

Abschlussbericht

„Zukünftige Energieflüsse und Anforderungen an das Stromverteilnetz auf Quartiersebene im Kontext nachhaltiger Mobilität und Energieversorgung - eNetze“

von

Martin Neuburger

Hochschule Esslingen
Fakultät Mechatronik und Elektrotechnik

Markus Blesl

Universität Stuttgart
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)

Christian Klinkert

Karlsruher Institut für Technologie
Institut für Verkehrswesen (IfV)

Förderkennzeichen: L75 21103 - 21105

Laufzeit: 15.12.2020 - 14.12.2021

Die Arbeiten dieses Projekts wurden mit Mitteln
des Landes Baden-Württemberg durchgeführt.

Mai 2022



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

Zusammenfassung.....	4
Abkürzungsverzeichnis	6
1 Einleitung.....	7
1.1 Problemstellung und Forschungsfragen	7
1.2 Ziele des Forschungsvorhabens.....	7
1.3 Aufbau und Struktur	8
2 Rahmensetzung.....	9
2.1 Methode der Quartiersclusterung	9
2.2 Auswahl geeigneter Netzeinseln.....	12
2.2.1 Parametrisierung der Netzeinseln Ist-Zustand.....	12
2.2.2 Fortschreibung der Netzeinseln	13
3 Mobilitätsanalyse	15
3.1 Strategien zum Lademanagement und zur Spitzenglättung	15
3.2 Freies Laden	15
3.3 Präventive Steuerung	15
3.4 Reaktive Steuerung	16
3.5 Anwendung des Verkehrsnachfragemodell mobiTopp	16
3.5.1 Funktionsweise von mobiTopp.....	16
3.5.2 Integration der Netzeinseln in mobiTopp	17
3.5.3 Integration der Ladestrategien in mobiTopp	18
3.5.4 Aufbereitung von mobiTopp Output für Quartiersanalyse.....	19
3.5.5 Rahmenbedingungen bei der Simulation mit mobiTopp	20
4 Quartiersanalyse.....	22
4.1 Simulation anwendungsspezifischer Stromganglinien in Wohngebäuden.....	22
4.1.1 Bewohner- und Gerätemodell	23
4.1.2 Wärmemodell.....	25
4.1.3 Exemplarische Ergebnisse der anwendungsspezifischen Stromgangliniensimulation	29
4.2 Simulation hochaufgelöster Erzeugungsprofile - PV-Modell.....	32
5 Szenarien und Ergebnisse der Ganglinienprofile	34
5.1 Konzeption der Szenarien.....	34
5.2 Ergebnisse der Mobilitätsanalyse	38
5.3 Ergebnisse der Quartierssimulation.....	41
6 Netzsimulation	53

6.1	Aufbau der Netzsimulation.....	53
6.2	Modellbeschreibung.....	55
6.2.1	Modellkomponenten (Transformatoren, Leitungen, Lasten, Generatoren)	55
6.2.2	Netzstruktur.....	58
6.3	Zeitreihensimulation.....	59
6.4	Ergebnisse der Netzsimulationen	59
6.4.1	Qualitative und quantitative Auslastung der einzelnen Netzeinseln.....	59
6.4.2	Statische Netzzustände	62
7	Flexibilisierung.....	66
7.1	Vorgehensweise zur Flexibilitätsanalyse	66
7.2	Analyse der Flexibilitätsbedarfe	67
8	Bewertung und Empfehlungen	74
8.1	Zusammenfassung der Verteilnetzbewertung	74
8.2	Konventionelle Verteilnetzbewertung.....	75
8.3	Maßnahmen und Empfehlungen.....	78
9	Zusammenfassung und Ausblick.....	81
9.1	Zusammenfassung	81
9.2	Ausblick.....	82
	Abbildungsverzeichnis.....	84
	Tabellenverzeichnis.....	87
	Literaturverzeichnis	89
	Anhang: Weitere Ergebnisse der Mobilitätsanalyse.....	90

Zusammenfassung

Im Projekt eNetze werden die Auswirkungen der angestrebten Dekarbonisierung der Energie- und Transportsysteme in den kommenden drei Jahrzehnte für reale, städtische Wohngebiete auf die Belastung der dort vorliegenden Niederspannungsnetzinseln untersucht. Die auf Simulationen basierenden Ergebnisse ermöglichen die Formulierung von Handlungsempfehlungen für Netzbetreiber und Politik zum Zwecke einer versorgungssicheren Zukunft. Dabei werden die Erkenntnisse aus dem Projekt eUrban, welches den Fokus auf der Analyse der Elektromobilität im urbanen Raum im Spannungsfeld mit der Energieversorgung am Fallbeispiel Stuttgart hatte, aufgegriffen und auf den Ergebnissen aufgebaut **Es ist eine ungültige Quelle angegeben..**

Im Projekt werden für fünf ausgewählte Wohngebiete der Stadt Stuttgart mittels erhobener und simulierter Daten auf der Ebene einzelner Netzanschlüsse Leistungsflüsse in Zeitreihen basierten Lastflüssen dargestellt. Es wird eine zeitliche Granularität von 15 Minuten verwendet. Im Gegensatz zu eUrban werden über die Elektromobilität hinausgehende, weitere Energieverbraucher, wie z.B. Wärmepumpen, sowie regenerative Erzeuger, wie Photovoltaikanlagen, im Zeitraum eines Jahres mitberücksichtigt. Um die Bandbreite der möglichen Entwicklungen in dem gesteckten Zeitraum abzudecken, werden verschiedene Zukunftsszenarien entwickelt. Der hier gewählte Ansatz, beliebig kombinierbarer modularer einzelner Verbrauchsakteure, führt zu einer hohen Anzahl an möglichen Permutationen, wovon die acht relevantesten Szenarien in einer ausführlichen Analyse untersucht werden. Die Szenarien beinhalten die Abbildung eines Referenzzustandes aus dem Jahr 2019, sowie verschiedener Prognosezustände für die Jahre 2030 und 2050.

In diesem Projekt erlaubt die räumliche Simulationstiefe eine Auflösung der Stromverbräuche bis auf Haushaltsebene. Hier werden die resultierenden Lastgänge in ein real existierendes Niederspannungsnetzmodell eingefügt, um die Lastflüsse zu simulieren. Das Netzmodell berücksichtigt hierbei entsprechend die in der elektrischen Netztopologie installierten Netzkomponenten, wie Stromleitungen und Transformatoren. Die Ergebnisse der zeitreihenbasierten Lastflussanalysen ermöglichen eine komponentenscharfe Aussage über mögliche Überlastungen, deren Schweregrad und den Zeitpunkten der Leistungsspitzen, welche zur Überschreitung der Grenzwerte geführt haben.

Mittels der gewonnenen Erkenntnisse über die Höhe der Leistungsspitzen sowie den Zwischenergebnissen der hochaufgelösten Verbrauchsmodelle wird durch das Vergleichen unterschiedlicher Szenarien eruiert, welche zukünftige Maßnahmen unterstützend wirken und welche Szenarien besonders kritisch sind.

Anhand dieser Ergebnisse wird ersichtlich, dass kurzfristig, keine Überlastungen zu erwarten sind. Gleichwohl wird ein mittelfristig existierender Bedarf attestiert. Als Beispiel führen im Jahr 2030 die generierten Szenarien noch in keiner Netzinsel zu einer Überlastungssituation. Dies ist im Wesentlichen auf die in den untersuchten Netzinseln vorhandenen Reserven zurückzuführen. Für das Jahr 2050 kann gezeigt werden, dass in allen untersuchten Szenarien ohne einen Netzausbau, in allen Netzinsel Überlastungen, vorrangig im Bereich der Transformatoren in den Umspannstationen, zu erwarten sind.

Die Hauptursache der steigenden Belastung der Stromnetze kann vor allem auf den erhöhten Einsatz von Wärmepumpen in einem elektrifizierten Wärmesystem zurückgeführt werden. Hier

können Lastspitzen durch eine automatisierte prognostische Steuerung der Wärmepumpen, welche die künftige Wärmeenergieerzeugung mit der gebäudenahen Stromproduktion durch Photovoltaikanlagen auf Netzinselebene zeitlich möglichst geeignet koppeln, gedämpft werden. Um dieses Ziel zu erreichen, ist eine Fernauslesbarkeit sowie -steuerung der verwendeten technischen Installation unabdinglich. Weiter wird festgestellt, dass ein Anschub an Wärmesaniierungsmaßnahmen für Gebäude erheblich zur Reduzierung der gesamten Belastung des Stromnetzes sowie der anfallenden Leistungsspitzen beiträgt. Die durch Elektromobilität verursachten Leistungsspitzen können durch zeitbasierte Ladestrategien gemindert werden. Eine Verschiebung der Ladevorgänge von Zeitpunkten mit anfallenden Lastspitzen in Zeiten einer geringeren Netzbelastung reicht jedoch nicht aus, um die auftretenden Überlastungen vollständig zu verhindern. Weiterhin ist zu beachten, dass Sperrzeiten sowie leistungs- und zeitbasierte Ladestrategien auch negative Auswirkungen auf die maximal anfallenden Stromlasten im betrachteten Teilsystem des Stromnetzes haben können, wenn diese Mithilfe pauschaler Grenzwerte definiert werden **Es ist eine ungültige Quelle angegeben..** Demnach kann die Flexibilisierung der Ladevorgänge der Elektromobilität nur einen Teilbeitrag zur Entlastung der Strominfrastruktur leisten. Eine weitere grundlegende Erkenntnis aus diesem Projekt ist, dass die Niederspannungsnetze, trotz flankierender Flexibilisierungsmaßnahmen der Netzbetreiber, nicht umhinkommen, mittels baulicher Maßnahmen ertüchtigt zu werden. Damit diese einen Beitrag zur Netzstabilität liefern können, besteht ein Handlungsdruck deutlich vor dem Jahr 2050. Hierbei betrifft der Ausbau der technischen Infrastruktur schwerpunktmäßig die Ortsnetztransformatoren sowie die abführenden Stromausleitungen in der Niederspannung. Aufgrund der notwendigen Vorlaufzeiten und Realisierungsdauer von Infrastrukturmaßnahmen, sowie langen Nutzungsdauern der eingesetzten Netzkomponenten, müssen die notwendigen Maßnahmen vom Verteilnetzbetreiber vorausschauend geplant und initiiert werden. Die Priorisierung verschiedener Maßnahmen kann hierbei mit Hilfe eines Monitorings des Ist-Zustandes, sowie Prognosen mit Hilfe von Netzstrukturparametern ermittelt werden. Weiterhin müssen bei geplanten Erneuerungsmaßnahmen im Verteilnetz notwendige zukünftige Verstärkungen, zum Beispiel im Bereich der Umspannstationen, berücksichtigt werden, um Synergien im Tiefbau nutzen und dadurch Ressourcen und Zeit sparen zu können. Im Bereich der Umspannstationen kann nicht jede Überlastung durch einen Transformatortausch oder die Erweiterung der Station mit einem zusätzlichen Transformator gelöst werden. Um die prognostizierte Last bis zum Jahr 2050 sicher bereitstellen zu können, sind daher zusätzliche Umspannstationen im Versorgungsgebiet notwendig. Die hierfür notwendigen Flächenbedarfe müssen deshalb zwischen dem Konzessionsgeber und dem Verteilnetzbetreiber frühzeitig abgestimmt werden.

Abschließend ist festzuhalten, dass mittel- und langfristig ein Handlungsdruck bezüglich regulatorischer als auch technischer infrastruktureller Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität auf Niederspannungsebene besteht. Aus regulatorischer Sicht ist zum Beispiel im Falle eines starken Ausbaus der Aufdach PV-Anlagen, wie sie im Rahmen der Dekarbonisierungsstrategie Deutschlands angekündigt sind, eine Anpassung der Möglichkeit einer pauschalen Wirkleistungsbegrenzung auf 70 % gemäß § 9 Abs. 2 Nr. 3 EEG 2021 dienlich. Dadurch kann einer Überlastung der Strominfrastruktur bezüglich Starkeinspeisezeiten auf lokaler Ebene vorgebeugt werden.

Abkürzungsverzeichnis

A

AP *Arbeitspaket*

B

BDEW *Bundesverband der Energie- und
Bundesverband der Energie- und
Wasserwirtschaft*

BEV *battery electric vehicle*

C

COP *Coefficient of Performance*

E

EFH *Einfamilienhaus*

EHS *Einfamilienhaussiedlung*

EPBD *Energy performance of buildings directive*

G

GEG *Gebäudeenergiengesetz*

GWG *gemischtes Wohngebiet*

K

KVS *Kabelverteilerschrank*

kW *Kilowatt*

M

MFH *Mehrfamilienhaus*

MHS *Mehrfamilienhaussiedlung*

MIV *Motorisierter Individualverkehr*

MP *Modernisierungspaket*

N

NBS *Neubausiedlung*

NSP *Nachtspeicherheizung*

O

ÖV *Öffentlicher Verkehr*

P

PV *Photovoltaik*

S

SKG

Siedlungskerngebiet 12

SOC *State of Charge*

U

USt *Umspannstation*

W

WP *Wärmepumpe*

WW *Warmwasser*

1 Einleitung

1.1 Problemstellung und Forschungsfragen

Die Transformation des Energiesystems in den nächsten Jahren hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung entsprechend den Klimazielen des Landes Baden-Württemberg erfordert den Umbau einer von zentraler Einspeisung geprägten Versorgungsstruktur hin zu einer dezentralen Energieversorgung aus erneuerbaren Energiequellen. Insbesondere der urbane Raum steht hierbei aufgrund der vorherrschenden Flächenkonflikte, vielfältigen Versorgungsaufgaben und hohen Lastdichten in einem besonderen Fokus, was exemplarisch am Bilanzraum der Stadt Stuttgart untersucht wird. Weiterhin erhöht die für die Dekarbonisierung notwendige Sektorenkopplungen in den Bereichen Mobilität und Wärme die zukünftigen Anforderungen an das urbane Stromverteilnetz. Eine Untersuchung der zukünftigen Auslastung der Umspannstationen unter Berücksichtigung der Elektrifizierung des Wärme- sowie Verkehrssektors für das Jahr 2030 hat gezeigt, dass in etwa 10 % der Umspannstationen ein Handlungsbedarf zu erkennen ist **Es ist eine ungünstige Quelle angegeben**.. Hier werden große Lastspitzen im Bereich gewerblicher Ansiedlungen eruiert. Diese Lastspitzen mit einhergehender gesonderter Betrachtung reduzieren die Aufmerksamkeit bezüglich Netzauslastung weiterer Quartiere. Darüber hinaus wird aufgrund einer elektrischen Anbindung dieser Gewerbe mit höherer Spannung die Herausforderung bezüglich Energieverfügbarkeit auf eine andere Ebene gehoben. Es bleibt deshalb offen, wie sich die zukünftige Energieversorgung im Kontext der Elektromobilität auf weitere Quartiere auswirkt. Da für grundlegende Anpassungen im Bereich der Infrastruktur zeitintensive Planungs- und Umsetzungsmaßnahmen notwendig sind, ist eine frühzeitige Identifikation von Handlungsfeldern unabdingbar. Neben der Elektromobilität müssen für einen ganzheitlichen Ansatz ebenfalls die Auswirkungen von elektrischer Wärme- und Kälteerzeugung, sowie die Einspeisung durch dezentrale Erzeugungsanlagen berücksichtigt werden, da auch in diesem Bereich - beispielsweise durch den Ausbau von Photovoltaik (PV) – zukünftig Veränderungen zu erwarten sind. Weiterhin ist eine tiefergehende Untersuchung der Auslastung der Leitungen und Knotenpunkte im Niederspannungsverteilnetz für verschiedene typische urbane Versorgungsaufgaben notwendig.

1.2 Ziele des Forschungsvorhabens

Das Ziel dieses Projektes besteht darin, anhand dynamischer Simulationen die Auswirkungen der wachsenden elektrischen Bedarfe zur Wärmebereitstellung und im Verkehrssektor anhand einer Szenario Analyse für das Jahr 2030 zu ermitteln. Darüber hinaus wird im Projekt ein Ausblick auf das Jahr 2050 gewagt. Die Auswirkungen auf typische urbane Stromverteilnetze auf Quartiersebene werden herausgearbeitet. Hierbei wird neben der Sektorenkopplung auch die dezentrale Erzeugung und Einspeisung berücksichtigt. Anhand der Ergebnisse sollen Handlungsempfehlungen für zukünftige städtische Versorgungsaufgaben erarbeitet und konkrete Maßnahmen identifiziert werden. Des Weiteren werden Bereiche der Energieanwendungen, z.B. Heiz- bzw. Klimatisierungsbedarfe, in die Betrachtung mit einbezogen. Es wird somit ein ganzheitlicher Ansatz für das Jahr 2030 und 2050 erstellt. In der hier anvisierten Vorgehensweise werden Quartiere der Stadt Stuttgart kategorisiert und exemplarisch evaluiert. Diese Ergebnisse erlauben das Ermitteln von Handlungsrichtlinien für

Quartiere bzw. Cluster, aber auch die Betrachtung von Einzelszenarien. Abschließend erlaubt dieses Vorgehen, die Ergebnisse auch über die Stadt Stuttgart hinaus zu übertragen.

1.3 Aufbau und Struktur

Das Projekt eNetze gliedert sich in sechs Arbeitspakete, welche durch eine übergeordnete Projektleitung gesteuert werden. Das Projekt eNetze baut dabei auf den Erkenntnissen des Projektes eUrban auf, welches sich mit der Analyse der Elektromobilität im urbanen Raum im Spannungsfeld mit der Energieversorgung am Fallbeispiel Stuttgart beschäftigt hat.

In einem ersten Schritt werden Kriterien definiert, welche für die Auswahl relevanter Quartiere anzuwenden sind (AP1, siehe Kapitel 2). Mit Hilfe dieser Erkenntnisse wird eine Vorauswahl an Quartieren getroffen. Die Entwicklung der Strombedarfe im Verkehrssektor werden mithilfe der Mobilitätssimulation in Kapitel 3 behandelt (AP3). Die integrale Analyse des Wohngebäudesektors sowie der Wärmeversorgungsstruktur bezüglich des Ausgangszustands sowie der vorliegenden Verbraucherstruktur inklusive der Mobilität erfolgt in der Quartiersanalyse im AP2 (Kapitel 4). Im Rahmen der Szenarienanalyse (Kapitel 5) werden darauf aufbauend Last- und Erzeugungsganglinien sowie Residuallasten der betrachteten Quartiere generiert. Diese Profile stellen die Grundlage des AP4 (Netzsimulation) dar. Im Rahmen dieses AP (Kapitel 6) werden die real existierenden Netze der Quartiere abgebildet und anhand der vorliegenden zeitreihenbasierten Lastflüsse auf der Ebene der Verteilnetzanschlusspunkte simuliert. Eine teilweise parallele Untersuchung von Flexibilisierungspotentialen (AP5) hat Einfluss auf die Simulationsparameter in AP4 bzw. auch auf die Ausgangsdaten aus AP3. Abschließend werden die Simulationsergebnisse in AP6 bewertet bzw. es werden Empfehlungen hieraus abgeleitet. Abbildung 1 stellt die Struktur des Projektes dar.

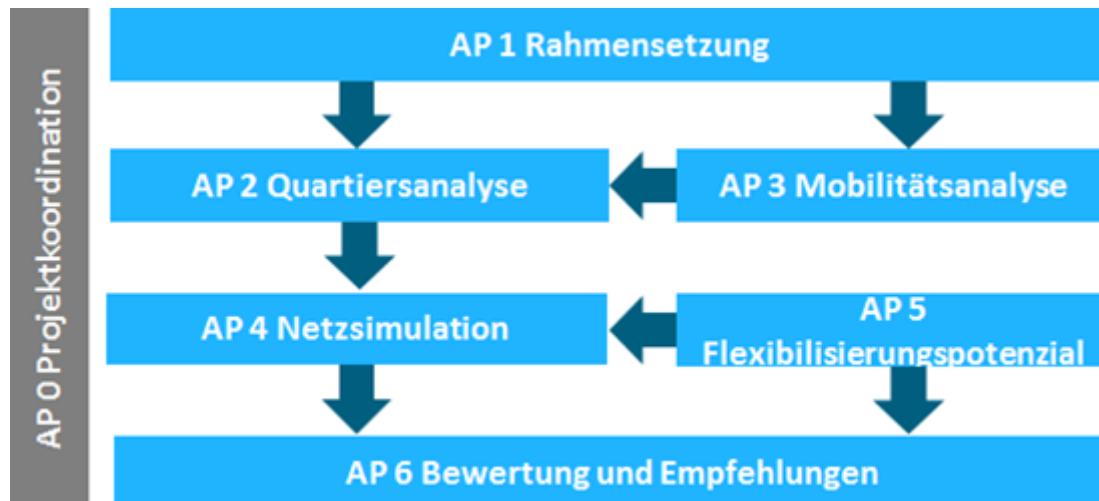


Abbildung 1: Projektstruktur

2 Rahmensetzung

2.1 Methode der Quartiersclusterung

Zur Auswahl der repräsentativen Versorgungsaufgaben in urbanen Stromverteilnetzen wird auf Basis der Netzstrukturparameter des Stuttgarter Niederspannungsverteilnetzes eine Clusteranalyse durchgeführt und Referenznetze werden ermittelt.

Hierbei wird im Folgenden die kleinste elektrisch zusammenhängende Netztopologie, die Niederspannungsnetzinsel, als Basis der Quartiersauswahl, definiert. Die Clusterbildung der Netze wird auf Basis zweier unterschiedlicher Studien umgesetzt. Eine erste Unterteilung der Versorgungssituation der etwa 560 Netzinseln in Stuttgart wird anhand der im Leitfaden „Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze“ **Es ist eine ungültige Quelle angegeben**. beschriebenen Clusterungsverfahren durchgeführt. Hierbei erfolgt die Einteilung im Wesentlichen auf Grundlage der Anschlussdichte, also der Anzahl der Hausanschlüsse pro Niederspannungsleitungslänge, sowie der Anzahl der Zählpunkte pro Hausanschluss. Zusätzlich wird auf Basis einer internen Studie der Stuttgart Netze die Versorgungssituation in den einzelnen Netzinseln anhand eines multikriteriellen Ansatzes auf einem höheren Detailniveau beschrieben. Neben der Anschlussdichte werden noch weitere Parameter, wie zum Beispiel der Gewerbeanteil, berücksichtigt. Die etwa 560 Niederspannungsnetze im Referenzmodell werden in neun repräsentative Cluster aufgeteilt. Die verschiedenen Cluster und die Referenzparameter sind in Abbildung 2 dargestellt.

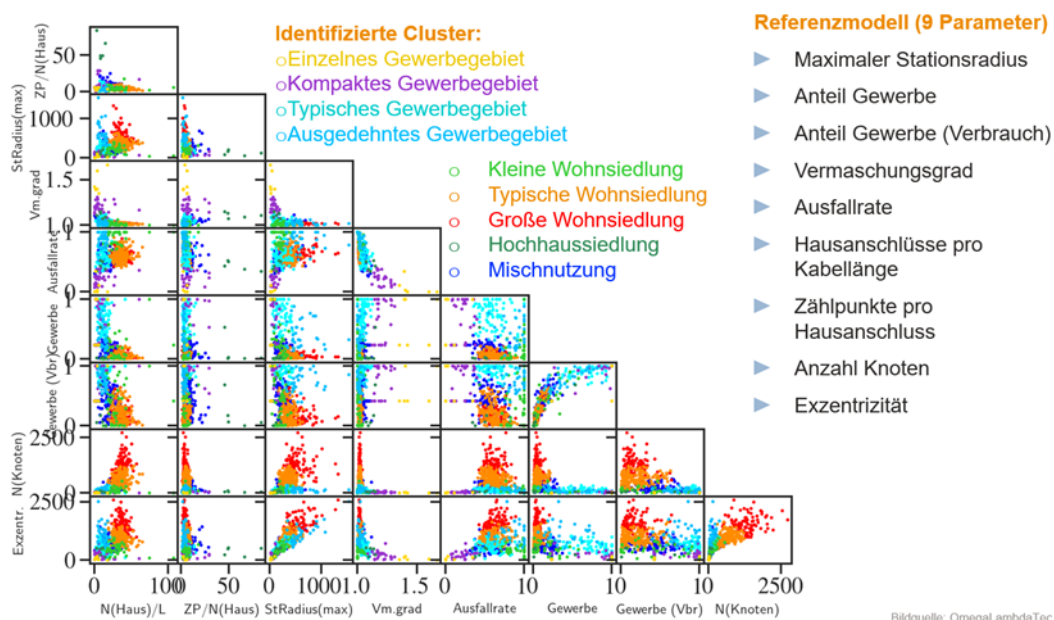


Abbildung 2: Clusteranalyse des Stuttgarter Niederspannungsnetzes (Quelle: Stuttgart Netze)

Die Clusterbezeichnungen beschreiben die charakteristische Versorgungssituation in den Netzinseln. In Abbildung 3 ist die Zuordnung der einzelnen Netze zu den Clustern in einer Karte farblich dargestellt. Im Innenstadtbereich ist hierbei deutlich eine überwiegende gewerbliche bzw. Mischnutzung zu erkennen. In den Außenbezirken zeigt sich eine Häufung von verschiedenen Wohnsiedlungen.

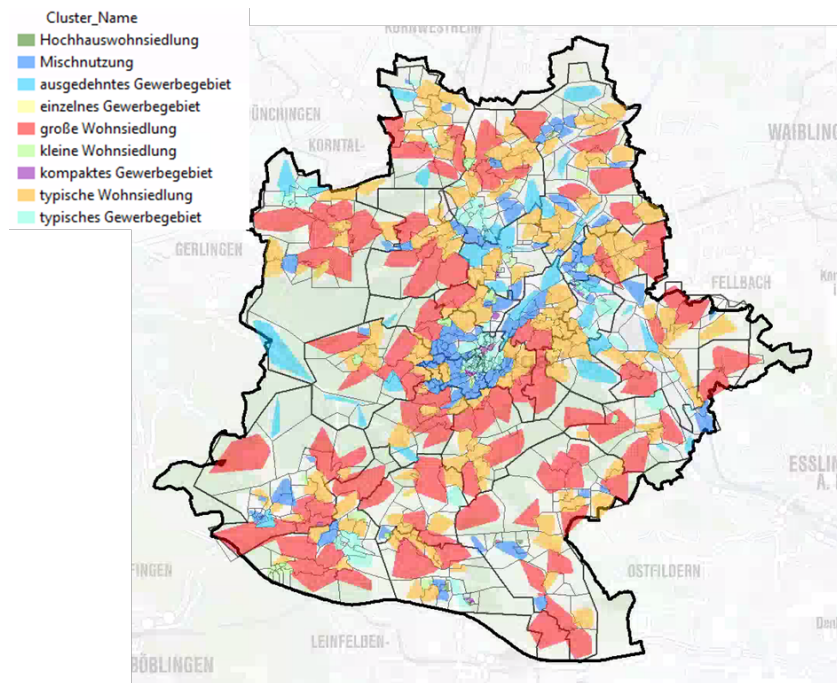


Abbildung 3: Übersicht des Clustering der Niederspannungsnetzinseln in Stuttgart (Quelle: Stuttgart Netze)

In Tabelle 1 ist das Ergebnis der Clusteranalyse der etwa 560 Stuttgarter Netzinseln tabellarisch zusammengefasst. Die Analyse zeigt, dass 54 % der Netzinseln dem Bereich der Wohnsiedlungen zuzuordnen sind. Etwa 20 % der Niederspannungsnetze sind von einer Mischnutzung zwischen Wohnbebauung und gewerblicher Nutzung geprägt. Nur etwas mehr als ein Viertel der Netzinseln weisen einen hohen Gewerbeanteil auf und können daher als Gewerbegebiet klassifiziert werden. Für das Projekt eNetze spielen die gewerblich geprägten Netzinseln eine untergeordnete Rolle, da hier ein Hochlauf der Elektromobilität sowie elektrischen Wärmeenergie sehr spezifisch zu bewerten ist und bei hohen Anschlussleistungen die Versorgung meist direkt über das Mittelspannungsnetz und nicht über die Niederspannung erfolgt.

Im Bereich der Wohngebiete haben die beiden Cluster „Typische Wohnsiedlung“ und „Große Wohnsiedlung“ den deutlich größten Anteil. Zusätzlich repräsentieren sie mit etwa 46 % fast die Hälfte der Stuttgarter Netzinseln. Daher wird im weiteren Auswahlprozess grundsätzlich auf Netzinseln aus diesen beiden Clustern zurückgegriffen.

Tabelle 1: Übersicht der neun verschiedenen Niederspannungscluster (Quelle: Stuttgart Netze)

Cluster	Anteil	Typische Merkmale
Wohnsiedlungen		
Typische Wohnsiedlung	30 %	Haushalte, wenig Gewerbe, mittlere Vermaschung
Große Wohnsiedlung	16 %	Viele Haushalte, wenig Gewerbe, mittlere Vermaschung, große Versorgungsfläche
Kleine Wohnsiedlung	7 %	Haushalte, geringe Vermaschung, kleine Fläche
Hochhaussiedlung	1 %	Viele Zählpunkte pro Hausanschluss, wenig Gewerbe
Mischnutzung		
Mischnutzung	20 %	Mittlerer Gewerbe-/Haushaltsanteil, mittlere Vermaschung
Gewerbegebiete		
Typisches Gewerbegebiet	14 %	Sehr hoher Gewerbeanteil, mittlere Vermaschung
Ausgedehntes Gewerbegebiet	6 %	Hoher Gewerbeanteil, geringe Vermaschung
Kompaktes Gewerbegebiet	5 %	Viel Gewerbe, hohe Vermaschung, kleine Fläche
Einzelnes Gewerbegebiet	1 %	Hoher Gewerbeanteil, hohe Vermaschung

Zusammen mit den Anforderungen aus der Energiesystemanalyse und dem agentenbasierten Verkehrsnachfragemodell ergeben sich hierdurch typische urbane Versorgungsaufgaben auf Quartiersebene auf deren Basis der zukünftige Handlungsbedarf ermittelt wird.

Für eine nähere Betrachtung ist eine Vorauswahl relevanter Quartiere durchzuführen. Es wird dabei nach Kriterien gesucht, welche eine Eingrenzung auf relevante Quartiere ermöglicht. Hierbei sind folgende Kriterien in die Vorauswahl eingeflossen:

1. Referenzquartier mit verfügbarer hoher Datendichte zur Simulationsvalidierung
2. Geringer und hoher Wärmebedarf pro Einwohner. Der Einfluss von Lastspitzen ist hier von besonderem Interesse
3. Dichte Bebauung mit hoher Einwohner pro Quadratmeter Anzahl, um den Einfluss der Elektromobilität besonders sichtbar zu machen
4. Bereits aktuell vorliegende hohe Auslastung
5. Bereits aktuelle vorhandene hohe Ladeinfrastruktur-Dichte
6. Modernes, in den vergangenen zwei Jahrzehnten gebautes, Wohnquartier

Wie bereits erwähnt, werden für die Quartiersauswahl Wohnquartiere herangezogen, da industriell geprägte Quartiere häufig direkt aus der Mittelspannung versorgt werden und so aus dem Betrachtungsfokus dieses Projektes fallen.

Eine schrittweise Eingrenzung der Vorauswahl hat zu einer näheren Betrachtung von fünf Quartieren geführt. Im weiteren Verlauf wird der Begriff Quartier mit dem Begriff Netzinsel synonym verwendet.

Aus datenschutzrechtlichen Gründen werden die Netzinseln ohne Nennung von Klarnamen, anonymisiert, zufällig nummeriert und es wird ein projektspezifischer Name zugewiesen.

2.2 Auswahl geeigneter Netzinseln

Im Folgenden wird auf die Auswahl der betrachteten Netzinseln näher eingegangen.

Quartier 1 - Siedlungskerngebiet - SKG

In diesem Quartier ist im Ausgangszustand ein vergleichsweise geringer Wärmebedarf der Gebäudestruktur zu verzeichnen. Zudem hat das Forschungsprojekt eUrban hier hohe Leistungsspitzen aufgezeigt. Die hohe Elektrifizierung des Wärmebereiches durch Nachtspeicherheizungen im Ausgangszustand stellt zudem ein markantes Merkmal der Wärmeversorgungsstruktur dar, welche im Rahmen der Szenarienanalyse einer Transformation unterworfen wird. Ein erhöhter Flexibilisierungsbedarf wird erwartet.

Quartier 2 – gemischtes Wohngebiet - GWG

Im Quartier 2 ist der Wärmebedarf je Einwohner bereits im Ausgangszustand vergleichsweise gering. Es wird folglich mit einem geringeren Einfluss von Sanierungsmaßnahmen auf den Wärmebedarf gerechnet. Gleichzeitig fallen die elektrischen Bedarfe hoch aus. Hier ist die Ermittlung der vorhandenen Reserve inklusive des Potentials durch Korrektur der Lastspitze von Interesse.

Quartier 3 – Einfamilienhaussiedlung - EHS

Aufgrund der vorliegenden Bebauungsstruktur und der gleichzeitig hohen Anzahl an Bewohnern wird ein hoher Anteil an elektrischen Pkw in Zukunft erwartet. Eine entsprechend hohe Anzahl an Ladesäulen ist wahrscheinlich. In diesem Quartier liegt zudem eine Kombination aus Extremum bei Belastung je Einwohner und Zählpunkt im Ausgangszustand vor.

Quartier 4 – Mehrfamilienhaussiedlung - MHS

Im Quartier 4 ist die Ausgangslage bezüglich Struktur ähnlich zur der aus Quartier 2. Dadurch wird eine zur Testung der Robustheit der Ergebnisse mit Hilfe dieses Quartiers angestrebt.

Quartier 5 – Neubausiedlung - NBS

Bereits heute ist dieses Quartier mit einem hohen Anteil an Wärmepumpen ausgestattet. Demnach wird mithilfe der Neubausiedlung der Frage nachgegangen, ob bestehende Quartiere mit einer vergleichsweise hohen Elektrifizierungsrate bereits für zukünftige Belastungen im Netz gerüstet sind. Darüber hinaus ist eine detaillierte Datenlage für das Initiieren der im Projekt aufzustellenden Simulationskette vorhanden.

2.2.1 Parametrisierung der Netzinseln Ist-Zustand

Die Parametrisierung des Ist-Zustandes erfolgt basierend auf der Topologie und der Netzstrukturparameter des Netzmodells der Stuttgart Netze. Aus den vorhandenen Daten werden sowohl die abzubildende Gebäudestruktur, eingeteilt in Einfamilien- und

Mehrfamilienhäuser als auch die gebäudespezifische Zuordnung der Anzahl der Haushalte abgeleitet. Darüber hinaus können für den Ist-Zustand die installierten Leistungen der vorhandenen Photovoltaik sowie die Bestandsstruktur der Wärmeversorgung basierend auf Wärmepumpen exportiert werden. Die Elektromobilität wird aufgrund der bis zum Jahr 2019 geringen Zulassungszahlen im Ausgangszustand vernachlässigt. Eine Übersicht der Ausgangszustände der betrachteten Netzeinseln ist in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Übersicht der netzeinselspezifischen Strukturdaten im Referenzszenario

	Anzahl Haushalte	Anteil EFH	Anteil MFH	Anzahl Einwohner	NSP	WP	PV
Zeitpunkt	IST	IST	IST	IST	IST	IST	IST
SKG	1283	50,0 %	50,0 %	2286	14,8 %	4,6 %	96,8 kWp
GWG	1171	40,8 %	59,2 %	2450	6,1 %	2,3 %	57,4 kWp
EHS	1321	52,2 %	47,8 %	2688	5,0 %	6,2 %	143,7 kWp
MHS	1372	30,4 %	69,6 %	2845	0,6 %	1,7 %	139,8 kWp
NBS	462	89,8 %	10,2 %	1086	3,0 %	22,4 %	83,6 kWp

2.2.2 Fortschreibung der Netzeinseln

Für eine Vergleichbarkeit der Simulationsergebnisse wird für die Fortschreibung der ausgewählten Netzeinseln keine hypothetische sozioökonomische Fortschreibung vorgenommen. Dies bedeutet, dass im Rahmen der Simulationen eine konstante Bevölkerungszahl und ein unverändertes Verbraucherverhalten (z. B. im Kontext des Nutzungsverhaltens von elektrischen Haushaltsgeräten) festgelegt wird.

Die zeitliche Fortschreibung der ausgewählten Netzeinseln erfolgt in Anlehnung an das im Jahr 2020 verabschiedete „Gebäudeenergiegesetz“ (GEG) sowie die auf europäischer Ebene eingeführte „*Energy performance of buildings directive*“ (EPBD), die verpflichtende Emissionsreduktionsziele im Gebäudebereich vorsieht. Dabei werden unter anderem Mindeststandards für die Gesamtenergieeffizienz von sowohl Nicht- als auch Wohngebäuden eingeführt, die eine stetige Effizienzsteigerung der Bestandsstruktur erfordert.

Im Rahmen des vorliegenden Vorhabens werden daher die oben genannten Effizienzsteigerungen im Gebäudebereich zum einen auf der Verbrauchsseite mittels Sanierungen in den Modellen berücksichtigt und zum anderen im Bereich der Wärmeversorgung mittels zunehmender Elektrifizierung der Erzeugungsstruktur. Auf die vorzunehmenden Sanierungsoptionen, die in einer Reduktion des Wärmebedarfs resultieren, wird in Kapitel 4.1.2 näher eingegangen. Auf der Erzeugungsseite wird aufbauend auf der Bestands-Heizungsstruktur ein sukzessiver Austausch der bestehenden fossilen Heizungen sowie der Nachtspeicherheizungen (NSP) unterstellt. Für alle Netzeinseln wird dabei im Zeitverlauf ein kontinuierlicher und bis 2050 ein vollständiger Ersatz der Nachtspeicherheizungen durch Wärmepumpen angenommen. Weiterhin wird netzeinselspezifisch eine steigende Durchdringungsrate von Wärmepumpen zur

Raumwärmebereitstellung unterstellt. Der zunehmende Anteil der Wärmepumpen betrifft ebenfalls die Versorgungsstruktur der Warmwasserbereitstellung. Für die simulierten Netzeinseln wird daher die Annahme getroffen, dass die bestehende dezentrale elektrische Warmwasserbereitstellung auf Basis von elektrischen Durchlauferhitzern oder Boilern durch den Wärmepumpenausbau ersetzt und somit kontinuierlich verdrängt wird. Die genauen Angaben zur Parametrisierung der Netzeinseln für den Ausgangszustand, sowie die Jahre 2030 und 2050 sind in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt. **Fehler! Keine gültige Verknüpfung.**

Darüber hinaus wird im Rahmen der Szenarienanalyse ein fortschreitender PV-Ausbau unterstellt. Dabei werden zwei verschiedene „PV-Ausbaupfade“ untersucht: *konventioneller PV-Ausbau* und *starker PV-Ausbau*. Auf Details zur Parametrisierung der PV wird in Kapitel 5.1 im Rahmen der Szenariendefinition eingegangen.

