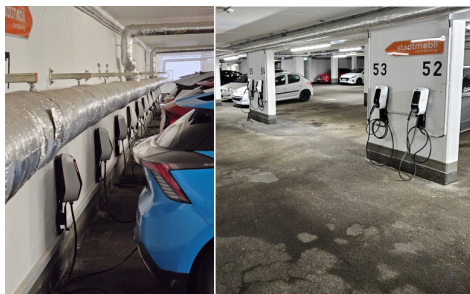


**Abbildung A.10.:** Ladeinfrastruktur von NAP 2, aktuell im Aufbau (eigene Aufnahme).

**Blockheizkraftwerke** Es existieren insgesamt zwei BHKW mit einer elektrischen Gesamtleistung von 24,5 kW. Damit beträgt die gesamte Leistung durch BHKW nur knapp mehr als eine 22 kW-Ladestation. Eine Übersicht über die Typen der BHKW findet sich in Tabelle A.3 und eine Abbildung des Buderus Loganova EN 20 in Abbildung A.14.

Ort	Typ	Nennleistung Wärme	Nennleistung Strom
NAP 1	SenerTec Dachs G 5.5	14,8 kW	5,5 kW
NAP 4	Buderus Loganova EN 20	36 kW	19 kW

**Tabelle A.3.:** Überblick über die installierten Blockheizkraftwerke in NAP 1 und 4 sowie ihre thermische und elektrische Nennleistung.



**Abbildung A.11.:** Ladeinfrastruktur von NAP 4 im Innenbereich (eigene Aufnahme).



**Abbildung A.12.:** Ladeinfrastruktur von NAP 4 im Außenbereich. Entnommen aus einer Drohnenaufnahme des Reallabors Smart East [243].



**Abbildung A.14.:** Das Buderus Loganova EN 20 BHKW in NAP 4 (eigene Aufnahme).



**Abbildung A.13.:** Ladeinfrastruktur von NAP 6 (eigene Aufnahme).



### ***Batteriespeichersysteme***



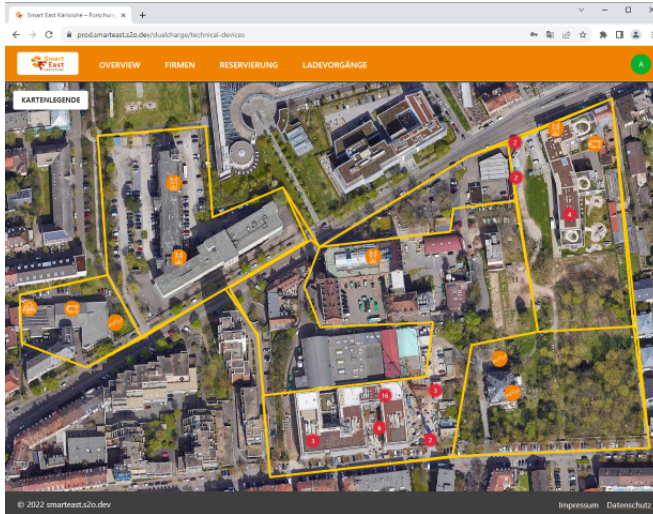
**Abbildung A.15.:** Standort des geplanten BESS in NAP 6 (eigene Aufnahme).



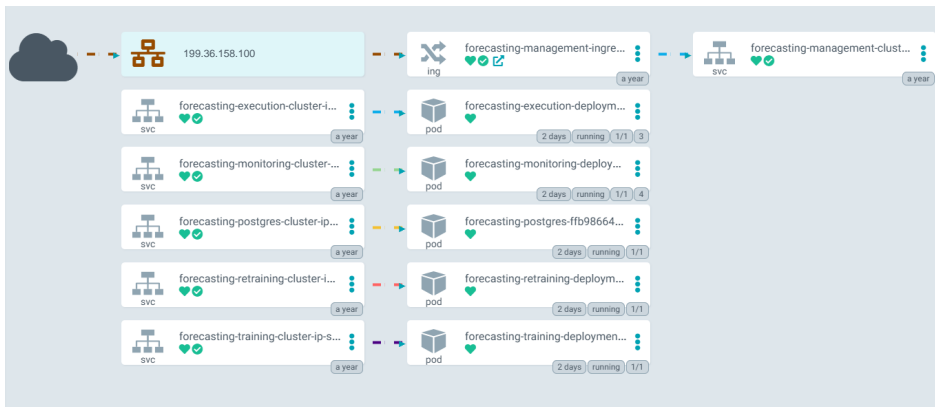
<b>Rolle (Abkürzung)</b>	<b>Definition</b>
Betreiber einer technischen Ressource (BTR)	Der Betreiber einer technischen Ressource ist verantwortlich für den Einbau, den Betrieb und die Wartung von technischen Ressourcen.
Bilanzkoordinator (BIKO)	Der Bilanzkoordinator ist verantwortlich für die Bilanzkreisabrechnung und damit für den finanziellen Ausgleich zwischen den Bilanzkreisverantwortlichen für die zu viel bzw. zu wenig gelieferte Energie.
Bilanzkreisverantwortlicher (BKV)	Der Bilanzkreisverantwortliche ist verantwortlich für den energetischen und finanziellen Ausgleich von Bilanzkreisen.
Data Provider (DP)	Der Data Provider ist verantwortlich für die Weiterleitung von Informationen an berechnete Marktpartner.
Einsatzverantwortlicher (EIV)	Der Einsatzverantwortliche ist verantwortlich für den Einsatz von steuerbaren Ressourcen.
Energieserviceanbieter des Anschlussnutzers (ESA)	Der Energieserviceanbieter des Anschlussnutzers fragt mit Einwilligung des Anschlussnutzers Werte ab und verarbeitet diese ausschließlich im Verhältnis mit dem Anschlussnutzer.
Kapazitätsnutzer (KN)	Der Kapazitätsnutzer erwirbt Kapazitäten für den Gastransport an buchbaren Punkten in einem entry-exit-System und ordnet diese Bilanzkreisen zu.
Lieferant (LF)	Der Lieferant ist verantwortlich für die Belieferung von Marktolokationen und die Abnahme von Energie sowie für den finanziellen Ausgleich zwischen bilanzierten und gemessenen Energiemengen.
Marktgebietsverantwortlicher (MGV)	Der Marktgebietsverantwortliche ist verantwortlich für die Bilanzkreisabrechnung sowie für die Beschaffung und Steuerung der Regelernergie.
Messstellenbetreiber (MSB)	Der Messstellenbetreiber ist verantwortlich für den Einbau, den Betrieb und die Wartung von Geräten sowie für die Ermittlung, Aufbereitung und Verteilung von Werten.
Netzbetreiber (NB)	Der Netzbetreiber ist verantwortlich für die Durchleitung und Verteilung von Energie, den Betrieb, die Wartung und den Ausbau seines Netzes sowie für die Netzsicherheit und die Zuordnung von Marktpartnern zu Objekten.
Registerbetreiber (RB)	Der Registerbetreiber betreibt eine Datenbank zur Erfassung von energiewirtschaftlichen Daten.
Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)	Der Übertragungsnetzbetreiber ist ein Betreiber eines Übertragungsnetzes, zuständig für grenzüberschreitende Verbindungen, Systemstabilität und Aggregation von Energiemengen.

**Tabelle A.4.:** Marktrollen im deutschen Energiemarkt gemäß [200].

## A.7. Ergänzungen zur Umsetzung



**Abbildung A.17.:** Frontend mit Startseite: Übersicht des Quartiers mit aktuell 48 Geräten bzw. verlinkten Zeitreihen. Als ergänzende Darstellung zur Beschreibung der Softwaredienste in Abschnitt 7.1. Übernommen aus Galenzowski u. a. [100].



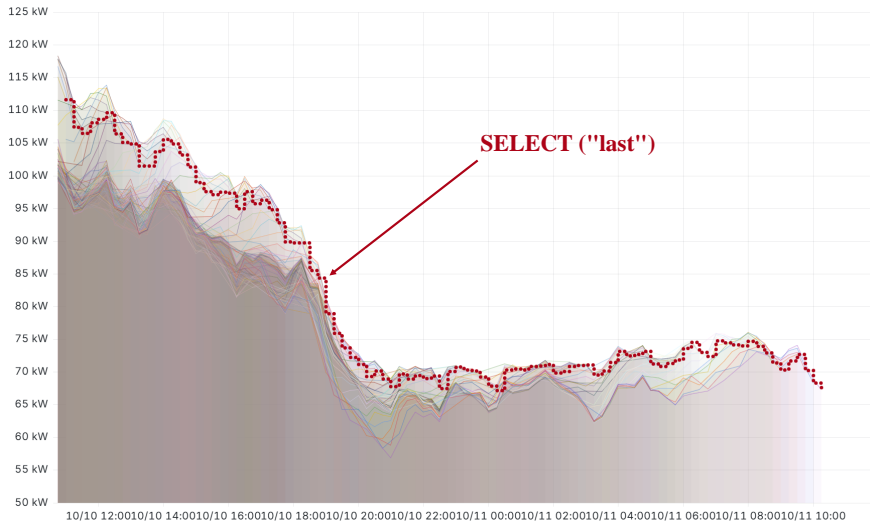
**Abbildung A.18.:** Screenshot aus Argo CD. Zu sehen, der Management-Dienst (management) mit Schnittstelle nach außen sowie der Trainingsdienst (training), der Ausführungsdienst (execution), der Monitoringdienst (monitoring), der Adaptiondienst (retraining) und die Modelldatenbank (postgres). Auch sichtbar ist die interne Vernetzung zwischen den Diensten per ClusterIP-Service (Services gekennzeichnet als SVC). Als ergänzende Darstellung zum in Abschnitt 7.3 beschriebenen Prognosedienst.

Janitza-Parameter	Messgröße	Beschreibung	Phase	Einheit
_PLN[0]	power	acPower (real)	a	W
_PLN[1]	power	acPower (real)	b	W
_PLN[2]	power	acPower (real)	c	W
_PLN[3]	power	acPowerTotal (real)	–	W
_QLN[0]	power	acPower (reactive)	a	var
_QLN[1]	power	acPower (reactive)	b	var
_QLN[2]	power	acPower (reactive)	c	var
_QLN[3]	power	acPowerTotal (reactive)	–	var
_SLN[0]	power	acPower (apparent)	a	VA
_SLN[1]	power	acPower (apparent)	b	VA
_SLN[2]	power	acPower (apparent)	c	VA
_SLN[3]	power	acPowerTotal (apparent)	–	VA
_ULN[0]	voltage	acVoltage	a	V
_ULN[1]	voltage	acVoltage	b	V
_ULN[2]	voltage	acVoltage	c	V
_THD_ULN[0]	harmonicDistortion	acVoltage	a	%
_THD_ULN[1]	harmonicDistortion	acVoltage	b	%
_THD_ULN[2]	harmonicDistortion	acVoltage	c	%
_ILN[0]	current	acCurrent	a	A
_ILN[1]	current	acCurrent	b	A
_ILN[2]	current	acCurrent	c	A
_THD_ILN[0]	harmonicDistortion	acCurrent	a	%
_THD_ILN[1]	harmonicDistortion	acCurrent	b	%
_THD_ILN[2]	harmonicDistortion	acCurrent	c	%
_FREQ	frequency	acFrequency	–	Hz
_COS_PHI[0]	powerFactor	acCosPhi	a	1
_COS_PHI[1]	powerFactor	acCosPhi	b	1
_COS_PHI[2]	powerFactor	acCosPhi	c	1
_COS_PHI[3]	powerFactor	acCosPhiGrid	–	1
_PF[0]	powerFactor	acPowerFactor	a	1
_PF[1]	powerFactor	acPowerFactor	b	1
_PF[2]	powerFactor	acPowerFactor	c	1
_PF[3]	powerFactor	acPowerFactorGrid	–	1

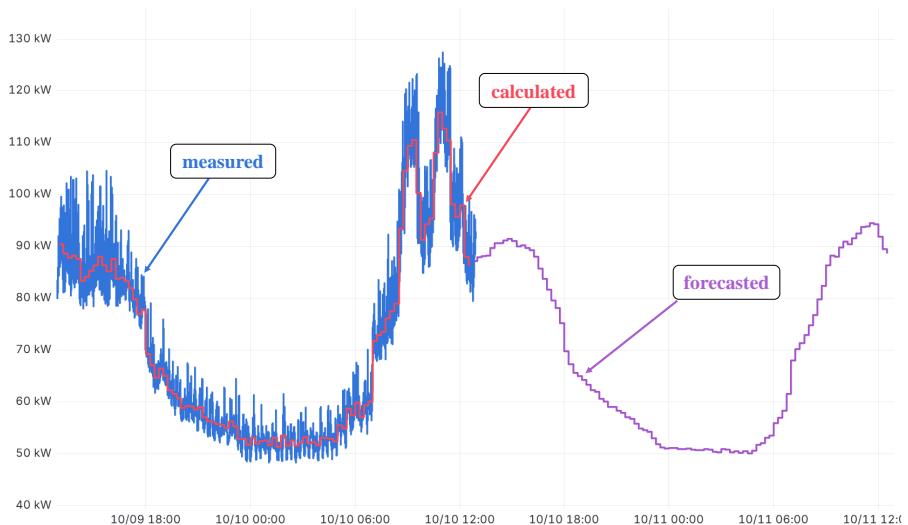
**Tabelle A.5.:** Vollständige Darstellung des Forschungsdatensatzes. Die Herleitung der benötigten Werte ist in Abschnitt 7.2 zu finden.

Adresse	Format	RD/WR	Einheit	Bemerkung	Index
1720	FLOAT	RD	Hz	Average, measured frequency	
1722	FLOAT	RD	V	Average, Voltage, zero sequence	
1724	FLOAT	RD	V	Average, Voltage, negative sequence	
1726	FLOAT	RD	V	Average, Voltage, positive sequence	
1728	FLOAT	RD	V	Average, Voltage LN	[0]
1730	FLOAT	RD	V	Average, Voltage LN	[1]
1732	FLOAT	RD	V	Average, Voltage LN	[2]
1734	FLOAT	RD	V	Average, Voltage LL	[0]
1736	FLOAT	RD	V	Average, Voltage LL	[1]
1738	FLOAT	RD	V	Average, Voltage LL	[2]
2220	FLOAT	RD	-	Average, Fund. power factor, CosPhi; ULN IL	[0]
2222	FLOAT	RD	-	Average, Fund. power factor, CosPhi; ULN IL	[1]
2224	FLOAT	RD	-	Average, Fund. power factor, CosPhi; ULN IL	[2]
2226	FLOAT	RD	-	Average, Sum; CosPhisum3=P0sum3/Ssum3	[3]
2228	FLOAT	RD	-	Average, Power factor; ULN IL	[0]
2230	FLOAT	RD	-	Average, Power factor; ULN IL	[1]
2232	FLOAT	RD	-	Average, Power factor; ULN IL	[2]
2234	FLOAT	RD	-	Average, Sum; Power factor sum3=Psum3/Ssum3	[3]
2236	FLOAT	RD	V	Average, THD, U LN	[0]
2238	FLOAT	RD	V	Average, THD, U LN	[1]
2240	FLOAT	RD	V	Average, THD, U LN	[2]
2242	FLOAT	RD	V	Average, THD, U LL	[0]
2244	FLOAT	RD	V	Average, THD, U LL	[1]
2246	FLOAT	RD	V	Average, THD, U LL	[2]
2248	FLOAT	RD	V	Average, Voltage, real part U LN	[0]
2250	FLOAT	RD	V	Average, Voltage, real part U LN	[1]
2252	FLOAT	RD	V	Average, Voltage, real part U LN	[2]
2254	FLOAT	RD	V	Average, Voltage, imaginary part U LN	[0]
2256	FLOAT	RD	V	Average, Voltage, imaginary part U LN	[1]
2258	FLOAT	RD	V	Average, Voltage, imaginary part U LN	[2]

**Abbildung A.19.:** Auszug aus der Modbus-Adressliste eines Janitza UMG 96 RM-E Messgeräts [244]. Gezeigt sind der Datentyp (Float), Einheit und Beschreibung der Messwerte. Modbus gibt als Quelle den Datentyp vor, hier Float. Außerdem wird bei der Auslesung und Versendung der Daten eine automatisierte Anreicherung der Daten mit den Informationen aus der PDF benötigt. Dazu muss die PDF in ein maschinenlesbares Format gebracht werden. Als ergänzende Darstellung zu den aus den verwendeten Messgeräten stammenden Anforderungen an die Datenmodellierung, die in Abschnitt 7.4.1 beschrieben wird.