Bei der Fortschreibung der Elektromobilität wird ein Anteil zwischen 30 % und 100 % Durchdringung mit elektrischen Pkw angenommen. Auf die unterschiedlichen gewählten Anteile wird ebenfalls im Zuge der Szenariendefinition eingegangen (Kapitel 5.1).

3 Mobilitätsanalyse

Mit zunehmender Elektrifizierung der Pkw-Flotte steigt auch die Relevanz der Elektromobilität für die Belastung der Stromnetze. Insbesondere private Ladesäulen können starken Einfluss auf die bisherigen haushaltstypischen Lastgänge auf Niederspannungsebene haben. Die Mobilitätsanalyse (AP 4) dient der Generierung der durch Elektromobilität erzeugten Lastgänge, um diese detailliert in der Netzsimulation zu berücksichtigen. Des Weiteren ermöglicht die Implementierung verschiedener Ladestrategien Analysen zum Flexibilisierungs- und Glättungspotential der durch Elektromobilität generierten Nachfrage.

3.1 Strategien zum Lademanagement und zur Spitzenglättung

Mit §14a des Energiewirtschaftsgesetzes wurde vor einigen Jahren der Grundstein für die Flexibilisierung der Energienachfrage und damit zur Glättung von Lastspitzen gelegt. Bisher erfolgte noch keine Konkretisierung des Rahmens für die „Reduzierung der Netzentgelte“ sowie der „Steuerungshandlungen, die dem Netzbetreiber und Dritten vorbehalten sind“. Die Glättung der Lastspitzen durch effizientes Lademanagement, d.h. die zeitliche Verschiebung von Nachfragespitzen zur Reduktion der Nachfragevarianz, ist hierbei ein wichtiges Werkzeug zur Vermeidung von Netzüberlastungen sowie zur Minimierung der baulichen Maßnahmen.

Grundsätzlich kann zwischen reaktiver und präventiver Steuerung unterschieden werden, wird auf Steuerungsmechanismen verzichtet, spricht man von freiem Laden. Alle drei Formen werden im Folgenden nochmals detailliert erläutert.

3.2 Freies Laden

Beim freien Laden stehen an den Ladesäulen die maximalen Ladekapazitäten jederzeit uneingeschränkt zur Verfügung. Wann immer eine Ladesäule frei ist, kann der batterieelektrische Pkw (engl. battery electric vehicle = BEV) eingestöpselt werden und der Ladevorgang startet. Im Modell wird vereinfacht davon ausgegangen, dass die Ladekapazität über den gesamten Ladevorgang konstant ist. Der Ladevorgang endet, wenn die Batterie des BEV vollständig aufgeladen ist, oder aber das Fahrzeug von der Ladesäule entfernt wird, da es für einen Weg benötigt wird.

3.3 Präventive Steuerung

Bei der präventiven Steuerung wird basierend auf der Analyse der vergangenen Lastflüsse (bspw. Elektromobilität, Standardhaushaltlast, PV) ein zeitliches Intervall festgelegt, in dem zur Vermeidung von Lastspitzen nur eine pauschal eingeschränkte Ladeleistung zur Verfügung steht. Im Gegensatz zu heutigen Sperrzeitfenstern für die Wärmeerzeugung aus Strom ist für den Komfort der Kunden jedoch eine Reduktion der verfügbaren Leistung einer vollständigen Sperrung vorzuziehen. Im Gegensatz zur Sperrung der Wärmeerzeugung würde sich eine Sperrung von Ladevorgängen direkter auf die Kunden auswirken, da für diesen Zweck kaum Pufferspeicher vorhanden sind. Die Kommunikation der Maßnahmen kann transparent erfolgen und Kunden können mit den Einschränkungen planen. Diese Einschränkungen sind jedoch unabhängig von der tatsächlichen Nachfrage.

3.4 Reaktive Steuerung

Reaktive Steuerungsmechanismen beziehen sich auf die aktuelle Energienachfrage und die Lastflüsse im Stromnetz. Eine Implementierung und Umsetzung ist deutlich komplexer als die zuvor beschriebene präventive Steuerung. Aufgrund der bisherigen vagen Formulierung von § 14a ist bisher unklar, wie genau dies zukünftig in der Praxis umgesetzt werden wird. Denkbar sind verschiedene Ansätze, wie die Steuerung bei einer Grenzwertverletzung eines Bauteils innerhalb einer Netzinsel aussehen kann.

First-come-first-served

Sobald die Kapazitätsobergrenze erreicht wird, besteht für andere Endverbraucher zunächst keine Möglichkeit mehr ihr BEV zu laden, um das Netz nicht weiter zu belasten. Erst wenn ein Ladevorgang abgeschlossen ist bzw. der Stecker gezogen wird, und wieder freie Kapazität zur Verfügung steht, startet der Ladevorgang beim nächsten Wartenden.

Gleichverteilungs-Strategie

Auch hier bestimmt man eine maximale Leistungsobergrenze für eine geschlossene Einheit. Wenn diese erreicht wird, wird jedoch nicht wie beim „first-come-first-served“ der Anschluss der anderen Ladesäulen auf 0 kW gedrosselt, sondern, die zur Verfügung stehenden Leistung unter allen Lade-Interessenten aufgeteilt. Denkbar wäre z.B., dass entweder fünf BEV mit einer Leistung von 11 kW geladen werden können oder zehn mit je 5,5 kW.

Die Regelungen könnten klar kommuniziert werden. Die Dauer der Ladevorgänge für Endverbraucher wäre in dem Fall aber nicht planbar, da die Leistung der eigenen Ladesäule stark von den anderen Verbrauchern im Netz beeinflusst wird.

Eine große Herausforderung stellt aktuell die Bestimmung der Grenzwerte und das Monitoring der Energieflüsse im Netz dar, so dass diese Option kurzfristig als nicht umsetzbar bewertet wird. Sie ist eher als möglicher Ausblick zu werten.

3.5 Anwendung des Verkehrsnachfragemodell mobiTopp

3.5.1 Funktionsweise von mobiTopp

Zur Abschätzung des Energiebedarfs durch die zunehmende Elektromobilität sowie dessen räumlicher und zeitlicher Verteilung wird der Verkehr in der Region Stuttgart (bestehend aus der Stadt Stuttgart und den Landkreisen Böblingen, Ludwigsburg, Göppingen, Esslingen sowie dem Rems-Murr-Kreis) in mobiTopp modelliert **Es ist eine ungültige Quelle angegeben..** mobiTopp ist ein am Institut für Verkehrswesen am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) entwickeltes mikroskopisches Multi-Agenten-Simulations-Modell, welches die Ortsveränderungen aller Personen mit allen Verkehrsmitteln eines Planungsraums über den Zeitraum von einer Woche simuliert (siehe Abbildung 4). Der mikroskopische Ansatz erlaubt die Betrachtung des individuellen Mobilitätsverhaltens jeder einzelnen Person im Planungsraum sowie die Analyse der einzelnen Pkw. Bei BEV ermöglicht dies insbesondere auch die Analyse der Ladevorgänge.

mobiTopp besteht aus einem Langzeitmodul (Bevölkerungssynthese) und einem Kurzzeitmodul (Simulation der Entscheidungen der Agenten im Verlauf einer Woche). Im Langzeitmodul wird eine räumlich fein auf Verkehrszellen verteilte synthetische Bevölkerung generiert. Für jeden der sogenannten Agenten werden unter anderem Informationen zu Alter,

Wohnort, Tätigkeit, Tätigkeitsort, Haushaltszusammensetzung, Haushaltseinkommen, PKW-Besitz, ÖV-Zeitkartenbesitz und einem Aktivitätenprogramm in einer typischen Woche synthetisiert.

Im Kurzzeitmodul werden für jede Aktivität die Zielwahl und die Verkehrsmittelwahl anhand von Discrete-Choice Modellen abgebildet. In diese modellierten Entscheidungen finden Informationen über Reisezeiten und Reisekosten für den jeweiligen Weg, sowie soziodemografische Informationen Eingang. Eine Übersicht ist Abbildung 4 zu entnehmen.

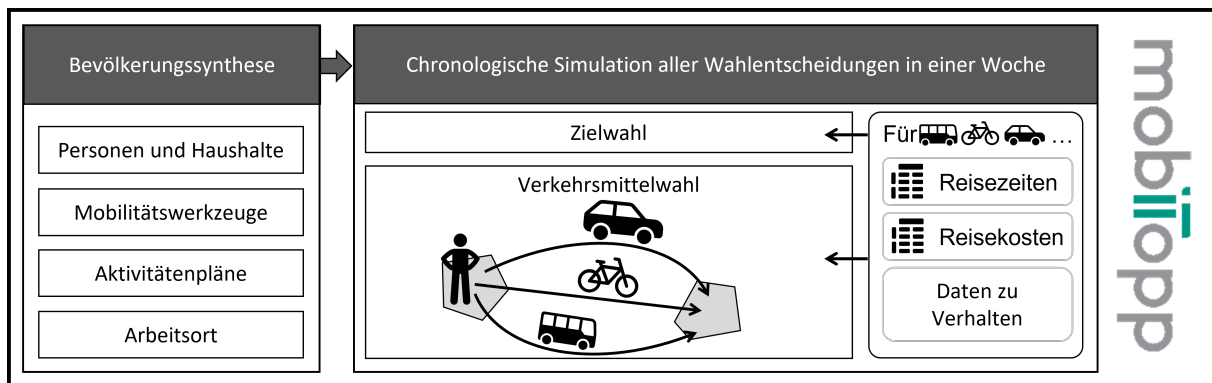


Abbildung 4: Übersicht über die Module von mobiTopp

3.5.2 Integration der Netzeinseln in mobiTopp

Räumlich findet die Modellierung mit mobiTopp auf der Ebene von Verkehrszellen statt. Diese Verkehrszellen sind im Raum Stuttgart auf der Ebene von Häuserblocks. Die Stadt ist in 584 Verkehrszellen unterteilt, welche analog zum makroskopischen Verkehrsnachfragemodell der Region Verband Stuttgart aufgebaut sind (siehe Abbildung 5). Das Umland ist in größere Zellen unterteilt.

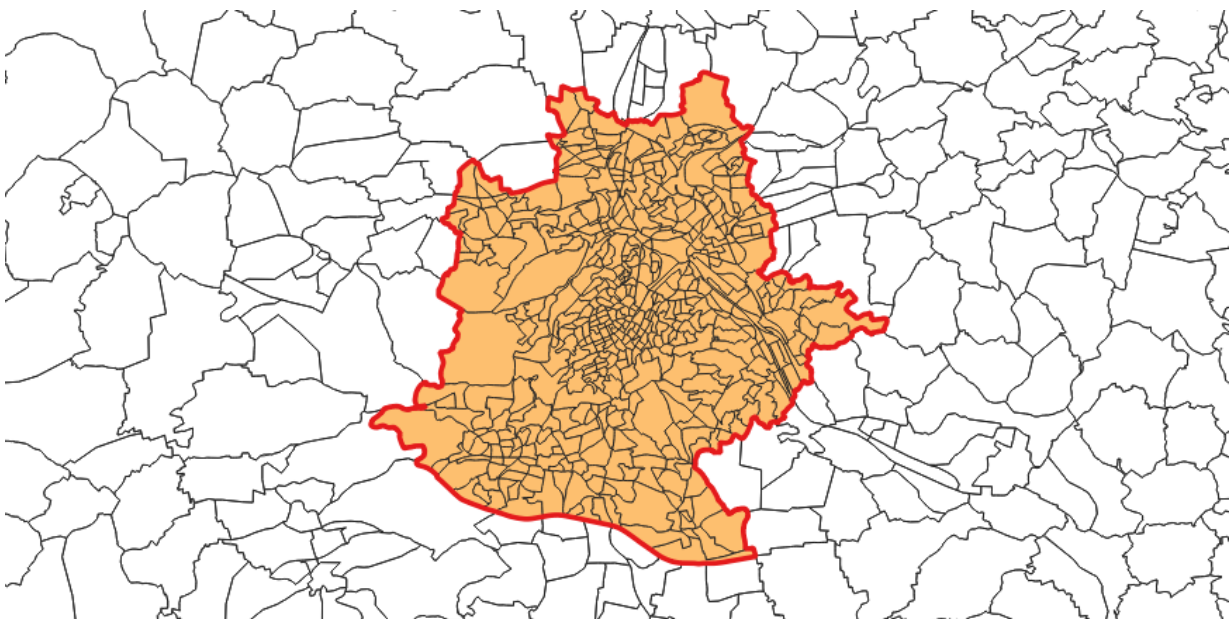


Abbildung 5: Übersicht über die Verkehrszellen im mobiTopp Modell der Stadt Stuttgart (in orange) und dem Umland)

Die Form und Größe der Zellen ist so gewählt, dass verkehrliche Zusammenhänge optimal dargestellt und modelliert werden können. Eine Anpassung der Verkehrszellen auf die Niederspannungsstromnetzinseln würde diesen Zusammenhang beeinträchtigen. Deshalb wurde eine zweite räumliche Ebene in mobiTopp eingebaut. So sind alle Agenten, Ziele und Ladepunkte sowohl einer Verkehrszelle als auch einer Niederspannungsnetzinsel zugeordnet.

3.5.3 Integration der Ladestrategien in mobiTopp

Um die durch Elektromobilität verursachten Ladebedarfe möglichst realistisch wiederzugeben, werden in mobiTopp detailliertere Ladestrategien implementiert. Dabei muss zwischen der einzelnen Entscheidung eines Agenten und den Strategien des Netzbetreibers bei der zur Verfügung gestellten Kapazität unterschieden werden (siehe Abschnitt 3.1).

Die persönliche Entscheidung des Agenten wird regelbasiert am Ende jedes Weges simuliert. Zuerst wird überprüft, ob das Fahrzeug während der Fahrt unter einen vorab definierten Ladestand, den so genannten „State of Charge“ (SOC) gefallen ist. Sobald dies der Fall ist, wird überprüft, ob dem Agenten in der aktuellen Verkehrszelle Ladeinfrastruktur zur Verfügung steht.

Bei Ladeinfrastruktur wird zwischen drei Arten unterschieden:

Privates Laden

Dies sind Ladepunkte, die am Wohnort von BEV-Besitzenden Haushalten erzeugt werden. Es verfügt allerdings nicht jeder BEV-Besitzende Haushalt über einen Ladepunkt. Diese privaten Ladepunkte können nur durch den jeweils zugeordneten Haushalt genutzt werden.

Halb-öffentliches Laden

Solche Ladepunkte sind vom Arbeitgeber zur Verfügung gestellte Infrastruktur oder durch Unternehmen des Einzelhandels installierte Einrichtungen. In mobiTopp wird je Verkehrszelle eine Anzahl an Ladepunkten beim Arbeitgeber, die dann auch nur während der Aktivität „Arbeiten“ genutzt werden können, und eine Anzahl an Ladepunkten des Einzelhandels, die nur während der Aktivität „Einkaufen“ genutzt werden können.

Öffentliches Laden

Öffentliche Ladeinfrastruktur ist während jedem Zweck von jedem Agenten nutzbar, sofern noch freie Ladepunkte verfügbar sind.

Falls sich der Agent in der Region seines Wohnorts befindet und ein privater Ladepunkt vorhanden ist, wird dieser priorisiert genutzt. Im nächsten Schritt wird geprüft, ob halb-öffentliche Ladepunkte verfügbar sind. Als letzte Möglichkeit werden öffentliche Ladepunkte gewählt.

Aus Sicht des Netzbetreibers bzw. der Stromversorger sind weitere Aspekte bei der Bereitstellung der Kapazität zu berücksichtigen. Um Überlasten zu verhindern, sollen die Betreiber steuernd oder über Anreize in die Nachfrage eingreifen können. Hierfür werden in mobiTopp die in 3.1 beschriebenen Ladestrategien vollständig umgesetzt. Bei der präventiven Steuerung werden konkrete Zeitfenster und prozentuale Reduzierungen über eine Konfigurationsdatei vorgegeben. Aufgrund der fehlenden live Rückkopplung zwischen dem Verkehrsnachfragemodell und anderen Stromverbrauchern können im Fall der reaktiven Steuerung nur pauschale maximale Leistungswerte herangezogen werden. Damit diese

pauschalen maximalen Leistungswerte in den Spitzenstunden eine echte Entlastung für das Stromnetz darstellen, müssen Sie aber sehr gering angesetzt werden. Da dieser maximale Wert in der derzeitigen Implementierung in mobiTopp aber für den gesamten Tag gilt, würden viele BEVs nicht ausreichend geladen werden können und die Steuerung wäre nicht praktikabel. Sie wird deshalb bei den weiteren Auswertungen nicht mehr berücksichtigt.

3.5.4 Aufbereitung von mobiTopp Output für Quartiersanalyse

Wie in 3.2 beschrieben werden in mobiTopp alle Agenten einem Haushalt zugeordnet. Dieser Haushalt hat als weitere Attribute zunächst die Verkehrszelle, in welcher der Haushalt wohnt, den Pkw-Besitz, differenziert nach verschiedenen Antrieben und zudem, ob in Abhängigkeit vom Wohnort die Möglichkeit zum privaten Heimpladen besteht. Letzteres Attribut ist zunächst unabhängig davon, ob der Haushalt im Verlauf der Simulation tatsächlich Zuhause geladen hat oder nicht. Für die Harmonisierung der verschiedenen geographischen Einheiten (Netzinseln vs. Verkehrszellen) wurden die Haushalte basierend auf ihrer geographischen Lage auch einer Netzinsel zugeordnet. Auf Netzinsel-Ebene ist die kleinste Einheit der Netzknotenanschluss. Bei Einfamilienhäusern (EFH) entspricht ein Haushalt einem Anschluss, bei Mehrfamilienhäusern (MFH) verbergen sich hinter einem Anschluss mehrere Wohneinheiten. Diese unterschiedlichen Ebenen gilt es für die weitere Analyse mittels einer Heuristik zu überwinden.

Die vorliegenden Daten der Stuttgart Netze liefern Informationen für die verschiedenen Netzinseln bezüglich aller Anschlüsse sowie der Anzahl Wohneinheiten pro Anschluss. Aus einer detaillierten Gebietsanalyse wurde seitens KIT eine Wahrscheinlichkeit für die private Lademöglichkeit in Abhängigkeit von vorhandenen Tiefgaragen, überdachten Stellplätzen etc. bei den verschiedenen Wohneinheiten abgeschätzt. Diese wurde für jeden Anschluss hinterlegt und variierte zwischen 0 %, 50 % und 100 %. Durch Kenntnis der Wohneinheitenanzahl kann daraus berechnet werden, wie viele ladefähige Haushalte es gibt und wie viele Haushalte, die nicht laden können.

Alle mobitopp-Haushalte einer Netzinsel können aufgrund der in mobiTopp bestimmten Attribute in zwei Gruppen aufgeteilt werden: Haushalte die Laden können und solche die es nicht können. Nun werden die Anschlüsse der Reihe nach mit den Haushalten gefüllt. Fast ein Anschluss beispielsweise zehn Wohneinheiten und beträgt die Lade-Wahrscheinlichkeit 50 %, werden dem Anschluss fünf Haushalte mit Lademöglichkeit und fünf Haushalte ohne Lademöglichkeit zugeordnet.

Aufgrund der Zuordnung von Verkehrszellen und Netzinseln können vereinzelt leichte Abweichungen bei der Anzahl der Wohneinheiten im Netz im Vergleich zu den simulierten Haushalten auftreten. Für den Fall, dass mehr Wohneinheiten als Haushalte existieren, werden einzelne Haushalte dupliziert. Umgekehrt gilt, falls es mehr Haushalte gibt, werden die nicht zugeordneten Haushalte im Rahmen der weiteren Analyse vernachlässigt.

Die Informationen aus mobiTopp zu Ladevorgängen sind minutenfein aufgelöst und beziehen sich auf den Simulationszeitraum von einer Woche. Für die weitere Verarbeitung wird die zeitliche Granularität an die Quartiersanalyse und die Netzsimulation angepasst. Hierfür

werden die Ladevorgänge zu 15-Minuten-Intervallen aggregiert und die durchschnittliche Ladeleistung im Intervall berechnet. Anschließend werden alle Ladevorgänge eines Netzanschlusses aufsummiert und die simulierte Woche dupliziert, sodass ein Jahresverlauf erreicht wird. Am Ende der Analyse entsteht so ein Datensatz für jede der simulierten Netzinseln in dem eine Spalte je einem Netzanschlusspunkt entspricht und jede Zeile einem 15-Minuten-Intervall.

3.5.5 Rahmenbedingungen bei der Simulation mit mobiTopp

Verschiedene Rahmenbedingungen der Verkehrsnachfrage, des Verkehrsangebots und des Mobilitätsverhaltens haben Einfluss auf die Simulationsergebnisse. In den unterschiedlichen Bereichen werden die folgenden Annahmen getroffen beziehungsweise variiert:

Bevölkerung

Der Stand der Bevölkerung der Stadt Stuttgart wird aus den Stadtteilprofilen und Stadtbezirksdaten des Statistischen Amtes der Stadt Stuttgart mit Stichtag 31.12.2019 in das Modell eingepflegt. Für das Umland kommen Daten aus der Datenbank des Statistischen Bundesamtes (GENISIS) zur Anwendung. Hier gilt derselbe Stichtag. Die feingranulare Verteilung der Bevölkerung auf die Verkehrszellen folgt dem Verteilungsschlüssel aus dem makroskopischen Verkehrsmodell der Stadt Stuttgart mit Stand 2030, als Randwerte werden aber die Werte aus dem Jahr 2019 verwendet.

Verkehrsangebot

Das Netz des MIV sowie die ÖV-Reisezeiten und Kosten werden aus dem makroskopischen Verkehrsmodell der Region Stuttgart übernommen.

Pkw-Bestand

Die Anzahl der Pkw wird auf dem Stand von 2019 festgelegt. In der Stadt Stuttgart basieren die Zahlen auf den in den Stadtbezirksdaten als privat zugelassen ausgewiesenen Pkw. Mit einem Faktor wird berücksichtigt, dass auch geschäftlich zugelassene Fahrzeuge in den betrachteten Netzinseln genutzt und geladen werden. Um diesen Faktor zu bestimmen, kommen Daten aus der Vertiefertichprobe aus der Erhebung „Mobilität in Deutschland“ von 2017 zum Einsatz. Im Umland werden Daten des Kraftfahrtbundesamtes mit selben Stichtag angewandt. Der Anteil der BEV an der Summe aller Fahrzeuge wird im Zuge der Simulation zwischen 30 % und 100 % variiert. Die Fahrzeuge sind analog zur Umsetzung im Projekt eUrban in die drei Segmente Klein, Mittel und Groß unterteilt. Die in Tabelle 3 angegebenen Verbrauchswerte werden angenommen.

Tabelle 3: Eigenschaften der verschiedenen Pkw-Segmente von BEV in mobiTopp

	Klein	Mittel	Groß
<i>Anteil je Segment</i>	20 %	55 %	25 %
<i>Reichweite [km]</i>	250	350	550
<i>Batterie [kWh]</i>	30	60	126
<i>Verbrauch [kWh/100 km]</i>	12	17	23

Für die Verfügbarkeit der öffentlichen Ladeinfrastruktur wird der Stand von OpenStreetMap im September 2021 sowie die von der Stadt Stuttgart insgesamt 500 ausgewiesenen mögliche Standorte für Normalladeinfrastruktur im öffentlichen Raum berücksichtigt. Die Halb-öffentlichen Ladestationen werden basierend auf dem Referenzszenario der Studie „Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf“ für die Stadt Stuttgart geschätzt und anhand von Strukturdaten (Verkaufsfläche oder Anzahl der Arbeitsplätze) auf die Verkehrszellen aufgeteilt. Die Anzahl der Ladestationen am Arbeitsplatz wird in verschiedenen Läufen variiert. Die Verfügbarkeit von privaten Ladestationen wird auf dem Verhältnis von Einfamilien- und Zweifamilienhäusern zu Mehrfamilienhäusern geschätzt. Für die im Projekt untersuchten Netzinseln werden die Grundstücke luftbildgestützt einzeln untersucht und korrigiert.

4 Quartiersanalyse

Ziel der Quartiersanalyse ist es einen hochaufgelösten Lastganggenerator für Stromverbrauch (inklusive Strombedarf für Raumheizung, Raumkühlung und Warmwasser) im Wohnbereich zu entwickeln und zusätzlich um eine stochastische PV-Simulation zur Erstellung hochaufgelöster Erzeugungsprofile zu erweitern. Die entwickelte PV-Modellierung wird dabei mit dem Lastganggenerator auf der Gebäudeebene verknüpft. Zudem werden im Modell Ladeprofile der Elektromobilität im privaten Wohnbereich eingelesen, die aufbauend auf der in Kapitel 3 beschriebenen Mobilitätsanalyse simuliert werden. Somit werden alle Stromverbräuche, die Wohngebäuden zugeordnet werden können, mit der gebäudenahen Stromerzeugung zusammengefasst. Dieser integrale Charakter des Modells ermöglicht ein vollständiges Bild der gebäudespezifischen Strombilanzen zu erhalten und die Last- und Erzeugungsganglinien für den gesamten Bilanzraum abzuleiten. Das Simulationsmodell wird auf die in Kapitel 2 beschriebenen Netzinseln angewandt. In einer Szenarioanalyse werden die Auswirkungen unterschiedlicher Technologie- und Gebäudeausprägungen auf die Last- und Erzeugungsganglinien untersucht.

4.1 Simulation anwendungsspezifischer Stromganglinien in Wohngebäuden

Um den Aufbau und Methodik der Simulation darzustellen, werden zunächst die verwendeten mathematischen Grundlagen vorgestellt. Anschließend wird die stochastische Methode des Simulationsmodells beschrieben. Das entwickelte Verfahren ermöglicht die Erstellung von hochaufgelösten Verbrauchs- und Erzeugungsprofilen für verschiedene Haushaltsgrößen, unter Berücksichtigung des elektrischen Wärmebedarfs sowie der gebäudenahen Erzeugung aus PV.

Der zentrale Aspekt der Simulation basiert auf der Methode der Markov-Kette. Die Markov-Kette (auch Markov Chain genannt) stellt einen diskreten, stochastischen Prozess dar, bei dem die bedingte Wahrscheinlichkeit des nächsten Zustandes lediglich vom aktuellen Anfangszustand abhängt. Der Prozess wird auch als gedächtnislos bezeichnet, da die in der Vergangenheit liegenden Zustände nicht den nächsten Folgezustand beeinflussen. Ausschließlich der aktuelle Zustand zum Zeitpunkt t hat Auswirkungen auf den folgenden Zustand in $t+1$. Zur Bildung des folgenden Zustandes wird eine Übergangswahrscheinlichkeitsmatrix angewendet. Die Einträge der Matrix stellen die Übergangswahrscheinlichkeiten dar, die die Wahrscheinlichkeit des Überganges von einem beliebigen Zustand in jeden möglichen Folgezustand definieren. Aufbauend auf den Übergangswahrscheinlichkeitsmatrizen werden Zufallsziehungen durchgeführt, die entsprechend der Verteilung der Gesamtmenge entspricht. Abbildung 6 stellt die Methodik der Zufallsziehungen sowie der Zuordnungen anhand eines Beispiels dar. Für einen beliebigen Bilanzraum gilt, dass 33 % aller Haushalte Einfamilienhäusern und die restlichen 67 % in Mehrfamilienhäusern statistisch zugeordnet werden können. Mithilfe eines Zufallszahlengenerators wird eine Zufallszahl zwischen 0 und 1 erzeugt. Sofern diese Zahl kleiner als 0,33 ausfällt, wird der erste Haushalt aus der Gesamtmenge einem Einfamilienhaus zugeordnet, im anderen Fall einem Mehrfamilienhaus. Dieses Vorgehen wird anschließend in einer Schleife über alle Haushalte des betrachteten Bilanzraumes wiederholt.

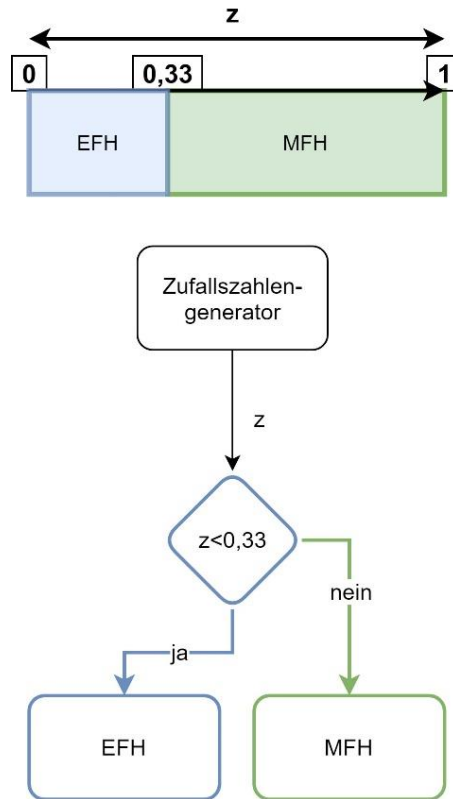


Abbildung 6: Prinzip der Zufallsziehungen

Dieses prinzipielle Verfahren wird für die Zuordnung von Technologien, der Aktivität der Bewohner, dem Einsatz der elektrischen Geräte sowie die Einstrahlungsdaten der PV im Allgemeinen angewandt. Auf diese Weise wird eine variable Abbildung der betrachteten Größen erreicht, die bei Berücksichtigung einer genügend großen Anzahl an Zufallsziehungen im Mittel wieder der Gesamtmenge entspricht. Dabei wird auf das Gesetz der großen Zahlen verwiesen. Das angewandte Verfahren und die die Markov-Chain wird im Open Source CREST Demand Model von **Es ist eine ungültige Quelle angegeben.** im Detail erläutert.

4.1.1 Bewohner- und Gerätemodell

Der Verlauf des Stromverbrauchs variiert von Haushalt zu Haushalt. Dieser ist stark von den im Haushalt vorhandenen elektrischen Geräten und von der Anzahl der (aktiven) Bewohner abhängig. Das zum Einsatz kommende Bottom-up Simulationsmodell beinhaltet einen hochaufgelösten Lastganggenerator, welches aus drei Modulen besteht: Bewohner-, Beleuchtungs- und Gerätemodell. Mit deren Hilfe wird das Stromverbrauchsprofil gerätescharf, stochastisch anhand Aktivitätsstatistiken und Zeitverwendungserhebungen für jeden Haushalt separat erzeugt. So wird die Heterogenität der Haushaltsverbräuche auch in Wohngebieten mit geringer Anzahl an Haushalten und somit für Fälle in denen Standardlastprofile keine Alternative darstellen, realitätsnah abgebildet. Das stochastische Verfahren basiert dabei auf der Ausstattung eines jeden Haushaltes sowie der Aktivität der Bewohner (sind diese anwesend oder abwesend) sowie auf den Entscheidungen, ob und wann ein Gerät aktiviert bzw. genutzt wird. Im Folgenden wird der Umfang der Geräte dargestellt.

Elektrische Geräte

Die Zuordnung der elektrischen Geräte auf jeden Haushalt erfolgt nach statistischen Angaben, mithilfe von Durchdringungsraten. Die Geräte und deren Verbrauch werden daraufhin kalibriert, sodass in Summe inklusive der Beleuchtung und unter Berücksichtigung der Geräteverfügbarkeit ein rechnerischer Jahresstromverbrauch je Haushalt gemäß BDEW erreicht wird **Es ist eine ungültige Quelle angegeben..** Jedem der Geräte wird jeweils eine Zyklenanzahl pro Jahr, eine mittlere Zykluslänge und –leistung, eine Standby-Leistung, gegebenenfalls eine verzögerte Startzeit nach dem Zyklus sowie eine Laufzeit und Stillstandszeit pro Jahr zugeordnet. Die zugeordnete Nennleistung wird mit einer Standardabweichung von 10 % des Nennwertes abgeschätzt. Zudem wird unterschieden, ob die Geräte an die Aktivität der Bewohner gekoppelt sind oder ein Einschaltvorgang von einem Startevent abhängig ist. Simuliert werden die in Tabelle 4 dargestellten Gerätegruppen und Geräte:

Tabelle 4: Simulierte Geräte auf der Verbraucherseite

Gerätegruppe	Geräte
Kühlen & Gefrieren	Kühlschrank, Gefrierschrank, Kühlgefrierkombination
Büro	Computer, Laptop und Drucker
Unterhaltung	Fernseher, Set-Top-Box, DVD-/Blu-ray Gerät und Hi-Fi-Anlage
Warmwasser	Kleinspeicher, Großspeicher und Durchlauferhitzer
Kochen	Kochfeld, Backofen, Mikrowelle und Wasserkocher
Licht	Glühlampen, Halogen, Energiesparlampen, LED
Spülen	Geschirrspülmaschine
Waschen & Trocknen	Wäschetrockner, Waschmaschine und Waschtrockner
Heizungsverteilung	Heizungs-Umwälzpumpe
Elektrische Heizung	Elektrische Speicherheizung, Elektro-Wärmepumpe (Raumwärme und Warmwasser), Wärmepumpe (Warmwasser)
Andere	Bügeleisen, Staubsauger, WLAN-Router, elektrische Direktheizung und Festnetztelefon

Beleuchtung

Für die Bestimmung des Stromverbrauchs der Beleuchtung fließt neben der Bewohneraktivität sowie der Geräteausstattung (das zum Einsatz kommende Leuchtmittel) zusätzlich noch eine zeitbezogene Einflussgröße ein. Dabei wird der Beleuchtungsbedarf in Abhängigkeit des Sonnenstandes bzw. der Strahlungsintensität der Sonne implementiert. Im Beleuchtungsmodell ist die Globalstrahlungsschwelle, unter der die Beleuchtung eingeschaltet wird, als Mittelwert unter Angabe einer Standardabweichung definiert. Der mittels verschiedenen Leuchtmitteln abzudeckende Lichtstrom wird aus dem Produkt der Wohnfläche, dem Grundbeleuchtungsbedarf und dem Anteil der jeweiligen Leuchtmittel ermittelt, sodass eine jahreszeitspezifische Lichtnachfrage betrachtet werden kann. Berücksichtigt werden LED-Lampen, Halogenlampen, Glühlampen und Energiesparlampen. Darüber hinaus erfolgt die

Konfiguration der Leuchtmittel eines Haushalts dynamisch in Abhängigkeit der Haushaltsgröße. Jeder simulierte Haushalt wird mithilfe hinterlegter Durchdringungsraten mit Leuchtmitteln ausgestattet, bis der benötigte Lichtstrom in Summe gedeckt ist. Der Stromverbrauch für die Beleuchtung im Ausgangszustand wird anhand statistischer Angaben kalibriert, sodass für eine durchschnittliche Haushaltsgröße in einer durchschnittlichen Wohnung der jährliche Stromverbrauch ca. 350 kWh/a beträgt.

4.1.2 Wärmemodell

Mit zunehmender Elektrifizierung der Wärmeversorgung durch Wärmepumpen oder dezentral installierte Warmwasser-Durchlauferhitzer nimmt deren Bedeutung auf die Lastermittlung auf der Verteilnetzebene zu. Demnach müssen die in diesem Kapitel vorgestellten Methoden, um die Wärmemodellierung erweitert werden. Im Fokus dieser Weiterentwicklung steht die elektrische Wärmebereitstellung durch Luft/Wasser- und erdgekoppelte Wärmepumpen. Hierbei wird zunächst basierend auf **Es ist eine ungültige Quelle angegeben.** Hellwig der Raumwärmebedarf tages- und gebäudespezifisch anhand der Gebäudecharakteristik sowie der Tagesmitteltemperatur bestimmt. Dabei wird der Jahresverbrauch des zu modellierenden Bilanzraums (in diesem Fall je Gebäude) auf einen Tagesverbrauch heruntergebrochen. Ausgehend vom Tagesverbrauch an Heizwärme wird der stündliche Wärmebedarf mittel Stundenfaktoren für die einzelnen Tagesstunden ermittelt. Dabei variieren die Stundenfaktoren in Abhängigkeit der betrachteten Gebäudegröße und -alter.

Um den zu simulierenden Gebäudebestand im Modell detailliert abbilden zu können, wird eine Unterteilung in Einfamilien- und Mehrfamilienhäuser gewählt. Weiterhin werden drei Baualtersklassen unterschieden (Altbau vor 1978; Neubau ab 1978; Passivhausstandard). Aufbauend auf den Standardlastprofilen nach Hellwig findet somit eine Diversifikation der Wärmeprofile nach Gebäudegröße sowie Gebäudealter statt. Darüber hinaus wird für jedes der Gebäude die Möglichkeit einer Sanierungsumsetzung implementiert. Im Rahmen der Sanierung werden die Transmissionswärmeverluste der Gebäudekubatur und somit die spezifischen Wärmebedarfe in zwei separaten Stufen reduziert **Es ist eine ungültige Quelle angegeben..** Dies ermöglicht die Berücksichtigung einer zunehmenden Sanierungsumsetzung des Gebäudebestandes bei der Simulation von zukünftigen Quartieren. Der Ist-Zustand beschreibt dabei Gebäude, welche nicht oder kaum energetisch saniert wurden. Als Beispiel einer geringfügigen Sanierung kann den Austausch der ursprünglich eingebauten Verbundfenster gegen Holzfenster mit Isolierverglasung genannt werden. Das Modernisierungspaket 1 (MP 1), welches der „konventionellen Sanierung“ nach der Tabula des IWU entspricht werden die Mindeststandards der Energieeinsparverordnung 2014 eingehalten **Es ist eine ungültige Quelle angegeben..** Darauf aufbauend ist separat das Modernisierungspaket 2 - „zukunftsweisende Sanierung“ – implementiert, welche sich an den heute technisch bzw. baupraktisch realisierbaren Techniken orientiert **Es ist eine ungültige Quelle angegeben..** Der dabei erreichte energetische Standard wird im Simulationsmodell auf den Dämmstandard von Passivhäusern kalibriert. Die durchschnittliche Wohnfläche eines Gebäudes wird anteilig aus den zugehörigen detaillierten Gebäudeklassen berechnet. Basierend auf Wohnflächenangaben der IWU Tabula können somit die Netto-Raumheizwärmebedarfe ohne Warmwasserbereitstellung abgeleitet werden **Es ist eine ungültige Quelle angegeben..** Tabelle 5 stellt die Raumwärmebedarfe der simulierten Gebäude in Abhängigkeit der Größe,

des Alters sowie des energetischen Sanierungsstandards dar. Insgesamt können somit 18 verschiedene Gebäudemodelle abgebildet werden.