**Abbildung A.20.:** Darstellung mehrerer Prognosezeitreihen mit jeweils unterschiedlichen Erstellungszeitpunkten. Die farbigen Linien zeigen Prognosen für denselben Zielzeitraum, die zu unterschiedlichen Zeitpunkten berechnet wurden. Die rote gestrichelte Linie kennzeichnet die aus allen Prognosen abgeleitete aktuellste Zeitreihe, wie sie durch die InfluxDB-Abfrage `SELECT("last")` ermittelt werden kann. Diese Darstellung verdeutlicht das Prinzip der Periodensynchronität und die Auswahl der neuesten Prognosewerte pro Zeitschritt, wie in Abschnitt 7.4.2 erläutert.



**Abbildung A.21.:** Vergleich zwischen gemessener (blau), berechneter (rot) und prognostizierter (violett) Leistungszeitreihe für denselben Ort (mit derselben UUID). Die Abbildung verdeutlicht die Kennzeichnung der unterschiedlichen Ursprünge von Leistungszeitreihendaten in der Zeitreihendatenbank. Ergänzende Darstellung zur Beschreibung der Modellierung der physischen Realität in Abschnitt 7.4.2.

```
# Get a comprehensive list of all implemented model types:
GET https://forecast.kit.edu/models

# Modify a specific model type:
GET https://forecast.kit.edu/models/linear-regression # Full model type description
PUT https://forecast.kit.edu/models/linear-regression # Add new model to model database
PATCH https://forecast.kit.edu/models/linear-regression # Update model definition
DELETE https://forecast.kit.edu/models/linear-regression # Delete whole model type

# Get a comprehensive list of existing entities of a specific model:
GET https://forecast.kit.edu/models/linear-regression/entities

# Modify a specific entity:
GET https://forecast.kit.edu/models/linear-regression/entities/1e1ca7c2-5fd8-42de-ba6d-f9c533b
PUT https://forecast.kit.edu/models/linear-regression/entities/1e1ca7c2-5fd8-42de-ba6d-f9c533b
PATCH https://forecast.kit.edu/models/linear-regression/entities/1e1ca7c2-5fd8-42de-ba6d-f9c533b
DELETE https://forecast.kit.edu/models/linear-regression/entities/1e1ca7c2-5fd8-42de-ba6d-f9c533b
```

**Abbildung A.22.:** Beispiel für eine REST-konforme Benennung von Ressourcen und Methoden anhand der Endpunkte des Prognosedienstes. Die Ressourcen werden als Substantive im Plural geführt und die Aktionen über die HTTP-Methoden GET, PUT, PATCH und DELETE eindeutig definiert. Ergänzende Darstellung zur Beschreibung der Anforderungen an die Gestaltung von Datenschnittstellen, die sich aus der Verständlichkeit für Nutzerinnen und Nutzer sowie aus sozialen Systemlogiken ergeben und in Abschnitt 7.4.3 erläutert werden.

Endpoint for users

POST /new-pv-forecast Post New Pv Plant

Parameters Try it out

Name	Description
plant_name * required string (query)	<input type="text" value="plant_name"/>
description * required string (query)	<input type="text" value="description"/>
kw_p * required number (query)	<input type="text" value="kw_p"/>
latitude * required number (query)	<input type="text" value="latitude"/>
longitude * required number (query)	<input type="text" value="longitude"/>
uuid * required string (query)	<input type="text" value="uuid"/>

**Abbildung A.23.:** Beispiel eines endanwenderfreundlichen Endpunkts für den Prognosedienst. Gezeigt ist die vereinfachte Eingabemaske für die Erstellung einer neuen PV-Prognose über die REST-Schnittstelle. Durch die Reduktion auf wenige, klar bezeichnete Parameter wird die Nutzung, wie in Abschnitt 7.4.3 beschrieben, auch ohne tiefes technisches Verständnis ermöglicht.

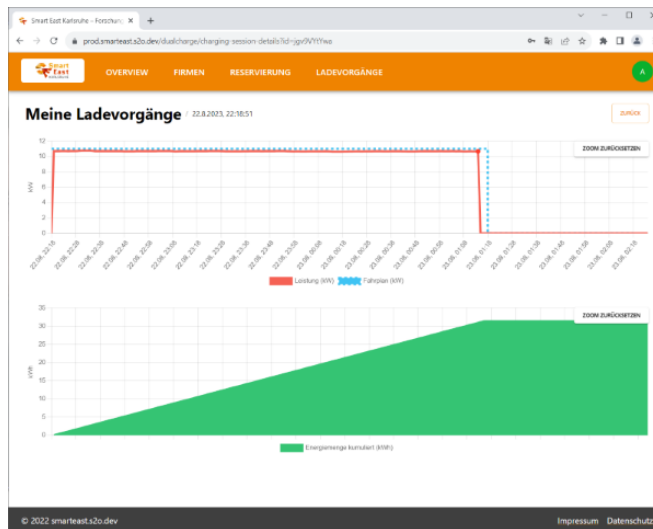


```

{
  "quantity": {
    "type": "string",
    "description": "This tag describes all valid quantities",
    "enum": [
      "voltage",
      "current",
      ...
    ]
  }
}

```

**Abbildung A.24.:** Beispiel einer Enumeration zur formalen Beschreibung zulässiger Werte eines Tags im Rahmen eines JSON-Schemas, wie sie in Abschnitt 7.4.4 beschrieben ist.



**Abbildung A.25.:** Ladevorgang mit einem  $P_{\text{flex,verb.}}$ -Grenzwert von 11 kW als Teil des Smart Charging Geschäftsmodells in Abbildung 7.5. Übernommen aus Galenzowski u. a. [100].



## B. Abkürzungsverzeichnis

Anhang B enthält die in der vorliegenden Doktorarbeit verwendeten Abkürzungen in alphabetischer Reihenfolge inklusive der Angabe der Seite ihres ersten Auftretens.

<b>AB</b> Anlagenbetreiber . . . . .	116
<b>ALKIS</b> Amtliche Liegenschaftskataster Informationssystem . . . . .	56
<b>AROK</b> Automatisiertes Raumordnungskataster . . . . .	53
<b>BAFA</b> Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle . . . . .	11
<b>BEF</b> Batterieelektrisches Fahrzeug . . . . .	168
<b>BESS</b> Batteriespeichersystem . . . . .	79
<b>BHKW</b> Blockheizkraftwerk . . . . .	91
<b>BIM</b> Building Information Modeling . . . . .	27
<b>BORIS-D</b> Bodenrichtwertinformationssystem Deutschland . . . . .	55
<b>CEC</b> Citizen Energy Community . . . . .	3
<b>CNN</b> Convolutional Neural Network . . . . .	156
<b>CPS</b> cyber-physisches System . . . . .	7
<b>CPSIS</b> cyber-physisches-soziales Infrastruktursystem . . . . .	6
<b>CPSS</b> cyber-physisches-soziales System . . . . .	6
<b>CPSSSE</b> Cyber-Physical-Social System in Energy . . . . .	6
<b>CVE</b> Common Vulnerability Enumeration . . . . .	26
<b>DACH-Raum</b> Deutschsprachiger Raum: Deutschland, Österreich und Schweiz . . . . .	51
<b>DSM</b> Lastmanagement bzw. Demand Side Management . . . . .	23
<b>DWD</b> Deutscher Wetterdienst . . . . .	149
<b>EEG</b> Erneuerbare-Energien-Gesetz . . . . .	9
<b>EMD</b> Electricity Market Design . . . . .	9
<b>EnWG</b> Energiewirtschaftsgesetz . . . . .	21
<b>ES</b> Externer Softwaredienstleister . . . . .	116

<b>EVU</b> Energieversorgungsunternehmen . . . . .	116
<b>GEG</b> Gebäudeenergiegesetz . . . . .	9
<b>GEIG</b> Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetz . . . . .	9
<b>GIS</b> Geographic Information System . . . . .	58
<b>GMM</b> Gaussian-Mixture-Modellen . . . . .	26
<b>HLK</b> Heizung, Lüftung und Klimatechnik . . . . .	100
<b>HMM</b> Hidden-Markov-Modellen . . . . .	26
<b>igFB</b> Intelligent Grid-Forming Building . . . . .	167
<b>IKTP</b> Informations- und Kommunikationstechnik-Plattform . . . . .	21
<b>IoT</b> Internet der Dinge . . . . .	40
<b>IRIS</b> Ilots Regroupés pour l'Information Statistique . . . . .	59
<b>JPI</b> Joint Programming Initiative . . . . .	9
<b>KfW</b> Kreditanstalt für Wiederaufbau . . . . .	11
<b>KWK</b> Kraft-Wärme-Kopplung . . . . .	100
<b>LI</b> Ladeinfrastruktur . . . . .	91
<b>LLSOA</b> Lower Layer Super Output Area . . . . .	73
<b>MI</b> Mieter . . . . .	114
<b>MLOps</b> Machine Learning Operations . . . . .	29
<b>MPC</b> Model Predictive Control . . . . .	23
<b>MSB</b> Messstellenbetreiber . . . . .	116
<b>NAP</b> Netzanschlusspunkt . . . . .	78
<b>NB</b> Netzbetreiber . . . . .	114
<b>OCPP</b> Offene Ladepunktprotokoll . . . . .	169
<b>ÖFF</b> Öffentlichkeit . . . . .	114
<b>P2P</b> Peer-to-Peer . . . . .	18
<b>PED</b> Positive Energy District . . . . .	3
<b>PLC</b> Power Line Communication . . . . .	28
<b>PNN</b> Profile Neural Network . . . . .	156
<b>PV</b> Photovoltaik . . . . .	79
<b>PV-Anlage</b> Photovoltaikanlage . . . . .	4
<b>QM</b> Quartiersmanager . . . . .	116
<b>QP</b> Quartiersplattform . . . . .	22

<b>QSA</b>	Quartiersplattform-Software-Anbieter . . . . .	116
<b>REC</b>	Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft bzw. Renewable-Energy-Community . .	3
<b>RED</b>	Renewable Energy Directive . . . . .	9
<b>SMGW</b>	Smart-Meter-Gateway . . . . .	166
<b>StromNEV</b>	Stromnetzentgeltverordnung . . . . .	21
<b>THD</b>	Gesamtklirrfaktor bzw. Total Harmonic Distortion . . . . .	148
<b>TRL</b>	Technology Readiness Level . . . . .	113
<b>VKU</b>	Verband kommunaler Unternehmen e. V. . . . .	8
<b>VM</b>	Vermieter . . . . .	114
<b>VPP</b>	virtuelles Kraftwerk bzw. Virtual Power Plant . . . . .	21
<b>wM-Bus</b>	wireless M-Bus . . . . .	26
<b>XSD</b>	XML-Schema-Definition . . . . .	146



## C. Symbolverzeichnis

Anhang C führt alle in der vorliegenden Doktorarbeit verwendeten Symbole mit ihrer Bedeutung sowie den zugehörigen Einheiten auf. Einheiten für Zeitdauern liegen gemäß ISO 8601 [232] vor (siehe Abschnitt 7.4.2) und werden als Periodeneinheit *PE* abgekürzt. Analog werden Zeitpunkte gemäß ISO 8601 [232] in der Zeitzone UTC angegeben und als Zeiteinheit *ZE* abgekürzt.

Symbol	Beschreibung	Einheit
$\bar{f}$	Mittlere Fläche der administrativen Einheiten, der Referenzkonzepte oder der energietechnischen Quartiere.	km <sup>2</sup>
$n_{BRD}$	Gesamtzahl der administrativen Einheiten, der Einheiten der Referenzkonzepte oder der energietechnischen Quartiere in der Bundesrepublik Deutschland.	-
$f_{Region}$	Fläche einer Region.	km <sup>2</sup>
$n_{Region}$	Gesamtzahl der administrativen Einheiten, der Referenzkonzepte oder der energietechnischen Quartiere einer Region.	-
$P_{sum.rest.}$	Summe des Restverbrauchs eines Netzanschlusspunktes (NAP).	W
$P_{flex.verb.}$	Summe des flexiblen Verbrauches eines Netzanschlusspunktes (NAP), beispielsweise die Summe des Verbrauches aller gesteuerten LI.	W
$P_{lok.erz.}$	Summe der lokalen Erzeugung eines Netzanschlusspunktes (NAP), beispielsweise PV-Erzeugung.	W
$P_{nap}$	Leistung am Netzanschlusspunkt (NAP). Summe von $P_{sum.rest.}$ , $P_{flex.verb.}$ und $P_{lok.erz.}$ .	W
$\Delta t$	Zeitliche Auflösung einer Zeitreihe.	PE
$\Delta p$	Wertauflösung einer Zeitreihe.	W
$p_{gy}$	Globale Jahresspitze (kalenderbasiertes Merkmal).	W
$p_{gm}$	Globale Monatsspitze (kalenderbasiertes Merkmal).	W
$p_g$	Allgemeine Formulierung der charakterisierenden Lastspitze. Kann je nach Abrechnungsart $p_{gy}$ oder $p_{gm}$ sein.	W
$p_l$	Lokale Spitzen (innerhalb einer bestimmten Anzahl benachbarter Messpunkte).	W
$p_{n,l}$	Lokale Lastspitzen normalisiert auf die charakteristische Lastspitze. Kann je nach Abrechnungsart normalisiert auf $p_{gy}$ oder $p_{gm}$ sein.	W
$t_f$	Zeitfenster zur Bestimmung des Flexibilitätsindikators $f$ .	PE