Tabelle 5: Netto-Heizwärmebedarf in [kWh/m²] der Gebäudeverbraucher pro m² beheizte Wohnfläche

Netto-Heizwärmebedarf	Ist-Zustand	MP 1	MP 2
EFH Alt	163,3	103,7	40,2
EFH Neu	113,5	92,0	37,7
EFH Passiv	15,0	15,0	15,0
MFH Alt	147,8	85,7	26,1
MFH Neu	107,0	75,1	24,5
MFH Passiv	15,0	15,0	15,0

Darüber hinaus findet im Rahmen der Simulation des Wärmebereiches eine detaillierte Zuordnung der Heizungstechnologien statt. Die Bestimmung der Wärmeversorgungs-technologie der Gebäude erfolgt anhand der in Abschnitt 4.1 erläuterten Zufallsziehungen mithilfe der Markov-Chain. Dabei werden anhand entsprechender Durchdringungsraten von Heizungstechnologien die Verteilungen der Raumwärmeversorgungs-technologie implementiert. Modellseitig abgebildet sind elektrische Wärmepumpen (luft- und erdgekoppelt), Nachtspeicherheizungen sowie restliche fossile Technologien, deren Einsatz keine Auswirkungen auf die elektrische Verbrauchsseite aufweisen, mit Ausnahme der implementierten Heizungsumwälzpumpe, deren Verbrauch jedoch modellseitig berücksichtigt wird. Die Raumwärmeversorgung in Wohngebäuden findet in der Regel monovalent statt. Dies bedeutet, dass jedem Gebäude nur eine Heizungstechnologie zugeordnet wird. Folglich müssen in Mehrfamiliengebäuden allen Haushalten die gleiche Heizungstechnologie zugeschrieben werden. Daher ist es notwendig eine Zuordnung der Haushalte zu den einzelnen Gebäuden durchzuführen. Die Vorgehensweise dieser Zuordnung wird im Flussdiagramms in Abbildung 7 vorgestellt.

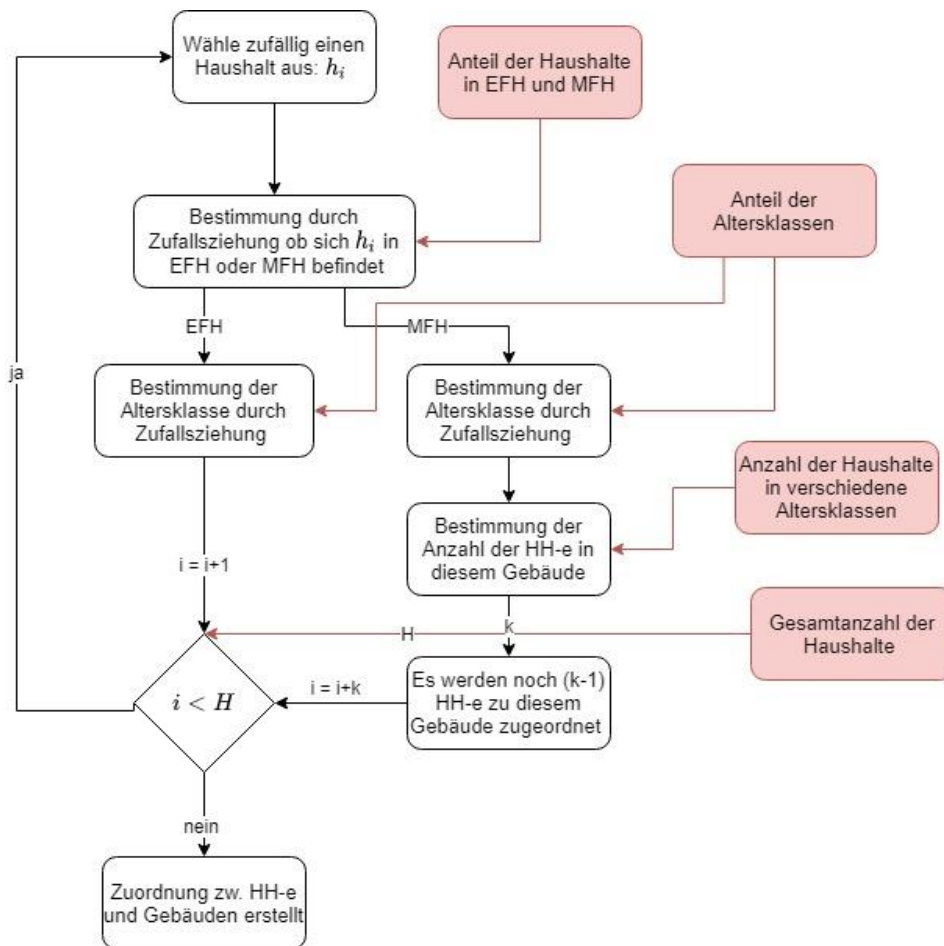


Abbildung 7: Zuordnung zwischen Haushalten und Gebäuden

Die Sektorkopplung zwischen den Wärmeverbräuchen und dem Strombereich erfolgt über den Einsatz von elektrischen Wärmepumpen zur Bedarfsdeckung. Dabei ist entscheidend, mit welcher Effizienz diese betrieben werden. Typischerweise wird dieser Zusammenhang mithilfe des Coefficient of Performance bzw. der Leistungszahl beschrieben. Die Bestimmung der zeitpunktscharfen Leistungszahlen erfolgt in Anlehnung an **Es ist eine ungültige Quelle angegeben..** Diese ist abhängig von der stündlichen Quellentemperatur, der Vorlauftemperatur der Wärmepumpe sowie von der Leistungsklasse der Wärmepumpe. Die Vorlauftemperatur sowie die Leistungsklasse der Wärmepumpe wird in Abhängigkeit der Gebäudegröße sowie der Sanierungsstufe des betrachteten Gebäudes definiert. Entsprechende Kennfelder zur Bestimmung der COPs sind in Abhängigkeit dieser Größen im Rahmen der Simulation hinterlegt. Dabei wird jedem Wohngebäude, je nach Baualter- und Gebäudetyp, eine Vorlauftemperatur für die Wärmepumpe zugeordnet. Je kleiner die Differenz zwischen der Temperatur des verwendeten Umgebungsmediums (Luft, Boden oder Wasser) und der erforderlichen Vorlauftemperatur des Heizkreislaufs ist, desto höher fällt der COP aus und desto effizienter gestaltet sich der Betrieb der Wärmepumpe. In der Praxis bedeutet dies, dass je niedriger die Vorlauftemperatur ist, desto höher fällt der COP der Wärmepumpe aus. Eine Wärmepumpe benötigt hohe Vorlauftemperaturen, wenn das Gebäude schlecht gedämmt ist oder nur kleine Heizflächen besitzt. Neben der Fassadendämmung und dem Schließen von Wärmebrücken oder modernen Fenstern kann auch ein Niedertemperatur-Wärmeverteilungssystem installiert werden, um den Wärmebedarf und damit die

Vorlauftemperatur alter Gebäude zu verringern. Somit gilt, dass mit zunehmender Sanierung die Vorlauftemperatur der Heizung reduziert werden kann. Im Rahmen dieser Arbeit wird die Annahme getroffen, dass die Vorlauftemperatur mit der Baualtersklasse der Gebäude korreliert. Es wird angenommen, dass die Wärmepumpen in Passivhäusern mit einer Vorlauftemperatur von 35 °C betrieben werden. Neubauten ab 1978 benötigen eine Vorlauftemperatur der Wärmepumpe von 42,5 °C und Altbauten bis 1978 benötigen eine Vorlauftemperatur von 70 °C, sofern diese nicht modernisiert sind. Mithilfe der ersten Sanierungsstufe (MP 1) kann die Vorlauftemperatur beim Altbau auf 50°C reduziert werden. Der zukunftsorientierten Sanierungsstufe (MP 2) werden die Mindeststandards der Energieeinsparverordnung 2014 zugeordnet und die benötigte Vorlauftemperatur wird jeweils um weitere 7,5 °C reduziert. Tabelle 6: Wärmepumpen-Vorlauftemperaturen in °C stellt die Vorlauftemperaturen der Heizungssysteme in Abhängigkeit des Gebäudealters sowie der Sanierungsstufe.

Tabelle 6: Wärmepumpen-Vorlauftemperaturen in °C

Vorlauftemperatur	Ist-Zustand	Modernisierung 1	Modernisierung 2
Altbau	70 °C	50 °C	42,5 °C
Neubau	42,5 °C	42,5 °C	35 °C
Passivhaus	35 °C	35 °C	35 °C

Für die Warmwasserversorgung bzw. Vorhaltung wird eine statische Vorlauftemperatur von 60°C definiert, um der Legionellenbildung vorzubeugen **Es ist eine ungültige Quelle angegeben..** Dies wird in Anlehnung an die geltende Trinkwasserverordnung (Stand 2018) modelltechnisch umgesetzt.

Die verschiedenen Leistungsklassen von Wärmepumpen werden ebenfalls an die im Simulationsmodell verwendete Gebäudetopologie angelehnt **Es ist eine ungültige Quelle angegeben..** Die Zuordnung der einzelnen Leistungsklassen zu den jeweiligen Gebäudetypen wird in Tabelle 7 dargestellt. Zugrunde liegen die Annahmen, dass Einfamilienhäuser aufgrund der summierten Wohnflächen der entsprechenden Gebäude eine vergleichsweise geringere thermische Leistung zur Wärmebereitstellung benötigen als Mehrfamilienhäuser. Zudem wird für das MFH Altbau der größtmögliche Verbraucher gewählt, da von großen Verlusten aufgrund schlechter thermischer Dämmung ausgegangen wird.

Tabelle 7: Leistungsklassen der verbauten Wärmepumpen

Typen	Thermische Leistung der Wärmepumpe
EFH Altbau	5-18 kW
EFH Neubau	5-18 kW
EFH Passivhaus	5-18 kW
MFH Altbau	35-80 kW
MFH Neubau	18-35 kW
MFH Passivhaus	18-35 kW

Zudem findet eine Unterscheidung zwischen Luftwärmepumpen und Erdwärmepumpen statt.

Luft/Wasser-Wärmepumpen werden mit einer variablen Leistungszahl simuliert. Die Quellentemperatur entspricht hierbei der zeitpunktbezogenen Lufttemperatur. Der resultierende COP korreliert dabei stark mit der Außenlufttemperatur. Für erdgekoppelte Wärmepumpen weist der COP geringere Schwankungen auf **Es ist eine ungültige Quelle angegeben..** Zur Bestimmung des COPs von Erdwärmepumpe wird eine konstante Quellentemperatur von 5°C angenommen.

4.1.3 Exemplarische Ergebnisse der anwendungsspezifischen Stromgangliniensimulation

Zur Visualisierung der Ergebnisse der Lastgangsimulationen werden im Folgenden anhand von Beispielen die Verläufe für verschiedene Fälle dargestellt. Abbildung 8 zeigt einen gerätescharfen Lastgang für ein Einfamilienhaus an einem Sommertag. Zu erkennen sind dabei die einzelnen Gerätegruppen elektrischer Verbraucher eines Haushaltes. Neben einer Reihe von Verbrauchern mit geringer Last (Kühlschrank, Unterhaltung, Bürogeräte u.ä.) ist ebenfalls der Einsatz einer Waschmaschine bzw. eines Trockners sowie zwei „Kochereignissen“ zu erkennen, deren Verbrauch die Stromlast maßgeblich beeinflussen.

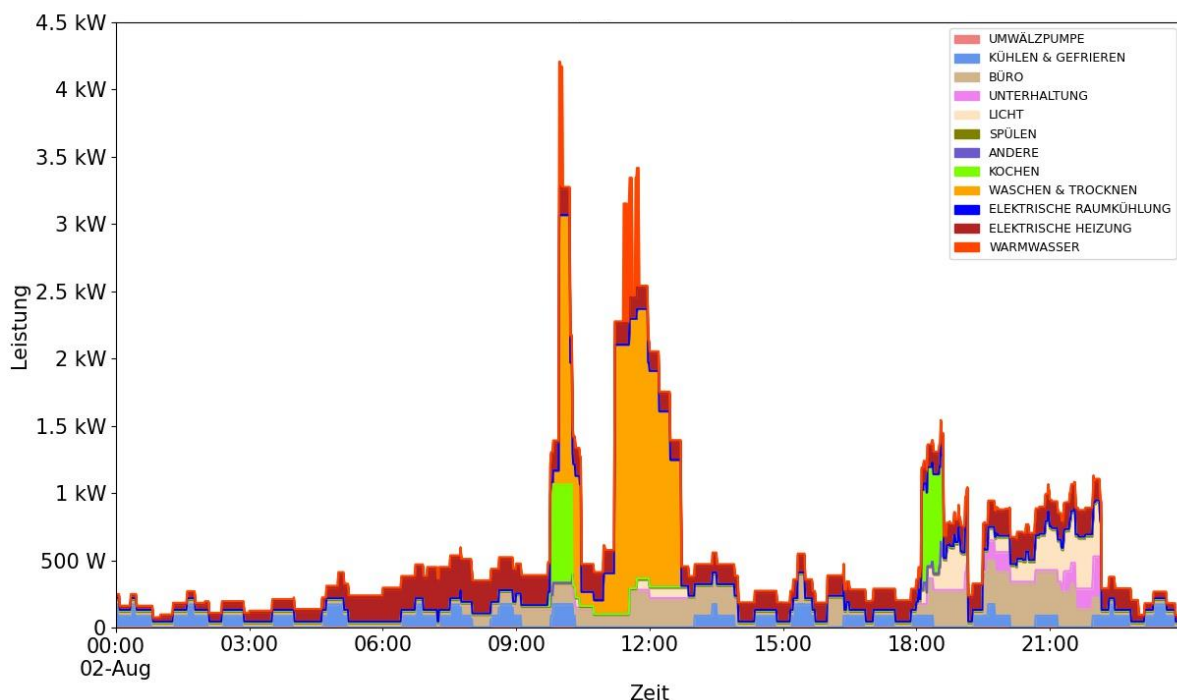


Abbildung 8: Beispielhafte gerätescharfe Stromgangliniensimulation für ein Einfamilienhaus an einem Sommertag

In Abbildung 9 ist ein gerätescharfer Lastgang für ein Einfamilienhaus an einem Wintertag dargestellt. Hierbei ist der Einsatz der Wärmepumpe über den Tag hinweg zur Bereitstellung von Raumwärme bzw. Warmwasser deutlich zu erkennen.

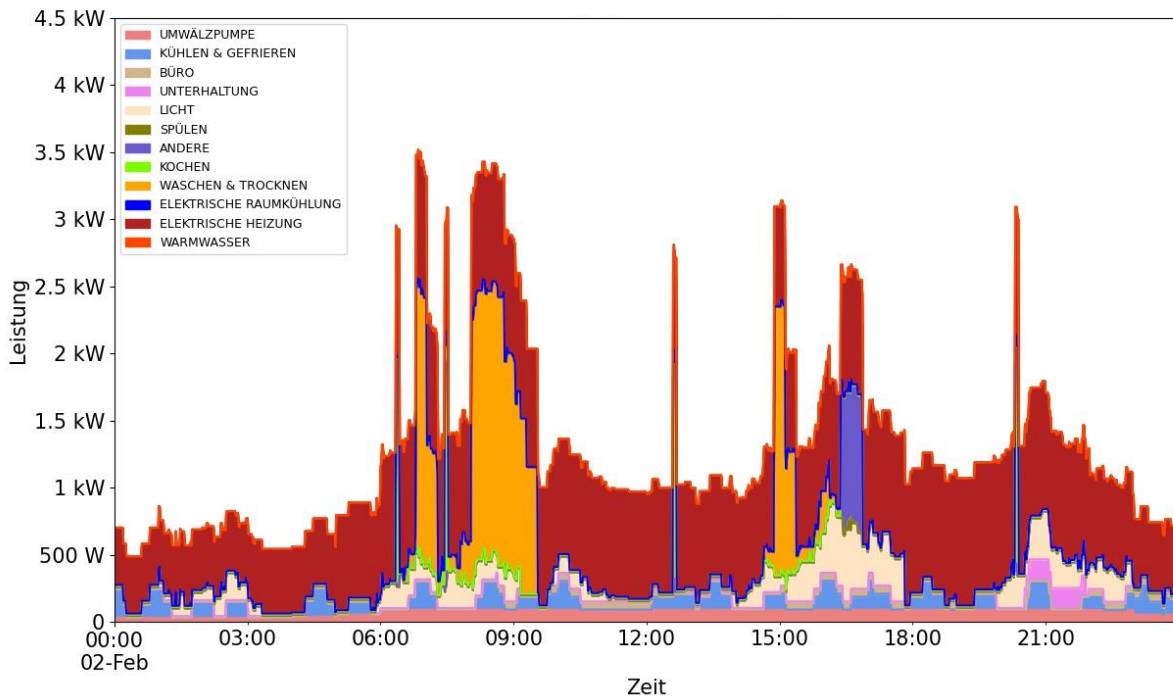


Abbildung 9: Beispielhafte gerätescharfe Stromgangliniensimulation für ein Einfamilienhaus an einem Wintertag

Zum Vergleich ist in Abbildung 10 der gerätescharfe Lastgang für ein Mehrfamilienhaus an einem Sommertag dargestellt. Das simulierte Gebäude beinhaltet in diesem Fall 14 Haushalte. Im Allgemeinen ist dabei zu erkennen, dass die maximal auftretende Last zunimmt, jedoch nicht proportional mit der Anzahl der Haushalte ansteigt. Die Vergleichsmäßigung ist auf die stochastisch bestimmten Ereignisse, die aus den Zufallsziehungen resultieren, zurückzuführen. Dies spiegelt die Gleichzeitigkeit der elektrischen Verbräuche der einzelnen Geräte wider. Dies gilt für typische Ereignisse, wie das Kochen, Waschen, Spülen u.ä. Andere wiederkehrende Lasten unterliegen einer automatischen Steuerung und verteilen sich vergleichsweise gleichmäßig über den Tag, wie z. B. beim Kühlen und Gefrieren oder den Einsatz von kleinen elektrischen Geräten, wie TV, WLAN oder Drucker. Der Bedarf nach elektrischer Energie zur Bereitstellung von Beleuchtung korreliert dabei maßgeblich mit der tagesabhängigen Sonneneinstrahlung.

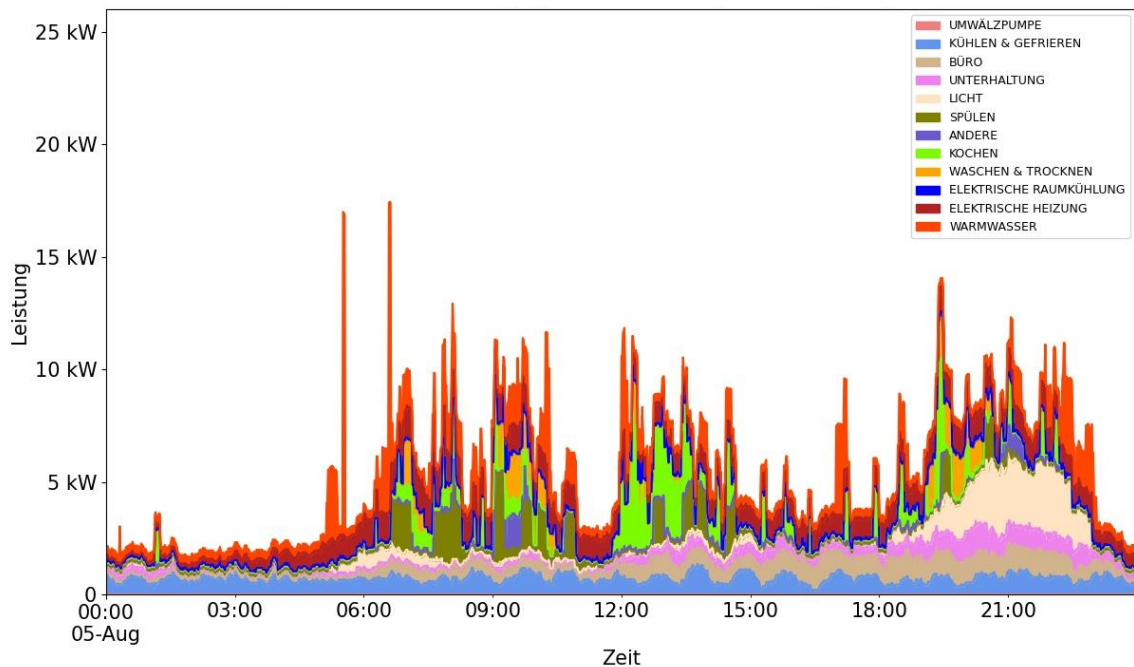


Abbildung 10: Beispielhafte gerätescharfe Stromgangliniensimulation für ein Mehrfamilienhaus mit 14 Haushalten an einem Sommertag

Abbildung 11 zeigt das gleiche Gebäude für einen beispielhaften Wintertag. Auch hier ist der Anstieg der Stromleistung aufgrund des Einsatzes der Wärmepumpe zu erkennen, die vorwiegend zur Bereitstellung der Raumwärme eingesetzt wird.

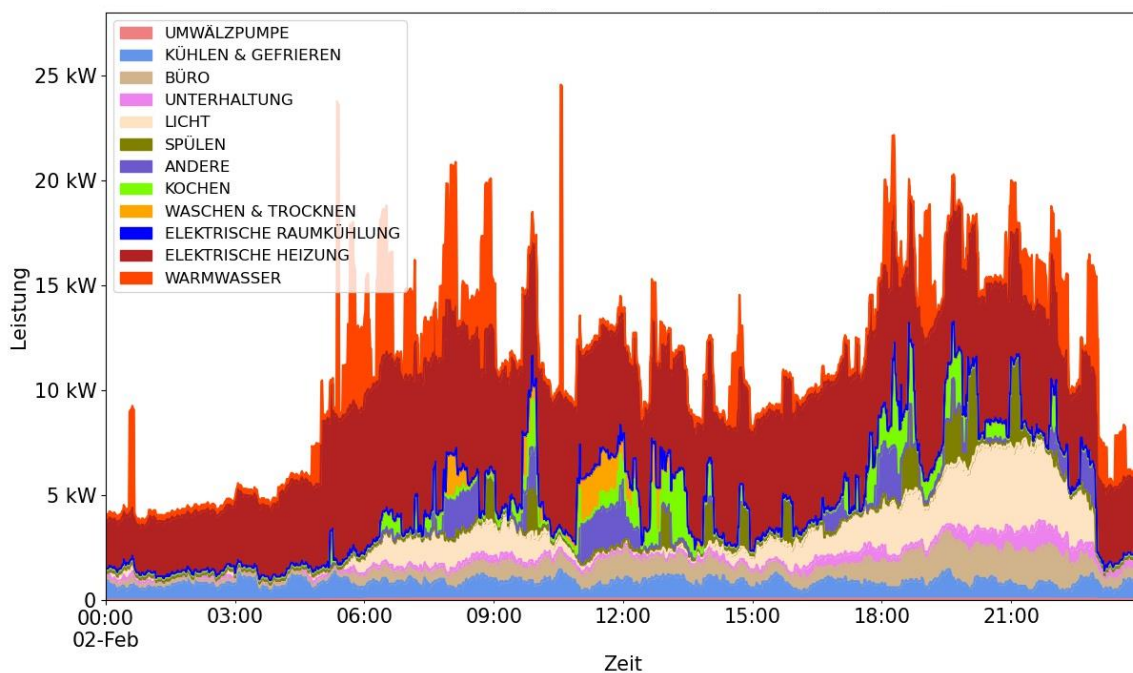


Abbildung 11: Beispielhafte gerätescharfe Stromgangliniensimulation für ein Mehrfamilienhaus mit 14 Haushalten an einem Wintertag

4.2 Simulation hochaufgelöster Erzeugungsprofile - PV-Modell

Analog zur Bestimmung der Stromverbrauchsprofile je Gebäude wird das entwickelte Verfahren auch auf die Erzeugungseite übertragen. Da die PV-Simulation auf Gebäudeebene erfolgt, kann die Heterogenität der PV-Anlagen – Ausrichtung, Neigung, Technologie, Größe, Alter – abgebildet werden. Abbildung 12 zeigt links wie übliche Aggregationsmethoden von Verbrauchern und Erzeugern in Modellen und rechts, wie die Aggregation im Rahmen dieser Arbeit erfolgt **Es ist eine ungültige Quelle angegeben. Es ist eine ungültige Quelle angegeben..** Die gebäudescharfe und zeitlich hochaufgelöste Modellkopplung aus Verbrauch und lokaler Erzeugung auf Basis von PV erlaubt eine detaillierte Betrachtung der Eigenverbrauchsquoten, Einspeisemengen ins öffentliche Netz und der daraus resultierenden Import- und Export-Energiemengen des Gesamtbilanzraums.

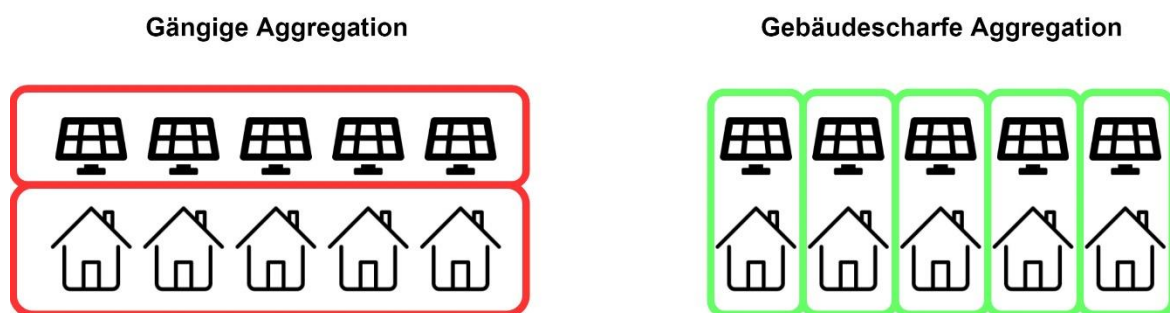


Abbildung 12: Vergleich von Aggregationsmethoden der Verbraucher- und Erzeugerseite in Modellen

Grundlage der zeitlich hoch aufgelösten PV-Simulation ist zum einen die maximal mögliche Einstrahlung bei klarem Himmel, die anhand eines clear sky Modells innerhalb der Python-Bibliothek „pvlib“ bestimmt wird. Für die Erzeugung eines clear sky Modells wird auf die open-source Routinen des Simplified Solis Modells zurückgegriffen. Das Simplified Solis Modell ist eine Vereinfachung des Solis clear sky Modells, welches ein spektralaufgelöstes Modell darstellt, das auf der Strahlungstransportgleichung (radiative transfer model, RTM) basiert. Zur Bedienung des Simplified Solis Modells werden folgende Eingabeparameter benötigt: Koordinaten und Höhenlage des Standortes und der zu simulierende Zeitraum mit vorgegebener zeitlicher Auflösung. Für die zeitlich hoch aufgelöste stochastische Simulation der Solareinstrahlung werden darüber hinaus historische Einstrahlungswerte zur Erstellung der Übergangswahrscheinlichkeitsmatrizen benötigt. Hierbei wird auf Daten des DWD sowie SOLCAST zurückgegriffen **Es ist eine ungültige Quelle angegeben. Es ist eine ungültige Quelle angegeben..** Dabei wird für jeden Monat eine separate Übergangswahrscheinlichkeitsmatrix erstellt, um den meteorologischen Charakteristiken und den jahreszeitlichen Fluktuationen Rechnung zu tragen.

Nach Erstellung der Übergangswahrscheinlichkeitsmatrizen werden die Solareinstrahlungsprofile berechnet. Die Markov-Chain dient nun dazu, die Veränderung der Einstrahlungswerte zwischen zwei Zeitpunkten zu berechnen. Die daraus resultierenden Parameter je Zeiteinheit werden auch Klarheitsindizes genannt. Das Ziel ist es, aus dem Ausgangszustand (Zeitpunkt t) anhand der Übergangswahrscheinlichkeitsmatrix den darauf folgenden Klarheitsindex (zum Zeitpunkt $t+1$) der Zeitreihe durch die Markov-Kette zu

bestimmen. Dabei wird stets der relative Anteil (0-100 %) der maximal möglichen Einstrahlung wiedergegeben. Eine Wiederholung der Ziehungen für alle Zeitpunkte eines Tages ermöglicht es eine Ganglinie der Solarstrahlung zu generieren. Die Zeitreihe der Klarheitsindizes wird für jeden Tag separat festgelegt.

Somit setzt sich die PV-Simulation aus drei Schritten zusammen. Zunächst wird eine Zeitreihe der Klarheitsindizes für den zu simulierenden Zeitraum iterativ und stochastisch in minütlicher Auflösung erzeugt. Anschließend wird die maximal mögliche Einstrahlung auf die Modulfläche der PV-Anlage mit gegebener Ausrichtung und Neigung mit Simplified Solis ermittelt. Zu jeder Zeiteinheit werden die Klarheitsindizes mit den zu diesem Zeitpunkt gehörigen, maximal möglichen Einstrahlungswerten multipliziert. So wird die globale Sonneneinstrahlung für die geneigte Fläche in W/m^2 ausgerechnet. Zuletzt werden die Klarheitsindizes elementweise für jede Zeiteinheit mit der maximalen Globalstrahlung der dazu korrespondierenden Zeiteinheit multipliziert. In Abbildung 13 ist in türkis ein beispielhafter Tagesverlauf des stochastisch erzeugten Klarheitsindizes, mit Gelb die clear sky Einstrahlung (auf eine nach Süden mit 30° aufgestellte Fläche) dargestellt. Das Produkt der Multiplikation wird darunter in Blau als resultierende Einstrahlungsleistung auf das Modul ausgewiesen.

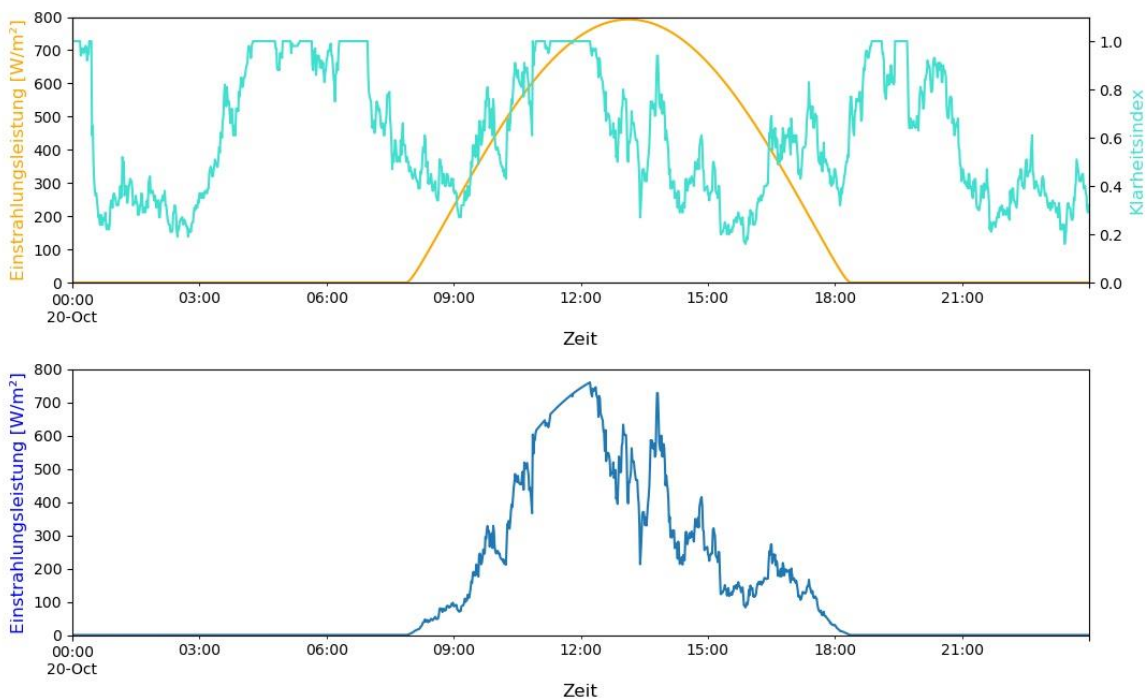


Abbildung 13: Erstellung der stochastischen Einstrahlungsdaten

Mit dieser Methode können zuverlässig fluktuierende Verläufe für Erzeugungsganglinien für variable PV-Anlagen, entsprechend ihrer Leistung, Neigung und Ausrichtung, simuliert werden.

5 Szenarien und Ergebnisse der Ganglinienprofile

Die zukünftige Entwicklung der Energieflüsse in den Stromverteilnetzen hängt von politischen Rahmenbedingungen, technischen Entwicklungen und dem betrachteten Planungshorizont ab. Je nach Ausprägung dieser Faktoren ergibt sich eine große Bandbreite an zu erwartenden Energieflüssen. Die Kombination aller möglichen Ausprägungen miteinander führt zu einer enormen Anzahl von zu untersuchenden Fällen, deren Informationszugewinn im Verhältnis gering ausfällt. Die Anzahl der untersuchbaren Szenarien ist aber wegen der nur endlich verfügbaren Rechenkapazitäten beschränkt. Aus diesem Grund werden Szenarien entwickelt, die sowohl realistisch zu erwartenden Ergebnissen als auch die Bandbreite, der aus extremen Szenarien resultierenden Ergebnisse, aufzeigen. Die Szenarien beinhalten die Abbildung des Ausgangszustandes der betrachteten Netze (2019) sowie Zustände für die Jahre 2030 und 2050. Der Fokus der Ergebnisse wird auf das Jahr 2050 gelegt, um die maximalen Auswirkungen der Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors auf die Infrastruktur darzustellen. Daher werden für das Jahr 2050 verschiedene Ausprägungen definiert, die im Folgenden näher erläutert werden. Das Jahr 2030 wird dem gegenüber als Übergangszustand definiert.

5.1 Konzeption der Szenarien

Im Folgenden werden die in den weiteren Auswertungen und in der Netzsimulation verwendeten Szenarien beschrieben. Dabei wird der Hintergrund und die zu gewinnenden Erkenntnisse aufgezeigt. Für den PV-Ausbau werden bis 2050 zwei verschiedene Pfade betrachtet. Im geringen PV-Ausbaupfad wird auf der Hälfte der Gebäude eine PV Anlage installiert. Die Anlageleistung variiert dabei zwischen 4 kW und 12 kW. Die mittlere installierte PV-Leistung je installierter Anlage beträgt in diesem Fall 8 kW peak. Im starken PV-Ausbaupfad wird unterstellt, dass 75 % der Gebäude eine PV Anlage installiert haben und die spezifische Leistung beträgt im Mittel 12 kW peak mit einer Streuung zwischen 4 kW und 20 kW. Für die Sanierung des Gebäudebestandes werden die beiden Randvarianten „unsaniertes Gebäudebestand“ (baugleich mit dem Ausgangszustand) und „vollständige Sanierung“ betrachtet. Die Annahmen Profile der Elektromobilität basieren auf den Ergebnissen der Mobilitätsanalyse (siehe Kapitel 3). Eine Übersicht aller Szenarien sowie der verwendeten Rahmenbedingungen ist Tabelle 8 zu entnehmen.

Referenzszenario:

Das Referenzszenario stellt den Ausgangszustand der betrachteten Netze dar. Dabei repräsentieren die verwendeten Daten das Jahr 2019. Zudem dient es der Kalibrierung der unterschiedlichen Modelle anhand von realen Messdaten aus den Niederspannungsnetzen der Stuttgart Netze. Die Elektromobilität wird aufgrund des geringen Marktanteils im Jahr 2019 noch nicht berücksichtigt. Die Parametrisierung der Netze für das Referenzszenario kann Kapitel 2.2.1 entnommen werden.

2030:

Das 2030 Szenario soll einen Zwischenstand der Entwicklung des Energiesystems der Zukunft aufzeigen. Es ermöglicht eine Abschätzung, welche Maßnahmen oder Netzanpassungen schon bei diesem Zwischenstand notwendig werden. Die Parametrisierung der Netze für

das 2030 Szenario erfolgt mittels Interpolation zwischen dem Referenzszenario sowie dem Starklastfall-Szenario und kann Kapitel 2.2.1 entnommen werden.

2050 - Starklastfall:

Der Starklastfall im Jahr 2050 stellt eine aus Netzsicht negative Elektrifizierungsentwicklung auf der Verbraucherseite dar. Es dient als Grundlage zur Identifizierung der Effekte weiterer 2050 Szenarien. Der Starklastfall soll die maximale Bandbreite der möglichen Ergebnisse aufzeigen. Es werden für alle Parameter, die sich nachteilig auf das Niederspannungsnetz auswirkenden Ausprägungen, angenommen. Der elektrische Energieverbrauch bzw. die hohen stromseitigen Belastungen basieren somit auf einem Marktanteil der BEVs von 70 % sowie einer hohen Durchdringung von Wärmepumpen innerhalb der Wärmeversorgung. Gleichzeitig wird eine vergleichsweise geringe Wärmesaniierung des Gebäudebestands sowie eine geringe Einspeisung von Strom durch PV entgegengestellt. Die Parametrisierung der Netzsinseln für das Referenzszenario können Kapitel 0 entnommen werden.

2050 - Worst Case:

Der Worst Case Fall im Jahr 2050 baut auf dem Starklastfall auf und Berücksichtigung einen maximalen Marktanteil der BEVs von 100 %. Darüber hinaus wird von einem erhöhten spezifischen elektrischen Energieverbrauch der Elektromobilität ausgegangen. Weitere Parameter bezüglich reduzierter Wärmesaniierung des Gebäudebestandes sowie einer geringen Einspeisung von elektrischer Energie durch PV bleiben unverändert. Demnach dient dieses Szenario dazu, die maximal mögliche Netzbelastung resultierend aus hohen Stromlasten zu identifizieren.

2050 - Schwachlastfall:

Der Schwachlastfall stellt eine für das Energienetz positive Entwicklung seitens der Verbraucher dar. Es soll aufgezeigt werden, wie eine abgestimmte Entwicklung des Energiesystems die Anzahl der überlasteten Netzbestandteile reduzieren kann. Insbesondere wird von einer vollständigen Wärmesaniierung der Gebäude und einem hohen PV-Ausbau ausgegangen. Darüber hinaus entspricht der spezifische Stromverbrauch der Elektromobilität nicht den erhöhten Verbrauchswerten, sondern dem Referenzfall (Starklastfall).

2050 - Starkeinspeisefall:

Neben der Belastung der Netze durch ansteigenden elektrischen Energieverbrauch können insbesondere in den Sommermonaten auch negative Residuallasten durch PV-bedingte Energieeinspeisungen zu hohen Beanspruchungen der Netzinfrastruktur führen. In diesem Szenario wird daher entgegen dem Starklastfall von einer geringen Energieabnahme sowie einer hohen PV-Erzeugung ausgegangen. Dieses Szenario beinhaltet eine vollständige Wärmesaniierung der Gebäudestruktur sowie eine Entlastung der lokalen Netzinfrastruktur durch Verschiebung von Beladevorgängen der Elektromobilität hin zum Arbeitgeberstandort, welcher nicht Bestandteil der simulierten Netzsinseln ist.

2050 - Präventives Lademanagement:

In diesem Szenario wird ausgehend vom Starklastfall die Ladestrategie der BEV angepasst. Dabei sollen die mit einer pauschalen zeitgesteuerten Reduktion der Ladeleistung aller Ladepunkte erreichbaren Effekte aufgezeigt werden. In diesem Szenario wird die Leistung aller privaten Ladepunkte im Zeitraum zwischen 16 Uhr und 24 Uhr auf 70 % reduziert.