$t_l$	Zu $p_l$ gehöriger Zeitpunkt.	ZE
$e_{l,flex}$	Flexible Energie einer lokalen Lastspitze $p_l$ .	Wh
$e_{l,fix}$	Inflexible (fixe) Energie einer lokalen Lastspitze $p_l$ .	Wh
$f$	Vom Autor der vorliegenden Doktorarbeit entwickelter Flexibilitätsindikator.	-
$f_y$	Flexibilitätsindikator bei jährlicher Abrechnung der Leistungsspitze.	-
$f_m$	Flexibilitätsindikator bei monatlicher Abrechnung der Leistungsspitze.	-
$f_{min}$	Flexibilitätswert der inflexibelsten Lastspitze.	-
$e_{min}$	Flexible Energie an der $e_{l,flex}$ an der inflexibelsten Spitze.	Wh
$t_{begr}$	Zeitfenster mit begrenzter Ladeleistung.	ZE
$p_{lad}$	Benötigte Ladeleistung.	W
$e_{lad}$	Geladene Energie.	Wh
$p_{unbegr}$	Ladeleistung in Zeitfenstern ohne Ladeleistungsbegrenzung.	W
$p_{lad,temp}$	Hilfsvariable bei der Berechnung der maximal benötigten Ladeleistung.	W
$e_{begr}$	Energie, die im Zeitfenster mit Ladeleistungsbegrenzung geladen wird.	Wh
$t$	Zeitvariable	ZE
$p_n$	Normalisiertes Lastprofil	-
$t_{unbegr}$	Zeitfenster mit unbegrenzter Ladeleistung.	ZE
$\Delta e$	In einem Zeitschritt $\Delta t$ geflossene Energiemenge.	Wh
$e_{unbegr}$	Energie, die in einem Zeitfenster ohne Ladeleistungsbegrenzung geladen wird.	Wh
$f_{min,y}$	Flexibilitätswert der inflexibelsten Lastspitze bei Abrechnung auf Jahresbasis.	-
$f_{min,m}$	Flexibilitätswert der inflexibelsten Lastspitze bei Abrechnung auf Monatsbasis.	-
$\overline{p_{n,y}}$	Auf das Jahresmaximum normalisiertes Lastprofil	-
$\overline{f_{min,m}}$	Jahresdurchschnitt des Flexibilitätsindikators der 12 Monate bei monatlicher Abrechnung.	-
$\overline{p_{n,m}}$	Jahresdurchschnitt der zu den inflexibelsten monatlichen Lastspitzen gehörenden normalisierten Leistungsspitzen der 12 Monate bei monatlicher Abrechnung.	-
$\overline{p_{lad}}$	Mittelwert der benötigten Ladeleistungen über ein Jahr bei monatlicher Abrechnung.	W
$c_{sp}$	Spotmarktpreis	€/MWh
$e_{gel.}$	Im aktuellen Ladevorgang geladene Energie.	Wh
$c_{el}$	Strompreis	€/MWh
$\cos(\varphi)$	Verschiebungsfaktor, der die Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung sinusförmiger Verläufe beschreibt.	-

---



## D. Abbildungsverzeichnis

1.1. Entwicklung der globalen Oberflächentemperatur seit 1850 . . . . .	1
1.2. Veränderung des Energiegleichgewichtes der Erde . . . . .	2
1.3. Lücke notwendiger CO <sub>2</sub> -Reduktion und Realität im Gebäudesektor . .	3
1.4. Quartierskonzept als neuartige Aggregationsebene und Lösungsraum .	4
1.5. Das Cyber-Physical-Social System in Energy (CPSSE) . . . . .	7
1.6. Austausch von Energie in einem Smart Cluster Energy Grid . . . . .	13
1.7. Auswirkungen P2P-Energiehandel auf die physische Netzebene . . . .	19
1.8. Charakteristische Parameter der Flexibilitätsfunktion . . . . .	23
1.9. Flexibilitätsbeschreibung von Elektromobilität mittels FlexOffer . . . .	25
1.10. Fünf Automatisierungsstufen von Prognosediensten . . . . .	30
2.1. Beziehung der Terminologien im Quartierskontext . . . . .	40
2.2. Quartiersbegriff im Energiesektor . . . . .	42
2.3. Erweiterung des Quartiersbegriffs zur Anwendbarkeit im Energiesektor	42
2.4. Einordnung von Quartier, Gebäude und Anlage . . . . .	42
2.5. Ziel einer Quartiersdefinition im Energiesektor . . . . .	44
2.6. Interdisziplinarität des Quartiersbegriffs . . . . .	45
2.7. Illustration eines energietechnischen Quartiers . . . . .	47
2.8. Illustration einer energiesektorbasierten Anlagengruppe . . . . .	48
3.1. Flächennutzungsplan (AROK) Flächen . . . . .	54
3.2. Bodenrichtwertzonen (BORIS-D) . . . . .	55
3.3. Volkszählung Gitterzellen (Zensus 2022) . . . . .	56
3.4. Flurstücke (ALKIS) . . . . .	57
3.5. Beispiel für Quartiere (IRIS-Einheiten) im Zentrum von Straßburg . . .	60
3.6. Beispiel für Quartiere (Buurten) im Zentrum von Amsterdam . . . . .	61
3.7. Beispiel für Quartiere (Census Blocks) im Zentrum von New York . . .	62
3.8. Beispiel für Quartiere (Mesh Blocks) im Zentrum von Sydney . . . . .	62
3.9. Beispiel für Quartiere (Output Areas) im Zentrum von London . . . . .	63
3.10. Beispiel für Quartiere (Statistische Quartiere) in Köln . . . . .	64
3.11. Beispiel für Quartiere (Statistische Raumeinheiten: Blöcke) in Basel . .	65
3.12. Beispiel für Quartiere (Statistische Blöcke) in Rostock . . . . .	66
3.13. Systemgrenzen eines Quartiers in Ettlingen . . . . .	67
3.14. Beispielhaftes Quartier in Karlsruhe-Durlach . . . . .	69
3.15. Flächengröße diverser relevanter Referenzkonzepte . . . . .	69

---

4.1.	Methode zur Einteilung der Ansätze nach gewählter Systemgrenze . . .	72
4.2.	Beispiel Reallabor Smart East illustriert typische Herausforderungen . .	75
4.3.	Beispiel: G1 Unterhalb desselben Ortsnetztransformators . . . . .	80
4.4.	Beispiel: G2 Private Netzbereiche . . . . .	81
4.5.	Beispiel: G3 Gemeinsamer Zellbetreiber . . . . .	81
4.6.	Beispiel: G4 Innerhalb eines neu oder gemeinsam erschlossenen Gebiets	82
4.7.	Beispiel: G5 Gemeinsame Mittelspannungsleitung . . . . .	83
4.8.	Beispiel: G6 Gemeinsame Bilanzgruppe . . . . .	83
4.9.	Beispiel: G7 Gemeinsames Wärme- oder Kältenetz . . . . .	84
4.10.	Beispiel der Trennung der Gruppierungslogik nach Zielen . . . . .	86
5.1.	Übersicht über das Reallabor Smart East . . . . .	90
5.2.	Nummerierung der Nape . . . . .	91
5.3.	Beispielhafte energietechnische Anlagen im Reallabor Smart East . . .	92
5.4.	Anlagen zugeordnet zu NAP . . . . .	94
5.5.	Überblick über das Stromnetz im Reallabor Smart East . . . . .	95
5.6.	Gruppierung nach G8: Motivation zur Teilnahme . . . . .	96
5.7.	Gruppierung nach G2: Private Netzbereiche . . . . .	97
5.8.	Gruppierung nach G1: Unterhalb desselben Ortsnetztransformators . .	97
5.9.	Gruppierung nach G5: Gemeinsame Mittelspannungsleitung . . . . .	98
5.10.	Gruppierung nach G7: Gemeinsames Wärme- oder Kältenetz . . . . .	99
5.11.	Das Fernwärmenetz in Karlsruhe . . . . .	99
5.12.	Übersicht der sechs privaten Netzbereiche mit Nummerierung . . . . .	100
5.13.	Leistungsflüsse von Netzanschlusspunkt 5 . . . . .	102
5.14.	Illustration der Zeitreihen $P_{\text{sum.rest.}}$ und $P_{\text{lok.erz.}}$ . . . . .	103
5.15.	Hierarchische Struktur möglicher elektrischer Engpassstellen . . . . .	104
5.16.	Vergleich Anlagengruppierungen Belastung netztechnischer Engpässe .	105
5.17.	Schematische Darstellung des Smart East Netzabschnitts . . . . .	106
5.18.	Vergleich Anlagengruppierungen - Auswirkung auf Spannungsniveaus	107
5.19.	Auszug aus dem Solarkataster . . . . .	108
5.20.	Potenzial von Photovoltaikanlagen im Reallabor Smart East . . . . .	109
5.21.	Potenzial Wärmenetze kommunale Wärmeplanung Stuttgart . . . . .	110
5.22.	Zensus 2022 Heizungsart . . . . .	110
6.1.	Multidimensionalität der sozialen Systemebene . . . . .	114
6.2.	Ausfallpunkte der Datenverbindung inklusive Interessenträger . . . . .	116
6.3.	Ergebnisse der Feldstudie Verschlüsselung 2023 . . . . .	118
6.4.	Tagesabläufe und Abwesenheiten auswertbar über wM-Bus . . . . .	119
6.5.	Darstellung des Evaluationssetups . . . . .	121
6.6.	Methodisches Vorgehen zur datengetriebenen Flexibilitätsbewertung .	123
6.7.	Beispiele für Lastspitzen mit unterschiedlicher Flexibilität . . . . .	126
6.8.	Nutzung von Flexibilität für Ladeleistung oder -dauer . . . . .	128
6.9.	Zur Validierung verwendete Bezugslastprofile . . . . .	130
6.10.	Vergleich von $f_y$ und $f_m$ . . . . .	133

---

6.11. Ladeleistungen der vier Netzanschlusspunkte . . . . .	134
6.12. Vergleich der höchsten und der am wenigsten flexiblen Lastspitzen . . .	135
6.13. Korrelation Flexibilität und Lastspitze vollständig . . . . .	137
6.14. Lastspitzen Einzelgebäude gegenüber Quartier . . . . .	138
6.15. Lastspitze und flexible Energie Einzelgebäude gegen Quartier . . . . .	139
6.16. Vergleich Flexibilität Einzelgebäude und Quartier . . . . .	139
6.17. Vergleich Flexibilität und Energie Einzelgebäude gegen Quartier . . . .	140
7.1. Umsetzung Softwaredienste berücksichtigt Anwendungsfälle . . . . .	144
7.2. Softwaredienste im Reallabor Smart East . . . . .	145
7.3. Architekturkonzept des Prognosedienstes . . . . .	155
7.4. Visualisierung von Last- und PV-Profilen in Grafana . . . . .	157
7.5. Verwendete Kommunikationsprotokolle und Datenbanken . . . . .	159
7.6. Mehrere Prognosezeitreihen mit unterschiedlichem Zeithorizont . . . .	162
7.7. Datenstruktur und Wertüberwachung im MQTT Explorer . . . . .	163
7.8. In Umsetzung befindliche Betriebsstrategien . . . . .	166
7.9. Eingaben und Berechnungsschritte der Ladeoptimierung . . . . .	168
7.10. Datenerfassung und Visualisierung in der Forschungsplattform . . . . .	170
A.1. Grundkonzepte der Systemtheorie gemäß VDI 2221 . . . . .	181
A.2. Visualisierung Bundesländer . . . . .	183
A.3. Visualisierung Stadt-/Landkreise . . . . .	183
A.4. Visualisierung Postleitzahlengebiete . . . . .	184
A.5. Visualisierung Stadtteile . . . . .	184
A.6. Gebäude des Reallabors Smart East . . . . .	185
A.7. PV-Anlage von NAP 1 mit 5 kWp und südlicher Ausrichtung . . . . .	188
A.8. PV-Anlage von NAP 4 mit 99 kWp, Ost-West-Mischausrichtung . . . . .	188
A.9. PV-Anlage von NAP 6 mit 99 kWp, Ost-West-Mischausrichtung . . . . .	189
A.10. LI von NAP 2, aktuell im Aufbau . . . . .	189
A.11. LI von NAP 4 im Innenbereich . . . . .	190
A.12. LI von NAP 4 im Außenbereich . . . . .	190
A.14. Das BHKW in NAP 4 . . . . .	190
A.13. LI von NAP 6 . . . . .	190
A.15. Standort des geplanten BESS in NAP 6 . . . . .	191
A.16. Markttrollen im deutschen Energiemarkt . . . . .	192
A.17. Frontend Visualisierung Startseite . . . . .	194
A.18. Screenshot Prognosedienst aus Argo CD. . . . .	194
A.19. Auszug Modbus-Adressliste Janitza UMG 96 RM-E Messgerät . . . . .	196
A.20. Mehrerer Prognosezeitreihen mit Abfrage der aktuellsten Werte . . . .	197
A.21. Gemessene, berechnete und prognostizierte Zeitreihe im Vergleich . . .	197
A.22. Beispiel REST-konforme Benennung anhand des Prognosedienstes . . .	198
A.23. Endanwenderfreundlicher Endpunkt für Prognosedienste . . . . .	198
A.24. Beispiel einer Enumeration im JSON-Schema . . . . .	199

---

A.25.Frontend Visualisierung Ladevorgang . . . . .	199
--	-----

## E. Tabellenverzeichnis

1.1. Publikationen des Autors . . . . .	37
2.1. Energietechnisches Quartier und energiesektorbasierte Anlagengruppe . . . . .	46
3.1. Dem Quartier übergeordnete administrative Einheiten . . . . .	52
3.2. Referenzkonzepte auf Granularitätsebene eines Quartiers . . . . .	53
3.3. Gruppierungsmethoden aus Stadtplanung und Sozialwissenschaften . . . . .	59
3.4. Beispielstädte für systematische Quartierseinteilung im DACH-Raum . . . . .	64
4.1. Veröffentlichungen zu energietechnischen Quartieren . . . . .	73
4.2. Relevante Gruppierungsansätze aus dem Energiesektor . . . . .	79
5.1. Anlagen nach Netzanschlusspunkten im Reallabor Smart East . . . . .	93
6.1. Unterscheidbare Leistungsniveaus abhängig von der Wertauflösung . . . . .	131
6.2. Wertauflösung beeinflusst Anzahl der Lastspitzen kaum . . . . .	132
6.3. Charakteristische Flexibilität und normalisierte Leistung . . . . .	132
6.4. Ladeleistungen im Vergleich verschiedener Fälle . . . . .	134
6.5. Korrelation Lastspitzenhöhe und Flexibilität (monatliche Abrechnung) . . . . .	136
7.1. Erforderliche Zeitreihen . . . . .	151
7.2. Die sechs Stufen automatisierter Zeitreihenprognosen . . . . .	153
A.1. Kategorisierung Terminologie nach Ursprung . . . . .	182
A.2. Übersicht Ladeinfrastruktur NAP 2, 4 und 6 . . . . .	188
A.3. Blockheizkraftwerke in NAP 1 und 4 . . . . .	189
A.4. Marktrollen im deutschen Energiemarkt . . . . .	193
A.5. Vollständige Darstellung des Forschungsdatensatzes . . . . .	195



## F. Literaturverzeichnis

- [1] Forster, P.M., Smith, C., Walsh, T., Lamb, W.F., Lamboll, R., Cassou, C., Hauser, M., Hausfather, Z., Lee, J.Y., Palmer, M.D., von Schuckmann, K., Slangen, A.B.A., Szopa, S., Trewin, B., Yun, J., Gillett, N.P., Jenkins, S., Matthews, H.D., Raghavan, K., Ribes, A., Rogelj, J., Rosen, D., Zhang, X., Allen, M., Aleluia Reis, L., Andrew, R.M., Betts, R.A., Borger, A., Broersma, J.A., Burgess, S.N., Cheng, L., Friedlingstein, P., Domingues, C.M., Gambiarini, M., Gasser, T., Gütschow, J., Ishii, M., Kadow, C., Kennedy, J., Killick, R.E., Krummel, P.B., Liné, A., Monselesan, D.P., Morice, C., Mühle, J., Naik, V., Peters, G.P., Pirani, A., Pongratz, J., Minx, J.C., Rigby, M., Rohde, R., Savita, A., Seneviratne, S.I., Thorne, P., Wells, C., Western, L.M., van der Werf, G.R., Wijffels, S.E., Masson-Delmotte, V., Zhai, P. - 2025. „Indicators of Global Climate Change 2024: annual update of key indicators of the state of the climate system and human influence“. Earth System Science Data, Bd. 17, S. 2641–2680. DOI: 10.5194/essd-17-2641-2025.
- [2] Hamilton, I., Hsu, S.C., Rapf, O., Amorocho, J., Elnagar, E., Kockat, J., Graaf, L., Camarasa, C. - 2025. „Global Status Report for Buildings and Construction 2024/25“. Paris, Frankreich. URL: [https://globalabc.org/sites/default/files/2025-03/Global-Status-Report-2024\\_2025.pdf](https://globalabc.org/sites/default/files/2025-03/Global-Status-Report-2024_2025.pdf).
- [3] International Energy Agency - 2024. „World Energy Outlook 2024“. Paris, Frankreich. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/140a0470-5b90-4922-a0e9-838b3ac6918c/WorldEnergyOutlook2024.pdf>.
- [4] International Energy Agency - 2021. „Key World Energy Statistics 2021“. Paris, Frankreich. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/52f66a88-0b63-4ad2-94a5-29d36e864b82/KeyWorldEnergyStatistics2021.pdf>.
- [5] O’Dwyer, E., Pan, I., Charlesworth, R., Butler, S., Shah, N. - 2020. „Integration of an Energy Management Tool and Digital Twin for Coordination and Control of Multi-vector Smart Energy Systems“. Sustainable Cities and Society, Bd. 62, Art. 102412. DOI: 10.1016/j.scs.2020.102412.
- [6] Hinterberger, R., Gollner, C., Noll, M., Meyer, S., Schwarz, H.G. - 2020. „White Paper on Reference Framework for Positive Energy Districts and Neighbourhoods“. Wien, Österreich. URL: <https://jpi-urbaneurope.eu/wp-content/uploads/2020/04/White-Paper-PED-Framework-Definition-2020323-final.pdf>.

- [7] Casamassima, L., Bottecchia, L., Bruck, A., Kranzl, L., Haas, R. - 2022. „Economic, social, and environmental aspects of Positive Energy Districts—A review“. *WIREs Energy and Environment*, Bd. 11, S. 1–15. DOI: 10.1002/wene.452.
- [8] Yu, X., Liu, N., Xue, Y. - 2024. „The Role of Cyber-Physical-Social Systems in Smart Energy Future“. *IEEE Transactions on Industrial Cyber-Physical Systems*, Bd. 2, S. 35–42. DOI: 10.1109/TICPS.2024.3357666.
- [9] Haji Bashi, M., De Tommasi, L., Le Cam, A., Relaño, L.S., Lyons, P., Mundó, J., Pandelieva-Dimova, I., Schapp, H., Loth-Babut, K., Egger, C., Camps, M., Cassidy, B., Angelov, G., Stancioff, C.E. - 2023. „A Review and Mapping Exercise of Energy Community Regulatory Challenges in European Member States Based on a Survey of Collective Energy Actors“. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 172, Art. 113055. DOI: 10.1016/j.rser.2022.113055.
- [10] Glombik, S., Schischke, E., Puyn, B., Kerber, S. - 2024. „Herausforderungen aus Rahmenszenarien der Energiewende für die Planung zukünftiger Quartierskonzepte“. Oberhausen, Deutschland. URL: <https://publications.rwth-aachen.de/record/987821/files/987821.pdf>.
- [11] Ntalias, A., Papadopoulos, P., van Wees, M., Šijačić, D., Shafqat, O., Hukkainen, M., Kantorovitch, J., Lage, M. - 2024. „The Benefits of Positive Energy Districts: Introducing Additivity Assessment in Évora, Amsterdam and Espoo“. *Designs*, Bd. 8, Art. 94. DOI: 10.3390/designs8050094.
- [12] Natanian, J., Guarino, F., Manapragada, N., Magyari, A., Naboni, E., De Luca, F., Cellura, S., Brunetti, A., Reith, A. - 2024. „Ten Questions on Tools and Methods for Positive Energy Districts“. *Building and Environment*, Bd. 255, Art. 111429. DOI: 10.1016/j.buildenv.2024.111429.
- [13] Graf, A. - 2025. „Akzeptanz multimodaler Mobilität: Eine Studie in drei städtischen Quartieren“. Springer VS Wiesbaden. Wiesbaden, Deutschland. DOI: 10.1007/978-3-658-46269-7.
- [14] Junker, R.G., Azar, A.G., Lopes, R.A., Lindberg, K.B., Reynders, G., Relan, R., Madsen, H. - 2018. „Characterizing the energy flexibility of buildings and districts“. *Applied Energy*, Bd. 225, S. 175–182. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.05.037.
- [15] Damianakis, N., Mouli, G.R.C., Bauer, P. - 2025. „Grid impact of photovoltaics, electric vehicles and heat pumps on distribution grids — An overview“. *Applied Energy*, Bd. 380, Art. 125000. DOI: 10.1016/j.apenergy.2024.125000.
- [16] Monsalve, C., Hirsch, T., Nicolai, S., Bretschneider, P. - 2022. „Benefits and Threat of Business Models in the German Electrical Systems“. 57th International Universities Power Engineering Conference (UPEC). DOI: 10.1109/UPEC55022.2022.9917741.
- [17] Meisenbacher, S., Pinter, J., Martin, T., Hagenmeyer, V., Mikut, R. - 2021. „Concepts for Automated Machine Learning in Smart Grid Applications“. *Proceedings - 31. Workshop Computational Intelligence*. DOI: 10.5445/KSP/1000138532.



- [18] Engelmann, T., Götz, M., Weiler, J., Würth, A. - 2024. „Faktoren, die das energiesparende Verhalten beeinflussen“. Dortmund, Deutschland. URL: <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/313090/1/ism-wp-26.pdf>.
- [19] Ayan, O., Turkey, B. - 2018. „Domestic electrical load management in smart grids and classification of residential loads“. 5th International Conference on Electrical and Electronic Engineering (ICEEE). DOI: 10.1109/ICEEE2.2018.8391346.
- [20] Doctorarastoo, M., Flanigan, K., Bergés, M., Mccomb, C. - 2023. „Exploring the Potentials and Challenges of Cyber-Physical-Social Infrastructure Systems for Achieving Human-Centered Objectives“. Proceedings of the 10th ACM International Conference on Systems for Energy-Efficient Buildings, Cities, and Transportation. DOI: 10.1145/3600100.3626340.
- [21] Wang, Y., Chen, C.F., Kong, P.Y., Li, H., Wen, Q. - 2023. „A Cyber-Physical-Social Perspective on Future Smart Distribution Systems“. Proceedings of the IEEE, Bd. 111, S. 694–724. DOI: 10.1109/JPROC.2022.3192535.
- [22] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) - 2021. „Das Quartier – Teil 1“. Berlin, Deutschland. URL: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/dena-STUDIE\\_Das\\_Quartier.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/dena-STUDIE_Das_Quartier.pdf).
- [23] Schölzel, J.D., Zuschlag, M., Beckhölder, T. - 2023. „Definition des Begriffs Quartier : Positionspapier“. Oberhausen, Deutschland. URL: <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/313090/1/ism-wp-26.pdf>.
- [24] Riechel, R. - 2016. „Zwischen Gebäude und Gesamtstadt: Das Quartier als Handlungsraum in der lokalen Wärmewende“. Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung, Bd. 85, S. 89–101. DOI: 10.3790/vjh.85.4.89.
- [25] Verband kommunaler Unternehmen e. V. - 2018. „Vom Mieterstrom zur Quartiersversorgung“. Berlin, Deutschland. URL: [https://www.vku.de/fileadmin/user\\_upload/Verbandsseite/Themen/Energiewende/180620\\_Broschuere\\_Mieterstrom\\_final.pdf](https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Themen/Energiewende/180620_Broschuere_Mieterstrom_final.pdf).
- [26] Sassenou, L.N., Olivieri, L., Olivieri, F. - 2024. „Challenges for Positive Energy Districts Deployment: A Systematic Review“. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Bd. 191, Art. 114152. DOI: 10.1016/j.rser.2023.114152.
- [27] European Parliament, Council of the European Union - 2019. „Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU“. Brüssel, Belgien. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32019L0944>.
- [28] European Parliament, Council of the European Union - 2018. „Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources“. Brüssel, Belgien. URL: <http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj>.

- [29] Bossi, S., Gollner, C., Theierling, S. - 2020. „Towards 100 Positive Energy Districts in Europe: Preliminary Data Analysis of 61 European Cases“. *Energies*, Bd. 13, Art. 6083. DOI: 10.3390/en13226083.
- [30] Gollner, C., Hinterberger, R., Bossi, S., Theierling, S., Noll, M., Meyer, S., Schwarz, H.G. - 2020. „Europe towards positive energy districts“. Wien, Österreich. URL: [https://jpi-urbaneurope.eu/wp-content/uploads/2020/06/PED-Booklet-Update-Feb-2020\\_2.pdf](https://jpi-urbaneurope.eu/wp-content/uploads/2020/06/PED-Booklet-Update-Feb-2020_2.pdf).
- [31] Bundesrepublik Deutschland - 2020. „GEG 2020 (2023)“. Berlin, Deutschland. URL: <https://www.gesetze-im-internet.de/geg/GEG.pdf>.
- [32] Bundesrepublik Deutschland - 2021. „Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetz“. Berlin, Deutschland. URL: <https://www.gesetze-im-internet.de/geig/GEIG.pdf>.
- [33] Bundesrepublik Deutschland - 2023. „EEG 2023“. Berlin, Deutschland. URL: [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/EEG\\_2023.pdf](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2023.pdf).
- [34] Bundesministeriums für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen - 2023. „Merkblatt: Energetische Stadtsanierung - Zuschuss Klimaschutz und Klimaanpassung im Quartier“. Frankfurt am Main, Deutschland. URL: [https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000002110\\_M\\_432\\_Energetische\\_Stadtsanierung\\_Zuschuss.pdf](https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000002110_M_432_Energetische_Stadtsanierung_Zuschuss.pdf).
- [35] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie - 2019. „Förderbekanntmachung zu den Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0“. Berlin, Deutschland. URL: <https://www.bundesanzeiger.de/pub/publication/iWr0AbNtQ7qTa0GkMrh/content/iWr0AbNtQ7qTa0GkMrh/BAnz%20AT%2024.12.2019%20B1.pdf>.
- [36] Verein Deutscher Ingenieure (VDI) - 2019. „VDI 2221 Blatt 1: Entwicklung technischer Produkte und Systeme (Modell der Produktentwicklung)“. Düsseldorf, Deutschland. URL: <https://www.vdi.de/mitgliedschaft/vdi-richtlinien/details/vdi-2221-blatt-1-entwicklung-technischer-produkte-und-systeme-modell-der-produktentwicklung>.
- [37] Albert-Seifried, V., Murauskaite, L., Massa, G., Aelenei, L., Baer, D., Krangsås, S.G., Alpagut, B., Mutule, A., Pokorny, N., Vandevyvere, H. - 2022. „Definitions of Positive Energy Districts: A Review of the Status Quo and Challenges“. *Smart Innovation, Systems and Technologies*, Bd. 263, S. 493 – 506. DOI: 10.1007/978-981-16-6269-0\_41.
- [38] Schneider, S. - 2023. „Definition of Positive Energy Districts Cities4PEDs - What is a Positive Energy District?“. Wien, Österreich. URL: <https://energy-cities.eu/wp-content/uploads/2023/07/Cities4PEDs-WP2-Definition-.pdf>.

- [39] Bauwens, T., Schraven, D., Drewing, E., Radtke, J., Holstenkamp, L., Gotchev, B., Yildiz, O. - 2022. „Conceptualizing community in energy systems: A systematic review of 183 definitions“. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 156, Art. 111999. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111999.
- [40] Petri, I., Alzahrani, A., Reynolds, J., Rezgui, Y. - 2020. „Federating Smart Cluster Energy Grids for Peer-to-Peer Energy Sharing and Trading“. *IEEE Access*, Bd. 8, S.~102419–102435. DOI: 10.1109/ACCESS.2020.2998747.
- [41] Schnur, O. (Hrsg.) - 2014. „Quartiersforschung: Zwischen Theorie und Praxis“. VS Verlag für Sozialwissenschaften. Wiesbaden, Deutschland. DOI: 10.1007/978-3-531-19963-4.
- [42] Deutscher Bundestag - 2008. „Erster Fortschrittsbericht zum Nationalen Integrationsplan“. Berlin, Deutschland. URL: <https://dserver.bundestag.de/btd/16/108/1610800.pdf>.
- [43] Graf-Drasch, V., Keller, R., Meindl, O., Röhrich, F. - 2023. „The Design of Citizen-Centric Green IS in Sustainable Smart Districts“. *Business & Information Systems Engineering*, Bd. 65, S. 521–538. DOI: 10.1007/s12599-023-00821-y.
- [44] Cavallaro, E., Sessa, M.R., Malandrino, O. - 2023. „Renewable Energy Communities in the Energy Transition Context“. *International Journal of Energy Economics and Policy*, Bd. 13, S. 408–417. DOI: 10.32479/ijee.14230.
- [45] Neppl, M., Becker, S., Burgbacher, M. - 2016. „Was ist ein Quartier? Quartiersforschung in Ettlingen“. Karlsruhe Germany. URL: [https://stqp.iesl.kit.edu/downloads/Was\\_ist\\_ein\\_Quartier.pdf](https://stqp.iesl.kit.edu/downloads/Was_ist_ein_Quartier.pdf).
- [46] Mehnert, T., Kremer-Preiß, U. - 2014. „Handreichung im Rahmen des Förderbausteins 3.1.1 „Projekte mit Ansatz zur Quartiersentwicklung“ des Deutschen Hilfswerks Stand: 02/14“. Köln, Deutschland. URL: <https://www.fapiq-brandenburg.de/wp-content/uploads/2016/09/Ist-Analyse-Quartier.pdf>.
- [47] Most, D. - 2021. „Synergistic Approach of Multi-Energy Models for an European Optimal Energy System Management Tool“. Paris, Frankreich. URL: <https://doi.org/10.5281/zenodo.5809338>.
- [48] Bielig, M., Kacperski, C., Kutzner, F., Klingert, S. - 2022. „Evidence behind the narrative: Critically reviewing the social impact of energy communities in Europe“. *Energy Research & Social Science*, Bd. 94, Art. 102859. DOI: 10.1016/j.erss.2022.102859.
- [49] Wawer, T., Griesse, K.M., Halstrup, D., Ortmann, M. - 2018. „Stromspeicher im Quartier: Aktuelle Herausforderungen und Geschäftsmodelle in Deutschland“. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Bd. 42, S. 225–234. DOI: 10.1007/s12398-018-0230-6.