2050 - Präventives Lademanagement+:

Dieses Szenario stellt eine Sensitivität des Präventiven Lademanagements dar. Es werden die gleichen Annahmen getroffen, mit Ausnahme der Ladestrategie der BEV. Hierbei wird die Einschränkung der Ladevorgänge noch stärker ausgeprägt, indem die Leistung der privaten Ladepunkte zwischen 16 Uhr und 24 Uhr auf 50 % reduziert wird.

2050 - Reichweitzuversicht:

In diesem Szenario wird ausgehend vom Starklastfall eine Anpassung der Ladestrategie vorgenommen. Die Agenten laden ihre BEVs im Fall der Reichweitzuversicht erst bei einem Batteriefüllstand von 30 %. Dies führt zu selteneren aber dadurch längeren Ladevorgängen. Es soll dargestellt werden, wie sich eine solche Entwicklung auf die Netzinfrastruktur auswirkt. Darüber hinaus beinhaltet das Szenario einen verstärkten Ausbau von PV. Die Parametrisierung der Netzinseln für das Referenzszenario können Kapitel 0 entnommen werden.

Tabelle 8: Übersicht der betrachteten Szenarien und ihre Ausprägungen

Szenarien	Bezugs-jahr	Gebäudesanierung	PV-Ausbau	Anteil BEV	Ladestart ab [%]; Ladestrategie; Ausprägung des Arbeitgeberlades [-, +]	Betrachteter Zeitraum
Referenzszenario	2019	Ausgangszustand	Ausgangszustand	0 %	-	12 Monate – Jahresanalyse
2030	2030	- (unsanierter Gebäudebestand)	50 % Gebäude mit PV; [4-12 kW Gleichverteilung]	30 %	50 % Batteriezustand, ungerregelt, -AG	12 Monate – Jahresanalyse
Starklastfall	2050	- (unsanierter Gebäudebestand)	50 % Gebäude mit PV; [4-12 kW Gleichverteilung]	70 %	50 % Batteriezustand, ungerregelt, -AG	12 Monate – Jahresanalyse
Worst Case	2050	- (unsanierter Gebäudebestand)	50 % Gebäude mit PV; [4-12 kW Gleichverteilung]	100 %	50 % Batteriezustand, ungerregelt, -AG, zus. erhöhter Verbrauch	12 Monate – Jahresanalyse
Starknispesefall	2050	+ (vollständige Gebäudebestand-sanierung)	75 % Gebäude mit PV; [4-20 kW Gleichverteilung]	70 %	50 % Batteriezustand, ungerregelt, +AG	3 Monate – Dezember – Februar
Präventives Lademanagement	2050	- (unsanierter Gebäudebestand))	75 % Gebäude mit PV; [4-20 kW Gleichverteilung]	70 %	50 % Batteriezustand, zeitbasiert (16 Uhr – 24 Uhr auf 70 %, -AG	3 Monate – Dezember – Februar
Präventives Lademanagement +	2050	- (unsanierter Gebäudebestand))	75 % Gebäude mit PV; [4-20 kW Gleichverteilung]	70 %	50 % Batteriezustand, zeitbasiert (16 Uhr – 24 Uhr auf 50 %, -AG	3 Monate – Dezember – Februar
Reichweitenzuversicht	2050	- (unsanierter Gebäudebestand)	75 % Gebäude mit PV; [4-20 kW Gleichverteilung]	70 %	30 % Batteriezustand, ungerregelt, -AG	3 Monate – Dezember – Februar
Schwachlastfall	2050	+ (vollständige Gebäudebestand-sanierung)	75 % Gebäude mit PV; [4-20 kW Gleichverteilung]	70 %	50 % Batteriezustand, ungerregelt, -AG	3 Monate – Dezember – Februar

5.2 Ergebnisse der Mobilitätsanalyse

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Mobilitätsanalyse für die Netzinsel „gemischtes Wohngebiet“ (GWG) exemplarisch sowohl grafisch als auch tabellarisch dargestellt und die Erkenntnisse aus dieser und den anderen untersuchten Netzinseln zusammengefasst. Die grafischen und tabellarischen Auswertungen der weiteren Netzinseln sind im Anhang zu finden.

Die Ergebnisse der unterschiedlichen Netzinseln unterscheiden sich hauptsächlich aufgrund der unterschiedlichen Anzahl der BEVs, für die ein privater Ladepunkt zur Verfügung steht. Mit 947 BEVs, die privat geladen werden können, steht die Netzinsel „gemischtes Wohngebiet“ dabei in der Mitte der Bandbreite der untersuchten Netzinseln (siehe Abschnitt 2.2.1). In Abbildung 14 sind die Effekte der unterschiedlichen Marktanteile von BEVs in der Netzinsel GWG dargestellt. Erwartungsgemäß steigen die in der Netzinsel geladenen Energiemengen und die Leistungsspitzen mit einem höheren Marktanteil von BEVs. Auffällig ist aber, dass diese Steigerung nicht linear zur Anzahl an BEVs ist. Hierfür ist eine Ursache, dass in allen drei Szenarien die gleiche Anzahl öffentlicher und halb-öffentlicher Ladepunkte hinterlegt ist. Im Szenario mit 100% BEVs sind folglich diese Lademöglichkeiten stärker ausgelastet. Somit werden verhältnismäßig mehr Ladevorgänge im Lauf eines Tages aufgeschoben und am Ende einer Tour am Wohnort durchgeführt. Dies führt zu überproportional höheren benötigten Energiemengen an den in den Netzinseln betrachteten privaten Ladepunkten.

Grundsätzlich sind Unterschiede zwischen den Werktagen und dem Wochenende zu erkennen. An Werktagen folgt auf eine kaum erkennbare Morgenspitze eine stark ausgeprägte Spitze, die am Nachmittag ab ca. 16:00 Uhr beginnt und sich bis in die den Abend zieht. Diese Spitze fällt auch mit der Hauptnutzungszeit anderer Haushaltsgeräte zusammen und muss daher in der Quartiersanalyse in Zusammenhang mit allen Verbrauchern analysiert werden. An Wochenenden verteilen sich die Ladevorgänge hingegen auf den ganzen Tag und somit fallen die Lastspitzen niedriger aus. Allgemein gilt, dass die Tage und die exakten Zeitpunkte am Abend, an denen die höchsten Spitzen auftreten, stark durch den Zufall beeinflusst werden. Die maximalen Werte der Leistungsspitzen sind hingegen nicht maßgeblich durch den Zufall bestimmt. Es lässt sich zudem feststellen, dass der Zufall bei Netzinseln mit wenigen Ladepunkten einen deutlich höheren Einfluss hat, als bei Netzinseln mit vielen Ladepunkten. Dies spiegelt sich auch im Verhältnis der maximalen Gleichzeitigkeit zur Anzahl von Ladepunkten je Netzinsel wieder (siehe Tabelle 9 und Anhang). Desto weniger Ladepunkte sich in einer Netzinsel befinden, desto höher ist die zufallsbedingte maximale Gleichzeitigkeit.

Tabelle 9: Gleichzeitigkeit in den Netzinseln

<i>Ladepunkte in der Netzinsel</i>	<i>1199</i>	<i>1144</i>	<i>947</i>	<i>584</i>	<i>178</i>
<i>Maximaler Anteil der gleichzeitig genutzten privaten Ladepunkte im Worst Case Szenario im Verlauf einer Woche</i>	<i>1,9 %</i>	<i>2,2 %</i>	<i>2,4 %</i>	<i>2,4 %</i>	<i>6,3 %</i>

Neben den variierenden Marktanteil werden verschiedene Maßnahmen zur Verringerung und Verschiebung von Lastspitzen simuliert. In diesen Fällen wird von einem Anteil der BEVs von

70 % ausgegangen. In Abbildung 15 sind die resultierenden Lastgänge und in Tabelle 10 die zugehörigen Kennwerte dargestellt. Im Szenario „Arbeitsplatz +“ wurde die Anzahl der an Arbeitsplätzen zur Verfügung stehenden Ladepunkte erhöht. Die Unterschiede zum Vergleichsszenario fallen gering aus. Eine Ursache ist, dass auch im Vergleichsfall von einer relativ hohen Anzahl an halb-öffentlichen Ladepunkten ausgegangen wird, die den Bedarf in weiten Teilen decken.

Im Szenario „Präventives Lademanagement“ ist um 16 Uhr und um 24 Uhr ein Leistungsabfall zu bemerken. Der Hintergrund ist in diesem Fall der technische Ablauf der Simulation, bei dem zur Aktivierung und zur Deaktivierung der Ladestrategie alle Fahrzeuge „ausgesteckt“ und wieder „eingesteckt“ werden. Alle Fahrzeuge laden in diesem Zeitfenster nur noch mit 70 % der Leistung. Durch die Maßnahme können die Lastspitzen im Zeitraum zwischen 16 Uhr und 24 Uhr geringfügig reduziert werden. Dem steht aber, aufgrund von längeren Ladevorgängen, eine höhere Zahl gleichzeitig angesteckter BEVs entgegen. Somit verpufft auf Netzinselsebene ein großer Anteil der Reduktion durch die Leistungsbeschränkung. Nach Aufhebung der Beschränkung ist um 24 Uhr eine deutliche Spitze zu erkennen, die teilweise sogar höher ausfällt, als die Spitze am Abend im Vergleichsfall. Um 24 Uhr fallen jedoch Haushaltsstromlasten geringer aus, sodass die Netzinfrastruktur insgesamt geringer belastet wird (siehe Kapitel 66).

Beim „Präventiven Lademanagement +“ sind die gleichen Effekte noch stärker ausgeprägt zu erkennen. Im beschränkten Zeitraum kommt es zu einer deutlichen Verringerung der abgerufenen Leistung. Dafür ist die Spitze um 24 Uhr auch deutlicher erhöht und liegt in den meisten Fällen über den Höchstwerten im Vergleichsfall. Sowohl beim „Präventiven Lademanagement“ also auch beim „Präventiven Lademanagement +“ werden in den Netzsinseln trotz der Beschränkungen fast alle Ladevorgänge im Lauf der Nacht abgeschlossen. Somit ergeben sich für die Nutzung der BEVs nur geringe Einschränkungen durch die präventiven Strategien.

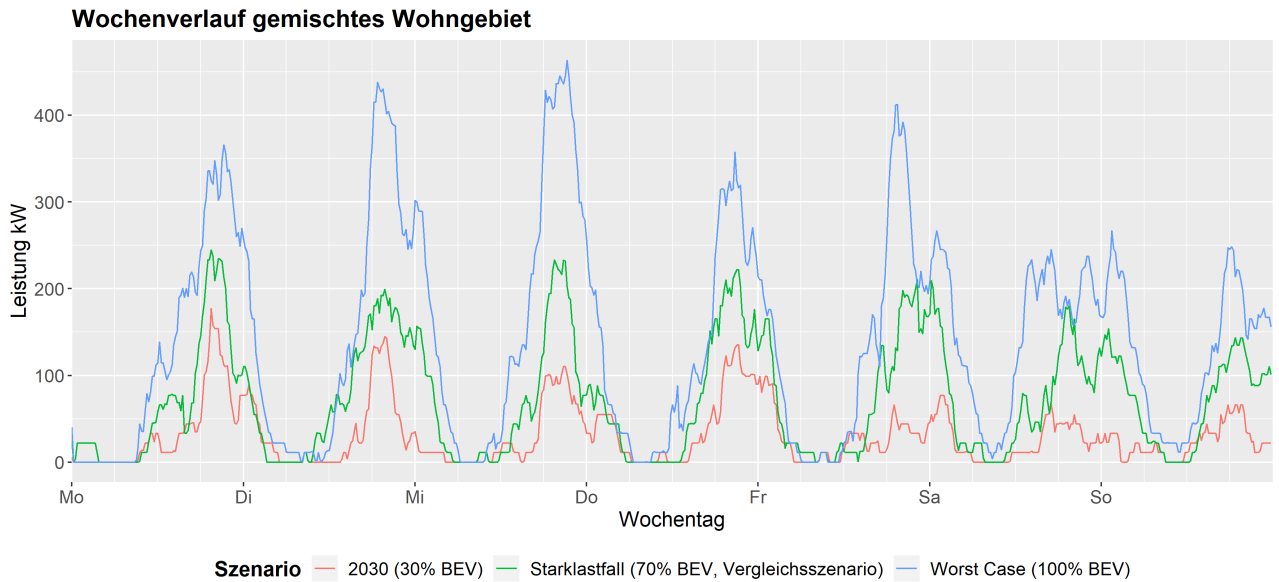


Abbildung 14: Stromlastgänge im gemischten Wohngebiet (GWG) mit unterschiedlichen Anteilen von BEVs

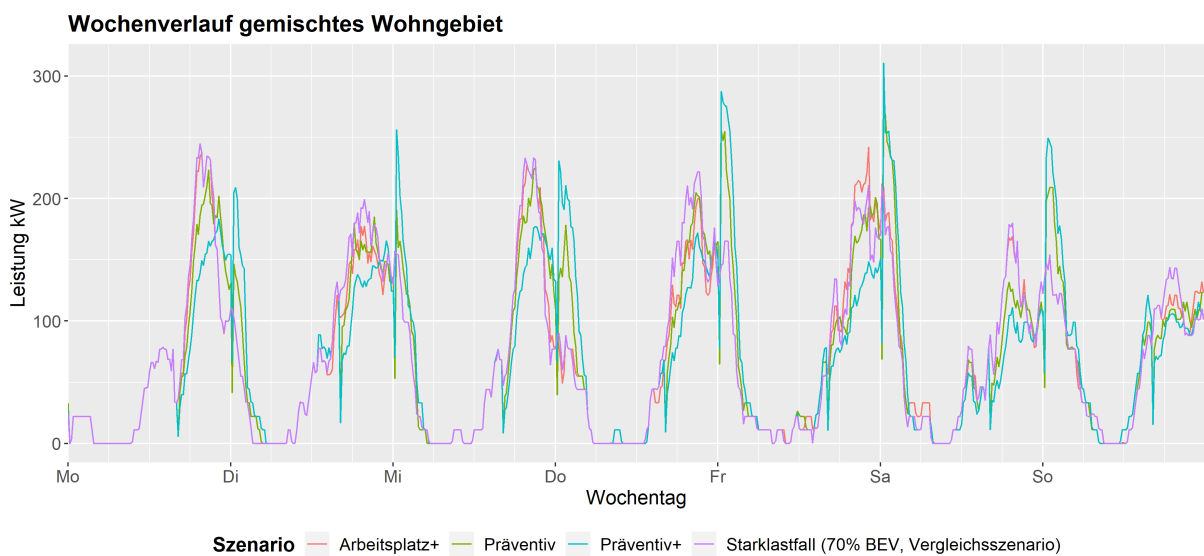


Abbildung 15: Stromlastgänge im gemischten Wohngebiet (GWG) mit unterschiedlichen Strategien zur Spitzenlastreduzierung

Tabelle 10: Leistungskennwerte des Stromverbrauchs durch Elektromobilität im gemischten Wohngebiet (GWG)

Szenario	Leistungsspitze [kW]	Durchschnittliche Leistung [kW]	Energiemenge im Jahr [kWh]
2030	177	31	271.598
Starklastfall	245	72	633.098
Worst Case	463	140	1.226.767
Präventives Lademanagement	275	73	635.621
Präventives Lademanagement + Reichweitenzuversicht	311	71	621.421
Stark Einspeisefall (Arbeitsplatz +)	222	68	598.953
	242	71	620.228

5.3 Ergebnisse der Quartierssimulation

Um den Einfluss der Szenariendefinitionen auf die Lasten der verschiedenen Netzeinseln darzustellen, werden im Folgenden die Quartierssimulationen basierend auf Kapitel 4 erläutert. Die Ergebnisse werden dabei als geordnete Dauerlinie in absteigender Reihenfolge der Residuallast dargestellt. Die Dauerlinie der Residuallast wird für den gesamten Bilanzraum in viertelstündlicher Auflösung für das ganze Jahr ausgewertet. Auf der X-Achse sind die Stunden des Jahres und auf der Y-Achse die Leistungen in kW aufgetragen. Unter der Kategorie „elektrische Heizung“ werden die Stromlasten der Umwälzpumpe, von Elektro-Speicheröfen sowie der Wärmepumpe zusammengefasst. Unter der Bezeichnung „Warmwasser“ werden die elektrischen Geräte aggregiert, die Warmwasser bereitstellen. Dies trifft auf die Kleinspeicher, Wasserboiler, Durchlauferhitzer sowie den Stromverbrauch der Wärmepumpe zur Bereitstellung von Warmwasser zu. Der Stromverbrauch von Klimaanlage wird unter der elektrischen Raumkühlung geführt. Alle restlichen elektrischen Geräte werden unter dem Punkt Haushaltsstrom zusammengefasst.

Die absoluten Höhen der Lasten sowie Residuallasten beinhalten alleinstehend keine Aussagekraft hinsichtlich der Be- und Überlastung der Strominfrastruktur. Vielmehr ist die Charakteristik der Stromleitungen, deren Vernetzung sowie die Kapazitäten der Transformatoren an den Umspannstationen entscheidend, auf die in Kapitel 6 im Detail eingegangen wird. Dennoch stellen die Ganglinien, auf die im Rahmen der Quartierssimulationen eingegangen wird, essentiellen Input der Netzsimulationen dar.

Abbildung 16 stellt den Verlauf der Dauerlinie der Einfamilienhaussiedlung (EHS) im Ausgangszustand dar. Während die maximale Stromlast im Bereich von 800 kW liegt, tragen elektrische Heizungen sowie die Warmwasserbereitstellung auf Basis elektrischer Anwendungen nur einen kleinen Anteil zur Gesamtlast bei. Der dominierende Anteil der maximalen Stromlast sowie der Gesamtstromverbräuche ist auf den Einsatz von elektrischen Haushaltsgeräten zurückzuführen. Die PV-Erzeugung fällt aufgrund der geringen installierten PV-Kapazitäten gering aus, sodass keine bedeutende Residuallastreduktion mithilfe der PV im Referenzszenario erzielt werden kann.

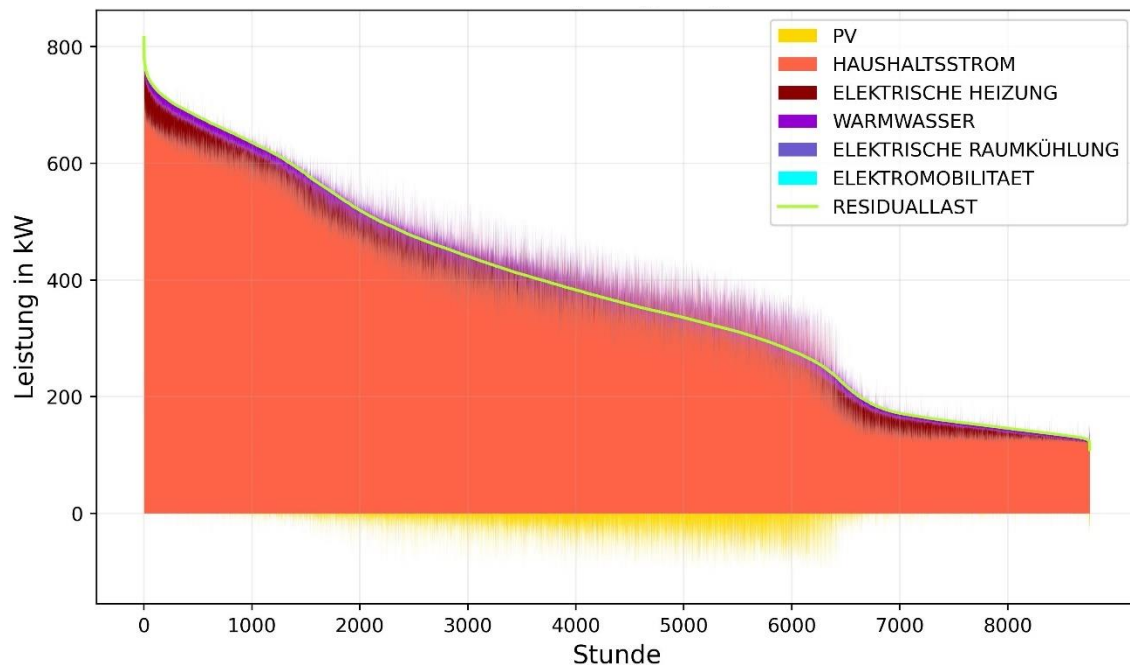


Abbildung 16: Dauerlinie der Netzinsel „Einfamilienhaussiedlung“ (EHS) im Ausgangszustand

Im Folgenden wird die Entwicklung der Dauerlinie für das 2030 Szenario sowie den Starklastfall gegenüber dem Referenzszenario dargestellt. In Abbildung 17 ist der Anstieg der maximalen Residuallast erkennbar. Hierbei steigt die maximal auftretende Lastspitze auf ca. 1.000 kW. Die Zunahme der Lastspitze ist auf die Elektrifizierung der Wärmeversorgung sowie den Ausbau der Elektromobilität zurückzuführen. Bis 2030 beträgt der Anteil von Wärmepumpen an allen Heizungssystemen der betrachteten Netzinsel in diesem Szenario 19,6 %. Auf der Erzeugungsseite führt der Ausbau der PV zu einer geringfügigen Reduktion der Residuallast. 230 Stunden im Jahr übersteigt die PV Erzeugung dabei den anfallenden Strombedarf, was in einer negativen Residuallast resultiert. Die maximale Rückspeisung ins Stromnetz beträgt in diesem Fall 210 kW.

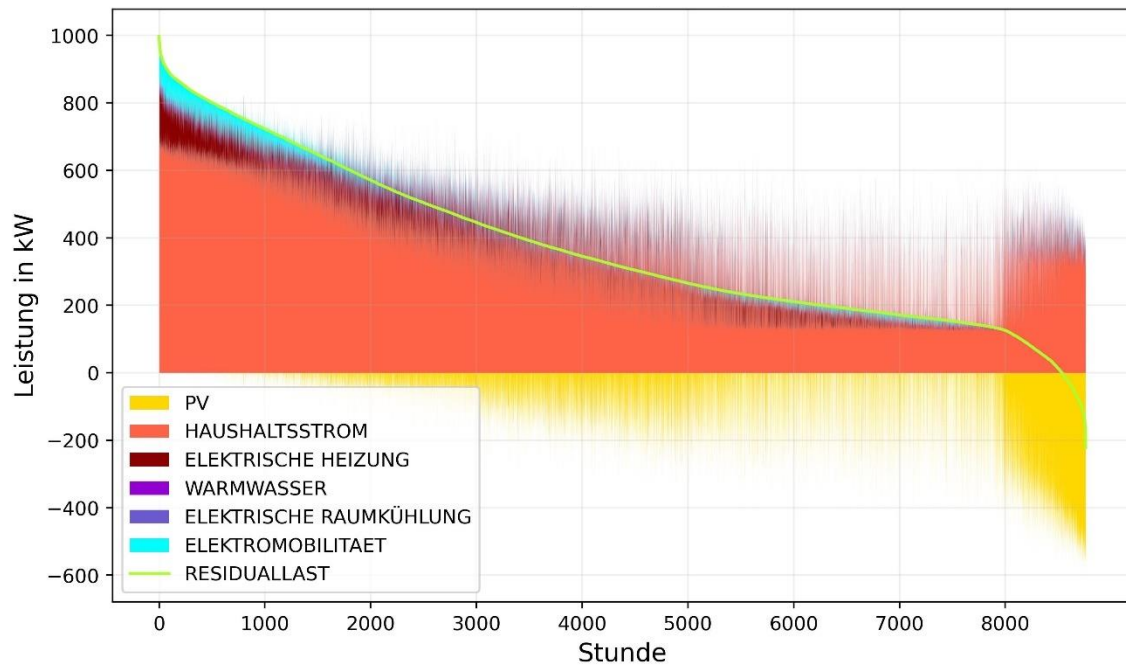


Abbildung 17: Dauerlinie der Netzinsel „Einfamilienhaussiedlung“ (EHS) für das 2030 Szenario

Die deutliche Veränderung der Residuallaststruktur ist in Abbildung 18 im Rahmen des Starklastfallszenarios zu sehen. Vor allem die starke Elektrifizierung des Wärmebereichs lassen die maximale Lastspitze auf ein Niveau von 2.150 kW ansteigen. Dies entspricht einer Zunahme von 165 % gegenüber dem Ausgangszustand. Die Last der elektrischen Wärmepumpen trägt dabei am stärksten zum Anstieg der maximalen Residuallast bei. Es ist auffällig, dass die hohen Residuallasten im Starklastfall in die Heizperiode fallen und mit den kalten Außentemperaturen korrelieren. Gleichzeitig drückt der Ausbau der PV die Residuallast ca. 1000 Stunden im Jahr in den negativen Bereich. Es wird deutlich, dass sich die Stromeinspeisungen aus der PV, trotz Verteilung hinsichtlich Ausrichtungen sowie verschiedenen Neigungswinkeln auf die Mittagsstunden konzentriert. Dies hat zur Folge, dass die maximale negative Residuallast im Betrag auf 1.220 kW ansteigt. Dies entspricht einer Steigerung um ca. 50 % gegenüber der maximalen Residuallast im Basisjahr.

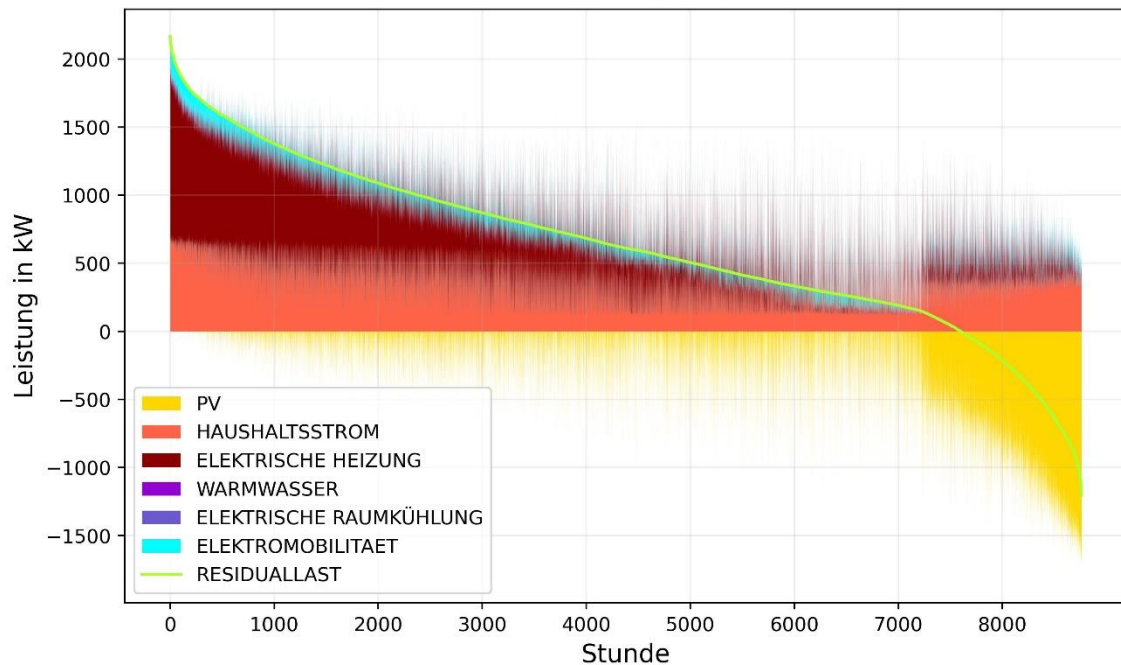


Abbildung 18: Dauerlinie der Netzinsel „Einfamilienhaussiedlung“ (EHS) für das 2050 im Szenario Starklastfall

Um den Einfluss eines starken Ausbaus der PV gegenüber dem Starklastfall zu bewerten, wird in Abbildung 19 das Szenario des Starkeinspeisefalls dargestellt. Die hohen installierten Kapazitäten an PV führen in ca. 3000 Stunden im Jahr zu einer negativen Residuallast. Die hohen Einspeisungen führen daher zu einer überproportionalen Zunahme der Belastungen der elektrischen Infrastruktur. Gleichzeitig ist erkennbar, dass die Sanierung des Gebäudebestandes die maximalen Lasten der elektrischen Wärmepumpen deutlich reduzieren kann. Somit kann trotz 70 % Anteil an Elektromobilität die maximale positive Residuallast auf das Niveau des 2030 Szenarios gedrückt werden. Darüber hinaus leistet die Sanierung der Gebäudestruktur auch einen Beitrag zur Reduktion der Lastspitzen in den Übergangsjahreszeiten, hierbei fällt der Einfluss jedoch geringer aus. Dennoch bleibt in diesem Fall festzuhalten, dass die Strominfrastrukturbelastungen sowie die vorzunehmenden Maßnahmen am Ausbau der PV orientiert werden müssen, da die Einspeisungen ins öffentliche Stromnetz die Bezugsleistungen um ein Mehrfaches überschreiten.

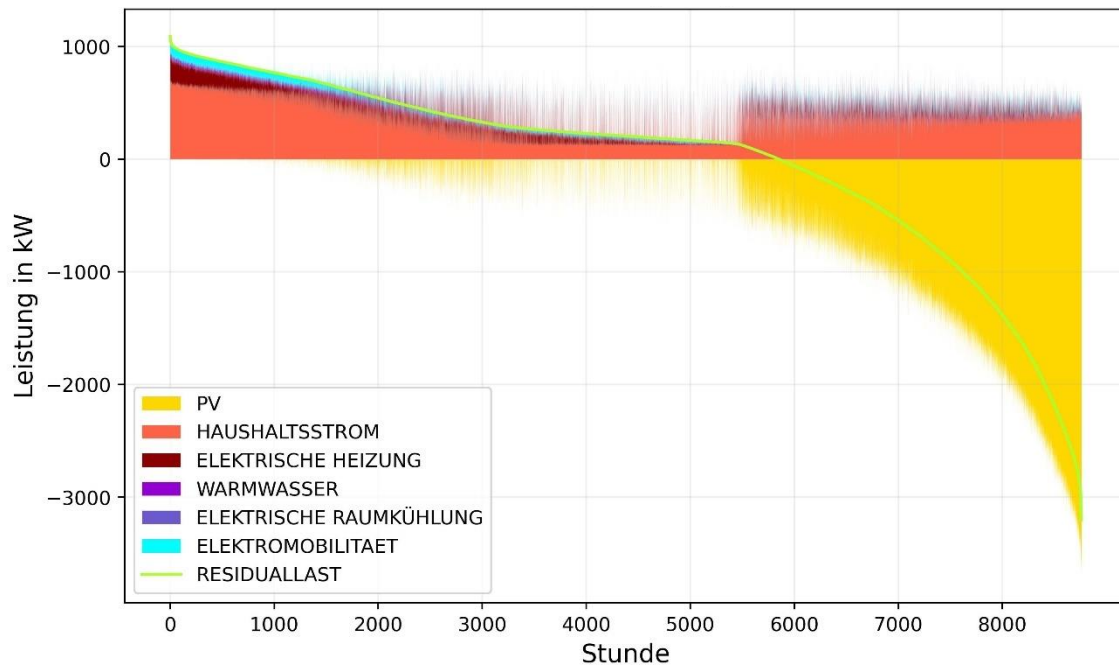


Abbildung 19: Dauerlinie der Netzinsel „Einfamilienhaussiedlung“ (EHS) für 2050 im Szenario Starkeinspeisefall

Ein Vergleich des Starkeinspeisefalles für eine Mehrfamilienhaussiedlung wird in Abbildung 20 gezeigt. Die MFH Gebäudestruktur weist im Vergleich zu Abbildung 19 einen deutlich geringeren Ausbau an PV auf. Das Potenzial korreliert dabei mit den entsprechenden verfügbaren Dachflächen, die im Fall der MFH-Siedlung zu einer geringere PV-Kapazität führen. Während die maximale Erzeugung aus PV in der EHS im Bereich des dreifachen der maximalen Lasten liegt, beträgt dieses Verhältnis in der MFH-Siedlung ca. 1,3. Zudem resultiert dies auch aus den höheren Leistungsdichten im Verbrauch in MFH Siedlungen. Die relativ gesehen geringeren Wärmeleistungen an der Gesamtlast im MFH Fall, lassen darauf schließen, dass die Wärmepumpenleistungen nach erfolgten Sanierungen im Gebäudebestand die Strominfrastruktur stärker entlasten, als im EFH Gebiet. Während die relativen Wärmebedarfe in der MFH-Siedlung niedriger ausfallen, nimmt die Bedeutung der Elektromobilität auf die Stromlast zu. Die höhere Bewohnerdichte von MFH-Siedlungen führt bei vergleichbarer Elektrifizierung des Verkehrssektors zu einer höheren Lastspitze aus Beladevorgängen. Demnach ist in MFH-Siedlungen ein Augenmerk auf die Lastspitzen hinsichtlich der Auslastung der Beladeinfrastruktur zu legen. Oft sind hohe Leistungsdichten in MFH-Siedlungen bezüglich der Elektromobilität aufgrund fehlender Parkplätze und somit Ladestandorten begrenzt. Dennoch sollte ein Fokus auf die Ladeinfrastruktur in MFH-Siedlungen hinsichtlich der Belastung der Verteilnetzinfrastuktur gelegt werden.

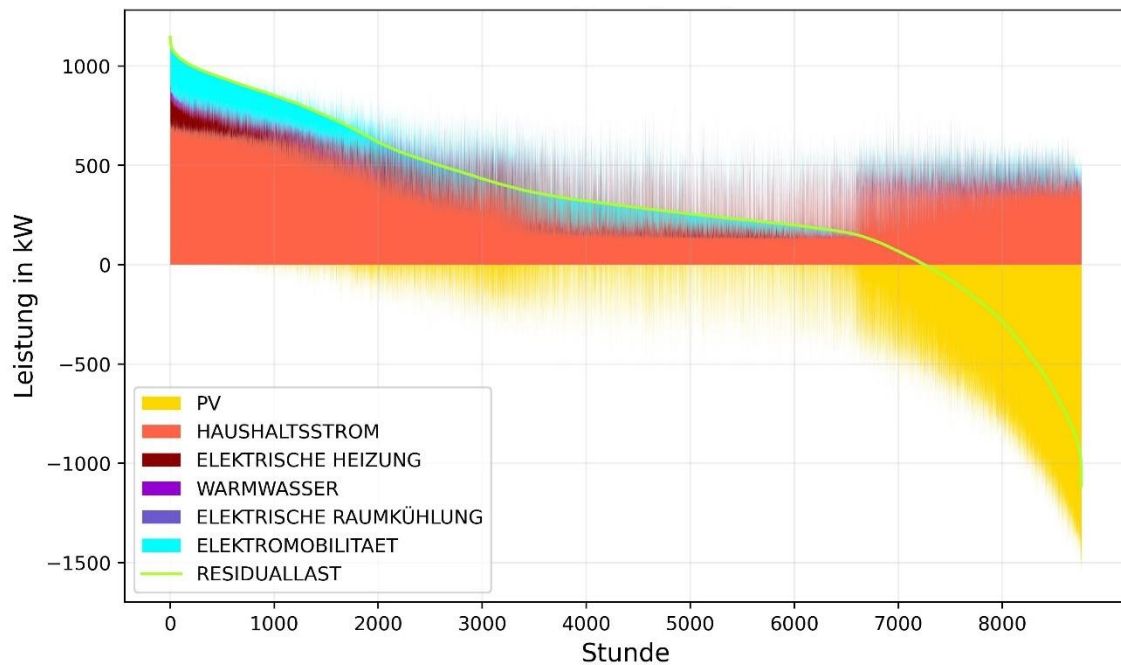


Abbildung 20: Dauerlinie der Netzinsel „Mehrfamilienhaussiedlung“ (MHS) für 2050 im Szenario Starkeinspeisefall

Vielmehr ist die Auslegung der Stromnetze in MFH-Siedlungen hinsichtlich des Starklastfalls relevant (siehe Abbildung 21). Ohne entsprechende Sanierungen des Gebäudebestandes, die zu einer Entlastung der Wärmebedarfsseite führen, resultiert die Elektrifizierung mittels Wärmepumpen zu einer Lasterhöhung um 120 % gegenüber dem Ausgangszustand. Die Elektromobilität intensiviert diesen Zusammenhang nochmals. Der hierbei angenommene geringe Ausbaupfad der PV, spielt für die Netzbelastungen keine nennenswerte Rolle.

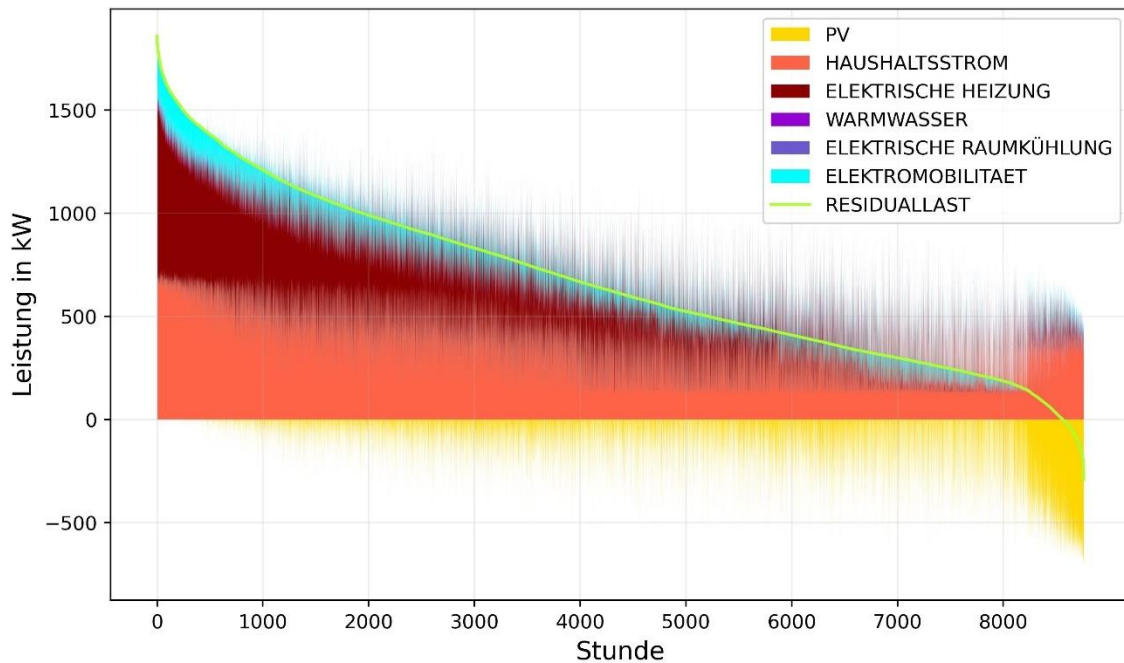


Abbildung 21: Dauerlinie der Netzinsel „Mehrfamilienhaussiedlung“ (MHS) für 2050 im Szenario Starklastfall

Dieser Zusammenhang wird im Fall des Worst Case Szenarios aufgrund der höheren Verbräuche und somit längeren Ladevorgängen der Elektromobilität nochmals verstärkt (siehe Abbildung 22). Im Vergleich zum Ausgangszustand beträgt die Zunahme der maximalen Lastspitze 238 % auf maximal 2.200 kW.