- [50] Wintzek, P., Ali, S.A., Zdrallek, M., Monscheidt, J., Gemsjäger, B., Slupinski, A. - 2021. „Development of Planning and Operation Guidelines for Strategic Grid Planning of Urban Low-Voltage Grids with a New Supply Task“. *Electricity*, Bd. 2, S. 614–652. DOI: 10.3390/electricity2040035.
- [51] Razavi, S.M., Haghifam, M.R., Arefizadeh, S., Larimi, S., Shafie-khah, M. - 2024. „Operation of distribution network: Challenges and opportunities in the era of peer-to-peer trading“. *Energy Reports*, Bd. 11, S. 4982–4997. DOI: 10.1016/j.egybr.2024.04.053.
- [52] Wagner, F., Grunwald, A. - 2015. „Reallabore als Forschungs- und Transformationsinstrument Die Quadratur des hermeneutischen Zirkels“. *GAIA - Ecological Perspectives for Science and Society*, Bd. 24, S. 26–31. DOI: 10.14512/gaia.24.1.7.
- [53] Kühne, O., Weber, F. (Hrsg.) - 2018. „Bausteine der Energiewende“. Springer VS Wiesbaden. Wiesbaden, Deutschland. DOI: 10.1007/978-3-658-19509-0.
- [54] Schneidewind, U. - 2014. „Urbane Reallabore - ein Blick in die aktuelle Forschungswerkstatt“. Wuppertal, Deutschland. URL: [https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/5706/file/5706\\_schneidewind.pdf](https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/5706/file/5706_schneidewind.pdf).
- [55] Kriechbaum, L., Scheiber, G., Kienberger, T. - 2018. „Grid-based multi-energy systems—modelling, assessment, open source modelling frameworks and challenges“. *Energy, Sustainability and Society*, Bd. 8, Art. 35. DOI: 10.1186/s13705-018-0176-x.
- [56] Cheng, H., Buccoliero, V., Kocher, A., Hagenmeyer, V., Çakmak, H.K. - 2025. „New Co-Simulation Variants for Emissions and Cost Reduction of Sustainable District Heating Planning“. *IEEE PES 16th Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC 2024)*. DOI: 10.1109/APPEEC61255.2024.10922291.
- [57] Cheng, H., Stock, J., Xhonneux, A., Çakmak, H.K., Hagenmeyer, V. - 2025. „Construction and Control of Validated Highly Configurable Multi-Physics Building Models for the Sustainability Analysis of Multi-Energy Systems in a Co-Simulation Setup“. *SoutheastCon 2025*. DOI: 10.1109/SoutheastCon56624.2025.10971478.
- [58] Nardelli, C., Colombo, R., Banfi, A., Ferrando, M., Shi, X., Causone, F. - 2025. „A Comparative Analysis of Two Urban Building Energy Modelling Tools via the Case Study of an Italian Neighbourhood“. *Energies*, Bd. 18, Art. 2618. DOI: 10.3390/en18102618.
- [59] Gong, K., Yang, J., Wang, X., Jiang, C., Xiong, Z., Zhang, M., Guo, M., Lv, R., Wang, S., Zhang, S. - 2022. „Comprehensive review of modeling, structure, and integration techniques of smart buildings in the cyber-physical-social system“. *Frontiers in Energy*, Bd. 16, S. 74–94. DOI: 10.1007/s11708-021-0792-6.

- [60] Buchmüller, C., Hemmert-Halswick, M. - 2021. „Forschungsberichte zum Energiesystem X.0 Nr. 1: Intelligente und effiziente Vernetzung von Energieerzeugern und -verbrauchern auf Quartiersebene“. Kiel, Deutschland. URL: [https://www.eksh.org/fileadmin/redakteure/downloads/publikationen/Forschungsberichte\\_X\\_0\\_1\\_2021\\_ISSN.pdf](https://www.eksh.org/fileadmin/redakteure/downloads/publikationen/Forschungsberichte_X_0_1_2021_ISSN.pdf).
- [61] Sarfarazi, S., Deissenroth-Uhrig, M., Bertsch, V. - 2020. „Aggregation of Households in Community Energy Systems: An Analysis from Actors’ and Market Perspectives“. *Energies*, Bd. 13, Art. 5154. DOI: 10.3390/en13195154.
- [62] Vernay, A.L., Sebi, C., Arroyo, F. - 2023. „Energy community business models and their impact on the energy transition: Lessons learnt from France“. *Energy Policy*, Bd. 175, Art. 113473. DOI: 10.1016/j.enpol.2023.113473.
- [63] Krug, M., Di Nucci, M.R., Caldera, M., De Luca, E. - 2022. „Mainstreaming Community Energy: Is the Renewable Energy Directive a Driver for Renewable Energy Communities in Germany and Italy?“. *Sustainability*, Bd. 14, Art. 7181. DOI: 10.3390/su14127181.
- [64] Chantzis, G., Antoniadou, P., Symeonidou, M., Kyriaki, E., Giama, E., Oxyzidis, S., Kolokotsa, D., Papadopoulos, A.M. - 2022. „Evaluation of methods for determining energy flexibility of buildings“. *Green Energy and Sustainability*, Bd. 2, S. 1–25. DOI: 10.47248/ges2202030006.
- [65] Oldewurtel, F., Sturzenegger, D., Andersson, G., Morari, M., Smith, R.S. - 2013. „Towards a standardized building assessment for demand response“. 52nd IEEE Conference on Decision and Control. DOI: 10.1109/CDC.2013.6761012.
- [66] Barth, L., Hagenmeyer, V., Ludwig, N., Wagner, D. - 2018. „How much demand side flexibility do we need?: Analyzing where to exploit flexibility in industrial processes“. *Proceedings of the Ninth International Conference on Future Energy Systems*. DOI: 10.1145/3208903.3208909.
- [67] Förderer, K., Hagenmeyer, V., Schmeck, H. - 2021. „Automated generation of models for demand side flexibility using machine learning: an overview“. *ACM SIGEnergy Energy Informatics Review*, Bd. 1, S. 107–120. DOI: 10.1145/3508467.3508477.
- [68] Luo, Z., Peng, J., Cao, J., Yin, R., Zou, B., Tan, Y., Yan, J. - 2022. „Demand Flexibility of Residential Buildings: Definitions, Flexible Loads, and Quantification Methods“. *Engineering*, Bd. 16, S. 123–140. DOI: 10.1016/j.eng.2022.01.010.
- [69] Li, H., Wang, Z., Hong, T., Piette, M.A. - 2021. „Energy flexibility of residential buildings: A systematic review of characterization and quantification methods and applications“. *Advances in Applied Energy*, Bd. 3, Art. 100054. DOI: 10.1016/j.adapen.2021.100054.

- [70] Schlund, J., Pruckner, M., German, R. - 2020. „FlexAbility - Modeling and Maximizing the Bidirectional Flexibility Availability of Unidirectional Charging of Large Pools of Electric Vehicles“. Proceedings of the Eleventh ACM International Conference on Future Energy Systems. DOI: 10.1145/3396851.3397697.
- [71] Neupane, B., Pedersen, T.B., Thiesson, B. - 2015. „Evaluating the Value of Flexibility in Energy Regulation Markets“. Proceedings of the 2015 ACM Sixth International Conference on Future Energy Systems. DOI: 10.1145/2768510.2768540.
- [72] Šikšnys, L., Pedersen, T.B., Aftab, M., Neupane, B. - 2019. „Flexibility Modeling, Management, and Trading in Bottom-up Cellular Energy Systems“. Proceedings of the Tenth ACM International Conference on Future Energy Systems. DOI: 10.1145/3307772.3328296.
- [73] Valentine, K., Temple, W.G., Zhang, K.M. - 2011. „Intelligent electric vehicle charging: Rethinking the valley-fill“. Journal of Power Sources, Bd. 196, S. 10717–10726. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2011.08.076.
- [74] Chen, N., Tan, C.W., Quek, T.Q.S. - 2014. „Electric Vehicle Charging in Smart Grid: Optimality and Valley-Filling Algorithms“. IEEE Journal of Selected Topics in Signal Processing, Bd. 8, S. 1073–1083. DOI: 10.1109/JSTSP.2014.2334275.
- [75] Zhang, L., Jabbari, F., Brown, T., Samuelsen, S. - 2014. „Coordinating plug-in electric vehicle charging with electric grid: Valley filling and target load following“. Journal of Power Sources, Bd. 267, S. 584–597. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2014.04.078.
- [76] Zhan, K., Hu, Z., Song, Y., Lu, N., Xu, Z., Jia, L. - 2015. „A probability transition matrix based decentralized electric vehicle charging method for load valley filling“. Electric Power Systems Research, Bd. 125, S. 1–7. DOI: 10.1016/j.epsr.2015.03.013.
- [77] Hu, Z., Zhan, K., Zhang, H., Song, Y. - 2016. „Pricing mechanisms design for guiding electric vehicle charging to fill load valley“. Applied Energy, Bd. 178, S. 155–163. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.06.025.
- [78] Zheng, Y., Shao, Z., Shang, Y., Jian, L. - 2019. „Distributed Charging Control of Smart Electric Vehicle Chargers for Load Valley Filling in Distribution Networks“. 2019 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC). DOI: 10.1109/VPPC.46532.2019.8952459.
- [79] Abdullah-Al-Nahid, S., Khan, T.A., Taseen, M.A., Aziz, T. - 2020. „A Consumer-Friendly Electric Vehicle Charging Scheme for Residential Consumers“. 2020 International Conference on Smart Grids and Energy Systems (SGES). DOI: 10.1109/SGES51519.2020.00164.

- [80] El-Bayeh, C.Z., Alzaareer, K., Brahmi, B., Zellagui, M. - 2020. „A Novel Algorithm for Controlling Active and Reactive Power Flows of Electric Vehicles in Buildings and Its Impact on the Distribution Network“. World Electric Vehicle Journal, Bd. 11, Art. 43. DOI: 10.3390/wevj11020043.
- [81] Danner, D., Seidemann, J., Lechl, M., de Meer, H. - 2021. „Flexibility Disaggregation under Forecast Conditions“. Proceedings of the Twelfth ACM International Conference on Future Energy Systems. DOI: 10.1145/3447555.3464851.
- [82] Alinia, B., Hajiesmaili, M.H., Lee, Z.J., Crespi, N., Mallada, E. - 2022. „Online EV Scheduling Algorithms for Adaptive Charging Networks with Global Peak Constraints“. IEEE Transactions on Sustainable Computing, Bd. 7, S. 537–548. DOI: 10.1109/TSUSC.2020.2979854.
- [83] Csiszár, C. - 2019. „Demand Calculation Method for Electric Vehicle Charging Station Locating and Deployment“. Periodica Polytechnica Civil Engineering, Bd. 63, S. 255–265. DOI: 10.3311/PPci.13330.
- [84] Munshi, A.A., Mohamed, Y.A.R.I. - 2018. „Extracting and Defining Flexibility of Residential Electrical Vehicle Charging Loads“. IEEE Transactions on Industrial Informatics, Bd. 14, S. 448–461. DOI: 10.1109/TII.2017.2724559.
- [85] Yan, Z., Zhao, T., Xu, Y., Koh, L.H., Go, J., Liaw, W.L. - 2020. „Data-driven robust planning of electric vehicle charging infrastructure for urban residential car parks“. IET Generation, Transmission & Distribution, Bd. 14, S. 6545–6554. DOI: 10.1049/iet-gtd.2020.0835.
- [86] Lisovich, M.A., Mulligan, D.K., Wicker, S.B. - 2010. „Inferring Personal Information from Demand-Response Systems“. IEEE Security and Privacy, Bd. 8, S. 11–20. DOI: 10.1109/MSP.2010.40.
- [87] Chen, F., Dai, J., Wang, B., Sahu, S., Naphade, M., Lu, C.T. - 2011. „Activity Analysis Based on Low Sample Rate Smart Meters“. Proceedings of the 17th ACM SIGKDD international conference on Knowledge discovery and data mining. DOI: 10.1145/2020408.2020450.
- [88] Polčák, L., Matoušek, P. - 2022. „Metering Homes: Do Energy Efficiency and Privacy Need to Be in Conflict?“. Proceedings of the 19th International Conference on Security and Cryptography. DOI: 10.5220/0011139000003283.
- [89] Brunschwiler, C. - 2013. „Wireless M-Bus Security Whitepaper Black Hat USA 2013 June 30th, 2013“. Jona, Schweiz. URL: [https://www.compass-security.com/fileadmin/Datein/Research/Praesentationen/blackhat\\_2013\\_wmbus\\_security\\_whitepaper.pdf](https://www.compass-security.com/fileadmin/Datein/Research/Praesentationen/blackhat_2013_wmbus_security_whitepaper.pdf).
- [90] Patti, E., Ronzino, A., Osello, A., Verda, V., Acquaviva, A., Macii, E. - 2015. „District Information Modeling and Energy Management“. IT Professional, Bd. 17, S. 28–34. DOI: 10.1109/MITP.2015.101.

- [91] Reynolds, J. - 2017. „Upscaling energy control from building to districts\_ Current limitations and future perspectives“. *Sustainable Cities and Society*, Bd. 35, Art. 14. DOI: 10.1016/j.scs.2017.05.012.
- [92] Wölflé, D., Förderer, K., Riedel, T., Fernengel, N., Landwich, L., Mikut, R., Hagenmeyer, V., Schmeck, H. - 2025. „Open energy services: forecasting and optimization as a service for energy management applications at scale“. *Data-Centric Engineering*, Bd. 6, Art. e35. DOI: 10.1017/dce.2025.14.
- [93] Polly, B., Kutscher, C., Macumber, D., Schott, M., Pless, S., Livingood, B., Geet, O.V. - 2016. „From Zero Energy Buildings to Zero Energy Districts“. Washington, DC, Vereinigten Staaten. URL: [https://www.aceee.org/files/proceedings/2016/data/papers/10\\_566.pdf](https://www.aceee.org/files/proceedings/2016/data/papers/10_566.pdf).
- [94] Fall, W., Badiane, M., Honadia, P.A.A., Barro, F.I. - 2024. „Intelligent Energy Metering in the Smart Grid: A Review“. *International Journal of Applied Mathematics, Computational Science and Systems Engineering*, Bd. 6, S. 173–185. DOI: 10.37394/232026.2024.6.15.
- [95] Zhu, J., Dong, H., Zheng, W., Li, S., Huang, Y., Xi, L. - 2022. „Review and prospect of data-driven techniques for load forecasting in integrated energy systems“. *Applied Energy*, Bd. 321, Art. 119269. DOI: 10.1016/j.apenergy.2022.119269.
- [96] Dewangan, F., Abdelaziz, A.Y., Biswal, M. - 2023. „Load Forecasting Models in Smart Grid Using Smart Meter Information: A Review“. *Energies*, Bd. 16, Art. 1404. DOI: 10.3390/en16031404.
- [97] Kreuzberger, D., Köhl, N., Hirschl, S. - 2023. „Machine Learning Operations (MLOps): Overview, Definition, and Architecture“. *IEEE Access*, Bd. 11, S. 31866–31879. DOI: 10.1109/ACCESS.2023.3262138.
- [98] Meisenbacher, S., Heidrich, B., Martin, T., Mikut, R., Hagenmeyer, V. - 2023. „AutoPV: Automated photovoltaic forecasts with limited information using an ensemble of pre-trained models“. *Proceedings of the 14th ACM International Conference on Future Energy Systems*. DOI: 10.1145/3575813.3597348.
- [99] Galenzowski, J., Waczowicz, S., Çakmak, H.K., Tajalli-Ardekani, E., Beichter, S., Ekin, O., Mikut, R., Hagenmeyer, V. - 2025. „Understanding novel district concepts: A structured exploration of interdisciplinary clustering in urban energy systems“. *Energy Reports*, Bd. 14, S. 3673–3689. DOI: 10.1016/j.egyr.2025.10.021.
- [100] Galenzowski, J., Waczowicz, S., Meisenbacher, S., Mikut, R., Hagenmeyer, V. - 2023. „A Real-World District Community Platform as a Cyber-Physical-Social Infrastructure Systems in the Energy Domain“. *Proceedings of the 10th ACM International Conference on Systems for Energy-Efficient Buildings, Cities, and Transportation (BuildSys '23)*. DOI: 10.1145/3600100.3626347.