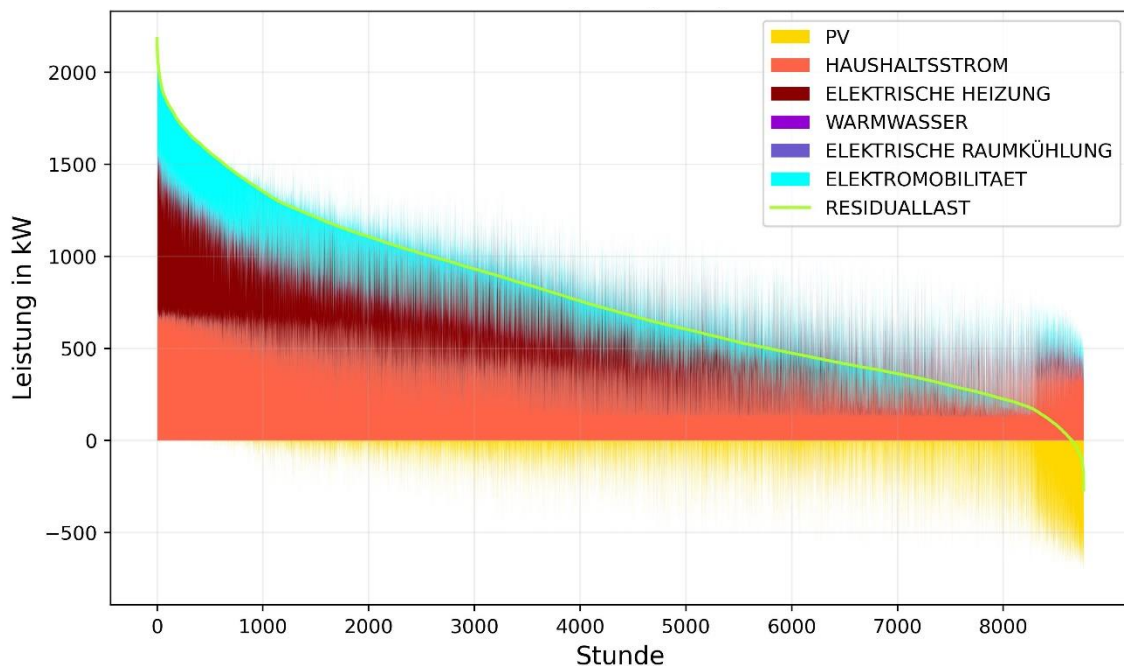


Abbildung 22: Dauerlinie der Netzinsel „Mehrfamilienhaussiedlung“ (MHS) für 2050 im Szenario Worst Case

Für das gemischte Wohngebiet ergeben sich vergleichbare Lastcharakteristiken, wie im MHS Gebiet (siehe Abbildung 23 und Abbildung 24). Die Ausprägungen der Lasten der Elektromobilität fallen jedoch aufgrund der geringeren Fahrzeugkapazitäten niedriger aus. Die Erkenntnisse der MHS-Siedlungen können demnach analog auf Mischgebiete übertragen werden.

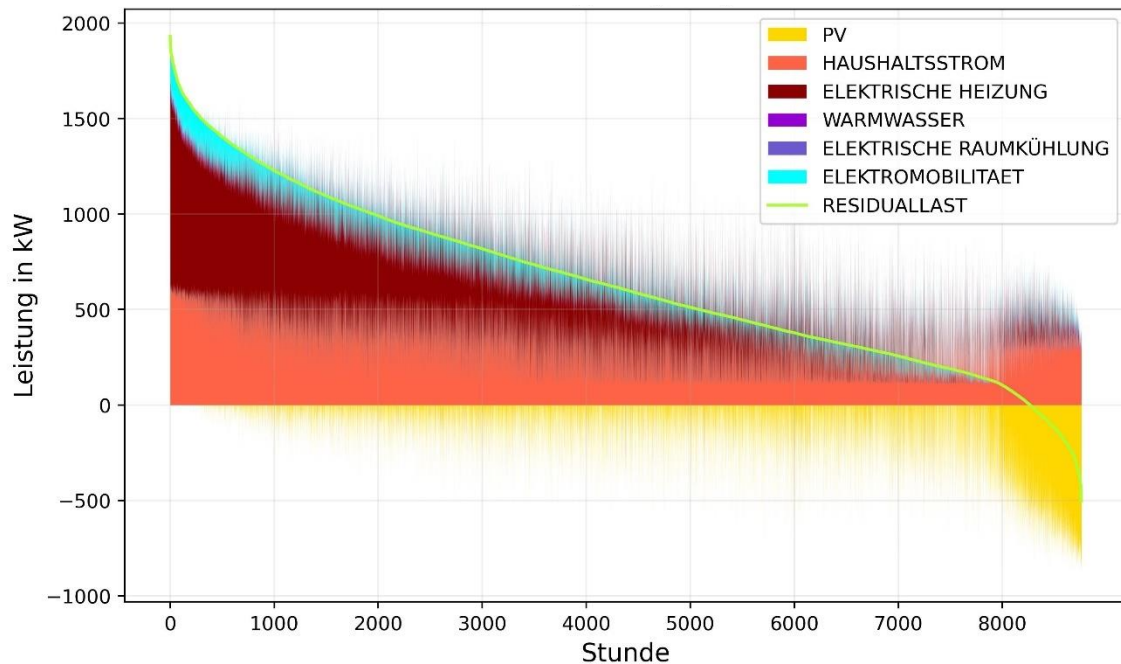


Abbildung 23: Dauerlinie der Netzinsel „gemischtes Wohngebiet“ (GWG) für 2050 im Szenario Starklastfall

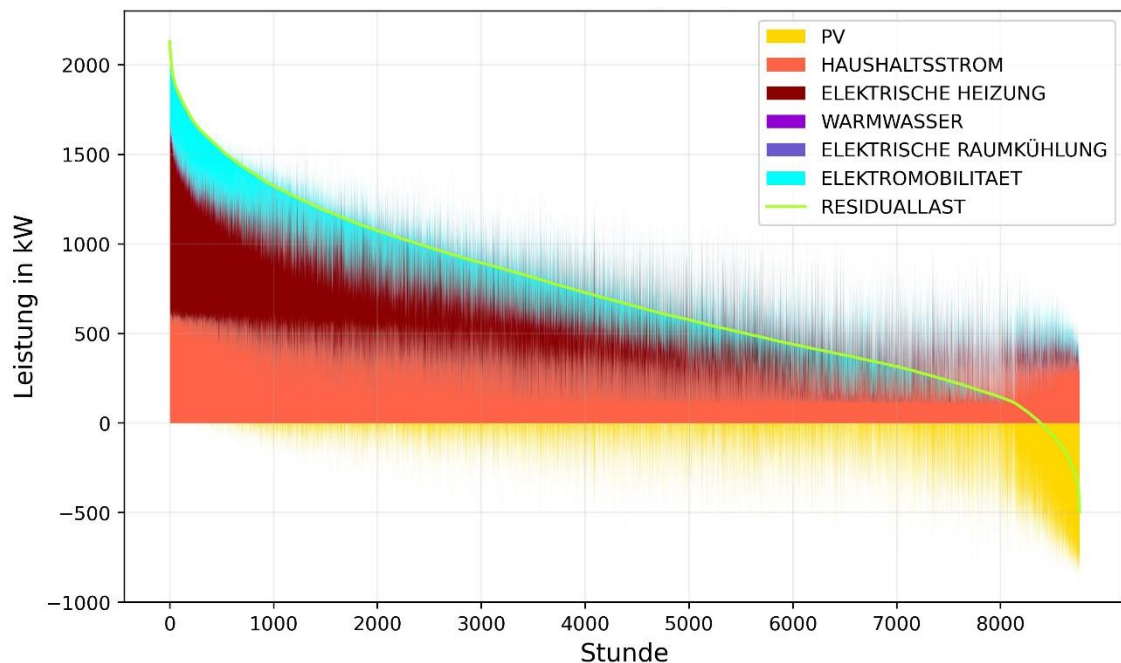


Abbildung 24: Dauerlinie der Netzinsel „gemischtes Wohngebiet“ (GWG) für 2050 im Szenario Worst Case

Um den positiven Effekt der Sanierungen auf die resultierenden Lasten darzustellen, werden im Folgenden anhand des Siedlungskerngebietes (SKG) die Szenarien Basis, Starklastfall und Schwachlastfall in Abbildung 25, Abbildung 26 und Abbildung 27 dargestellt. Im Ausgangszustand ist zu erkennen, dass das SKG eine maximale Residuallast von ca. 800 kW aufweist. Die im Vergleich zu den betrachteten Netzinseln hohe Durchdringung mit elektrischen Heizungssystemen (14,8 % NSP und 4,6 % WP) trägt bereits im Ausgangszustand mit ca. 20 % zur Gesamtlast der maximalen Residuallast bei.

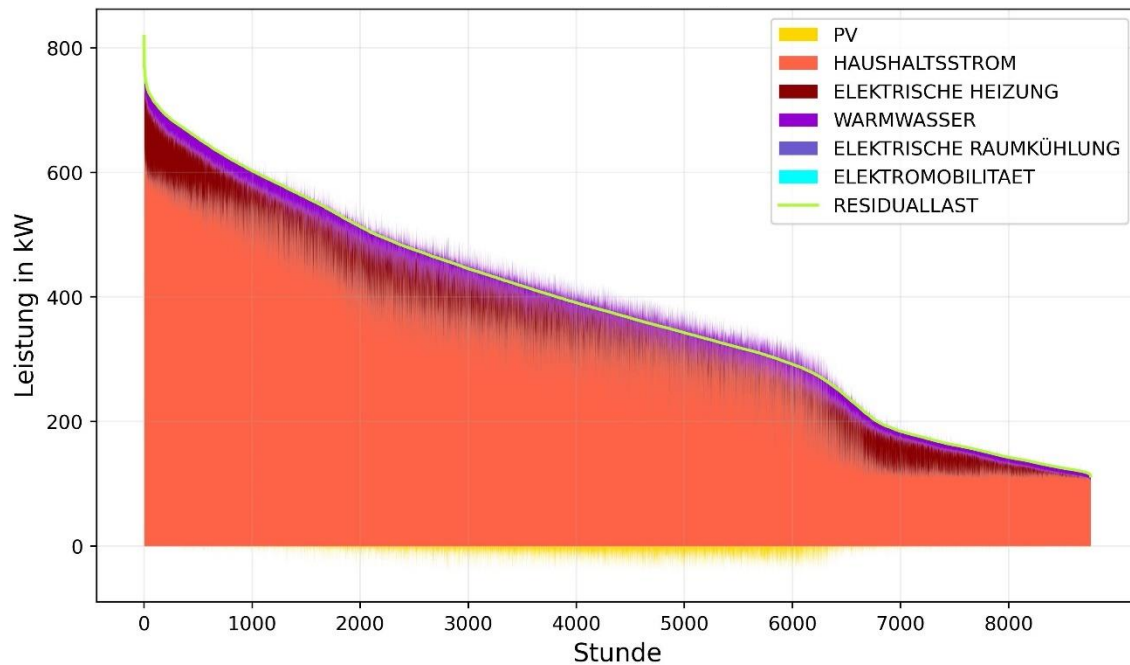


Abbildung 25: Dauerlinie der Netzinsel „Siedlungskerngebiet“ (SKG) für das Referenzszenario

Abbildung 26 stellt das SKG im Starklastfall dar. Der starke Ausbau von Wärmepumpen im betrachteten Szenario (Anteil von 77,7 % der Heizungssysteme) führt zu einer drastischen Steigerung der maximalen Residuallast. Die relative Zunahme im Vergleich zum Ausgangszustand wird dabei noch durch die Substitution der Nachtspeicherheizungen abgedeckt. Die relative Laststeigerung im Vergleich zum Ausgangszustand wäre ohne diese Substitution noch höher ausgefallen. Erkennbar ist, dass die Elektromobilität nur noch geringfügig zur Laststeigerung beiträgt, auch wenn die Ladezeitpunkte mit den Einsatzzeiten der Wärmepumpen zusammenfallen.

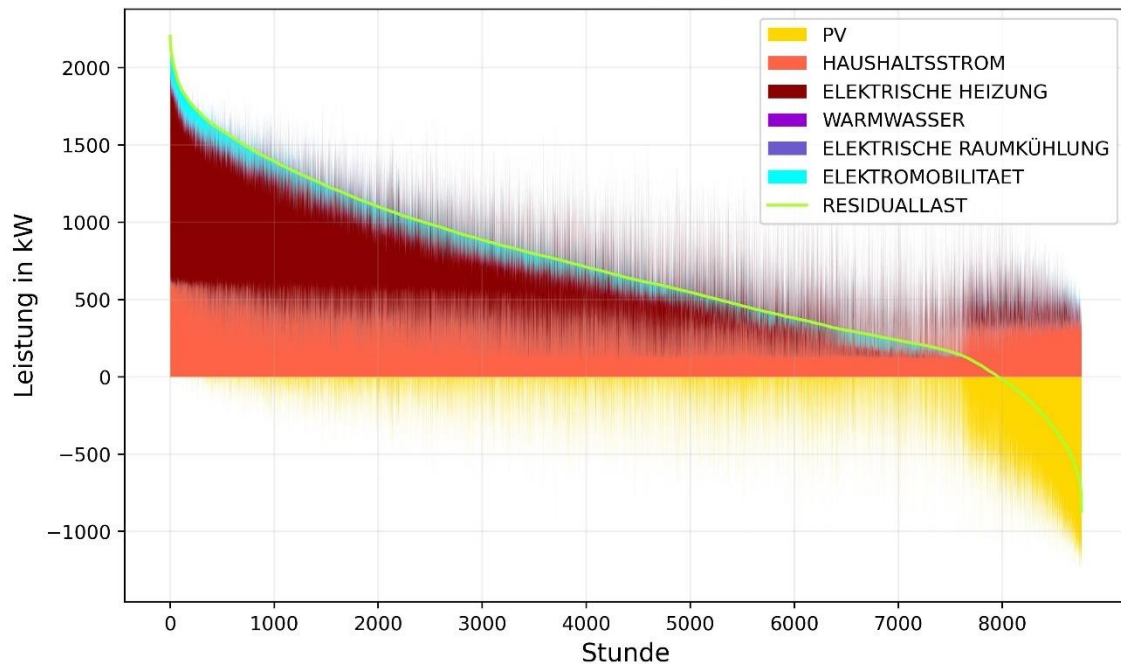


Abbildung 26: Dauerlinie der Netzinsel „Siedlungskerngebiet“ (SKG) für 2050 im Starklastfall

In Abbildung 27 wird nun der Einfluss einer vollständigen Sanierung des Gebäudebestandes auf die Residuallast verdeutlicht. Die sich ergebende maximale Residuallast kann auf diese Weise im Vergleich zum Starklastfall nahezu halbiert werden. Dies entspricht im betrachteten Szenario und Netzinsel ca. 1.000 kW. Demnach stellen Gebäudesanierungen ein effizientes Mittel dar, um nicht nur eine Senkung der Wärmeverbräuche aus energetischer Sicht zu erzielen, sondern auch um eine deutliche Senkung der absoluten Lastspitzen in einem stark elektrifizierten Wärmeversorgungssystem zu erreichen.

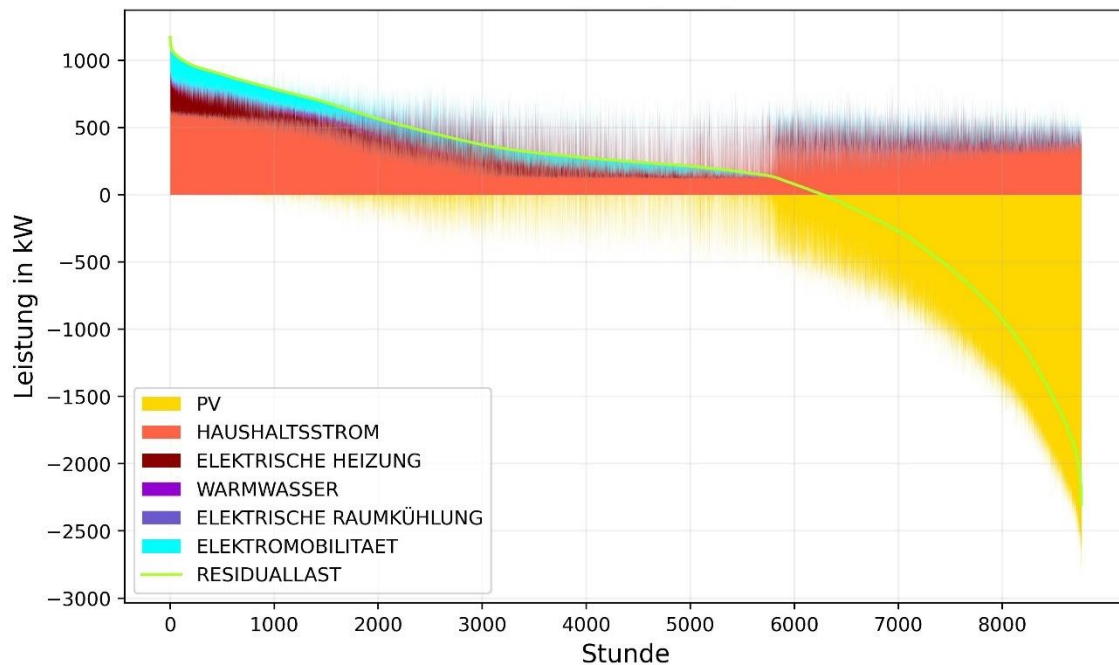


Abbildung 27: Dauerlinie der Netzinsel „Siedlungskerngebiet“ (SKG) für 2050 im Schwachlastfall

Gleichzeitig wird erkennbar, dass mit der Reduktion von Strombezugsleistungen die PV Überschüsse hoher PV Kapazitäten zu hohen negativen Residuallasten führen. Diese gilt es ebenfalls hinsichtlich potenzieller Strominfrastrukturüberlastungen zu vermeiden.

Die Abbildungen Abbildung 28 und Abbildung 29 stellen einen Ausschnitt der negativen Residuallasten der Neubausiedlung im Starklastfallszenario mit geringem PV Ausbaupfad dar. Dabei erfolgt in Abbildung 28 die Einspeisung der PV ohne technische Einschränkungen, während in Abbildung 29 die Simulation eine pauschale Wirkleistungsbegrenzung gemäß § 9 Abs. 2 Nr. 3 EEG 2021 beinhaltet. Dabei wird die maximal ins Stromnetz eingespeiste Wirkleistung jeder PV-Anlage auf das Niveau von 70 % ihrer installierten Nennleistung begrenzt. Es wird ersichtlich, dass die Wirkleistungsbegrenzung zu einer Reduktion der maximalen negativen Stromlasten führt, siehe rote Linie, der Einfluss jedoch als gering eingestuft werden kann. Die Wirkleistungsbegrenzung erzielt eine Reduktion von ca. 25 kW im betrachteten Fall. Dies entspricht einem Anteil von 3,5 % der zu dem Zeitpunkt anfallen Residuallast. Die Ursache des geringen Einflusses ist auf die Verteilung der installierten PV Leistungen je Gebäude auf unterschiedliche Dachbereiche zurückzuführen. Nur eine geringe Anzahl der simulierten PV-Anlagen ist dabei auf einem Dach genau einer Ausrichtung zugeordnet. Meist verteilt sich die installierte Leistung einer jeden PV auf mehrere verschiedenen Dachflächen des entsprechenden Gebäudes. Darüber hinaus ist zu erwähnen, dass mit der maximalen Erzeugungsleistung auftretende Lasten innerhalb des Gebäudes saldiert werden können und somit die Wirkleistungsbegrenzung mit zunehmender Elektrifizierung der Verbraucherseite vergleichsweise selten zu Tragen kommt. Ein weiterer Faktor ist die Tatsache, dass die maximale Ausnutzung der installierten PV-Kapazität nur an einer geringen Anzahl an Zeitpunkten über das Jahr gesehen auftritt. Dies reduziert die Häufigkeit, an dem die Wirkleistungsbegrenzung eingesetzt wird nochmals.

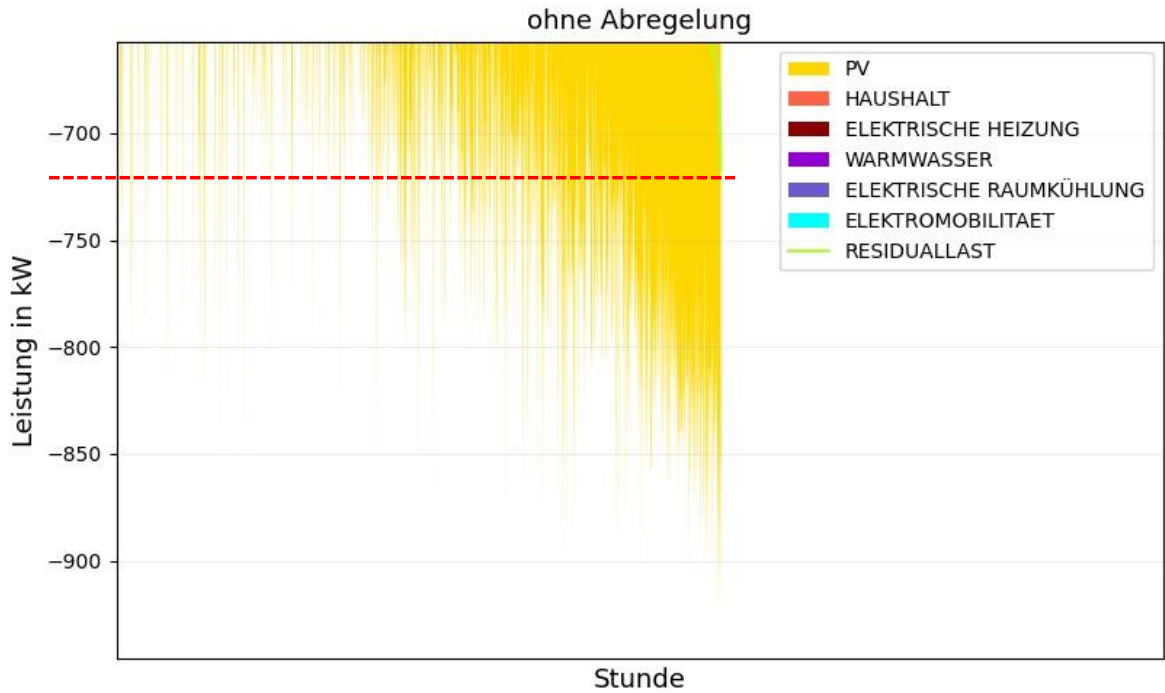


Abbildung 28: Ausschnitt der Netzinsel „Neubausiedlung“ für 2050 im Starklastfall mit geringem PV Ausbaupfad ohne PV Abregelung gemäß Wirkleistungsbegrenzung

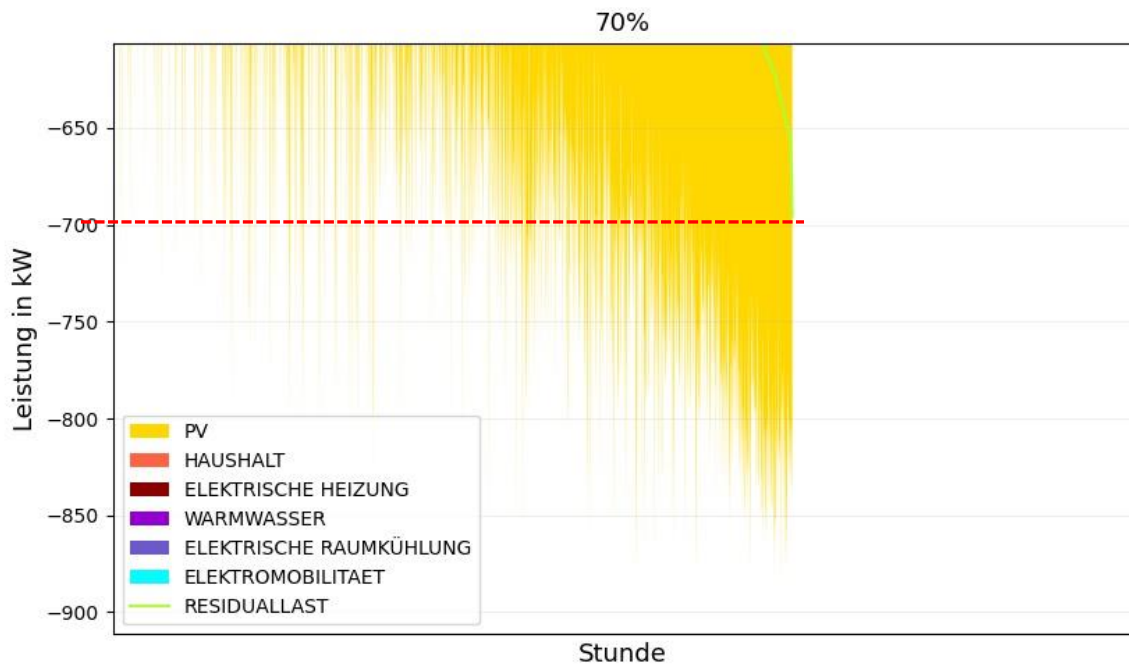


Abbildung 29: Ausschnitt der Netzinsel „Neubausiedlung“ für 2050 im Starklastfall mit geringem PV Ausbaupfad mit PV Abregelung gemäß Wirkleistungsbegrenzung

6 Netzsimulation

6.1 Aufbau der Netzsimulation

Die Aufgabe des AP6 – Netzsimulation besteht in der Umsetzung einer zeitreihenbasierten Netzsimulation. Basis dieser Arbeiten bildet eine Netzstruktur, welche auf digitalen, realen Netzplänen des Projektpartners Stuttgart Netze aufbaut. Das hieraus entstandene Simulationsmodell beinhaltet alle zugehörigen Netzkomponenten, wie die verbauten Transformatoren, Leitungen, Lasten oder Generatoren (oberer linker Strang in Abbildung 30). Abbildung 30 dient begleitend zu diesem Text als Veranschaulichung der Vorgehensweise. Alle Komponenten werden anhand ihrer Kenndaten im Simulationstool abgebildet.

Im ersten Schritt der Netzsimulation wird eine bereits existierende und bereitgestellte Netzstruktur bereinigt. Dazu werden alle eventuell vorhandenen Lasten / Generatoren aus den Netzplänen gelöscht. Die eigentliche Netzstruktur inklusive aller Knotenpunkte bleibt davon unberührt.

Im zweiten Schritt werden neue zeitreihenbasierte (dynamische) Lasten und Generatoren in die Netzpläne eingefügt. Die neu erstellten Objekte werden mit den aus der Quartieranalyse (Kapitel 4 - oberer rechter Strang in Abbildung 30) gewonnenen, hochaufgelösten Lastgängen erstellt (Hauptstrang in Abbildung 30). Im letzten Schritt werden Zeitreihensimulationen mittels der Software „PowerFactory“ mit einer 15-minütigen Auflösung von entweder 3 Monaten (Wintermonate) oder 12 Monaten (Jahresanalyse) durchgeführt (Hauptstrang in Abbildung 30).

Die Ergebnisse dieser Simulation ermöglichen eine zeitliche und räumliche Bewertung der Auslastung aller dem Netz zugeordneter Komponenten. Namentlich wird das Verhalten jeder relevanten Netzkomponente (Leitungen und Transformatoren) bestimmt. Während der Projektdauer sind insgesamt alle acht relevanten Szenarien aus Kapitel 5 betrachtet worden. Diese Szenarien sind dabei auf alle fünf ausgewählten untersuchten Netzinseln (Abschnitt 2.2) angewandt worden. Somit liegen in Summe 40 Simulationssätze vor, welche an den Projektpartner IER übermittelt worden sind (unterer rechter Strang Abbildung 30). Darüber hinaus ist für den Projektpartner SN je ein statischer Extrempunkt pro Szenario validiert worden. Hierfür wird im Zeitintervall des Szenarios die relevante Zeit der maximalen Last bzw. Netzbeanspruchung ermittelt. Mit Hilfe dieser Zeit kann die Simulation „angehalten“ werden. So ist es möglich, die räumliche Auslastung manuell zu betrachten. Netzplaner des Projektpartners SN sind nun in der Lage, Netzausbaumaßnahmen zu erheben und zu beziffern (unterer linker Strang Abbildung 30).

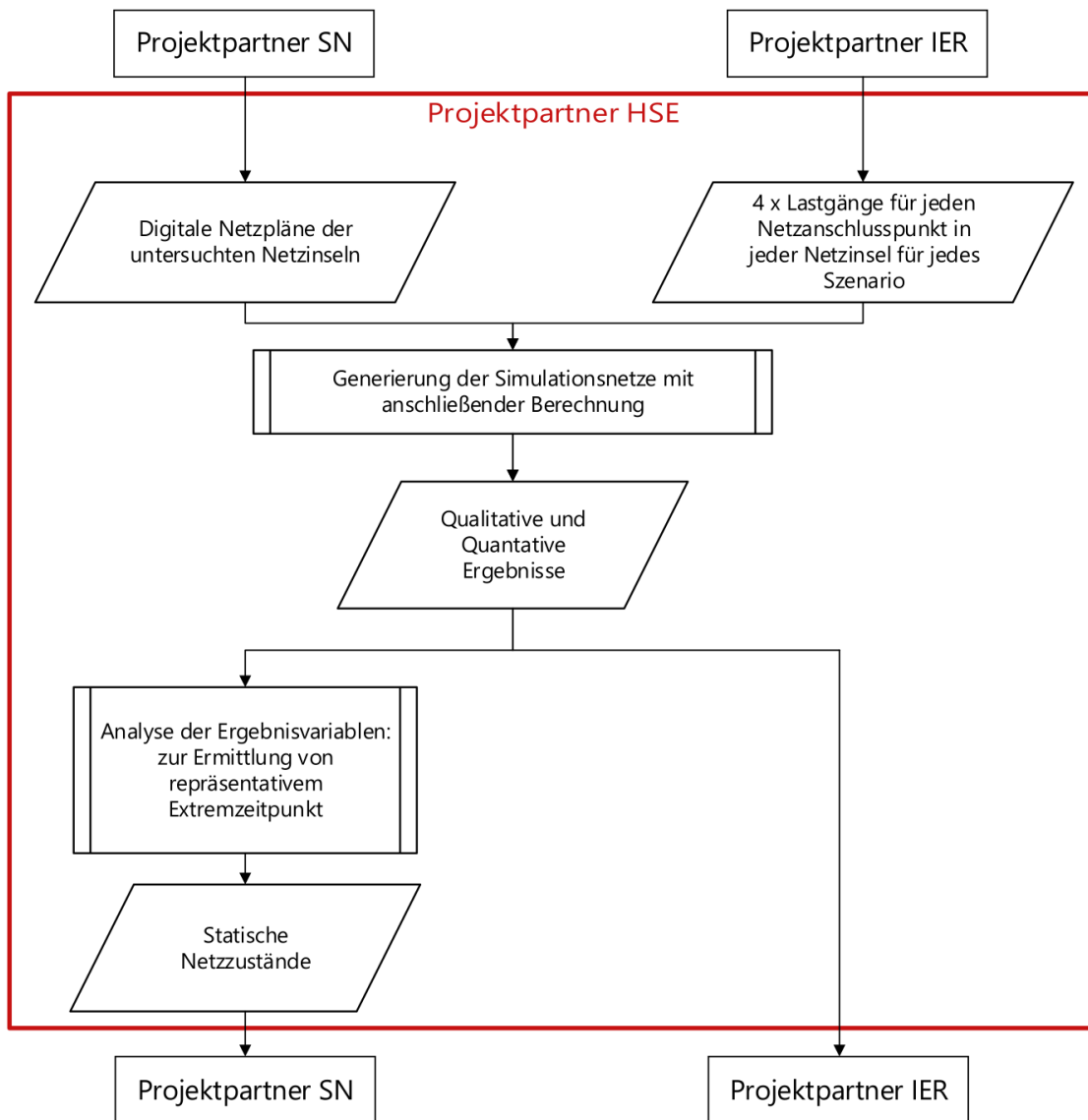


Abbildung 30: Veranschaulichung des AP6s - Vorgehensweise

6.2 Modellbeschreibung

Die Netzmodelle aller untersuchten Netze werden vom Projektpartner Stuttgart Netze in einem digitalen Format der Software „PowerFactory 2020 SP5“ des baden-württembergischen Unternehmens „DlgsILENT GmbH“ bereitgestellt. Mit dieser Software werden ebenfalls die Netzsimulationen im Projekt durchgeführt. Die Netzmodelle bilden die physikalischen Komponenten mit deren elektrotechnisch relevanten Eigenschaften, sowie die reale Netztopologie ab. Maßgeblich sind nachfolgende Komponenten für die durchgeführte Netzsimulation relevant.

6.2.1 Modellkomponenten (Transformatoren, Leitungen, Lasten, Generatoren)

Transformatoren

Projektgegenstand sind Niederspannungsverteilnetze, welche über Transformatoren in den Umspannstationen an die Mittelspannungsebene angeschlossen sind. Folglich sind in den untersuchten Netzen ausschließlich Mittelspannungs- auf Niederspannungs-Transformatoren verbaut, welche die Spannung im Regelfall von 10,3 kV auf 400 V herabsetzen. Die einzelnen Hausanschlusspunkte und die Endverbraucher sind in den analysierten Netzen nur im Bereich der Niederspannung angeschlossen. Die Nennleistung der in den Netzen verbauten Transformatoren liegt bei 400 kVA, 630 kVA und 800 kVA. Neben der Leistungsgröße sind die individuellen Typeigenschaften wie die Bauweise und die damit verbundenen elektrischen Verluste in der Simulation hinterlegt.

Leitungen

In den untersuchten Netzen sind verschiedenste Kabeltypen mit unterschiedlichen Längen verlegt. Dies liegt im Wesentlichen an den unterschiedlichen Baujahren und der zur jeweiligen Zeit eingesetzten Standardkabeltypen. Grundsätzlich kann theoretisch mit zunehmender räumlicher Distanz zur Transformatorstation der Kabelquerschnitt abnehmen, da die zu übertragende Leistung geringer wird. Die bisherige Netzbetriebsart ist hauptsächlich unidirektional. Somit nimmt der Betrag des Stromes in Richtung Netzrandgebiete ab.

Neben den Kabelquerschnitten, werden ebenfalls unterschiedliche Leitermaterialien verwendet und betrachtet. Darüber hinaus beeinflusst die Installationsweise (Luft, Boden inkl. Verlegetiefe – siehe beispielhaft in Abbildung 31) und der genaue Aufbau des Kabels elektrische Größen der Simulation, um dem Ziel der Simulation der elektrischen Verluste und daraus resultierenden Wechselwirkungen möglichst exakt zu bestimmen.

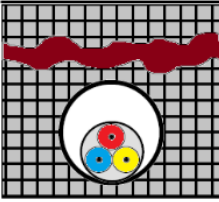
IEC 60364-5-52	NF C 15-100	NF C 13-200	BS 7671	DIN VDE 0298-4	IEC 60287	Neher-McGrath
Installationsbedingungen						
Referenzmethode	70					
Gruppierte Kabel	1					
Anzahl Kabelwannen	1					
Verlegetiefe	0,8 m					
Abstand	Berührend					
Anordnung	Horizontal					
Kabelanordnung	Im Dreieck					
						
Umgebungsbedingungen						
Umgebungstemperatur	20, degC					
Erdtyp	Sehr Trocken					
Typparameter						
Nennspannung	1, kV	Nennstrom	0,3 kA			
Anzahl Leiter	3	Querschnitt	0, mm ²			
Leitermaterial	Aluminium	Isolationsmaterial	PVC			
		Bewehrungsart	SWA			

Abbildung 31: Beispielhafte Simulationseigenschaften einer elektrischen Leitung

Lasten

Lasten sind Stromverbraucher mit einem definierten Lastprofil. Das Profil kann statisch oder dynamisch sein, wobei bei einem statischen Profil konstant die gleiche Menge elektrische Leistung (umgangssprachlich Strom) gewandelt wird. Im Gegensatz zu statischen Verbrauchern ist den dynamischen Verbrauchern ein zeitabhängiges Lastprofil zugeordnet. Die Lastkollektive werden wahlweise zyklisch oder anhand von Mess- oder Simulationsdaten eingestellt.

Entsprechend früheren Ausführungen sind die in diesem Projekt gewonnenen Lastgänge dynamisch (siehe Kapitel 5).

Die entnommene Leistung wird in Form von Wirkleistung inklusive damit verbundenem Leistungsfaktor beschrieben. Letztendlich ist damit auch die Scheinleistung der Lasten exakt definiert.

Generatoren

Vorhandene Generatoren reduzieren sich in den betrachteten Netzen auf Photovoltaikanlagen. Diese Generatoren unterliegen einem sonnenabhängigen und dachspezifischen Leistungsfaktor (siehe Abschnitt 4.2). Die bereitgestellte Leistung entspricht dabei immer der abgenommenen Leistung. Ein typischer Leistungsverlauf eines 9 kWp PV-Generators über das Jahr ist in Abbildung 32 zu sehen.

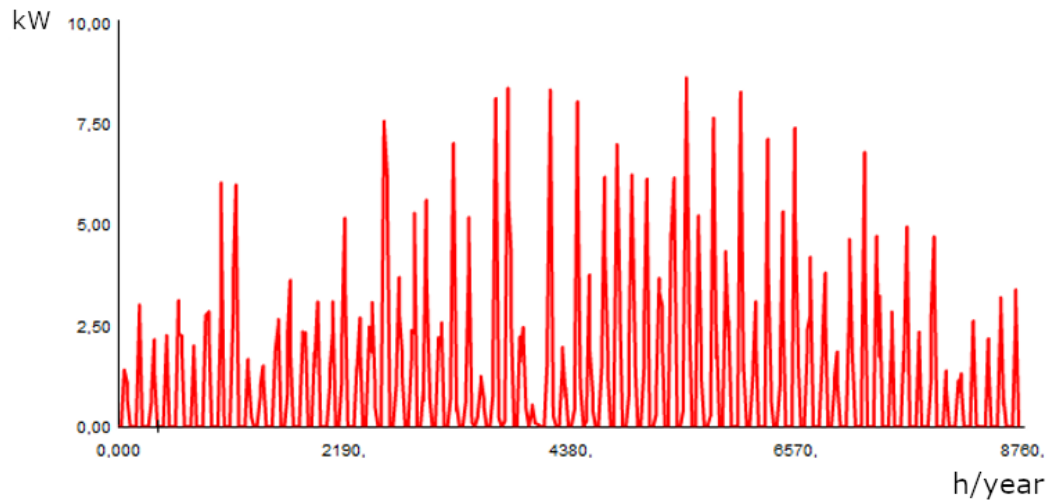


Abbildung 32: Beispielhafter Erzeugungsverlauf eines PV-Generators

6.2.2 Netzstruktur

Abbildung 33 stellt eine von fünf untersuchten Netzinseln in anonymisierter Form dar. Kleine, leere Kreisobjekte („o“) spiegeln Netzanschlusspunkte (z.B. ein MFH oder ein EFH) wider. Die Verbindungslinien zwischen allen Kreisen entsprechen Netzleitungen. Nummerierte Kreise mit „Ts“, weisen auf Umspannstationen (Transformatorstation) hin. Alle fünf untersuchten Netze werden durch ein sogenanntes Maschennetz (bspw. gelb in Abbildung 33) dominiert. Gleichzeitig bestehen Teilstrukturen, welche topologisch denen eines Strahlennetzes (türkis eingefärbt) oder eines Ringnetzes (lila eingefärbt) entsprechen.

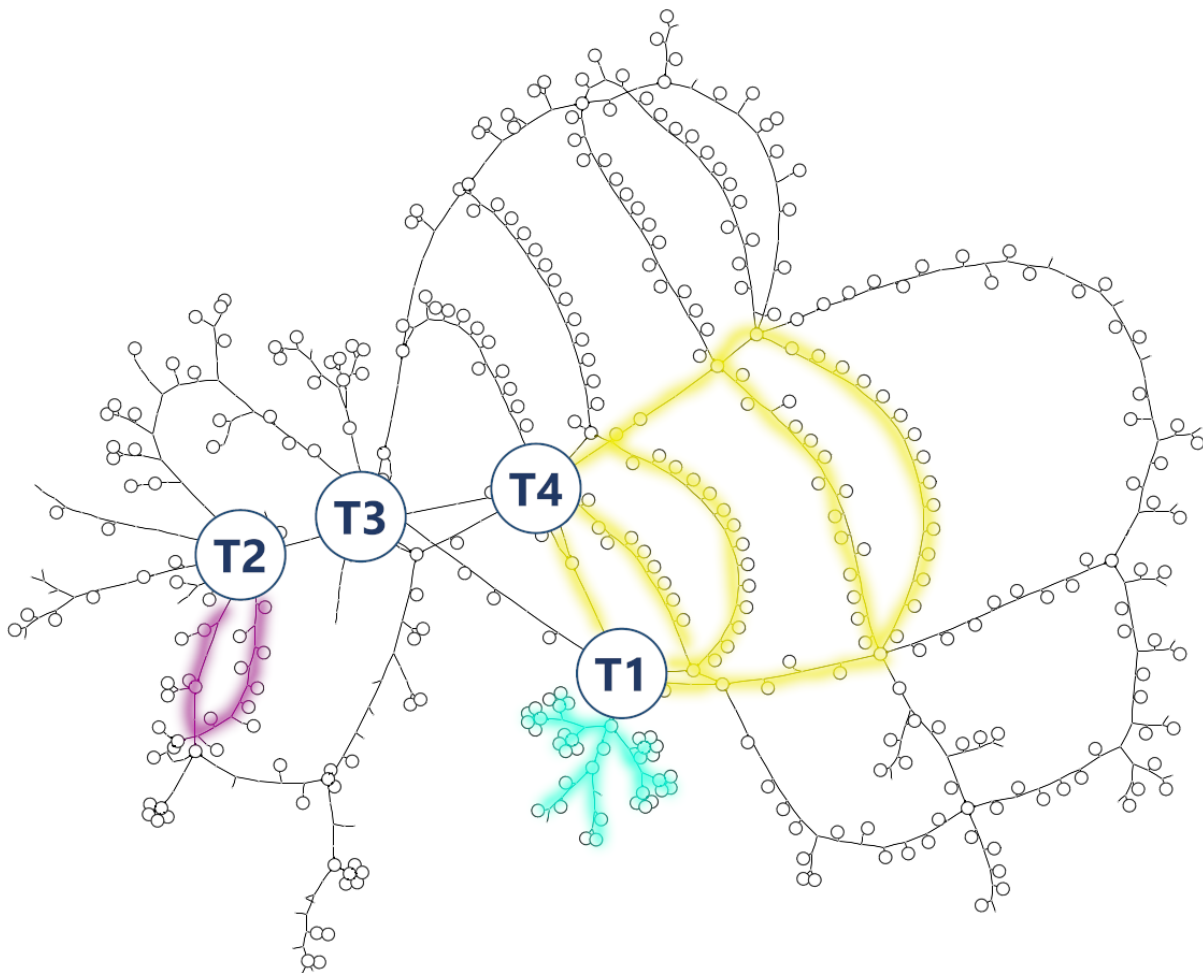


Abbildung 33: Anonymisierte Strukturdarstellung einer untersuchten Netzinsel

6.3 Zeitreihensimulation

Die zeitreihenbasierte Lastflusssimulation erfolgt mit der Netzberechnungssoftware PowerFactory 2020 in der Version SP5. Hierbei wird mittels diskreter Berechnung einzelner Lastflüsse das gesamte Netze im stationären Zustand analysiert. Dieser Simulationsschritt wird wiederkehrend für fortlaufende Zeitpunkte reproduziert. Die Aneinanderreihung dieser „Momentaufnahmen“ ergibt eine Quasi-Dynamische-Simulation. Exemplarisch wird auf eine Jahressimulation verwiesen. Bei einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten ergeben sich 35.040 (365*24*4) Teilsimulationen / Netzzustände. Die durchgeführten Simulationsberechnungen berücksichtigen nicht das Erreichen etwaiger Auslastungsgrenzen der Netzkomponenten. Folglich kann, im Gegensatz zu realem Verhalten, auch eine unrealistisch hohe Auslastung, z.B. eines Transformators auftreten. Dieser Umstand beeinträchtigt nicht die Aussagekraft der gewonnenen Simulationsdaten, sondern offenbart lediglich die potentiellen Schwachstellen bei einem Betrieb unter den beschriebenen Randbedingungen. Mit Hilfe dieser Simulationsergebnisse wird die Betrachtung der Auslastung erst ermöglicht.

Die Berechnungsmethode der Netzsimulation beruht auf nichtlinearen, iterativberechneten Leistungsgleichungen aller Netzknoten nach der Newton-Raphson-Methode.

In der Simulation wird eine Umgebungstemperatur aller Netzkomponenten von 20 °C verwendet.

6.4 Ergebnisse der Netzsimulationen

6.4.1 Qualitative und quantitative Auslastung der einzelnen Netzeinseln

Die Simulationsergebnisse werden in Form von numerischen Daten ausgegeben. Die Aussagekraft der Daten beinhaltet für jede untersuchte Netzkomponente eine zeitabhängige Auslastung. Die Extraktion dieser Daten erfolgt in zwei unterschiedlichen Weisen, qualitativ und quantitativ. Beide Vorgehensweisen werden im Folgenden definiert.

Die qualitative Betrachtung hat vor allem aus Sicht des Netzbetreibers Bedeutung, da hier die Auslastung der Netzkomponenten ermittelt wird und so den konkreten Handlungsbedarf von baulichen Maßnahmen anzeigt. Die qualitative Betrachtung kann anschaulich graphisch dargestellt werden. Zum Beispiel sind in Abbildung 34 Leitungen und Transformatoren gekennzeichnet welche eine Auslastung über 100 % aufweisen rot eingefärbt. Auslastungen über 90 % sind in orange gekennzeichnet.

Die quantitative Auswertung ist in Verbindung mit der qualitativen Betrachtung für die Flexibilisierungspotenzialquantifizierung (Kapitel 7) relevant. Hier werden die exakten Leistungsdaten für die relevanten Zeiträume betrachtet. Damit wird es erstmals möglich, Wirkzusammenhänge zwischen Infrastruktur, Lastflüsse sowie Lastgängen abzubilden.

Alle 40 Simulationsergebnisse der Zeitreihensimulationen werden als numerische Daten dem Projektpartner IER zur weiteren Auswertung übermittelt. Zusammengefasst sind die Ergebnisse aller Szenarien in kompakter Form in Tabelle 11. In den Spalten befinden sich:

1. Szenariennamen
2. Anzahl der überlasteten Transformatoren

3. Anzahl der überlasteten Leitungen

aller Netze.

Das Szenario 2030 weist keine kritischen Auswirkungen auf die Netzeinseln auf.

Die Ergebnisse für das Jahr 2050 zeigen ein anderes Bild auf. Hier zeigt das „Worst Case-Szenario“ für 14 von 16 Transformatoren bzw. 66 der 5433 Leitungen eine Überlast auf. Das Szenario mit der höchsten Anzahl an überlasteten Leitungen (82) ist das „Starkeinspeisefall“-Szenario. Erklärbar ist diese höchste Zahl damit, dass die dezentralen Photovoltaikanlagen zu Spitzenzeiten viel größere Leistungen in das Netz transportieren, als für die Auslegung der Peripherieleitungen angenommen worden ist. Das Szenario mit der geringsten Anzahl an Überlastungen ist der „Schwachlastfall“. In diesem Szenario werden 2 Transformatoren und 8 Leitungen überlastet.

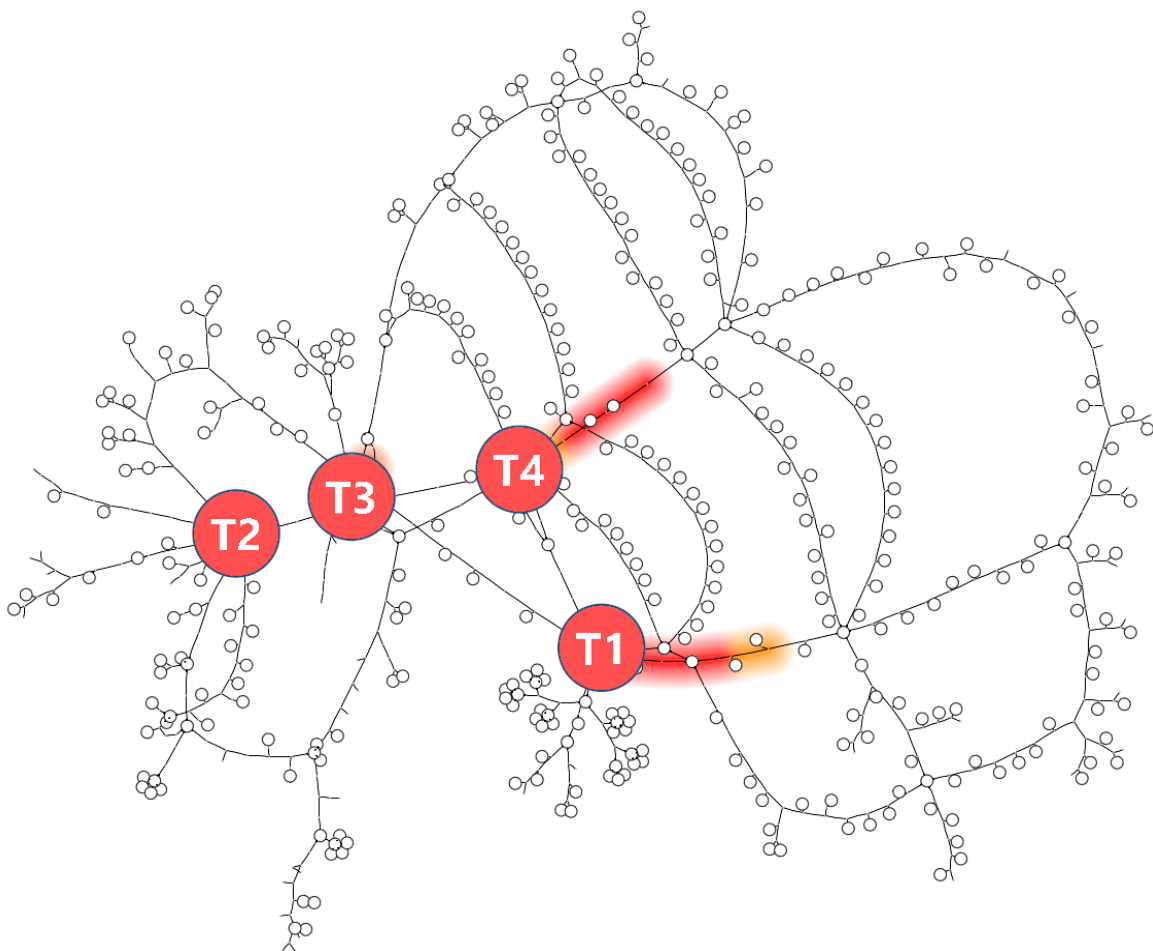


Abbildung 34: Anonymisierte Netzinseln mit eingefärbten überlasteten Netzkomponenten

Tabelle 11: Kompaktübersicht über die Szenarienauswirkungen auf die Gesamtheit der untersuchten Netzinseln

Szenario (J = Jahressimulation 12 Monate) (W = Wintermonatesimulation 3 Monate)	Anzahl überlasteter Transformatoren [Gesamte Anzahl: 16]	Anzahl überlasteter Leitungen [Gesamte Anzahl: 5433]
2030	0	0
Worst Case	14	66
Starkeinspeisefall	8	82
Starklastfall	13	50
Schwachlastfall	2	8
Präventives Lademanagement	10	35
Präventives Lademanagement+	12	47
Reichweitenzuversicht	12	45

6.4.2 Statische Netzzustände

Für den Netzbetreiber SN wurde der Zeitpunkt der Höchstbelastung des gesamten Netzes im untersuchten Zeitraum ermittelt. Es gilt zu erwähnen, dass der ermittelte Zeitpunkt der maximalen Netzlast nicht zwangsläufig der Maximallast jeder Netzkomponente entspricht. Mittels heuristischem, analytischen Vergleich der Daten wird ermittelt, dass diese nicht groß differieren, wodurch die individuellen Auslastungswerte als Extremwerte tituliert werden können. Zusätzlich wurde die Aussagekraft noch mittels einer Plausibilitätsprüfung verifiziert. Veranschaulicht wird das Vorgehen in Abbildung 35. Hier wird ersichtlich, dass der Zeitstempel des Extrempunktes des Netzes nicht exakt dem Zeitstempel der Extremwerte aller Transformatoren entspricht. Beispielhaft weist Transformator C einen um einen Tag versetzten globalen Extrempunkt in Bezug zur maximalen Netzauslastung auf. Alle relevanten Parameter des ermittelten Extrem-Netzzustandes wurde exportiert und dem Projektpartner SN für eine Maßnahmenplanung zur Verfügung gestellt.

Für die zwei Schlüsselszenarien „*Worst Case*“ und „*Starkeinspeisefall*“ wird eine detailliertere Analyse dieser statischen Netzzustände in konzentrierter tabellarischer Form (Tabelle 13 bis Tabelle 16) gegeben. In der ersten Spalte sind die Netzeinseln aufgelistet, gefolgt von den Zeitstempeln der höchsten Netzbelastung (Spalte 2). In der dritten und vierten Spalte wird die Anzahl der überlasteten Komponente und die prozentuale Höhe der Auslastung dieser genannt.

Das Szenario „*Worst Case*“ führt zur einer Überlastspitze in der Abendzeit, zwischen 19:15 Uhr und 20:45 Uhr. Jede Netzeinsel erleidet hier eine Überlastung eines oder mehrerer Transformatoren. Die Überlast liegt zwischen 112 % und 161 %. Bei den Netzleitungen ist prozentual gesehen nur ein kleiner Teil von Überlast betroffen. Die Tabellen zeigen nicht, dass es sich bei den von einer Überlast betroffenen Leitungen in diesem Schlüsselszenarium, aber auch in allen weiteren Szenarien, um die Ausleitungen aus den Trafostationen handelt. So kann von einer Kernüberlastung der Netze gesprochen werden. Die Peripherie der Netze, ausgehend von den Trafostationen, ist nicht von Überlastungen betroffen.

Das Szenario „*Starkeinspeisefall*“ führt zu einer Überlastspitze in der Mittagszeit, zwischen 13:00 Uhr und 13:30 Uhr. Es liegen weniger überlastete Transformatoren als in Szenario „*Worst Case*“ vor. Zwei Netze weisen hingegen keine überlasteten Transformatoren auf. Bei den Netzleitungen ändert sich das Bild, hier liegen mehr überlastete Leitungen vor. Die Netzeinsel, welche mit einer Mehrfamilienhaussiedlung typisiert ist (Abschnitt 0), weist neben keinem überlasteten Transformator auch keine überlastete Leitung auf.

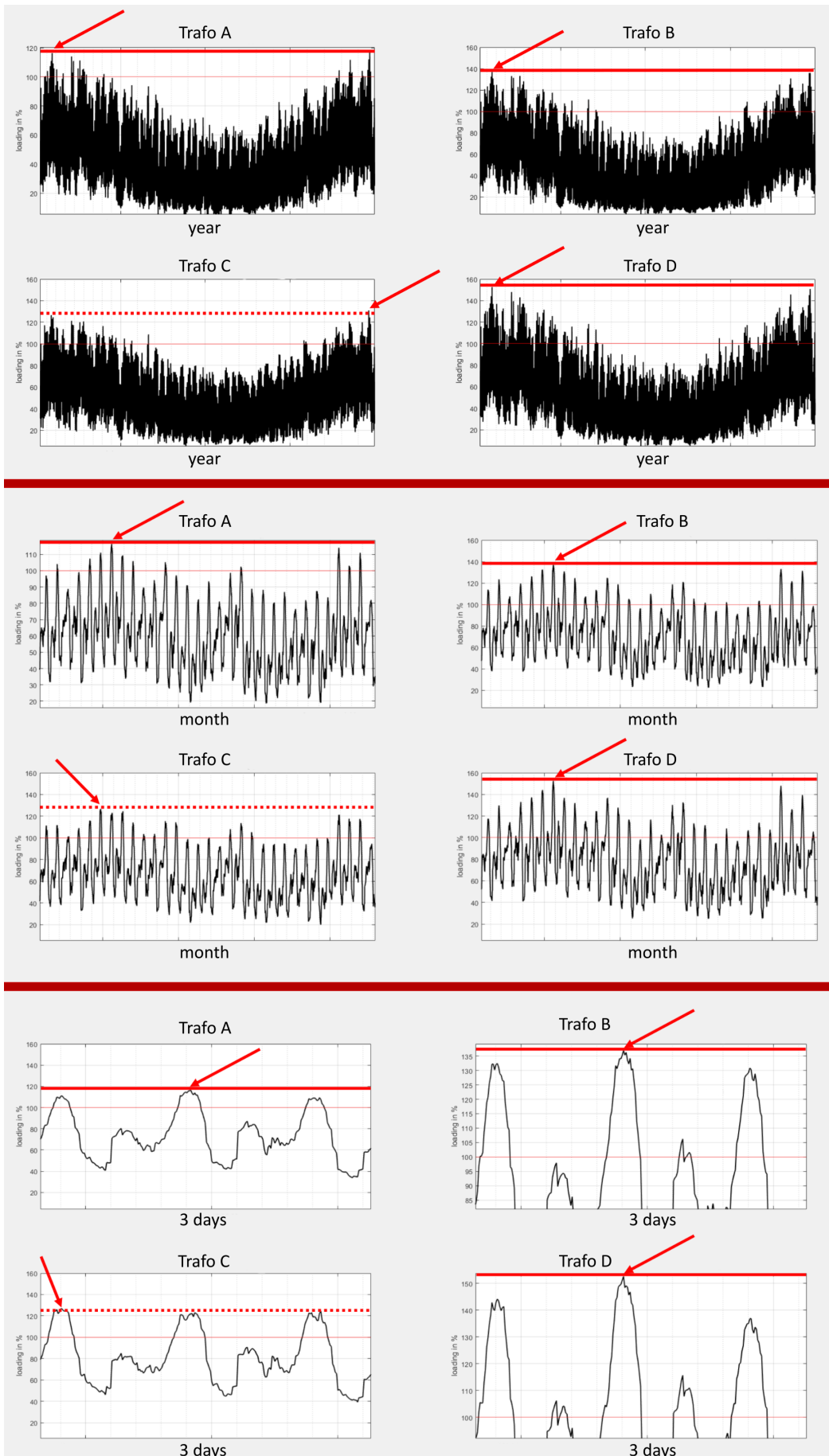


Abbildung 35: Ermittlung eines Netzextremzustands

Tabelle 12: Statischer Netzzustand für Szenario „Worst Case“ - Transformatoren

Netzinsel	Zeitpunkt höchster Netzbelastung	Anzahl überlasteter Transformatoren	Durchschnittliche Höhe der Überlastung der überlasteten Transformatoren
SKG	16.01.2050 20:15	3 von 4	161 %
GWG	16.01.2050 19:00	4 von 4	129 %
EHS	15.01.2050 20:45	1 von 5	112 %
MHS	18.02.2050 20:45	2 von 2	160 %
NBS	25.12.2050 19:15	1 von 1	137 %

Tabelle 13: Statischer Netzzustand für Szenario „Worst Case“ - Leitungen

Netzinsel	Zeitpunkt höchster Netzbelastung	Anzahl überlasteter Leitungen	Durchschnittliche Höhe der Überlastung der betroffenen Leitungen
SKG	16.01.2050 20:15	23 von 1214	133 %
GWG	16.01.2050 19:00	8 von 895	133 %
EHS	15.01.2050 20:45	21 von 1861	116 %
MHS	18.02.2050 20:45	4 von 603	103 %
NBS	25.12.2050 19:15	0 von 815	-

Tabelle 14: Statischer Netzzustand für Szenario „Starkeinspeisefall“ - Transformatoren

Netzinsel	Zeitpunkt höchster Netzbelastung	Anzahl überlasteter Transformatoren	Durchschnittliche Höhe der Überlastung der betroffenen Transformatoren
SKG	10.07.2050 13:15	2 von 4	161 %
GWG	-	-	-
EHS	04.06.2050 13:30	5 von 5	126 %
MHS	-	-	-
NBS	24.06.2050 13:00	1 von 1	199 %

Tabelle 15: Statischer Netzzustand für Szenario „Starkeinspeisefall“ - Leitungen

Netzinsel	Zeitpunkt höchster Netzbelastung	Anzahl überlasteter Leitungen	Durchschnittliche Höhe der Überlastung der betroffenen Leitungen
SKG	10.07.2050 13:15	16 von 1214	113 %
GWG	29.05.2050 13:15	11 von 895	130 %
EHS	04.06.2050 13:30	18 von 1816	105 %
MHS	-	-	-
NBS	24.06.2050 13:00	26 von 815	120 %

7 Flexibilisierung

Die zunehmende Elektrifizierung des Wärmesektors sowie der anfallende elektrische Energiebedarf der Elektromobilität bzw. die hohen spezifischen Ladeleistungen innerhalb der Ladeinfrastruktur stellen hinsichtlich der Netzbelastungen zukünftig hohe Anforderungen an die Netzinfrastruktur. Aufbauend auf der Szenarienanalyse (Kapitel 5) und den Netzsimulationen (Kapitel 6) werden im Folgenden die Flexibilitätsanforderungen beschrieben. Ziel ist es die Flexibilitätsanforderungen zu quantifizieren sowie den Einfluss von veränderten Ladestrategien auf das Flexibilitätspotenzial zu analysieren. Auf dieser Basis kann eine Bewertung der Auswirkungen von verstärkter Elektromobilität und dem Ausbau von Wärmepumpen auf den lokalen Strombedarf im Quartier untersucht werden, sowie eine Analyse des Einflusses von Ladestrategien auf die gesamte elektrische Energienachfrage im Quartier durchgeführt werden.

Anschließend werden die untersuchten Typquartiere dazu verwendet, eine allgemeine Übertragung auf Baden-Württemberg hinsichtlich des Stromnetzentlastungspotenzials von Elektromobilität durchzuführen.

7.1 Vorgehensweise zur Flexibilitätsanalyse

Im Rahmen der Flexibilitätsanalyse werden ausgehend von den Netzsimulationen aus Kapitel 6 die Be- und Auslastungen der Netzinfrastruktur ausgewertet. Aufbauend auf den Zeitreihen der Netzsimulationen des AP4 erfolgt eine dynamische Auswertung der Netzzustände. Dabei werden Häufigkeitsverteilungen der Auslastungszustände aller Transformatoren untersucht und in ein Verhältnis zu den installierten Maximalkapazitäten der entsprechenden Transformatoren gesetzt. Für eine Betrachtung der Flexibilisierung werden nicht die Überlast-Netzzustände der Szenarien bzw. Netzsinseln betrachtet, sondern es wird der gesamte simulierte Zeitraum zu Rate gezogen. Dieser ist szenarienabhängig und beinhaltet für die Referenzszenarien bei einer 15 minütigen Auflösung 8.760 Zeitschritte (Wintermonate). Die Szenarien „Worst Case“ sowie der „Starkeinspeisefall“ werden über das gesamte Jahr betrachtet (35.040 Zeitschritte bei einer Auflösung mit einem Zeitstempel von 15 Minuten).

Anhand von zeitabhängigen relativen Überlastungen sowie den absolut installierten Scheinleistungen der Transformatoren können absolute Flexibilitätsbedarfe für den entsprechenden Knoten, Trafo sowie Zeitpunkt abgeleitet werden. Zustände mit Überlastungen werden als solche gewertet, sobald eine Überschreitung der jeweiligen Nennkapazität (100 %) des betrachteten Transformators erfolgt. Dabei ist anzumerken, dass aus technischer Sicht kurzfristige Überlastungen aufgrund thermisch-physikalischer Zusammenhänge nicht sofort zu einem Ausfall der entsprechenden Einheit führen müssen.

Darüber hinaus werden die unterschiedlichen Auslastungszustände der Transformatoren und Netzsinseln für die einzelnen Szenarien analysiert. Auf den daraus resultierenden Erkenntnissen können Treiber der Überlastungen von Verteilnetzinfrastrukturen identifiziert werden und mit entsprechenden Maßnahmen (siehe Kapitel 8) entgegengewirkt werden.

Weiterhin werden im Rahmen einer Häufigkeitsverteilungsanalyse die Zustände mit Überlastungen im zeitlichen Kontext genauer analysiert, um Rückschlüsse auf

wiederkehrende Muster der Überlastungen ziehen zu können. Somit findet eine uhrzeitspezifische Auswertung der Zustände mit Überlastungen statt.

7.2 Analyse der Flexibilitätsbedarfe

Zur Ermittlung der Ausgangszustände bezüglich der Belastungen der Transformatoren werden die Basisszenarien je Netzinsel ausgewertet. Dabei ergibt sich, dass in keiner der Netzinseln eine Überlastung der Trafokapazitäten im Ausgangszustand vorliegt. Abbildung 36 und Abbildung 37 stellen beispielhaft die Auslastung der Transformatoren für zwei Netzinseln (MHS und NBS) dar. Auf der X-Achse wird dabei die sortierte Auslastung aller Transformatoren relativ zu der jeweiligen Nennkapazität aufgetragen, während auf der Sekundärachse der Überlastungen resultierende Flexibilitätsbedarf in kW dargestellt wird. Während in der MHS Netzinsel (links) die maximale Transformatorauslastung in der Netzinsel bei 62 % für den ersten Trafo und 45 % für den zweiten Trafo liegt, beträgt der maximale Wert in der Netzinsel NBS (rechts) 63 %. Somit besteht zu keinem der simulierten Zeitpunkte im Referenzfall ein Flexibilitätsbedarf. Zu erkennen ist ebenfalls, dass die maximale Auslastung nur wenige Stunden im betrachteten Zeitraum anfällt. Im Mittel bewegt sich die Auslastung für den ausgewerteten kritischen Zeitraum des Winters zwischen 33 % und 45 % für alle Netzinseln. Erkennbar ist der direkte Zusammenhang im Falle von mehreren vorhandenen Transformatoren in einer Netzinsel (siehe Abbildung 36 links). Aufgrund der eng vermaschten Netzstruktur korrelieren die Auslastungen der benachbarten Transformatoren miteinander. Dieser Zusammenhang ist ebenfalls in Netzinseln mit einer höheren Anzahl von Transformatoren erkennbar (bis zu fünf innerhalb der betrachteten Netzinseln). Im Ausgangszustand bestehen somit ausreichend Pufferkapazitäten für eine zusätzliche Elektrifizierung des Energiesystems, die im Folgenden betrachtet wird.

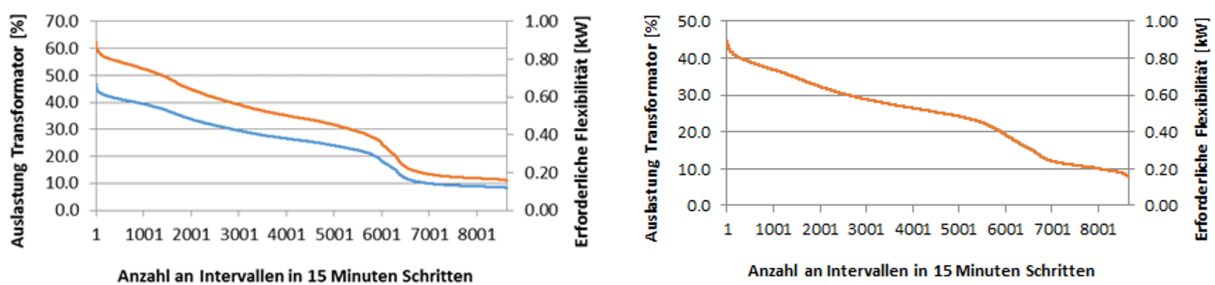


Abbildung 36: Sortierte Auslastungen sowie Flexibilitätsbedarfe der Transformatoren im Referenzfall für die Netzinseln MHS (links) und NBS (rechts)

Abbildung 37 stellt für einen Transformator der Netzinsel MHS die sortierte Auslastung sowie die summierten Flexibilitätsbedarfe der Netzinsel für das gesamte simulierte Jahr des „Worst Case-Szenarios“ dar. Dies stellt die größte anzunehmende Belastung der Strominfrastruktur aus Verbrauchersicht dar. Die sortierte Auslastung des ersten Transformators zeigt die im Vergleich zum Ausgangszustand (orange dargestellt) eine stark gestiegene Belastung der Strominfrastruktur. Im „Worst Case-Fall“ ist mit bis zu einer Auslastung des Transformators von 190 % zu rechnen. Dies entspricht einer Steigerung von 375 % gegenüber dem Ausgangszustand im Jahr 2019. Auf der Sekundärachse wird der daraus resultierende Flexibilitätsbedarf als absolute Größe dargestellt. Für das betrachtete Szenario werden demnach bis zu 600 kW Flexibilität erforderlich, um eine Überlastung der Transformatoren zu

vermeiden. Darüber hinaus ist zu erkennen, dass eine Überlastung in ca. 1.500 Stunden im Jahr (6.000 Zeitschritte á 15 Minuten) zu erwarten ist, die in einem Flexibilitätsbedarf resultiert.

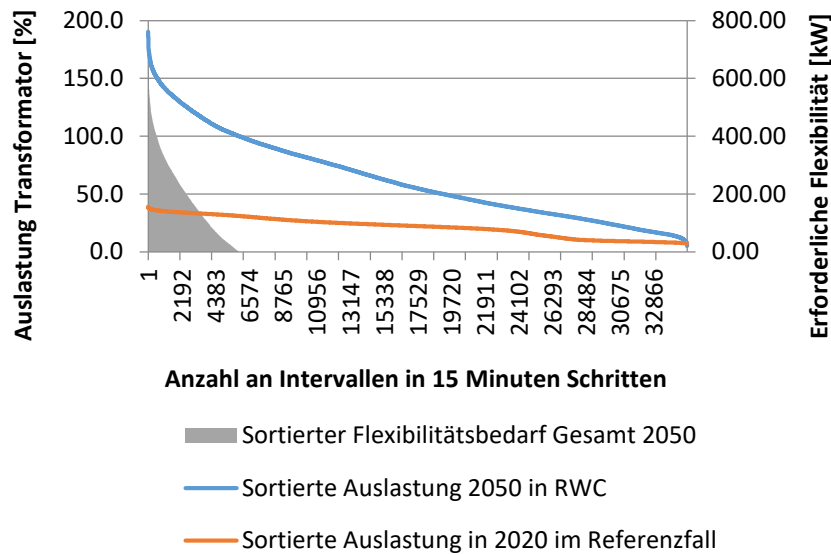


Abbildung 37: Sortierte Auslastungen sowie Flexibilitätsbedarfe der Transformatoren im „Worst Case-Szenario“ für die Netzinsel MHS

Dass die Auslastung der Transformatoren innerhalb eines Gebietes unterschiedlich hoch ausfallen kann, wird im Folgenden betrachtet. Abbildung 38 stellt die Auslastung von drei Transformatoren in der SKG Netzinsel im „Worst Case-Szenario“ sowie den summierten Bedarf an Flexibilität dar. Es ist zu erkennen, dass der Transformator 1 im „Worst Case-Szenario“ zu vereinzelt Zeitschritten des Jahres nahe bzw. knapp über der nominalen Kapazität betrieben wird, während der Transformator 3 selbst im „Worst Case-Szenario“ noch Reserven aufzuweisen hat. Transformator 2 erreicht hingegen eine maximale relative Überlastung von bis zu 140 % über dessen Nennkapazität. Demnach ergibt sich ein summierter Flexibilitätsbedarf für die betrachtete Netzinsel aus der Überlastung von bis zu 600 kW. Die Überlastung tritt in ca. 9.500 Zeitschritten des Jahres (2.400 h Stunden im Jahr) auf und wäre demnach aus Sicht des Infrastrukturbetreibers mit entsprechenden Entlastungsmaßnahmen zu begegnen.

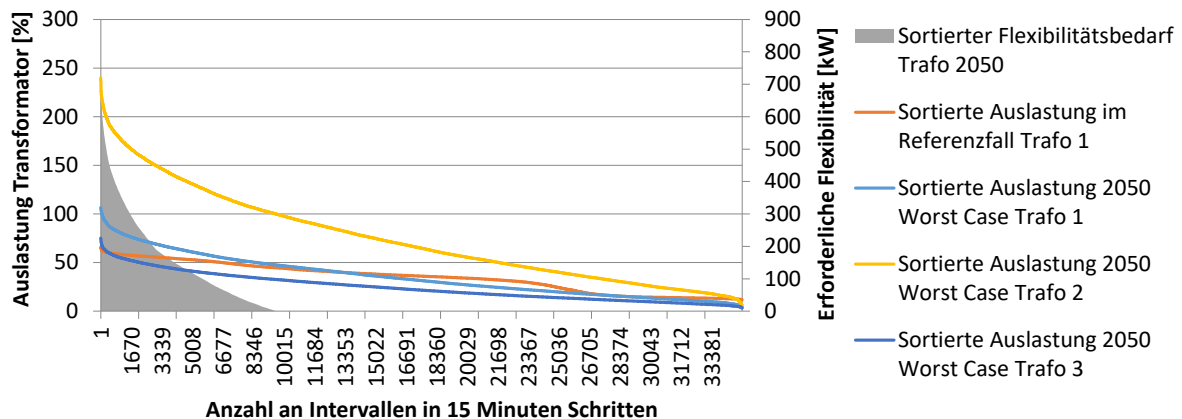


Abbildung 38: Sortierte Auslastungen sowie Flexibilitätsbedarfe der Transformatoren im „Worst Case-Szenario“ für die Netzinsel SKG

Eine genaue Betrachtung der Zeitpunkte der Überlastungen wird in Abbildung 39 gegeben. Dabei werden alle Zeitpunkte, an denen die Nennkapazität überschritten wird, einer Häufigkeitsanalyse unterzogen. Eine eindeutige Zuordnung der Ursache der Überlastungen zu den Zeiten, an denen der Transformator außerhalb seiner sicheren technischen Grenzen betrieben wird, kann nicht getroffen werden. Lediglich zu Schwachlastzeiten zwischen 2 und 5 Uhr morgens treten keine Überlasten auf. Es ist erkennbar, dass die Überlastungen der Einheit jedoch mit der allgemeinen Stromlast der Netzinsel korrelieren und am häufigsten zu den Abendstunden zwischen 19 und 22 Uhr auftreten. Dieses Zeitfenster stellt auch den Zeitraum dar, an dem die Elektromobilität als zusätzlicher Verbraucher im Rahmen unregelmäßiger Ladevorgänge die Stromnetzinfrastruktur stark belastet. Eine Überlastung des Transformators zur Mittagszeit, resultierend aus einer hohen Einspeisung von PV kann anhand der Ergebnisse aus Kapitel 5 ausgeschlossen werden, da die geringen Ausbaupfade der PV im betrachteten „Worst Case-Szenario“ zu keiner übermäßigen negativen Residuallast führen. Jahreszeitlich sind die aufgeführten Zeiten der Überlastungen den Wintermonaten zuzuordnen. Die Überlastungen stellen demnach ein Resultat von Starklasten dar.

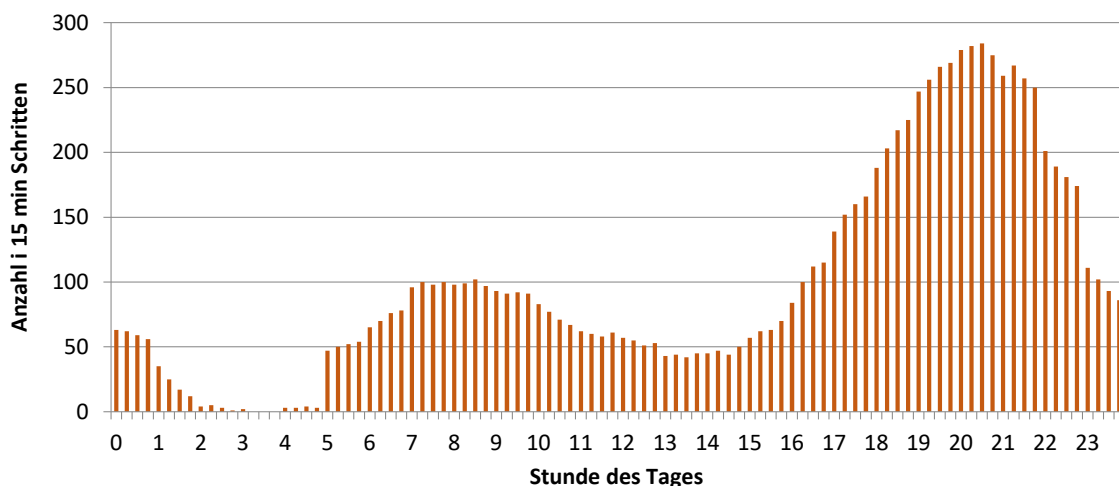


Abbildung 39: Häufigkeitsanalyse der uhrzeitspezifischen Zeitpunkte der Überlastungen im Transformator 2 im „Worst Case-Szenario“ für die Netzinsel SKG

Dieser Zusammenhang ist auch in weiteren Netzinseln (GWG und NBS) in geringer Ausprägung zu beobachten (siehe Abbildung 40). Hierbei wird deutlich, dass die Überlasten, sofern sie auftreten, in erster Linie in den Abendstunden vorliegen. Ab 24 Uhr führen die reduzierten Haushaltslasten zu einer Entlastung der Transformatoren.