- [101] Galenzowski, J., Waczowicz, S., Hagenmeyer, V. - 2023. „A new Data-Driven Approach for Comparative Assessment of Baseline Load Profiles Supporting the Planning of Future Charging Infrastructure“. Companion Proceedings of the 14th ACM International Conference on Future Energy Systems (e-Energy '23). DOI: 10.1145/3599733.3600245.
- [102] Meisenbacher, S., Galenzowski, J., Förderer, K., Suess, W., Waczowicz, S., Mikut, R., Hagenmeyer, V. - 2025. „Automation Level Taxonomy for Time Series Forecasting Services: Guideline for Real-World Smart Grid Applications“. Proceedings of the 4th Energy Informatics Academy Conference (EIA 2024). DOI: 10.1007/978-3-031-74738-0\_25.
- [103] Hiller v. Gaertringen, F., Galenzowski, J., Bao, K., Waczowicz, S., Hagenmeyer, V. - 2024. „Field Survey of Wireless M Bus Encryption for Energy Metering Applications in Residential Buildings“. ACM SIGENERGY Energy Informatics Review, Bd. 4, S. 193–206. DOI: 10.1145/3717413.3717432.
- [104] Meisenbacher, S., Schwenk, K., Galenzowski, J., Waczowicz, S., Mikut, R., Hagenmeyer, V. - 2021. „Smart Charging of Electric Vehicles with Cloud-based Optimization and a Lightweight User Interface: A Real-World Application in the Energy Lab 2.0: Poster“. Proceedings of the Twelfth ACM International Conference on Future Energy Systems. DOI: 10.1145/3447555.3466571.
- [105] Meisenbacher, S., Schwenk, K., Galenzowski, J., Waczowicz, S., Mikut, R., Hagenmeyer, V. - 2021. „A Lightweight User Interface for Smart Charging of Electric Vehicles: A Real-World Application“. Proceedings of the 9th International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies (ICSGCE). DOI: 10.1109/ICSGCE52779.2021.9621604.
- [106] Zwickel, P., Frahm, M., Galenzowski, J., Hafele, K.H., Maaß, H., Waczowicz, S., Hagenmeyer, V. - 2022. „Demand Response in Smart Districts: Model Predictive Control of Building Cooling“. Proceedings of the 2022 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe). DOI: 10.1109/ISGT-Europe54678.2022.9960608.
- [107] Beichter, S., Süß, A.C., Galenzowski, J., Dillmann, J., Dietze, S., Mikut, R., Waczowicz, S., Hagenmeyer, V. - 2025. „Characterization of grid-oriented control of heat pumps via SG-Ready“. Proceedings of the 28th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2025). DOI: 10.1049/icp.2025.1999.
- [108] Beichter, S., Beichter, M., Werling, D., Galenzowski, J., Weise, V., Hildenbrand, C., Wiegel, F., Mikut, R., Waczowicz, S., Hagenmeyer, V. - 2023. „Towards a Real-World Dispatchable Feeder“. Proceedings of the 2023 IEEE Workshop on the Electronic Grid (eGRID). DOI: 10.1109/eGrid58358.2023.10380834.
- [109] Beichter, S., Beichter, M., Nöthel, A., Pinter, J., Galenzowski, J., Förderer, K., Wiegel, F., Moser, T., Waczowicz, S., Mikut, R., Hagenmeyer, V. - 2025. „BEOP: A Framework Enabling Validation of Realworld Energy Management Systems“. Proceedings of

- the 2025 IEEE 16th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG). DOI: 10.1109/PEDG62294.2025.11060365.
- [110] Ekin, O., Galenzowski, J., De Carne, G., Hagenmeyer, V. - 2025. „Grid-Supportive Load Control in DC Microgrids Using Hysteresis-Based Voltage Regulation“. Proceedings of the 2025 IEEE Kiel PowerTech. DOI: 10.1109/PowerTech59965.2025.11180509.
  - [111] Reim, M., Kröner, M., Zanger, J., Krautkremer, B., Beil, M., Kühnbach, M., Albiez, M., Galenzowski, J., Stelzer, V., Trenks, H., Waczowicz, S., Streib, G., März, S. - 2024. „Resilienz im Quartier“. Berlin, Deutschland. URL: <https://agris.fao.org/search/en/providers/125254/records/674873737625988a371c4b4b>.
  - [112] Tajalli-Ardekani, E., Beichter, S., Galenzowski, J., Linde, F., Spatafora, L., Waczowicz, S., Hagenmeyer, V. - 2025. „Geothermal energy harvesting potential of a water/brine groundsource heat pump: system modeling and experimental validation“. In preparation.
  - [113] Aguida, M.A., Ouchani, S., Benmalek, M. - 2020. „A Review on Cyber-Physical Systems: Models and Architectures“. 2020 IEEE 29th International Conference on Enabling Technologies: Infrastructure for Collaborative Enterprises (WETICE). DOI: 10.1109/WETICE49692.2020.00060.
  - [114] Dewald, U., Grunwald, A., Poganietz, W.R., Schippl, J. - 2019. „Energiewende: Eine sozialwissenschaftliche Einführung“. Springer VS Wiesbaden. Wiesbaden, Deutschland. URL: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-658-26327-0>.
  - [115] Cassandras, C.G. - 2016. „Smart Cities as Cyber-Physical Social Systems“. Engineering, Bd. 2, S. 156–158. DOI: 10.1016/J.ENG.2016.02.012.
  - [116] Cornelsen Verlag GmbH - 2025. „Quartier - Rechtschreibung, Bedeutung, Definition, Herkunft - Duden“. URL: <https://www.duden.de/rechtschreibung/Quartier>. [Stand: 06.10.2025].
  - [117] Cornelsen Verlag GmbH - 2025. „Viertel - Rechtschreibung, Bedeutung, Definition, Herkunft - Duden“. URL: [https://www.duden.de/rechtschreibung/Viertel\\_Sadtteil#Bedeutung-2a](https://www.duden.de/rechtschreibung/Viertel_Sadtteil#Bedeutung-2a). [Stand: 06.10.2025].
  - [118] Information und Technik Nordrhein-Westfalen (IT.NRW) - 2011. „Voraussetzungen für die Nutzung kleinräumiger Daten des Zensus 2011“. Düsseldorf, Deutschland. URL: <https://webshop.it.nrw.de/gratis/U009%20200951.pdf>.
  - [119] Umweltbundesamt - 2023. „Struktur der Flächennutzung | Umweltbundesamt“. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/flaeche-boden-land-oekosysteme/flaeche/struktur-der-flaechennutzung#die-wichtigsten-flaechennutzungen>. [Stand: 17.04.2025].

- [120] Bundesagentur für Arbeit - 2025. „Politische-administrative Gebietsstruktur - Statistik der Bundesagentur für Arbeit“. URL: <https://statistik.arbeitsagentur.de/DE/Navigation/Grundlagen/Klassifikationen/Regionale-Gliederungen/Politische-Gebietsstruktur-Nav.html>. [Stand: 20.03.2025].
- [121] Schwochow Softwareentwicklung - 2025. „PLZ Download • Postleitzahlen als Liste und Karte“. URL: <https://www.suche-postleitzahl.org/downloads>. [Stand: 25.03.2025].
- [122] Kreisverwaltung Landratsamt Karlsruhe - 2022. „Informationen zum Landkreis Karlsruhe“. URL: <https://www.landkreis-karlsruhe.de/index.php?ModID=7&FID=3051.4372.1&object=tx%2C3051.4372.1>. [Stand: 17.04.2025].
- [123] Stadt Karlsruhe - 2025. „Stadtteile Stadt Karlsruhe - Stadtteile Stadt Karlsruhe - GeoJSON - Stadt Karlsruhe“. URL: <https://transparenz.karlsruhe.de/dataset/stadtteile/resource/2a7fd644-bc67-477a-bb9e-cf88f076b7af>. [Stand: 08.04.2025].
- [124] Ministerium für Landesentwicklung und Wohnen Baden-Württemberg - 2025. „Geoportal Raumordnung Baden-Württemberg“. URL: <https://www.geoportal-raumordnung-bw.de/client/>. [Stand: 20.03.2025].
- [125] Ministerium des Innern und für Kommunales des Landes Brandenburg - 2025. „BORIS-D - Bodenrichtwertinformationssystem für Deutschland“. URL: <https://www.bodenrichtwerte-boris.de>. [Stand: 17.04.2025].
- [126] Statistische Ämter des Bundes und der Länder - 2025. „Zensus 2022“. URL: <https://www.zensus2022.de/>. [Stand: 13.01.2025].
- [127] Landesamt für Digitalisierung, Breitband und Vermessung Bayern - 2025. „Arbeitsgemeinschaft der Vermessungsverwaltungen - AdV-Online“. URL: <https://www.adv-online.de/AdV-Produkte/Liegenschaftskataster/Amtliche-Folgeprodukte/Amtliche-Flurstuecksinformationen/>. [Stand: 17.04.2025].
- [128] Nachbarschaftsverband Karlsruhe - 2020. „Flächennutzungsplan 2030 Begründung“. Karlsruhe, Deutschland. URL: [https://nachbarschaftsverband.karlsruhe.de/fileadmin/user\\_upload/07\\_Mandantenseiten/Nachbarschaftsverband/FNP/PDF/03\\_FNP\\_2030\\_Begruendung.pdf](https://nachbarschaftsverband.karlsruhe.de/fileadmin/user_upload/07_Mandantenseiten/Nachbarschaftsverband/FNP/PDF/03_FNP_2030_Begruendung.pdf).
- [129] Bundesrepublik Deutschland - 2025. „Planzeichenverordnung vom 18. Dezember 1990 (BGBl.1991 I S.58), zuletzt geändert durch Artikel 6 des Gesetzes vom 12. August 2025 (BGBl.2025 I Nr.189)“. Berlin, Deutschland. URL: [https://www.gesetze-im-internet.de/planzv\\_1990/](https://www.gesetze-im-internet.de/planzv_1990/).
- [130] Bundesrepublik Deutschland - 2022. „Verordnung über die Grundsätze für die Ermittlung der Verkehrswerte von Grundstücken (Immobilienwertermittlungsverordnung - ImmoWertV)“. Berlin, Deutschland. URL: [https://www.gesetze-im-internet.de/immowertv\\_2022/ImmoWertV.pdf](https://www.gesetze-im-internet.de/immowertv_2022/ImmoWertV.pdf).

- [131] Statistisches Bundesamt - 2025. „Zensus 2022“. URL: [https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Zensus2022/\\_inhalt.html](https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Zensus2022/_inhalt.html). [Stand: 05.08.2025].
- [132] Bundesrepublik Deutschland - 2025. „Bürgerliches Gesetzbuch (BGB)“. Berlin, Deutschland. URL: <https://www.gesetze-im-internet.de/bgb/BGB.pdf>.
- [133] Landesamt für Geoinformation und Landentwicklung Baden-Württemberg - 2025. „ALKIS“. URL: <https://www.lgl-bw.de/Produkte/Liegenschaftskataster/ALKIS/index.html>. [Stand: 05.08.2025].
- [134] Institut national de la statistique et des études économiques (Insee) - 2016. „Définition - IRIS | Insee“. URL: <https://www.insee.fr/fr/metadonnees/definition/c1523>. [Stand: 16.09.2025].
- [135] Statistiek, C.B.v.d. - 2024. „Kerncijfers Wijken en Buurten 2024“. URL: <https://www.cbs.nl/nl-nl/cijfers/detail/85984NED>. [Stand: 27.10.2024].
- [136] Centraal Bureau voor de Statistiek (CBS) - 2023. „Richtlijnen voor Gemeenten bij het Vaststellen van een Indeling naar Wijken en Buurten – Versie 2.5“. Den Haag, Niederlande. URL: <https://www.cbs.nl/-/media/cbs/dossiers/nederland-regionaal/gemeente/gemeente-en-regionale-indelingen/richtlijnen-voor-gemeenten-vaststellen-indeling-naar-wijken-en-buurten.pdf>.
- [137] U.S. Department of Commerce, Economics and Statistics Administration, Bureau of the Census - 1994. „Geographic Areas Reference Manual“. Washington D.C., USA. URL: [https://en.wikisource.org/wiki/Geographic\\_Areas\\_Reference\\_Manual](https://en.wikisource.org/wiki/Geographic_Areas_Reference_Manual).
- [138] US Census Bureau - 2022. „2020 Census Tallies“. URL: <https://www.census.gov/geographies/reference-files/2020/geo/tallies.html>. [Stand: 27.10.2024].
- [139] Australian Bureau of Statistics - 2021. „Australian Statistical Geography Standard (ASGS): Edition 3“. URL: <https://www.abs.gov.au/statistics/standards/australian-statistical-geography-standard-asgs-edition-3/latest-release>. [Stand: 13.11.2024].
- [140] Office for National Statistics - 2022. „Census geography - Office for National Statistics“. URL: <https://webarchive.nationalarchives.gov.uk/ukgwa/20220401215420/https://www.ons.gov.uk/methodology/geography/ukgeographies/censusgeography>. [Stand: 27.10.2024].
- [141] Stadt Köln - 2025. „Statistische Quartiere Köln | Offene Daten Köln“. URL: <https://offenedaten-koeln.de/dataset/statistische-quartiere-k%C3%B6ln>. [Stand: 20.05.2025].
- [142] Stich, K., Alù, R. - 2024. „Modellbeschreibung Statistische Raumeinheiten“. Basel, Schweiz. URL: [https://models.geo.bs.ch/Modellbeschreibungen/WE\\_StatistischeRaumeinheiten\\_KGDM\\_V1\\_0.pdf](https://models.geo.bs.ch/Modellbeschreibungen/WE_StatistischeRaumeinheiten_KGDM_V1_0.pdf).

- [143] Kataster-, Vermessungs- und Liegenschaftsamt der Hanse- und Universitätsstadt Rostock - 2025. „Statistische Blöcke der Hanse- und Universitätsstadt Rostock“. URL: <https://www.geoportal-mv.de/portal/Suche/Metadatenuebersicht/Details/Statistische%20Bl%C3%B6cke%20der%20Hanse-%20und%20Universit%C3%A4tsstadt%20Rostock/79f573be-8321-40b7-8a19-e2c81fe9858f>. [Stand: 20.05.2025].
- [144] LVR-Zentrum für Medien und Bildung - 2025. „Stadtbezirke und Stadtteile in Köln | Objektansicht“. URL: <https://www.kuladig.de/Objektansicht/SWB-250747>. [Stand: 20.05.2025].
- [145] Patureau, R., Tran, C.T., Gavan, V., Stabat, P. - 2021. „The New Generation of District Heating & Cooling Networks and Their Potential Development in France“. Energy, Bd. 236, Art. 121477. DOI: 10.1016/j.energy.2021.121477.
- [146] Reiter, S., Marique, A. - 2012. „Toward Low Energy Cities: A Case Study of the Urban Area of Liège, Belgium“. Journal of Industrial Ecology, Bd. 16, S. 829–838. DOI: 10.1111/j.1530-9290.2012.00533.x.
- [147] Urquizo, J., Calderón, C., James, P. - 2017. „Metrics of Urban Morphology and Their Impact on Energy Consumption: A Case Study in the United Kingdom“. Energy Research & Social Science, Bd. 32, S. 193–206. DOI: 10.1016/j.erss.2017.03.011.
- [148] Knight, I., Iorwerth, H., Lannon, D.S. - 2016. „Re-Energising Wales Project Work Package 1 – Half-Hourly Energy Demand Profiles for Wales for 2016“. Cardiff, Vereinigtes Königreich. URL: <https://orca.cardiff.ac.uk/id/eprint/120735/53/WP1%20Report%20-%20Half%20Hourly%20Energy%20Demand%20Profiles%20for%20Wales%20for%202016%20FINAL.pdf>.
- [149] Fillaut, C. - 2015. „Definition of the Energy Territory“. Tours, Frankreich. URL: [http://memoires.scd.univ-tours.fr/EPU\\_DA/LOCAL/2015PFE\\_Fillaut\\_Celine.pdf](http://memoires.scd.univ-tours.fr/EPU_DA/LOCAL/2015PFE_Fillaut_Celine.pdf).
- [150] Widagdo, R.S., Slamet, P., Ubaidillah, M. - 2024. „Prediction of Transformer Age Based on Temperature Due to Loading Using Linear Trend Method: Case Study of 60 MVA Transformer“. Journal of Applied Electrical Engineering, Bd. 8, S. 1–8. DOI: 10.30871/jaee.v8i1.6999.
- [151] Subramaniyan, V., Gomathi, V. - 2023. „A Soft Computing-Based Analysis of Congestion Management in Transmission Systems“. Tehnicki vjesnik - Technical Gazette, Bd. 30, S. 274–281. DOI: 10.17559/TV-20220222072630.
- [152] Ghaffari, M., Aly, H.H. - 2024. „Voltage Deviation Improvement in Microgrid Operation through Demand Response Using Imperialist Competitive and Genetic Algorithms“. Information, Bd. 15, Art. 638. DOI: 10.3390/info15100638.

- [153] Schavemaker, P., Sluis, L.v.d. - 2025. „Electrical Power System Essentials“. John Wiley & Sons, Hoboken, New Jersey, Vereinigte Staaten. URL: <https://www.wiley-vch.de/de/fachgebiete/ingenieurwesen/electrical-power-system-essentials-978-1-394-27608-0>.
- [154] Kharboutli, S., Bretschneider, P. - 2021. „Analysis of methodologies for systemic assessment of buildings and districts“. ETG Congress 2021. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9469641/>.
- [155] Terrier, C., Loustau, J.R.H., Lepour, D., Maréchal, F. - 2024. „From Local Energy Communities towards National Energy System: A Grid-Aware Techno-Economic Analysis“. *Energies*, Bd. 17, Art. 910. DOI: 10.3390/en17040910.
- [156] Middelhaue, L., Terrier, C., Maréchal, F. - 2022. „Decomposition Strategy for Districts as Renewable Energy Hubs“. *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, Bd. 9, S. 287–297. DOI: 10.1109/OAJPE.2022.3194212.
- [157] Lang, R., Quan, K., Jun, Z., Tao, W., Gang, L., Bibo, T., Hu, L. - 2023. „A review of the different power system architecture at the district level and its analysis“. *Energy Reports*, Bd. 9, S. 1456–1462. DOI: 10.1016/j.egy.2023.05.196.
- [158] Kharboutli, S., Monsalve, C., Bretschneider, P. - 2022. „Investigation and Application of Systemic Assessment Variables and Concepts to Developed Reference Districts“. 2022 57th International Universities Power Engineering Conference (UPEC). DOI: 10.1109/UPEC55022.2022.9917667.
- [159] Richter, L., Bender, T., Lenk, S., Bretschneider, P. - 2024. „Generating Synthetic Electricity Load Time Series at District Scale Using Probabilistic Forecasts“. *Energies*, Bd. 17, Art. 1634. DOI: 10.3390/en17071634.
- [160] Richter, L., Lenk, S., Bretschneider, P. - 2024. „Advancing Electric Load Forecasting: Leveraging Federated Learning for Distributed, Non-Stationary, and Discontinuous Time Series“. *Smart Cities*, Bd. 7, S. 2065 – 2093. DOI: 10.3390/smartcities7040082.
- [161] Dyngé, M.F., Crespo Del Granado, P., Hashemipour, N., Korpås, M. - 2021. „Impact of Local Electricity Markets and Peer-to-Peer Trading on Low-Voltage Grid Operations“. *Applied Energy*, Bd. 301, Art. 117404. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.117404.
- [162] Araújo, I., Nunes, L.J.R., Curado, A. - 2023. „Photovoltaic Production Management under Constrained Regulatory Requirements: A Step towards a Local Energy Community Creation“. *Energies*, Bd. 16, Art. 7625. DOI: 10.3390/en16227625.
- [163] Blumberga, A., Pakere, I., Bohvalovs, G., Blumberga, D. - 2024. „Transition Towards Positive Energy District: a Case Study from Latvia“. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, Bd. 41, S. 71–86. DOI: 10.54337/ijsepm.8163.

- [164] Cornélusse, B., Savelli, I., Paoletti, S., Giannitrapani, A., Vicino, A. - 2019. „A Community Microgrid Architecture with an Internal Local Market“. *Applied Energy*, Bd. 242, S. 547–560. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.03.109.
- [165] Coelho, F.C., Assis, F.A., Castro, J.F.C., Donadon, A.R., Roncolato, R.A., Andrade, V.E., Rosas, P.A., Barcelos, S.L., Saavedra, O.R., Bento, R.G., Carneiro, R.K., Hernandez, P.F., Silva, L.C. - 2025. „Monte Carlo simulation of community microgrid operation: Business prospects in the Brazilian regulatory framework“. *Utilities Policy*, Bd. 92, Art. 101856. DOI: 10.1016/j.jup.2024.101856.
- [166] Ottenburger, S.S., Cox, R., Chowdhury, B.H., Trybushnyi, D., Omar, E.A., Kaloti, S.A., Ufer, U., Pogonietz, W.R., Liu, W., Deines, E., Müller, T.O., Möhrle, S., Raskob, W. - 2024. „Sustainable urban transformations based on integrated microgrid designs“. *Nature Sustainability*, Bd. 7, S. 1067–1079. DOI: 10.1038/s41893-024-01395-7.
- [167] De Rosa, L., Martínez, M., Linares, J.I., Mateo, C., Gomez, T., Cossent, R., Postigo, F., Sánchez-Miralles, A., Martín-Martínez, F. - 2024. „Design and assessment of energy infrastructure in new decarbonized urban districts: A Spanish case study“. *Energy Reports*, Bd. 11, S. 4631–4641. DOI: 10.1016/j.egyr.2024.04.037.
- [168] Kermani, M., Ferrari, G., Shirdare, E., Manganelli, M., Martirano, L. - 2022. „Compact and Smart Outdoor Medium/Low Voltage Substation for Energy Communities“. *IEEE Transactions on Industry Applications*, Bd. 58, S. 3123–3133. DOI: 10.1109/TIA.2022.3148357.
- [169] De Barros, T.R., Archetti, J.A.G., Mattos, M., De Oliveira, L.W., Oliveira, J.G. - 2024. „Optimization Algorithm Associated with Local and Coordinated Controls of Distributed Energy Resources to Meet Technical and Economic Criteria“. *Electric Power Systems Research*, Bd. 226, Art. 109880. DOI: 10.1016/j.epsr.2023.109880.
- [170] Liu, A., Ledwich, G. - 2021. „A Grid-Friendly Sustainable Neighborhood Energy Trading Mechanism for MV-LV Network“. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Bd. 12, S. 2239–2248. DOI: 10.1109/TSG.2020.3045976.
- [171] Reis, I.F., Gonçalves, I., Lopes, M.A., Antunes, C.H. - 2020. „A multi-agent system approach to exploit demand-side flexibility in an energy community“. *Utilities Policy*, Bd. 67, Art. 101114. DOI: 10.1016/j.jup.2020.101114.
- [172] Sauerbrey, J., Bender, T., Flemming, S., Martin, A., Naumann, S., Warweg, O. - 2024. „Towards intelligent energy management in energy communities: Introducing the district energy manager and an IT reference architecture for district energy management systems“. *Energy Reports*, Bd. 11, S. 2255–2265. DOI: 10.1016/j.egyr.2024.01.068.

- [173] Van Summeren, L.F., Wieczorek, A.J., Bombaerts, G.J., Verbong, G.P. - 2020. „Community energy meets smart grids: Reviewing goals, structure, and roles in Virtual Power Plants in Ireland, Belgium and the Netherlands“. *Energy Research & Social Science*, Bd. 63, Art. 101415. DOI: 10.1016/j.erss.2019.101415.
- [174] Wakui, T., Hashiguchi, M., Yokoyama, R. - 2021. „Structural Design of Distributed Energy Networks by a Hierarchical Combination of Variable- and Constraint-Based Decomposition Methods“. *Energy*, Bd. 224, Art. 120099. DOI: 10.1016/j.energy.2021.120099.
- [175] Guarino, F., Rincione, R., Mateu, C., Teixidó, M., Cabeza, L.F., Cellura, M. - 2023. „Renovation Assessment of Building Districts: Case Studies and Implications to the Positive Energy Districts Definition“. *Energy and Buildings*, Bd. 296, Art. 113414. DOI: 10.1016/j.enbuild.2023.113414.
- [176] Chuat, A., Terrier, C., Schnidrig, J., Maréchal, F. - 2024. „Identification of Typical District Configurations: A Two-Step Global Sensitivity Analysis Framework“. *Energy*, Bd. 296, Art. 131116. DOI: 10.1016/j.energy.2024.131116.
- [177] Bundesrepublik Deutschland - 2025. „Energiewirtschaftsgesetz - EnWG“. Berlin, Deutschland. URL: [https://www.gesetze-im-internet.de/enwg\\_2005/index.html](https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/index.html).
- [178] Demirel, G., Grafenhorst, S., Förderer, K., Hagenmeyer, V. - 2025. „Impact and Integration of Mini Photovoltaic Systems on Electric Power Distribution Grids“. *Energy Informatics – 4th Energy Informatics Academy Conference, ELA 2024*, Kuta, Bali, Indonesia, October 23–25, 2024, Proceedings, Part II. DOI: 10.1007/978-3-031-74741-0\_16.
- [179] Malacek, S., Portela, J., Werner, Y., Wogrin, S. - 2025. „Generating building-level heat demand time series by combining occupancy simulations and thermal modeling“. *Smart Energy*, Bd. 18, Art. 100181. DOI: 10.1016/j.segy.2025.100181.
- [180] Appino, R.R., González Ordiano, J.A., Mikut, R., Faulwasser, T., Hagenmeyer, V. - 2018. „On the use of probabilistic forecasts in scheduling of renewable energy sources coupled to storages“. *Applied Energy*, Bd. 210, S. 1207–1218. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.08.133.
- [181] Werling, D., Beichter, M., Heidrich, B., Phipps, K., Mikut, R., Hagenmeyer, V. - 2023. „The Impact of Forecast Characteristics on the Forecast Value for the Dispatchable Feeder“. *Companion Proceedings of the 14th ACM International Conference on Future Energy Systems (e-Energy '23)*. DOI: 10.1145/3599733.3600251.
- [182] Werling, D., Beichter, M., Heidrich, B., Phipps, K., Mikut, R., Hagenmeyer, V. - 2024. „Automating Value-Oriented Forecast Model Selection by Meta-learning: Application on a Dispatchable Feeder“. *Energy Informatics : Third Energy Informatics Academy Conference, ELA 2023*, Campinas, Brazil, December 6–8, 2023, Proceedings, Part I / Ed.: B. Jørgensen. DOI: 10.1007/978-3-031-48649-4\_6.



- [183] Werling, D., Heidrich, B., Çakmak, H.K., Hagenmeyer, V. - 2022. „Towards line-restricted dispatchable feeders using probabilistic forecasts for PV-dominated low-voltage distribution grids“. Proceedings of the Thirteenth ACM International Conference on Future Energy Systems. DOI: 10.1145/3538637.3538868.
- [184] Barber, K.A., Krarti, M. - 2022. „A review of optimization based tools for design and control of building energy systems“. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Bd. 160, Art. 112359. DOI: 10.1016/j.rser.2022.112359.
- [185] Galenzowski, J., Chamarthi, P.K., Kamarlouei, M., Keko, H., Ransy, F., Ayas, E., Gresse, P.H. - 2024. „D5.1 – Demos’ Planning and Performance Measurement and Evaluation Plan“. Athen, Griechenland.
- [186] FZI Forschungszentrum Informatik - 2025. „FZI House of Living Labs“. URL: <https://www.fzi.de/erleben/house-of-living-labs/>. [Stand: 19.03.2025].
- [187] Technologiefabrik Karlsruhe GmbH - 2025. „Die Factory“. URL: <https://technologiefabrik-ka.de/die-factory/>. [Stand: 06.06.2025].
- [188] Hoepfner Bräu Friedrich Hoepfner Verwaltungsgesellschaft mbH & Co KG - 2025. „iWerkx - Karlsruhe“. URL: <https://hoepfner-braeu.de/projects/iwerkx>. [Stand: 06.06.2025].
- [189] Hoepfner Bräu Friedrich Hoepfner Verwaltungsgesellschaft mbH & Co KG - 2025. „Die Burg“. URL: <https://hoepfner-braeu.de/projects/die-burg>. [Stand: 06.06.2025].
- [190] Hoepfner Bräu Friedrich Hoepfner Verwaltungsgesellschaft mbH & Co KG - 2025. „Villa Hoepfner“. URL: <https://hoepfner-braeu.de/projects/villa-hoepfner>. [Stand: 06.06.2025].
- [191] Hoepfner Bräu Friedrich Hoepfner Verwaltungsgesellschaft mbH & Co KG - 2025. „Mehrgenerationenhaus“. URL: <https://hoepfner-braeu.de/projects/mehrgenerationenhaus-auf-dem-hoepfner-areal-in-karlsruhe>. [Stand: 06.06.2025].
- [192] Hoepfner Bräu Friedrich Hoepfner Verwaltungsgesellschaft mbH & Co KG - 2025. „Traumhäuser“. URL: <https://hoepfner-braeu.de/projects/traum%C3%A4user>. [Stand: 06.06.2025].
- [193] Smart East Karlsruhe - 2023. „Drohnenflug über das Smart East Quartier am 23.9.2023“. URL: <https://www.youtube.com/watch?v=1rTZnBtVfGo>. [Stand: 06.08.2025].
- [194] Liegenschaftsamt Karlsruhe - 2025. „Fernwärmeleitungsnetz | Fachpläne“. URL: [https://geoportal.karlsruhe.de/fachplaene/?page=Fernw%C3%A4rmeleitungsnetz#widget\\_2564=active\\_datasource\\_id:datasource\\_29,center:934225.240584324%2C6278402.678105523%2C102100,scale:52001.14988592001,rotation:0](https://geoportal.karlsruhe.de/fachplaene/?page=Fernw%C3%A4rmeleitungsnetz#widget_2564=active_datasource_id:datasource_29,center:934225.240584324%2C6278402.678105523%2C102100,scale:52001.14988592001,rotation:0). [Stand: 03.06.2025].