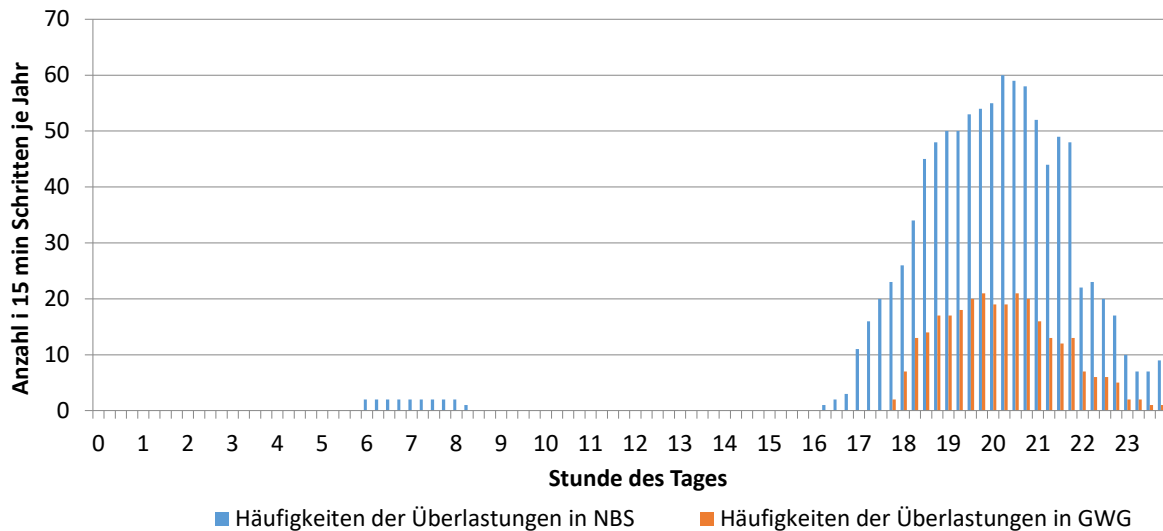


Abbildung 40: Häufigkeitsanalyse der uhrzeitspezifischen Zeitpunkte der Überlastungen im Transformator 1 im „Worst Case-Szenario“ für die Netzeinseln GWG und NBS

Um den Einfluss der Transformatorauslastungen sowie der Flexibilitätsbedarfe bei einem starken Ausbaupfad der PV zu untersuchen, werden im Folgenden die Ergebnisse des „Starkeinspeisefall-Szenarios“ dargestellt. Abbildung 41 zeigt die sortierten Auslastungen sowie Flexibilitätsbedarfe des Transformators für die Netzeinsel Neubausiedlung (NBS). Auch in diesem Szenario treten Überlastungen der Infrastruktur auf, wenn auch in geringerem Umfang im Vergleich zum „Worst Case-Szenario“. Der installierte Transformator wird im Vergleich zum Ausgangszustand in 2019 bis auf ein Niveau von 190 % seiner Nennkapazität ausgelastet. Dies führt zu einem maximalen Flexibilitätsbedarf von ca. 500 kW im betrachteten Fall. Darüber hinaus fallen in ca. 500 Stunden Überlastungen des entsprechenden Transformators an.

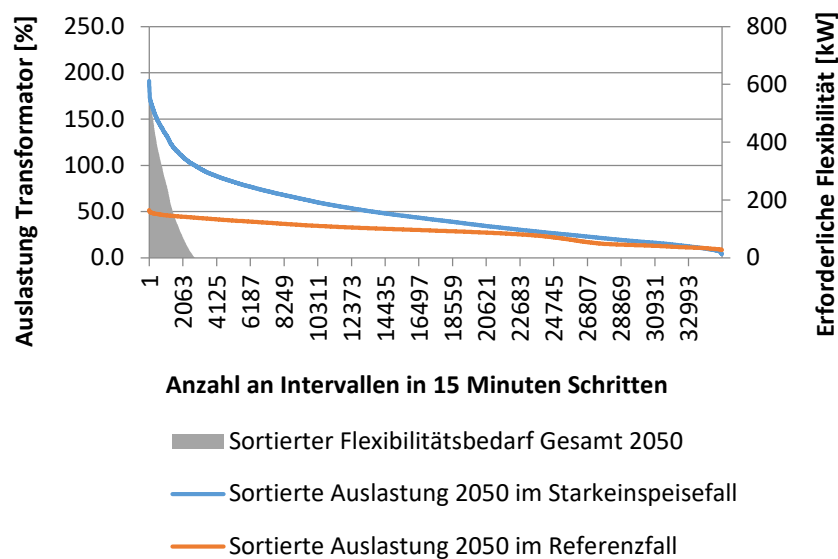


Abbildung 41: Sortierte Auslastungen sowie Flexibilitätsbedarfe des Transformators im „Starkeinspeisefall“ für die Netzeinsel NBS

Im Folgenden werden die zeitlichen Zusammenhänge der Überlastungen des starken PV Ausbaupfades näher beleuchtet. Abbildung 42 stellt die Häufigkeitsverteilung der Überlastungen für die NBS-Netzinsel dar. Hierbei ist erkennbar, dass eine Konzentration der Überlasten auf die Mittagszeiten erfolgt. Eine genauere Analyse der Zeitpunkte zeigt, dass diese Zeitpunkte den sonnenreichen Jahreszeiten mit hoher PV Erzeugung zuzuordnen sind. Demnach kann geschlussfolgert werden, dass die meisten Überlastungen der Infrastruktur im „Starkeinspeisefall“ aus hohen PV-Einspeisungen ins Stromnetz resultieren. Im Vergleich zum betrachteten Starklastfall in Abbildung 40 liegt dabei eine Umkehr der Flussrichtung vor. Die Auswertung der Überlastungshäufigkeiten für die Netzinsel EHS verdeutlicht diesen Zusammenhang (Abbildung 42, orange). Neben den Überlastungen aus PV-Einspeisungen treten zusätzlich Flexibilitätsbedarfe in den Uhrzeiten zwischen 18 und 22 Uhr auf. Diese fallen jahreszeitlich in den Winterzeitraum mit hohen elektrischen Lasten, in denen neben der Elektromobilität, der Einsatz von Wärmepumpen die Stromlast in diesen Stunden zusätzlich erhöht. Somit können in vereinzelt Belastungs- und Netzinselkombinationen Überlastungen sowohl auf Basis von Starklastfällen als auch Starkeinspeisefällen auftreten. Im genannten Beispiel sind die Überlastungen in den Abendstunden auf die vollständige Elektrifizierung des Wärmesektors zurückzuführen (siehe Netzinselfortschreibung in Abschnitt 0). Im Rahmen der Szenarienanalyse fällt die Durchdringungsrate der Wärmepumpen in der EHS Siedlung geringer aus. Weiterhin treten die Überlastungen aus starker Rückspeisung der PV-Erzeugung in die lokalen Stromnetze in Netzinseln mit einem dominierenden Anteil an Mehrfamilienhäusern (in Mischgebieten oder Mehrfamilienhaussiedlungen) nicht auf.

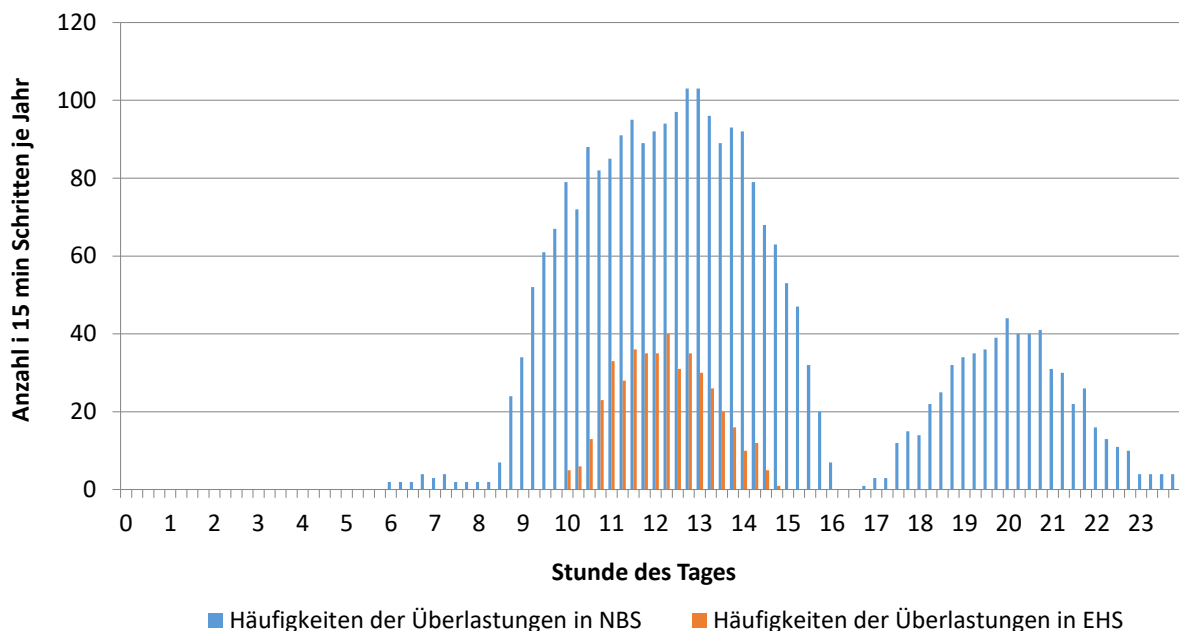


Abbildung 42: Häufigkeitsanalyse der uhrzeitspezifischen Zeitpunkte der Überlastungen im Transformator 1 im „Starkeinspeisefall“ für die Netzinseln NBS und EHS

Anschließend werden die Maßnahmen des Lademanagements der Elektromobilität und das resultierende systemdienliche Flexibilisierungspotenzial der Ladevorgänge abgeschätzt. In Tabelle 16 werden die durch Ladestrategien erreichbaren Reduktionen der Lasten in den relevanten Abendstunden zwischen 20 und 22 Uhr für verschiedene Szenarien bzw.

Ladestrategien aufgezeigt. Diese stellen die häufigsten Überlastungszeitpunkte der Transformatoren dar, welche aus einem erhöhten Bezug von Strom auf der Verbraucherseite resultiert. Positive Werte stellen dabei das Lastreduktionspotenzial gegenüber dem unregelmäßigen Ladevorgang im Starklastfall dar, während negative Werte eine Erhöhung der Last zur Folge haben. Die Werte zeigen, dass mit reinem Lademanagement in vielen Zeitintervallen die benötigte Flexibilität nicht in voller Höhe zur Verfügung gestellt werden kann (siehe Abbildung 38 für die Netzinsel SKG in der ein maximaler Flexibilitätsbedarf von bis zu 600 kW erforderlich ist). Zudem sinkt das Potenzial im Verlauf der Stunden von 20 Uhr bis 22 Uhr in allen Netzinseln. Einzig ein strenges Sperrfenster kann über den gesamten kritischen Zeitraum spürbar zur Entlastung der Stromnetze beitragen. Szenario- und netzinselübergreifend ist das Flexibilisierungspotenzial um 20 Uhr am höchsten, während es zu späteren Zeiten abnimmt. Im Falle des präventiven Lademanagements kann sogar eine geringere Flexibilitätsverfügbarkeit im Vergleich zum unregelmäßigen Laden ausgewiesen werden. Die reduzierten Ladeleistungen ab 16 Uhr beim präventiven Lademanagement (siehe Szenariodefinition) führen dazu, dass im Vergleich zum „Worst Case-Fall“ Ladevorgänge länger andauern und demnach noch unvollständige Ladevorgänge zu späteren Zeiten nachgeholt werden.

Tabelle 16: Flexibilisierungspotenzial nach Netzinsel und angewandter Strategie um 20 Uhr, 21 Uhr und 22 Uhr an einem durchschnittlichen Werktag bei einem Anteil von 70 % BEV

Szenario	Stadlungskern- gebiet			gemischtes Wohngebiet			Einfamilien- haus-siedlung			Mehrfamilien- haus-siedlung			Neubau- siedlung		
	20 Uhr	21 Uhr	22 Uhr	20 Uhr	21 Uhr	22 Uhr	20 Uhr	21 Uhr	22 Uhr	20 Uhr	21 Uhr	22 Uhr	20 Uhr	21 Uhr	22 Uhr
Potenzial Präventives Lademanagement [kW]	22	-4	-3	23	17	-8	12	7	10	25	6	1	15	0	2
Potenzial Präventives Lademanagement + [kW]	60	16	-7	66	53	10	25	16	15	68	47	19	24	14	7
Potenzial Sperrfenster [kW]	189	152	128	201	210	167	93	83	85	210	205	180	70	64	60
Potenzial Arbeitsplatz + [kW]	11	13	11	12	2	0	3	7	9	27	11	6	1	2	2

Demnach ist zu erkennen, dass netzdienliche Ladestrategien der Elektromobilität bzw. gar die vollständige Abschaltung zu Spitzenlastzeiten zu keiner ausreichenden Flexibilität zur Entlastung der Transformatoren führt. Es kann geschlussfolgert werden, dass die Ladestrategien nur einen Beitrag für die Flexibilisierung des Niederspannungstromnetzes bereitstellen können, weitere Maßnahmen jedoch hierzu notwendig sind. Basierend auf den Dauerlinien der Szenarienanalyse der einzelnen Netzinseln in Kapitel 5 wird deutlich, dass vor allem die Elektrifizierung der Wärmebereitstellungsseite eine hohe Belastung für die Strominfrastruktur darstellt und Flexibilisierungsmaßnahmen im Bereich der Wärmepumpen auf Basis von Smart Metern von großer Bedeutung sind und daher zukünftig in die Betrachtung

der möglichen Netzentlastungsmaßnahmen aufgenommen werden sollten. Entsprechende Analysen bestehen bereits und müssen ausgeweitet werden **Es ist eine ungültige Quelle angegeben..**

Abschließend können die Ergebnisse für die untersuchten typischen Quartiere genutzt, um eine allgemeine Hochrechnung der Potenziale für die Stromnetze für Baden-Württemberg durchzuführen. Hierfür wird ein PKW-Bestand von 6,8 Millionen elektrischen Fahrzeugen unterstellt und der Mittelwert des Potenzials je BEV in den Netzinseln als Faktor herangezogen. Die Ergebnisse werden in Tabelle 17 dargestellt.

Tabelle 17: Hochrechnung der Flexibilisierungspotenziale aus Tabelle 16 auf den PKW-Bestand von Baden-Württemberg

Szenario	Baden-Württemberg		
	20 Uhr	21 Uhr	22 Uhr
Potenzial Lademanagement	173.694 kW	37.318 kW	12.484 kW
Potenzial Lademanagement +	392.041 kW	237.485 kW	82.995 kW
Potenzial Sperrfenster	1.209.528 kW	1.133.622 kW	998.314 kW
Potenzial Arbeitsplatz +	68.878 kW	51.213 kW	43.529 kW

8 Bewertung und Empfehlungen

8.1 Zusammenfassung der Verteilnetzbewertung

Die in diesem Projekt untersuchten Niederspannungsnetzinseln mit überwiegender Wohnbebauung weisen im aktuellen Zustand bzw. bei Betrieb im Jahr 2019 keine Überlastung der Strominfrastruktur auf, sondern besitzen freie Restbelastungskapazitäten in Höhe von 30 % bis 50 %.

Aufgrund der durchgeführten Simulationen hat sich ebenfalls gezeigt, dass auch für das Jahr 2030 nicht mit Überlastungen der untersuchten Netze zu rechnen ist. Die Restkapazität der Netzkomponenten der Netzinseln reduziert sich jedoch teilweise bis auf unter 10 %. Dies zeigt deutlich, dass in Bestandsnetzen, die aktuell eine hohe Auslastung und somit wenig Reserven besitzen, auch ein deutlich früherer Handlungsbedarf möglich ist. Ein frühzeitiges Monitoring des Lastanstiegs, wie bereits im Projekt eUrban empfohlen, ist somit zur Prognose und Priorisierung notwendiger Ausbaumaßnahmen sinnvoll.

Gleichzeitig wird eine grundlegend veränderte Situation für das Jahr 2050 prognostiziert. Unabhängig davon welches Szenario betrachtet wird, wird eine Überlastung aller betrachteten Netzinseln vorhergesagt. In Zahlen ausgedrückt wird von einer durchschnittlichen Überlastung im Bereich zwischen 12 % und 61 % der Netzkomponenten ausgegangen. Eine detaillierte Auflistung ist in Tabelle 11 in Kapitel 6 zu finden. Ohne Maßnahmen führt dies zu Komponentenausfällen und damit einhergehender reduzierter Netzverfügbarkeit.

Grundsätzlich zeigen die Analysen, dass kein kurzfristiger, sondern ein mittel- bis langfristiger (10 Jahre und mehr) Handlungsbedarf zur Wahrung der Netzstabilität besteht. Da konventionelle Netzausbaumaßnahmen jedoch aufgrund des Flächenbedarfs, Tiefbaus und den notwendigen Abstimmungsbedarfen mit anderen Gewerken lange Vorlauf- und Realisierungszeiten benötigen, müssen die Maßnahmen von den Verteilnetzbetreibern frühzeitig geplant und initiiert werden. Die Ergebnisse zeigen, dass bei einer starken Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors bis zum Jahr 2050 in einer Vielzahl der Niederspannungsnetze Maßnahmen zu erwarten sind. Um Ressourcenengpässe und eine hohe Gleichzeitigkeit, sowie Abhängigkeit zwischen den Maßnahmen zu vermeiden, müssen diese vorausschauend innerhalb der nächsten Jahre und Jahrzehnte geplant werden. Weiterhin müssen Synergien mit notwendigen Erneuerungsmaßnahmen im Bestandsnetz genutzt werden.

Für die konkrete Bestimmung der Maßnahmen sowie deren wirtschaftlichen Kosten der untersuchten Netzinseln wird eine konventionelle Netzbewertung gewählt. Dies bedeutet, dass der konkrete Zeitpunkt mit den gesamtnetzbetrachend höchsten Belastungen des energieintensivsten 2050-Szenarios (Worst Case) ermittelt wird (Tabellen 13 bis 16 in Abschnitt 6.4.2). Dieser statische Netzzustand dient im Folgenden als Referenz für den konventionellen Netzausbau und die daraus resultierenden Kosten der zu ergreifenden Maßnahmen, welche in den folgenden Punkten erläutert werden.

8.2 Konventionelle Verteilnetzbewertung

Auf Basis der in Kapitel 6 ermittelten statischen Netzzustände aus dem „Worst Case-Szenario“ wird der notwendige konventionelle Netzausbau zur Vermeidung der erkannten Überlastungssituationen im Bereich der Transformatoren und Leitungen untersucht. Zu konventionellen Planungsmaßnahmen im Bereich der Niederspannung gehören, wie in Abbildung 43 dargestellt, verschiedene Verstärkungs- oder Austauschmaßnahmen. Bei einer Überlastung eines Transformators kann dieser entweder durch einen leistungsstärkeren ersetzt werden oder die Umspannstation mit einem zweiten Transformator erweitert werden. Wenn dies nicht möglich ist, muss eine zusätzliche Station gestellt werden. Bei Kabelüberlastungen kann entweder ein Ersatz des Kabels mit einem höheren Leiterquerschnitt oder die Parallellegung eines weiteren Kabels die Betriebsmittelüberlastung beheben. Durch die Neustellung eines Kabelverteilerschranks (KVS) kann ebenfalls aufgrund einer Optimierung der Netztopologie die Stromaufteilung auf verschiedene Kabel angepasst und somit lokale Überlastungen vermieden werden.

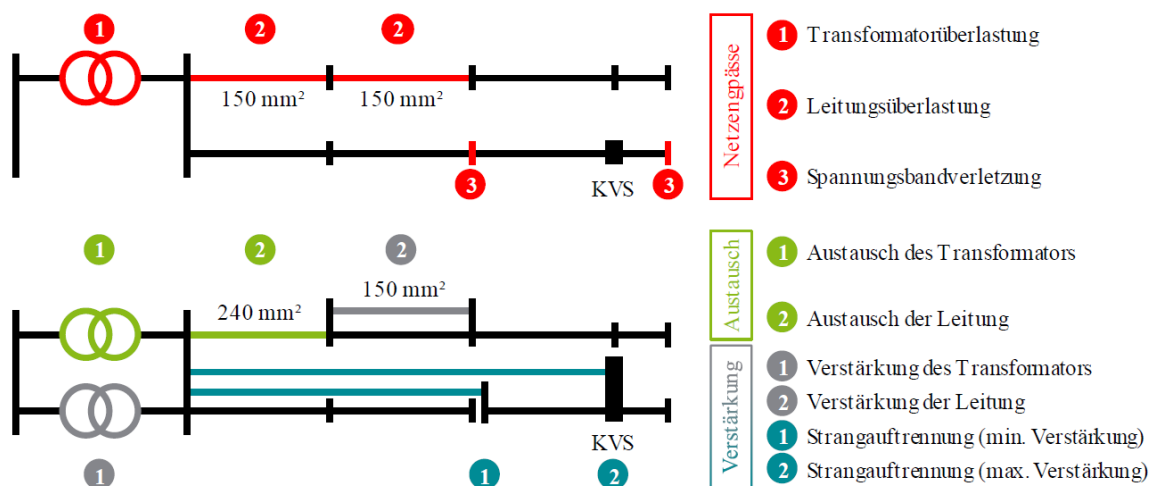


Abbildung 43 Konventionelle Planungsmaßnahmen in der Niederspannung **Es ist eine ungünstige Quelle angegeben.**

Die im Rahmen der Kostenbewertung getroffenen Annahmen für die jeweiligen Betriebsmittel sind in Tabelle 18 dargestellt. Hierbei sind die jeweiligen Kosten für die Stellung eines neuen KVS, sowie einer neuen Umspannstation (USt) berücksichtigt. Weiterhin sind die Kosten für die Einbringung eines neuen Transformators im Rahmen einer Erweiterung oder eines Trafotauschs in einer bestehenden Umspannstation dargestellt. Zur Abschätzung der Kosten für die Verlegung einer neuen Niederspannungsleitung wurde für die Kostenschätzung eine Mischkalkulation der Tiefbau- und Materialkosten als Meterpreis angesetzt. Grundsätzlich sind die Tiefbaukosten im Vergleich zu den Materialkosten deutlich höher zu bewerten. Somit werden im Regelfall bei der Neulegung eines Kabels alle möglichen Synergien, wie zum Beispiel Erneuerung der Kabel im gleichen Graben, genutzt.

Tabelle 18: Annahmen zur Kostenbewertung konventioneller Netzausbaumaßnahmen

Betriebsmittel	Kostenabschätzung
Neuer Kabelverteilschrank (KVS)	7.500 €
Neuer 630-kVA-Trafo (inkl. Einbringung)	12.500 €
Neuer 800-kVA-Trafo (inkl. Einbringung)	15.000 €
Neue Umspannstation (USt)	50.000 €
Niederspannungsleitung (inkl. Tiefbau und Material)	450 €/m

In Tabelle 19 sind die Ergebnisse der Analyse der konventionellen Netzausbaumaßnahmen im „Worst Case-Szenario“ für die fünf ausgewählten Quartiere dargestellt. Im Abschnitt „konventioneller Netzausbau“ in Tabelle 19 ist der Umfang der ermittelten konventionellen Maßnahmen zur Behebung der Betriebsmittelüberlastungen dargestellt. In allen Quartieren, mit Ausnahme der Neubausiedlung (NBS), ist im „Worst Case-Szenario“ die Verlegung neuer paralleler Leitungen notwendig. Die Leitungsüberlastungen zeigen sich, wie in Abbildung 34 in Kapitel 6 dargestellt, insbesondere im Bereich der Ausleitungen direkt im Umkreis der Umspannstationen. Der notwendige Leitungsneubau liegt für die untersuchten Netzinseln im Bereich zwischen 2 % und 3 % der Leitungslänge der Stammkabelstrecken im Bestand.

In allen Netzen sind, wie bereits in Kapitel 6 beschrieben, im „Worst Case-Szenario“ Trafoüberlastungen vorhanden. Diese werden durch eine Erweiterung oder den Tausch den vorhandenen Transformatoren behoben. Im letzten Abschnitt der Tabelle ist die Kostenbewertung des konventionellen Netzausbaus auf Basis der Annahmen aus Tabelle 18 zusammengefasst. Hierbei zeigt sich deutlich, dass die Kosten für die zusätzlichen Niederspannungskabel in vier Fällen mehr als 70 % der Gesamtkosten der Netzinsel verursachen. Lediglich für die Neubausiedlung sind aufgrund der fehlenden Kabelüberlastungen die Kosten für den zusätzlichen Transformator ausschlaggebend.

Tabelle 19: Konventioneller Netzausbau im statischen „Worst Case-Szenario“ 2050

Basisdaten Netzinsel / Quartier					
Name Netzinsel / Quartier	SKG / Q1	GWG / Q2	EHS / Q3	MHS / Q4	NBS / Q5
Installierte Trafoleistung	2.230 kVA	1.830 kVA	2.460 kVA	1.600 kVA	800 kVA
Stammkabel (gerundet)	11.500 m	10.300 m	16.000 m	8.800 m	5.300 m
Analyse „Worst Case-Szenario“ 2050					
Überlastete Kabel	435 m	280 m	430 m	100 m	0 m
Anteil überlasteter Kabel	3,8 %	2,7 %	2,7 %	1,1 %	0,0 %
Auslastung USt 1	62 %	114 %	97 %	175 %	137 %
Auslastung USt 2	141 %	134 %	113 %	126 %	-
Auslastung USt 3	228 %	116 %	89 %	-	-
Auslastung USt 4	97 %	150 %	-	-	-
Lastzuwachs (Basisjahr)	244 %	141 %	155 %	177 %	165 %
Konventioneller Netzausbau (Maßnahmen)					
Neue Kabel	232 m	309 m	435 m	252 m	0 m
Proz. Anteil zu Stammkabel	2,0 %	3,0 %	2,7 %	2,9 %	0,0 %
Neue KVS	1	0	0	0	0
Neuer Trafo 630 kVA	1	1	0	0	0
Neuer Trafo 800 kVA	0	0	0	2	1
Tausch 400 kVA zu 800 kVA	0	0	1	0	0
Tausch 400 kVA zu 630 kVA	2	3	0	0	0
Kostenbewertung des konventionellen Netzausbau					
Kosten Neubau Kabel	104.400 €	139.050 €	195.750 €	113.400 €	- €
Kosten Neubau KVS	7.500 €	- €	- €	- €	- €
Kosten Trafotausch	37.500 €	50.000 €	15.000 €	30.000 €	15.000 €
Kosten gesamt	149.400 €	189.050 €	210.750 €	143.400 €	15.000 €
Kostenanteil Neubau Kabel	70 %	74 %	93 %	79 %	0 %

8.3 Maßnahmen und Empfehlungen

Im Allgemeinen ist zu beobachten, dass für die Niederspannungsnetzauslegung sowie den Niederspannungsnetzbetrieb in Einfamilienhaus geprägten Gebieten aufgrund der im Vergleich hohen PV-Ausbau Potenziale der „Starkeinspeisefall“ relevant und ausschlaggebend ist. In Mehrfamilienhaus geprägten Gebieten mit spezifisch gesehen höheren Verbraucherlastdichten ist hingegen der „Starklastfall“ dominierend für die Netzauslegung. Nichtsdestotrotz sollte stets eine Überprüfung beider Fälle auf lokaler Ebene erfolgen.

Neben den infrastrukturellen Ausbaumaßnahmen auf der Niederspannungsebene, können weitere Maßnahmen parallel ergriffen werden, um eine dauerhafte sowie stetige Überlastung der Stromnetzinfrasturktur zu vermeiden.

Netzinselübergreifend ist zu erkennen, dass die auftretenden Lastspitzen im Rahmen der zunehmenden Elektrifizierung des Wärmesektors mithilfe von Sanierungsumsetzungen abgedeckt werden können. Demnach ist anhand der Ergebnisse ersichtlich, dass durch eine Sanierungsförderung eine deutliche Spitzenlastreduktion in PV-armen Stunden erzielbar ist. Die Last der elektrischen Wärmebereitstellung dominiert die Gesamtstromlast in den Wintermonaten sowie der Übergangszeit. In diesen Zeiträumen können Lastspitzen durch die Reduktion der spezifischen Heizleistung aller Gebäude reduziert werden. Gleichzeitig werden in diesem Zusammenhang zusätzliche Effizienzgewinne bei Wärmepumpen erzielt, die aus der Absenkung der Vorlauftemperaturen in den Heizungssystemen im Betrieb, einen höheren COP aufweisen.

Weiterhin zeigen die Szenarienergebnisse, dass eine pauschale Abregelung gem. § 9 Abs. 2 Nr. 3 EEG 2021 („70 % Regelung“ / Wirkleistungsbegrenzung) auf die maximalen negativen Residuallasten nur geringen Einfluss hat. Im Falle eines starken PV-Ausbaus verteilen sich die installierten PV-Kapazitäten je Gebäude zumeist auf mehrere Dachausrichtungen, sodass selten Leistungen oberhalb 70 % installierten Kapazität je Gebäude erreicht werden. Daraus resultiert die Notwendigkeit der zukünftigen Anpassung der Möglichkeit der pauschalen Wirkleistungsbegrenzung von PV-Anlagen mit einer Erzeugungsleistung bis 25 kW. Die Umsetzung des Netzsicherheitsmanagement inklusive Einspeisemanagement nach § 9 EEG für Erzeugungsanlagen im Verteilnetz bietet grundsätzlich mit der entsprechenden Anbindung der Erzeugungsanlagen die Möglichkeit einer abgestuften bzw. stufenlosen Abregelung und dient somit der Vermeidung von Netzüberlastungen im „Starkeinspeisefall“ **Es ist eine ungültige Quelle angegeben..**

Denkbar ist ebenfalls eine Pönalisierung von starken Einspeisungen bei Überlasten im Netz. Auf diese Weise wird der Ausbau der PV nicht als eigenständiges Ziel umgesetzt, sondern vielmehr als Teil der Energieversorgung in Gebäuden gesehen. Dies entspringt der Notwendigkeit, Mechanismen zu implementieren, die die integrale Sicht der Transformation des Energiesystems fördern. Dies kann beispielsweise durch Kopplung des PV-Ausbaus mit einer entsprechenden Elektrifizierung der Verbraucherseite (Elektromobilität oder Wärmeversorgung) oder durch Integration eines Batteriespeichers erfolgen. Auf diese Weise können Flexibilisierungsoptionen auf lokaler Ebene in einer bottom-up-Methode in direkter Form mitberücksichtigt werden. Auch wenn die daraus resultierende gesteigerte Komplexität

der Umsetzung der einzelnen Maßnahmen kurzfristig verlangsamt, so ist im Hinblick auf die Dekarbonisierungsziele mittel- und langfristig eine tiefgreifende Transformation innerhalb des Gebäudesektors unumgänglich, die diese integrale Sichtweise erfordert. Die Umsetzung von Einzelmaßnahmen kann hierbei aufgrund von Lock-In Effekten hinderlich wirken. Als Beispiel kann die Modernisierung der Wärmeerzeugung (z.B. durch einen Kesseltausch) ohne vorherige Sanierungsmaßnahmen an einer vorhandenen Gebäudestruktur genannt werden, die die CO₂-Reduktionsziele kurzfristig fördert, jedoch aufgrund der damit verbundenen Investitionen die langfristigen Klimaneutralitätsziele zeitlich unter Umständen verzögern kann.

Zur Vermeidung von Lastspitzen ist ebenfalls eine Anpassung der Systematik der Netzentgelte in der Niederspannung hin zu einem Leistungspreis für Last- oder auch Erzeugungsspitzen denkbar. Bei einer starken Betonung einer Leistungskomponente, neben dem Arbeitspreis, in der Abrechnung der Endkunden wird ein starker Anreiz zur Vermeidung von Lastspitzen gegenüber dem Netz und zur Flexibilisierung innerhalb eines Gebäudes gegeben.

Auf Seiten des Verkehrssektors ist festzuhalten, dass die Spitzenlasten der Elektromobilität unter den getroffenen Rahmenannahmen einen nachrangigen Anteil für die Netzbelastungen in den Niederspannungsnetzen einnehmen, jedoch in Wohngebieten systematisch zu Zeiten starker Belastungen durch die restlichen Verbraucher anfallen. Maßnahmen zur Verschiebung von Lastspitzen im Bereich der Elektromobilität haben in der Regel einen direkten Einfluss auf die Nutzenden, da zumeist keine dezentrale Energiespeicherung außerhalb des Fahrzeugs erfolgt. Trotzdem würden mögliche Maßnahmen nicht zu gravierenden Einschränkungen führen. Grund hierfür sind die Zeiträume in den Morgen- und den Abendstunden in denen Leistungsbeschränkungen zielführend wären. Morgens ist die Nachfrage nach Strom für die Elektromobilität in Wohngebieten nicht stark ausgeprägt. An den Abenden wiederum wäre eine Reduktion der Ladeleistung an privaten Ladepunkten vertretbar, da die Mehrzahl der Fahrzeuge erst wieder am nächsten Morgen benötigt wird und die restliche Nacht nach einer möglichen Sperrzeit für die Beendigung des Ladevorgangs ausreicht. Ausnahmen, an denen das Fahrzeug noch am Abend selber wieder benötigt wird, müssten aber ermöglicht werden. Dies kann etwa über in der Sperrzeit verteuerte Tarife geschehen.

Die weiteren Ergebnisse zeigen, dass der Ladevorgang eines BEVs in einem einzelnen Haushalt einen großen Anteil an den Haushaltslastspitzen hat. Auf der Ebene der Niederspannungsinselfen gilt dies aber aufgrund der im Vergleich zu den Wärmeanwendungen deutlich niedrigeren Gleichzeitigkeit nicht. Hier tragen Ladevorgänge in Abhängigkeit des Szenarios zu einem deutlich kleineren Teil der Lastspitzen der Netzinsel bei. Grundsätzlich gilt, mit einer steigenden Anzahl betrachteter Haushalte, dass die Diskrepanz zwischen der Gleichzeitigkeit der Wärmeverbraucher und der Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge steigt und somit der Anteil der Elektromobilität an den Lastspitzen sinkt. Folglich ist der Beitrag des Lademanagements zum Flexibilisierungspotenzial bei Transformatoren mit wenigen angeschlossenen Haushalten signifikant höher als bei Transformatoren mit vielen zugeordneten Haushalten.

Da der für Wärmeanwendungen benötigte Strom dank Pufferspeicher in der Regel zeitlich verschoben werden kann und einen im Vergleich eher höheren Beitrag zu den Lastspitzen hat, sollte der Schwerpunkt der umzusetzenden Flexibilisierungsmaßnahmen auf dem Wärmebereich liegen. In Fällen, in denen wenige Haushalte an einem Transformator

angeschlossen sind, kann Lademanagement im Bereich der Elektromobilität allerdings einen Teil beitragen. Dieser Anteil sollte nach Möglichkeit über transparent kommunizierte Einschränkungen der Ladeleistung erfolgen. Für eine pauschale Beschränkung spricht die Planbarkeit. Für eine zeitlich beschränkte reaktive Steuerung spricht hingegen, dass gerade in kleinen Stromeinheiten mit wenig Haushalten, in denen Ladevorgänge größere Anteile an Lastspitzen einnehmen, der Zufall einen besonders großen Anteil an der Höhe der Gleichzeitigkeit hat. Eine reaktive Steuerung könnte in solchen Fällen verhindern, dass eine pauschale Beschränkung auf der sicheren Seite angenommen werden muss und somit in vielen Zeitfenstern unnötig starke Beschränkungen erfolgen. Welches System zu einer höheren Nutzerakzeptanz führt, kann jedoch nicht anhand von Simulationen beantwortet werden. Eine Möglichkeit der Ermittlung eines akzeptierten Systems sind Reallabore mit umfassender wissenschaftlicher Begleitung.

Bei beiden Methoden ist unbedingt zu beachten, dass der Zeitpunkt des Endes einer Reduktion oder eines Sperrfensters vorsichtig gewählt werden muss, da hier aufgrund von hoher Gleichzeitigkeit hohe Lastspitzen zu erwarten sind. Selbst bei Reduktionszeitfenstern bis 24 Uhr können im Übergangszeitpunkt zum freien Laden noch Höchstwerte auftreten. Eine gestaffelte Freigabe der Leistung sollte daher unbedingt technisch ermöglicht werden. Gleiches kann auf die Sperrzeiten von Wärmepumpen übertragen werden, gleichwohl die elektrischen Lasten aufgrund der häufig vorhandenen Wärmepufferspeicher zu einer zeitlichen Entzerrung der Stromlasten führt.

9 Zusammenfassung und Ausblick

9.1 Zusammenfassung

Im Projekt eNetze kann gezeigt werden, dass aus haushaltsscharfen Last- und Erzeugungsganganalysen in Niederspannungsnetzen datenbasierte Handlungsempfehlungen abgeleitet werden können. Diese Empfehlungen beruhen auf den nachfolgenden, aus dieser Arbeit gewonnen Erkenntnissen.

Der gesellschaftlich stark im Fokus stehenden Elektromobilität kann trotz hoher Marktanteile (mindestens 70 %) ein vergleichsweise geringer Anteil an der zukünftigen Gesamtlast im Jahr 2050 zugeschrieben werden. Vielmehr tragen die Stromlasten der Wärmepumpen zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser zur deutlichen Steigerung der Gesamtlast bei. Die Lastspitze der Ladevorgänge bei einem ungesteuerten Laden (siehe Abschnitt 5.2) kann mit hohen Bezugsleistungen im Wärmebereich zusammenfallen. Dieses gleichzeitige Auftreten geschieht schwerpunktmäßig in den Abendstunden und kann durch zeitgesteuerte Ladevorgänge der BEV nach hinten geschoben werden (Szenarien Präventives Lademanagement und Präventives Lademanagement+). Diese netzunterstützende Maßnahme trägt jedoch nur effektmildernd und nicht effektauflösend bei.

Sollten die Ziele der Dekarbonisierung, vor allem im Wärmesektor mittels Wärmepumpen sowie der Ausbau von PV erfolgreich auf lokaler Ebene umgesetzt werden, müssen Anpassungen im regulatorischen Bereich vorgenommen werden. Zum einen muss die starke zeitliche Konzentration von PV-Einspeisung in das öffentliche Stromnetz vermieden werden. Hierbei ist eine Flexibilisierung der Verbrauchsseite erforderlich. Dies betrifft in erster Linie den Dispatch von Wärmepumpen, deren Einsatzzeiten vor allem in direktem Zusammenhang mit der gebäudenahen Erzeugung aus PV zu koppeln ist. Entsprechende Algorithmen zur Prognose der Verbrauchs- und Erzeugungsseite sowie das Monitoring des Pufferspeichers sind hierzu notwendig. Zum anderen nimmt die Komplexität des Netzmodells weiter zu, sofern Stromspeichersysteme in das "Gebäudesystem" implementiert werden müssen. Auch wenn dies aus ökonomischer Sicht erst zukünftig eine tragfähige Lösung wird, so müssen geeignete Rahmenbedingungen geschaffen werden, die dies fördern oder eine entsprechende Markteinführung antizipieren, um nicht "überrascht" zu werden von der Geschwindigkeit der Transformation. Dabei ist anzumerken, dass intelligente technische Lösungen aus einer Hand, die den Betrieb der Wärmepumpe, PV-Anlage, des Batteriespeichers integral überwachen sowie steuern, noch keine weit verbreiteten Produkte am Markt darstellen.