- [195] Deutsches Institut für Normung e. V. - 2020. „DIN EN 50160:2020-11 - Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“. Berlin, Deutschland. URL: <https://www.dinmedia.de/de/norm/din-en-50160/327353625>.
- [196] Feldhoff, E., Schlegel, S., Westermann, D., Naumann, S., Bretschneider, P. - 2022. „CO<sub>2</sub>- and cost-optimal Multi-Energy System Modelling considering the Provision of Operating Reserve“. 18th International Conference on the European Energy Market (EEM). DOI: 10.1109/EEM54602.2022.9921147.
- [197] Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg - 2025. „Solarkataster LUBW Gebäude“. URL: <https://lubw.geoplex.de/v/solar-gebaeude/?lat=49.013407&lon=8.404305&elevation=5000>. [Stand: 25.08.2025].
- [198] Amt für Umweltschutz Stuttgart - 2023. „Bericht zur Erstellung der kommunalen Wärmeplanung der Landeshauptstadt Stuttgart“. Stuttgart, Deutschland. URL: [https://www.stuttgart.de/medien/ibs/bericht\\_kommunale\\_waermeplanung\\_stuttgart\\_inkl\\_quartierssteckbriefe.pdf](https://www.stuttgart.de/medien/ibs/bericht_kommunale_waermeplanung_stuttgart_inkl_quartierssteckbriefe.pdf).
- [199] European Commission - 2017. „Technology readiness levels (TRL)“. Bonn, Deutschland. URL: <https://www.dfg.de/resource/blob/286192/trl-horizon-2020.pdf>.
- [200] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. - 2023. „Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt“. Berlin, Deutschland. URL: [https://www.bdew.de/media/documents/2023-03-06-AWH-Rollenmodell\\_MaKo\\_V2.1\\_BcwsudV.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/2023-03-06-AWH-Rollenmodell_MaKo_V2.1_BcwsudV.pdf).
- [201] Bacheva, T.S., Raposo Grau, J.F. - 2025. „Embodied Impacts in Buildings: A Systematic Review of Life Cycle Gaps and Sectoral Integration Strategies“. Buildings, Bd. 15, Art. 1661. DOI: 10.3390/buildings15101661.
- [202] Volpe, R., Cutore, E., Fichera, A. - 2024. „Design and Operational Indicators to Foster the Transition of Existing Renewable Energy Communities towards Positive Energy Districts“. Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, Bd. 12, S. 1–22. DOI: 10.13044/j.sdewes.d12.0513.
- [203] Bundesrepublik Deutschland - 2023. „Verordnung über Heizkostenabrechnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 5. Oktober 2009 (BGBl. I S.3250), die zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 16. Oktober 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 280) geändert worden ist“. Berlin, Deutschland. URL: <https://www.gesetze-im-internet.de/heizkostenv/HeizkostenV.pdf>.
- [204] Shipley, P. - 2001. „802.11b War Driving and Lan Jacking“. URL: <https://www.youtube.com/watch?v=bWH-30ZJ0vo>. [Stand: 03.04.2023].
- [205] Bundesrepublik Deutschland - 2020. „Messstellenbetriebsgesetz - MsbG“. Berlin, Deutschland. URL: <http://www.gesetze-im-internet.de/messbg/index.html#BJNR203410016BJNE003000000>.

- [206] Bartusiak, A., Seidl, F., Lässig, J., Nicolai, S., Bretschneider, P. - 2024. „Enhancing Cyber Resilience in Energy Systems through Automated Attack Scenario Generation: A Toolchain Approach“. 2024 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST). DOI: 10.1109/SEST61601.2024.10694631.
- [207] Phipps, K., Schwenk, K., Briegel, B., Mikut, R., Hagenmeyer, V. - 2023. „Customized uncertainty quantification of parking duration predictions for EV smart charging“. IEEE Internet of Things Journal, Bd. 10, S. 20649–20661. DOI: 10.1109/jiot.2023.3299201.
- [208] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland - 2025. „StromNEV“. Berlin, Deutschland. URL: <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/index.html#BJNR222500005BJNE000603118>.
- [209] Molitor, C. - 2015. „Residential city districts as flexibility resource: analysis, simulation, and decentralized coordination algorithms“. Dissertation. E.ON Energy Research Center, RWTH Aachen University. Aachen, Deutschland. URL: <https://publications.rwth-aachen.de/record/539042/files/539042.pdf>.
- [210] Bakare, M.S., Abdulkarim, A., Zeeshan, M., Shuaibu, A.N. - 2023. „A comprehensive overview on demand side energy management towards smart grids: challenges, solutions, and future direction“. Energy Informatics, Bd. 6, Art. 4. DOI: 10.1186/s42162-023-00262-7.
- [211] Waczowicz, S. - 2018. „Konzept zur datengetriebenen Analyse und Modellierung des preisbeeinflussten Verbrauchsverhaltens“. Dissertation. Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). Karlsruhe, Deutschland. DOI: 10.5445/IR/1000081003.
- [212] Liu, J., Hu, H., Yu, S.S., Trinh, H. - 2023. „Electricity Pricing and Its Role in Modern Smart Energy System Design: A Review“. Designs, Bd. 7, Art. 76. DOI: 10.3390/designs7030076.
- [213] Wölfle, D., Lösch, M., Schmeck, H. - 2022. „BEMCom: a framework for the efficient creation of hardware abstraction layers for building energy management“. ACM SIGEnergy Energy Informatics Review, Bd. 2, S. 20–25. DOI: 10.1145/3527579.3527581.
- [214] Heidrich, B., Bartschat, A., Turowski, M., Neumann, O., Phipps, K., Meisenbacher, S., Schmieder, K., Ludwig, N., Mikut, R., Hagenmeyer, V. - 2021. „pyWATTS: Python Workflow Automation Tool for Time Series“. arXiv. DOI: 10.48550/arXiv.2106.10157.
- [215] Eichner, S., Schuster, M., Köppe, H., Sass, F., Grab, R. - 2023. „Development of a pricing model for the reactive power supply via STATCOM capability of a real PV power plant“. IET Conference Proceedings, Bd. 2023, S. 597–605. DOI: 10.1049/icp.2023.2791.

- [216] Shabbir, N., Kütt, L., Jarkovoi, M., Iqbal, M.N., Rassölkin, A., Daniel, K. - 2021. „An overview of measurement standards for power quality“. *Agronomy Research*, Bd. 19, Art. 1.098Mb. DOI: 10.15159/AR.21.074.
- [217] Janitza electronics GmbH - 2025. „Der Leistungsfaktor: Bedeutung, Formel und Optimierung in der Praxis“. URL: <https://www.janitza.com>. [Stand: 23.11.2025].
- [218] Shewale, A., Mokhade, A., Funde, N., Bokde, N.D. - 2022. „A Survey of Efficient Demand-Side Management Techniques for the Residential Appliance Scheduling Problem in Smart Homes“. *Energies*, Bd. 15, Art. 2863. DOI: 10.3390/en15082863.
- [219] Panda, S., Mohanty, S., Rout, P.K., Sahu, B.K., Bajaj, M., Zawbaa, H.M., Kamel, S. - 2022. „Residential Demand Side Management model, optimization and future perspective: A review“. *Energy Reports*, Bd. 8, S. 3727–3766. DOI: 10.1016/j.egy.2022.02.300.
- [220] Society of Automotive Engineers - 2021. „J3016\_202104: Taxonomy and Definitions for Terms Related to Driving Automation Systems for On-Road Motor Vehicles - SAE International“. URL: [https://www.sae.org/standards/content/j3016\\_202104/](https://www.sae.org/standards/content/j3016_202104/). [Stand: 04.03.2025].
- [221] Heidrich, B., Turowski, M., Ludwig, N., Mikut, R., Hagenmeyer, V. - 2020. „Forecasting energy time series with profile neural networks“. *Proceedings of the Eleventh ACM International Conference on Future Energy Systems*. DOI: 10.1145/3396851.3397683.
- [222] Heidrich, B., Ludwig, N., Turowski, M., Mikut, R., Hagenmeyer, V. - 2022. „Adaptively coping with concept drifts in energy time series forecasting using profiles“. *Proceedings of the Thirteenth ACM International Conference on Future Energy Systems*. DOI: 10.1145/3538637.3539759.
- [223] Deutscher Wetterdienst - 2025. „Wetter und Klima - Deutscher Wetterdienst - Leistungen - Model Output Statistics-MIX (MOSMIX)“. URL: [https://www.dwd.de/DE/leistungen/met\\_verfahren\\_mosmix/met\\_verfahren\\_mosmix.html](https://www.dwd.de/DE/leistungen/met_verfahren_mosmix/met_verfahren_mosmix.html). [Stand: 04.03.2025].
- [224] Beichter, M., Phipps, K., Frysztański, M.M., Mikut, R., Hagenmeyer, V., Ludwig, N. - 2022. „Net load forecasting using different aggregation levels“. *Energy Informatics*, Bd. 5, Art. 19. DOI: 10.1186/s42162-022-00213-8.
- [225] Gluchowski, P. - 2024. „Datenmanagement und Datenanalyse: Konzepte, Technologien und Methoden für die Organisation und Aufbereitung von Daten in Unternehmen“. Springer VS Wiesbaden. Wiesbaden, Deutschland. DOI: 10.1007/978-3-658-44392-4.
- [226] Stachowiak, H. - 1973. „Allgemeine Modelltheorie“. Springer Verlag. Wien, Österreich. ISBN: 978-3-211-81106-1.

- [227] InfluxData Inc. - 2025. „InfluxDB | Real-time insights at any scale“. URL: <https://www.influxdata.com/home/>. [Stand: 17.11.2025].
- [228] InfluxData Inc. - 2025. „Flux query basics | Flux Documentation“. URL: <https://docs.influxdata.com/flux/v0/get-started/query-basics/>. [Stand: 17.11.2025].
- [229] InfluxData Inc. - 2025. „Telegraf“. URL: <https://www.influxdata.com/time-series-platform/telegraf/>. [Stand: 17.11.2025].
- [230] Informa TechTarget - 2025. „Was ist Representational State Transfer (REST)? - Definition von Computer Weekly“. URL: <https://www.computerweekly.com/de/definition/Representational-State-Transfer-REST>. [Stand: 25.09.2025].
- [231] Naiman, I., Erichson, N.B., Ren, P., Mahoney, M.W., Azencot, O. - 2024. „Generative Modeling of Regular and Irregular Time Series Data via Koopman VAEs“. 12th International Conference on Learning Representations, ICLR 2024. URL: <https://www.scopus.com/pages/publications/85198072514>.
- [232] Deutsches Institut für Normung e. V. - 2020. „DIN ISO 8601-1:2020-12, Datum und Uhrzeit\_ - Darstellung für den Informationsaustausch\_ - Teil\_1: Grundlegende Regeln (ISO\_8601-1:2019)“. Berlin, Deutschland. URL: <https://www.dinmedia.de/de/-/-/325848480>.
- [233] Nordquist, T. - 2025. „MQTT Explorer | An all-round MQTT client that provides a structured topic overview“. URL: <https://mqtt-explorer.com/>. [Stand: 17.11.2025].
- [234] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik - 2024. „Technische Richtlinie BSI TR-03109-1 - Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems - Version 2.0 - 13.12.2024“. Bonn, Deutschland. URL: [https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR-03109-1\\_Anforderungen\\_Interoperabilitaet\\_2\\_0.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR-03109-1_Anforderungen_Interoperabilitaet_2_0.pdf?__blob=publicationFile&v=2).
- [235] Seven2one Informationssysteme GmbH - 2025. „Smart East Karlsruhe – Das Initialprojekt „Smart East““. URL: <https://smart-east-ka.de/ueberblick/initialprojekt/>. [Stand: 12.11.2025].
- [236] F6S Network Ireland Limited - 2025. „WeForming“. URL: <https://weforming.eu/>. [Stand: 12.11.2025].
- [237] Deutscher Wetterdienst - 2023. „Wetter und Klima - Deutscher Wetterdienst - Leistungen - Model Output Statistics-MIX (MOSMIX)“. URL: [https://www.dwd.de/DE/leistungen/met\\_verfahren\\_mosmix/met\\_verfahren\\_mosmix.html](https://www.dwd.de/DE/leistungen/met_verfahren_mosmix/met_verfahren_mosmix.html). [Stand: 14.08.2023].

- [238] Deutscher Wetterdienst - 2025. „Verfahrensdokumentation für das MOSMIX Vorhersagesystem“. Offenbach am Main, Deutschland. URL: [https://www.dwd.de/DE/leistungen/met\\_verfahren\\_mosmix/mosmix\\_verfahrenbeschreibung\\_gesamt.pdf](https://www.dwd.de/DE/leistungen/met_verfahren_mosmix/mosmix_verfahrenbeschreibung_gesamt.pdf).
- [239] aWATTar Deutschland GmbH - 2023. „aWATTar Service API“. URL: <https://www.awattar.de/services/api>. [Stand: 14.08.2023].
- [240] Kohlhepp, P., Harb, H., Wolisz, H., Waczowicz, S., Müller, D., Hagenmeyer, V. - 2019. „Large-scale grid integration of residential thermal energy storages as demand-side flexibility resource: A review of international field studies“. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 101, S. 527–547. DOI: 10.1016/j.rser.2018.09.045.
- [241] Frahm, M., Dengiz, T., Zwickel, P., Maaß, H., Matthes, J., Hagenmeyer, V. - 2023. „Occupant-oriented demand response with multi-zone thermal building control“. *Applied Energy*, Bd. 347, S. 121454–121454. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121454.
- [242] Cakmak, H.K., Janecke, L., Weber, M., Hagenmeyer, V. - 2022. „An optimization-based approach for automated generation of residential low-voltage grid models using open data and open source software“. *IEEE PES innovative smart grid technologies conference europe (ISGT-europe)*. DOI: 10.1109/isgt-europe54678.2022.9960483.
- [243] Smart East Karlsruhe - 2022. „Smart East Opening - Impressionen aus der Vogelperspektive“. URL: <https://www.youtube.com/watch?v=117waUVqSvq>. [Stand: 06.08.2025].
- [244] Janitza electronics GmbH - 2024. „Power Analyser UMG 96RM-E Modbus-Adressenliste und Formelsammlung“. Lahnau, Deutschland. URL: <https://assets.eu.ctfassets.net/ce18jq9ih0x6/5e8ed9fbf5fb181f2620d5/9fb7bc79a9992827cb77774d5b3efd76/janitza-mal-umg96rme-de.pdf>.

## **G. Erklärung zur Verwendung generativer KI im Schreibprozess**

Bei der Erstellung dieser Arbeit wurde GPT von OpenAI zur Unterstützung bei der Textbearbeitung und -verfeinerung eingesetzt. Nach der Verwendung dieses Tools wurden die Inhalte überprüft und bei Bedarf überarbeitet. Der Autor trägt die volle Verantwortung für den gesamten Inhalt der Arbeit.