Weiterhin ist darauf zu achten, dass die Definition von Sperrzeiten für größere elektrische Verbraucher (Ladevorgänge von Elektromobilität sowie Wärmepumpenbetrieb) mit Vorsicht zu wählen sind. Eine ungeeignete Sperrung von Stromlasten kann zum gegenläufigen zeitverschobenen netzüberlastenden Effekt führen.

In jedem Fall müssen zu den flankierenden regulatorischen Schritten, technische infrastrukturelle Ausbaumaßnahmen durchgeführt werden.

Aus Sicht des Stromverteilnetzes hat sich gezeigt, dass ein ungesteuerter Ausbau von Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur für Elektromobilität im Zielszenario 2050 ohne weitere Maßnahmen zu einer Überlastung der Strominfrastruktur in der Niederspannung führt. Die in

den Szenarien gezeigten Überlastungssituationen in den untersuchten Netzeinseln können durch konventionellen Netzausbau behoben werden. In den von Wohnbebauung geprägten Netzeinseln liegt der zu erwartende Leitungszubau bei etwa 2 % bis 3 % der bestehenden Kabellängen. Die Überlastungen entstehen hierbei hauptsächlich im Bereich der Ausleitungen um die Umspannstationen. Der verhältnismäßig geringe Anteil an überlasteten Kabeln im „Worst Case-Szenario“ ist auf die stark vermaschte Netzstruktur mit gleichmäßiger Stromaufteilung in den untersuchten Netzeinseln zurückzuführen. Stärker zeigt sich in den Ergebnissen der zeitreihenbasierten Lastflussanalyse die Überlastung der Transformatoren in den Umspannstationen.

Obwohl das Szenario für das Jahr 2030 aufgrund der in den untersuchten Netzeinseln vorhandenen Reserven keinen unmittelbaren Handlungsbedarf aufgezeigt hat, muss wegen der für Infrastrukturausbau notwendigen Vorlauf- und Realisierungszeiträume frühzeitig mit einer strategischen Verstärkung der Netzinfrastruktur begonnen werden. In Bestandsnetze mit geringeren Reserven kann auch ein deutlich früherer Handlungsbedarf möglich sein, daher ist, wie bereits im Projekt eUrban gezeigt, ein vorausschauendes Monitoring der Umspannstationen zur Identifikation von Handlungsbedarfen sinnvoll. Weiterhin müssen bei geplanten Erneuerungsmaßnahmen im Bestandsnetz Synergien mit zukünftigen Erweiterungs- und Verstärkungsmaßnahmen berücksichtigt werden. Insbesondere im Bereich der Umspannstationen müssen mögliche Erweiterungspotenziale vorausschauend geprüft und die daraus resultierenden notwendigen Flächenbedarfe für neue Umspannstationen mit dem Konzessionsgeber abgestimmt werden.

9.2 Ausblick

Die angewendete Projektmethodik kann auf unterschiedlichen Ebenen weiterentwickelt werden.

Im Hinblick auf die elektrische Netzsimulation (Kapitel 6) gibt es weiteren Entwicklungsbedarf bei der Integrierung der Last- und Erzeugungsmodelle. Zukünftige von starren Lastgängen losgelöste Modellakteure die rückgekoppelt auf äußere Trigger in der Simulation reagieren würden, würden schneller und zielgenauer geeignete Maßnahmen ermittelbar machen. Beispielsweise könnte in „Echtzeit“ analysiert werden, wie sich Sperr- oder Reduktionszeiten von Wärmepumpen, immer im Zusammenspiel mit allen anderen Akteuren wie PV-Anlagen oder Elektromobilen, auf die Anzahl und Höhe der Überlastungszeitpunkte auswirken. Die Entwicklung dieser flexiblen Modellakteure muss hierbei eng mit den jeweiligen Experten erfolgen.

Im Bereich der Elektromobilität (Kapitel 3) gibt es weiteren Forschungsbedarf bei der Abbildung der Entscheidung über den Zeitpunkt und Ort von Ladevorgängen. Hierbei spielen die derzeit nur schwer abschätzbare zukünftige Verfügbarkeit der unterschiedlichen Ladepunkttypen sowie das Ladeverhalten der Menschen eine Rolle. Gerade die Entwicklung von in Teilen in der Niederspannung verorteten halb-öffentlichen Ladepunkten bei Einkaufsgelegenheiten oder an Arbeitsplätzen muss weiterhin beobachtet werden, da dann in den zugehörigen Netzeinseln andere Lastspitzen auftreten können, als in den in diesem Projekt betrachteten Wohngebieten. Zur besseren Abbildung des Ladeverhaltens sind reale Daten der beobachteten Entscheidungen nötig. Seit 2017 wird das Ladeverhalten beispielsweise im

deutschen Mobilitätspanel über ein Ladebuch erfasst. Bisher ist die Anzahl der BEV-Nutzenden in der Stichprobe der Erhebung jedoch für valide Ergebnisse nicht ausreichend. Dies wird sich in wenigen Jahren ändern **Es ist eine ungültige Quelle angegeben..**

Mittels Abbildung von Demand-Side-Management fähigen Geräten in den Haushaltsmodellen (Abschnitt 4.1.1) könnte die Flexibilisierung des Energiesystems genauer modelliert werden. Durch eine hohe Anzahl an elektrischen, „intelligenten“ Kleingeräten (z. B. Kühlschränke) wäre es möglich in jedem Zeitschritt zum Teil bedeutende Flexibilitätspotentiale zu realisieren. Zukünftige Analysen können zudem eine stärkere Verknüpfung der Erzeugungs- und Verbraucherseite beinhalten. Ein intelligenter Betrieb der elektrischen Geräte, gekoppelt an die Erzeugung der PV-Anlage, kann zu einer deutlichen Reduktion der Residuallasten im öffentlichen Netz führen. Dies gilt für einen „Starklast-“, sowie für einen „Starkeinspeisefall“. Eine weitere Flexibilisierung ist die Implementierung von haushaltsnahen Stromspeichern, deren Betrieb an die haushaltsspezifische Eigenoptimierung angelehnt ist. Auf diese Weise können Lücken zwischen der netzdienlichen und eigendienlichen Betriebsweise identifiziert und die damit einhergehenden Herausforderungen adressiert werden.

Ein weiterer Aspekt neben der Netzinfrastruktur im Niederspannungsbereich und der dezentralen Stromproduktion mit PV ist die Verfügbarkeit von weiteren Stromerzeugern, die zukünftig insbesondere in der Nacht je nach Windverhältnissen variieren können. Sollten sich hieraus weitere Einschränkungen bei der Energieversorgung ergeben, hätte das Einfluss auf die Bemessung von Wärmepumpen und den Komfort der Nutzung von Elektromobilität.

Eine wirtschaftliche Abwägung zwischen den Kosten des Ausbaus der Niederspannungsnetzinfrastruktur und den Kosten des Ausbaus von dezentralen und zentralen Speicherkapazitäten muss erfolgen.

Ebenfalls sollte untersucht werden wie die Kombination von Sperrfenstern bei Wärmepumpen mit Sperr- oder Reduktionszeitfenster für Ladevorgänge zusammenwirken, um geeignete Maßnahmen frühzeitig kommunizieren zu können.

Eine einheitliche Kategorisierung der Niederspannungsnetze Baden-Württembergs, welche Topografie sowie Typen und Größe der Lasten und Erzeugern berücksichtigt, sollte als Empfehlungsgrundlage für regulatorische und infrastrukturelle Maßnahmen, welche an diese Arbeit angelehnt werden können, durchgeführt werden.

Im Rahmen des Projektes eNetze wurden die Auswirkung der Sektorenkopplung im Bereich Wärme und Mobilität auf urbane Wohnquartiere und die dort vorhandene Niederspannungsinfrastruktur untersucht. Um die Ergebnisse und Handlungsempfehlungen auf das gesamte Stromverteilnetz einer Stadt, wie zum Beispiel Stuttgart, hochskalieren zu können, müssen ebenfalls die Auswirkungen im Bereich Gewerbe, Industrie und Dienstleistungen näher betrachtet werden. Hierbei sind, neben der Belastung der einzelnen Niederspannungsnetze, auch die Auswirkungen auf das Mittelspannungsnetz und die vorgelagerte Netzinfrastruktur in die Untersuchung mit einzubeziehen.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Projektstruktur	8
Abbildung 2: Clusteranalyse des Stuttgarter Niederspannungsnetzes (Quelle: Stuttgart Netze).....	9
Abbildung 3: Übersicht des Clustering der Niederspannungsnetzinseln in Stuttgart (Quelle: Stuttgart Netze)	10
Abbildung 4: Übersicht über die Module von mobiTopp.....	17
Abbildung 5: Übersicht über die Verkehrszellen im mobiTopp Modell der Stadt Stuttgart (in orange) und dem Umland).....	17
Abbildung 6: Prinzip der Zufallsziehungen	23
Abbildung 7: Zuordnung zwischen Haushalten und Gebäuden	27
Abbildung 8: Beispielhafte gerätescharfe Stromgangliniensimulation für ein Einfamilienhaus an einem Sommertag	29
Abbildung 9: Beispielhafte gerätescharfe Stromgangliniensimulation für ein Einfamilienhaus an einem Wintertag	30
Abbildung 10: Beispielhafte gerätescharfe Stromgangliniensimulation für ein Mehrfamilienhaus mit 14 Haushalten an einem Sommertag.....	31
Abbildung 11: Beispielhafte gerätescharfe Stromgangliniensimulation für ein Mehrfamilienhaus mit 14 Haushalten an einem Wintertag	31
Abbildung 12: Vergleich von Aggregationsmethoden der Verbraucher- und Erzeugerseite in Modellen	32
Abbildung 13: Erstellung der stochastischen Einstrahlungsdaten.....	33
Abbildung 14: Stromlastgänge im gemischten Wohngebiet (GWG) mit unterschiedlichen Anteilen von BEVs.....	40
Abbildung 15: Stromlastgänge im gemischten Wohngebiet (GWG) mit unterschiedlichen Strategien zur Spitzenlastreduzierung.....	40
Abbildung 16: Dauerlinie der Netzinsel „Einfamilienhaussiedlung“ (EHS) im Ausgangszustand	42
Abbildung 17: Dauerlinie der Netzinsel „Einfamilienhaussiedlung“ (EHS) für das 2030 Szenario	43
Abbildung 18: Dauerlinie der Netzinsel „Einfamilienhaussiedlung“ (EHS) für das 2050 im Szenario Starklastfall.....	44
Abbildung 19: Dauerlinie der Netzinsel „Einfamilienhaussiedlung“ (EHS) für 2050 im Szenario Starkeinspeisefall	45
Abbildung 20: Dauerlinie der Netzinsel „Mehrfamilienhaussiedlung“ (MHS) für 2050 im Szenario Starkeinspeisefall	46

Abbildung 21: Dauerlinie der Netzinsel „Mehrfamilienhaussiedlung“ (MHS) für 2050 im Szenario Starklastfall.....	47
Abbildung 22: Dauerlinie der Netzinsel „Mehrfamilienhaussiedlung“ (MHS) für 2050 im Szenario Worst Case.....	47
Abbildung 23: Dauerlinie der Netzinsel „gemischtes Wohngebiet“ (GWG) für 2050 im Szenario Starklastfall.....	48
Abbildung 24: Dauerlinie der Netzinsel „gemischtes Wohngebiet“ (GWG) für 2050 im Szenario Worst Case.....	48
Abbildung 25: Dauerlinie der Netzinsel „Siedlungskerngebiet“ (SKG) für das Referenzszenario	49
Abbildung 26: Dauerlinie der Netzinsel „Siedlungskerngebiet“ (SKG) für 2050 im Starklastfall	50
Abbildung 27: Dauerlinie der Netzinsel „Siedlungskerngebiet“ (SKG) für 2050 im Schwachlastfall.....	51
Abbildung 28: Ausschnitt der Netzinsel „Neubausiedlung“ für 2050 im Starklastfall mit geringem PV Ausbaupfad ohne PV Abregelung gemäß Wirkleistungsbegrenzung	52
Abbildung 29: Ausschnitt der Netzinsel „Neubausiedlung“ für 2050 im Starklastfall mit geringem PV Ausbaupfad mit PV Abregelung gemäß Wirkleistungsbegrenzung	52
Abbildung 30: Veranschaulichung des AP6s - Vorgehensweise.....	54
Abbildung 31: Beispielhafte Simulationseigenschaften einer elektrischen Leitung.....	56
Abbildung 32: Beispielhafter Erzeugungsverlauf eines PV-Generators	57
Abbildung 33: Anonymisierte Strukturdarstellung einer untersuchten Netzinsel.....	58
Abbildung 34: Anonymisierte Netzinseln mit eingefärbten überlasteten Netzkomponenten ..	60
Abbildung 35: Ermittlung eines Netzextremzustands.....	63
Abbildung 36: Sortierte Auslastungen sowie Flexibilitätsbedarfe der Transformatoren im Referenzfall für die Netzinseln MHS (links) und NBS (rechts)	67
Abbildung 37: Sortierte Auslastungen sowie Flexibilitätsbedarfe der Transformatoren im „Worst Case-Szenario“ für die Netzinsel MHS	68
Abbildung 38: Sortierte Auslastungen sowie Flexibilitätsbedarfe der Transformatoren im „Worst Case-Szenario“ für die Netzinsel SKG.....	68
Abbildung 39: Häufigkeitsanalyse der uhrzeitspezifischen Zeitpunkte der Überlastungen im Transformator 2 im „Worst Case-Szenario“ für die Netzinsel SKG	69
Abbildung 40: Häufigkeitsanalyse der uhrzeitspezifischen Zeitpunkte der Überlastungen im Transformator 1 im „Worst Case-Szenario“ für die Netzinseln GWG und NBS	70

Abbildung 41: Sortierte Auslastungen sowie Flexibilitätsbedarfe des Transformators im „Starkeinspeisefall“ für die Netzeinsel NBS	70
Abbildung 42: Häufigkeitsanalyse der uhrzeitspezifischen Zeitpunkte der Überlastungen im Transformator 1 im „Starkeinspeisefall“ für die Netzeinseln NBS und EHS	71
Abbildung 43 Konventionelle Planungsmaßnahmen in der Niederspannung (Wintzek, 2021)	75
Abbildung 44: Stromlastgänge im Siedlungskerngebiet (SKG) mit unterschiedlichen Anteilen von BEVs	90
Abbildung 45: Stromlastgänge im Siedlungskerngebiet (SKG) mit unterschiedlichen Strategien zur Spitzenlastreduzierung	90
Abbildung 46: Stromlastgänge in der Einfamilienhaussiedlung (EHS) mit unterschiedlichen Anteilen von BEVs	92
Abbildung 47: Stromlastgänge in der Einfamilienhaussiedlung (EHS) mit unterschiedlichen Strategien zur Spitzenlastreduzierung	92
Abbildung 48: Stromlastgänge in der Mehrfamilienhaussiedlung (MHS) mit unterschiedlichen Anteilen von BEVs	94
Abbildung 49: Stromlastgänge in der Mehrfamilienhaussiedlung (MHS) mit unterschiedlichen Strategien zur Spitzenlastreduzierung	94
Abbildung 50: Stromlastgänge in der Neubausiedlung (NBS) mit unterschiedlichen Anteilen von BEVs	95
Abbildung 51: Stromlastgänge in der Neubausiedlung (NBS) mit unterschiedlichen Strategien zur Spitzenlastreduzierung	95

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht der neun verschiedenen Niederspannungscluster (Quelle: Stuttgart Netze).....	11
Tabelle 2: Übersicht der netzinselspezifischen Strukturdaten im Referenzszenario.....	13
Tabelle 3: Eigenschaften der verschiedenen Pkw-Segmente von BEV in mobiTopp	20
Tabelle 4: Simulierte Geräte auf der Verbraucherseite	24
Tabelle 5: Netto-Heizwärmebedarf in [kWh/m ²] der Gebäudeverbraucher pro m ² beheizte Wohnfläche.....	26
Tabelle 6: Wärmepumpen-Vorlauftemperaturen in °C	28
Tabelle 7: Leistungsklassen der verbauten Wärmepumpen	28
Tabelle 8: Übersicht der betrachteten Szenarien und ihre Ausprägungen.....	37
Tabelle 9: Gleichzeitigkeit in den Netzinseln.....	38
Tabelle 10: Leistungskennwerte des Stromverbrauchs durch Elektromobilität im gemischten Wohngebiet (GWG).....	41
Tabelle 11: Kompaktübersicht über die Szenarienauswirkungen auf die Gesamtheit der untersuchten Netzinseln	61
Tabelle 12: Statischer Netzzustand für Szenario „Worst Case“ - Transformatoren	64
Tabelle 13: Statischer Netzzustand für Szenario „Worst Case“ - Leitungen	64
Tabelle 14: Statischer Netzzustand für Szenario „Starkeinspeisefall“ - Transformatoren	65
Tabelle 15: Statischer Netzzustand für Szenario „Starkeinspeisefall“ - Leitungen.....	65
Tabelle 16: Flexibilisierungspotenzial nach Netzinsel und angewandter Strategie um 20 Uhr, 21 Uhr und 22 Uhr an einem durchschnittlichen Werktag bei einem Anteil von 70 % BEV	72
Tabelle 17: Hochrechnung der Flexibilisierungspotenziale aus Tabelle 16 auf den PKW-Bestand von Baden-Württemberg	73
Tabelle 18: Annahmen zur Kostenbewertung konventioneller Netzausbaumaßnahmen.....	76
Tabelle 19: Konventioneller Netzausbau im statischen „Worst Case-Szenario“ 2050	77
Tabelle 22: Leistungskennwerte des Stromverbrauchs durch Elektromobilität im Siedlungskerngebiet (SKG).....	90
Tabelle 23: Leistungskennwerte des Stromverbrauchs durch Elektromobilität in der Einfamilienhaussiedlung (EHS)	92
Tabelle 24: Leistungskennwerte des Stromverbrauchs durch Elektromobilität in der Mehrfamilienhaussiedlung (MHS)	94
Tabelle 25: Leistungskennwerte des Stromverbrauchs durch Elektromobilität in der Neubausiedlung (NBS).....	96

Literaturverzeichnis

Im aktuellen Dokument sind keine Quellen vorhanden.

Anhang: Weitere Ergebnisse der Mobilitätsanalyse

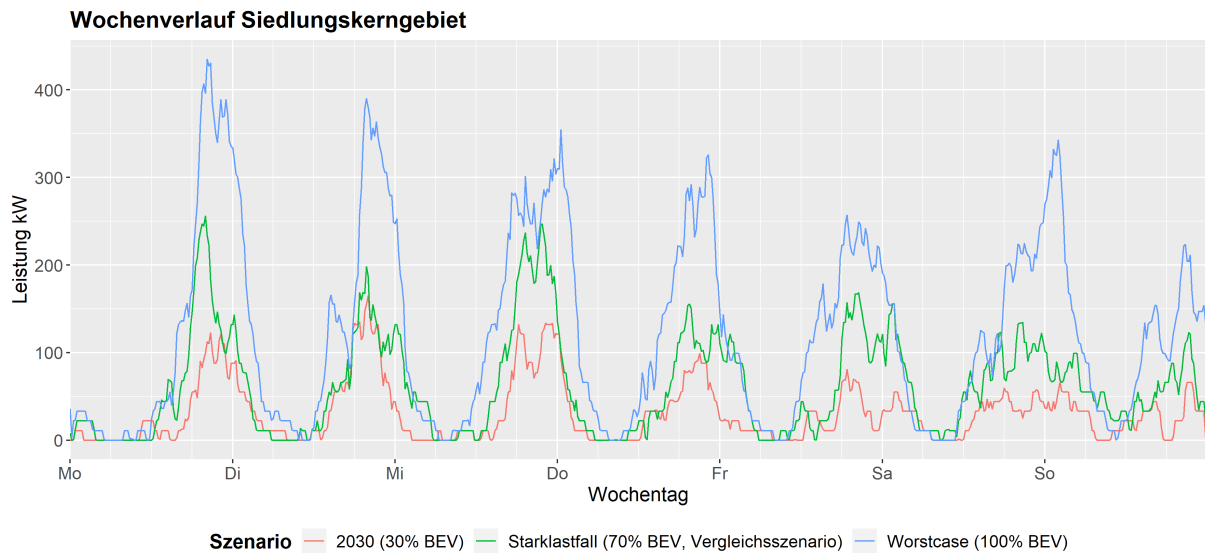


Abbildung 44: Stromlastgänge im Siedlungskerngebiet (SKG) mit unterschiedlichen Anteilen von BEVs

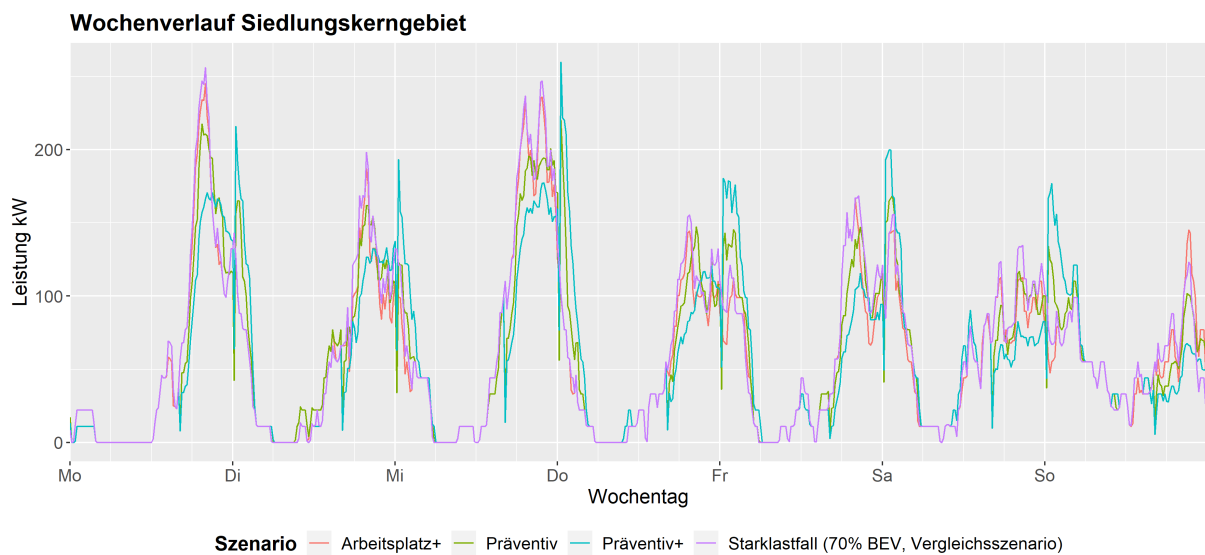


Abbildung 45: Stromlastgänge im Siedlungskerngebiet (SKG) mit unterschiedlichen Strategien zur Spitzenlastreduzierung

Tabelle 20: Leistungskennwerte des Stromverbrauchs durch Elektromobilität im Siedlungskerngebiet (SKG)

<i>Szenario</i>	<i>Leistungsspitze [kW]</i>	<i>Durchschnittliche Leistung [kW]</i>	<i>Energiemenge im Jahr [kWh]</i>
<i>2030</i>	165	32	279.480
<i>Starklastfall</i>	256	63	548.702
<i>Worst Case</i>	435	123	1.080.051
<i>Präventives Lademanagement</i>	220	61	532.260
<i>Präventives Lademanagement + Reichweitzuversicht</i>	260	59	519.098
<i>Starkeinspeisefall (Arbeitsplatz +)</i>	286	58	509.113
	245	59	519.146

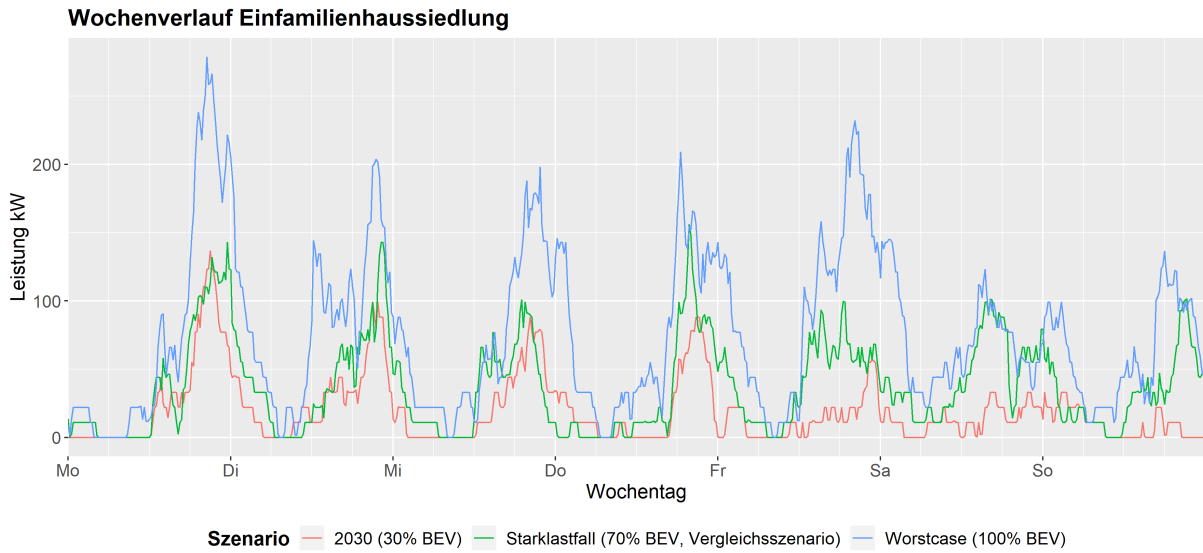


Abbildung 46: Stromlastgänge in der Einfamilienhaussiedlung (EHS) mit unterschiedlichen Anteilen von BEVs

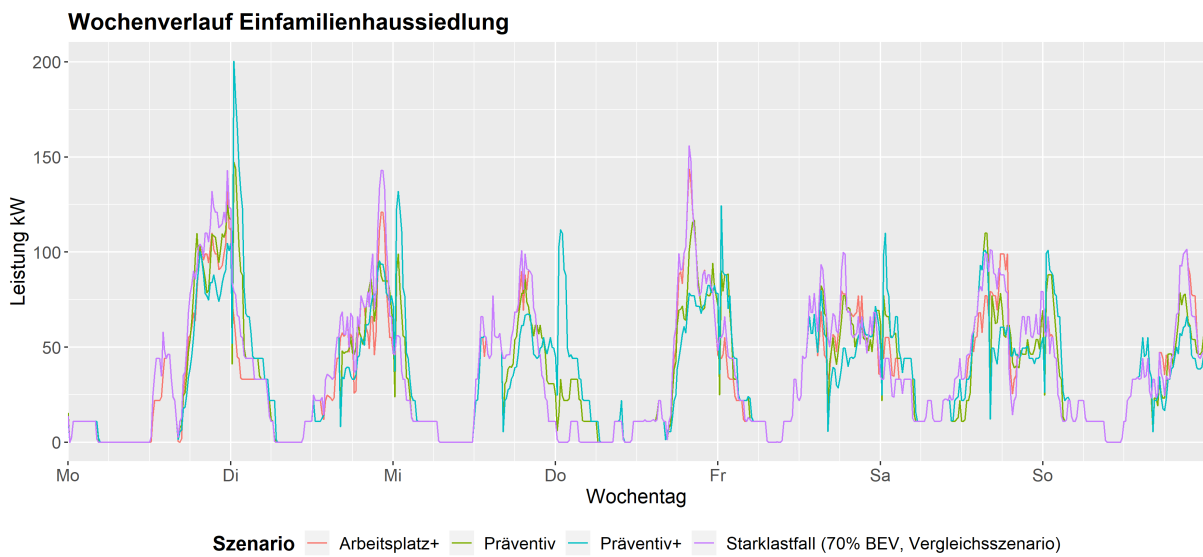


Abbildung 47: Stromlastgänge in der Einfamilienhaussiedlung (EHS) mit unterschiedlichen Strategien zur Spitzenlastreduzierung

Tabelle 21: Leistungskennwerte des Stromverbrauchs durch Elektromobilität in der Einfamilienhaussiedlung (EHS)

<i>Szenario</i>	<i>Leistungsspitze [kW]</i>	<i>Durchschnittlich e Leistung [kW]</i>	<i>Energiemenge im Jahr [kWh]</i>
<i>2030</i>	137	20	172.239
<i>Starklastfall</i>	156	38	329.665
<i>Worst Case</i>	279	76	664.468
<i>Präventives Lademanagement</i>	147	36	318.443
<i>Präventives Lademanagement + Reichweitzuversicht</i>	200	36	319.514
<i>Starkeinspeisefall (Arbeitsplatz +)</i>	144	35	304.212

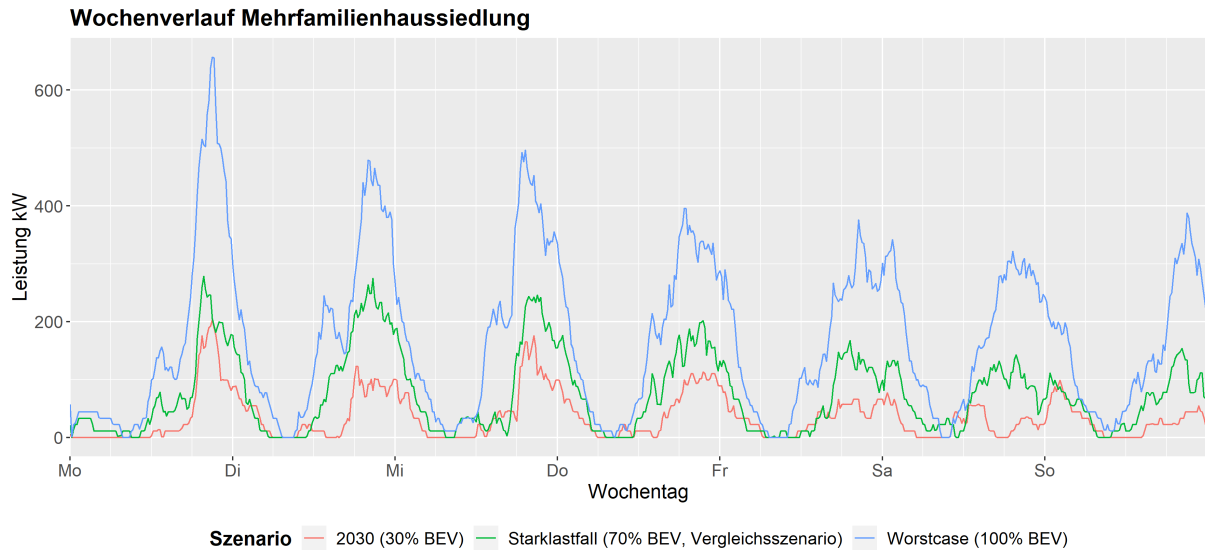


Abbildung 48: Stromlastgänge in der Mehrfamilienhaussiedlung (MHS) mit unterschiedlichen Anteilen von BEVs

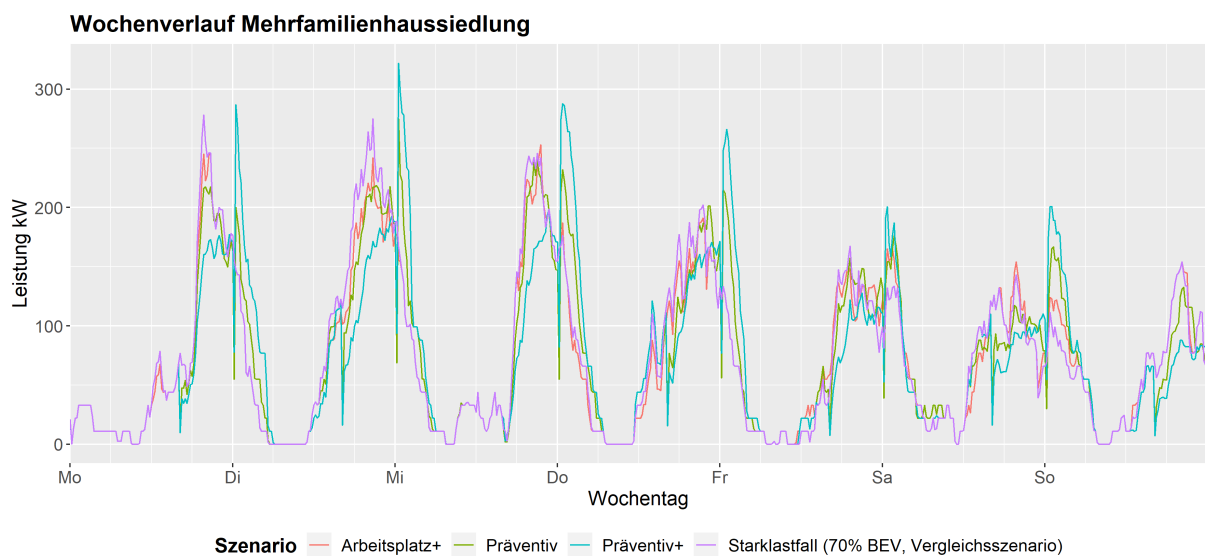


Abbildung 49: Stromlastgänge in der Mehrfamilienhaussiedlung (MHS) mit unterschiedlichen Strategien zur Spitzenlastreduzierung

Tabelle 22: Leistungskennwerte des Stromverbrauchs durch Elektromobilität in der Mehrfamilienhaussiedlung (MHS)

Szenario	Leistungsspitze [kW]	Durchschnittliche Leistung [kW]	Energiemenge im Jahr [kWh]
2030	203	36	315.222
Starklastfall	278	76	662.175
Worst Case	657	170	1.485.204
Präventives Lademanagement	275	75	659.711
Präventives Lademanagement + Reichweitenzuversicht	322	74	652.415
Starkeinspeisefall (Arbeitsplatz +)	290	77	678.386
	253	73	643.671

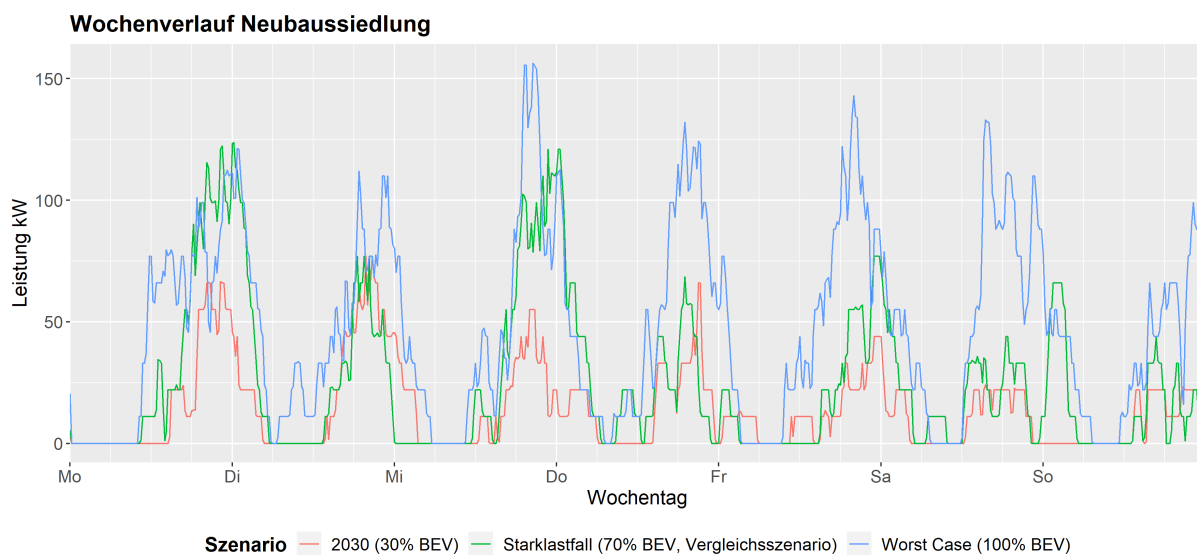


Abbildung 50: Stromlastgänge in der Neubaussiedlung (NBS) mit unterschiedlichen Anteilen von BEVs

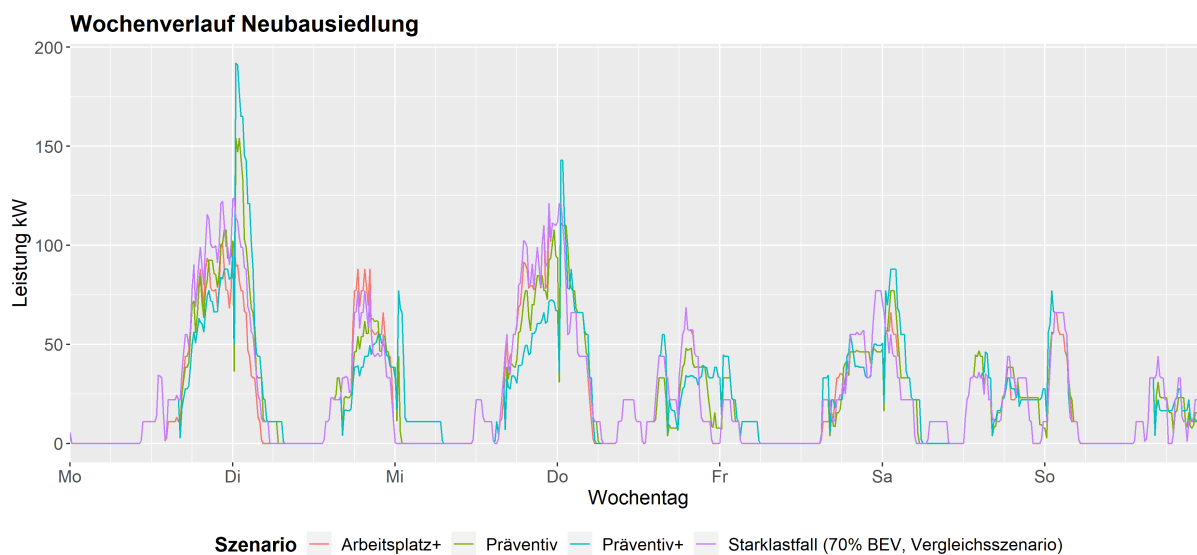


Abbildung 51: Stromlastgänge in der Neubaussiedlung (NBS) mit unterschiedlichen Strategien zur Spitzenlastreduzierung

Tabelle 23: Leistungskennwerte des Stromverbrauchs durch Elektromobilität in der Neubausiedlung (NBS)

<i>Szenario</i>	<i>Leistungsspitze [kW]</i>	<i>Durchschnittliche Leistung [kW]</i>	<i>Energiemenge im Jahr [kWh]</i>
<i>2030</i>	77	14	125.526
<i>Starklastfall</i>	124	25	220.248
<i>Worst Case</i>	156	47	414.129
<i>Präventives Lademanagement</i>	154	25	216.680
<i>Präventives Lademanagement + Reichweitzuversicht</i>	192	25	219.567
<i>Starkeinspeisefall (Arbeitsplatz +)</i>	88	20	171.121
	121	24	209.654