



Planung von Verteilnetzen der Zukunft (VN-Zukunft)

Abschlussbericht

Projekt im Auftrag des
Bundesministeriums für
Wirtschaft und Energie (BMWE)

27. Juni 2025

 **Fraunhofer**
ISI

 **Fraunhofer**
IEG

consentec

Planung von Verteilnetzen der Zukunft (VN-Zukunft)

Abschlussbericht

Projekt im Auftrag des

Bundesministeriums für

Wirtschaft und Energie (BMWE)

27. Juni 2025

Consentec GmbH

Grüner Weg 1

52070 Aachen

Deutschland

Tel. +49 (2 41) 93 83 6-0

E-Mail: info@consentec.de

<https://www.consentec.de>

In Kooperation mit:

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Breslauer Str. 48

76139 Karlsruhe

Deutschland

Tel. +49 (721) 6809-0

E-Mail: marian.klobasa@isi.fraunhofer.de

<http://www.isi.fraunhofer.de>

Fraunhofer- Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geotechnologien IEG

Breslauer Str. 48

76139 Karlsruhe

Deutschland

Tel. +49 (721) 6809-120

E-Mail: judith.stute@ieg.fraunhofer.de

<http://www.ieg.fraunhofer.de>

Inhalt

Zusammenfassung	i
A.1 Hintergrund.....	i
A.2 Fokus der Untersuchung.....	i
A.3 Methodische Herangehensweise	ii
A.4 Ergebnisse	iii
A.5 Fazit und Ausblick	viii
1 Einleitung	1
1.1 Hintergrund und Untersuchungsschwerpunkte	1
1.2 Fokussierung der modellbasierten Untersuchung.....	2
1.3 Weitere Studieninhalte: Begleitung der Umsetzung des §14d EnWG	3
2 Bestandsanalyse der Betreiber- und Netzstrukturen	4
2.1 Methodische Vorgehensweise: Bestandsermittlung und Klassifizierung der Betreiber- und Netzstrukturen	4
2.1.1 Bestandsermittlung	4
2.1.2 Klassifizierung der Verteilnetzbetreiber und Verteilnetze	6
2.2 Beschreibung und Klassifizierung von Verteilnetzbetreibern.....	8
2.2.1 Allgemeine Unternehmensmerkmale	8
2.2.2 Netzplanung.....	12
2.2.3 Digitalisierung	14
2.2.4 Fazit zur Bestandsanalyse der Unternehmensmerkmale	18
2.3 Beschreibung und Klassifizierung von Verteilnetzen in Deutschland.....	19
2.3.1 Gebietsmerkmale	19
2.3.2 Merkmale zur Beschreibung des Bestandsnetzes	22
2.3.3 Anforderungen der Netzkunden.....	22
2.3.4 Merkmale zur Beschreibung des Investitions- und Entwicklungsbedarfs.....	23

2.4	Implikationen für die vorausschauende Netzplanung bei unterschiedlichen Verteilnetzbereibertypen	26
3	Auswirkung der Flexibilitätsnutzung auf die Netzausbauplanung	29
3.1	Einführung und Vorbemerkungen	29
3.2	Vorstellung des Modellansatzes	31
3.2.1	Zusammenwirken von Markt- und Netzausbausimulation	31
3.2.2	Marktsimulation	33
3.2.3	Netzausbausimulation	35
3.3	Rahmendaten.....	39
3.3.1	Marktsimulation	39
3.3.2	Netzausbausimulation	43
4	Gegenüberstellung von Stromerzeugungs- und Netzkosten in Abhängigkeit vom Flexibilitätsumfang	44
4.1	Einleitung und Abgrenzung.....	44
4.2	Vorstellung und Einordnung der Ergebnisse	45
4.2.1	Marktorientierte Flexibilitätsnutzung – Auswirkungen.....	45
4.2.2	Entwicklung der Stromerzeugungs- und Netzkosten in Abhängigkeit vom Flexibilitätseinsatz	52
4.3	Fazit.....	54
5	Berücksichtigung der Flexibilitätsnutzung bei der Dimensionierung des Netzausbaus ..	55
5.1	Rolle von Gleichzeitigkeiten bei der Netzauslegung.....	55
5.2	Modellansatz.....	56
5.3	Vorstellung und Einordnung der Ergebnisse	58
5.4	Fazit.....	60
5.5	Ausblick: Weiterentwicklung von Planungsgrundsätzen.....	61
6	Literatur	62

Zusammenfassung

A.1 Hintergrund

Die Energiewende führt zu einem grundlegenden Wandel der Anforderungen an die Stromverteilnetze. Neben dem massiven Zubau von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE) trägt die zunehmende Elektrifizierung verschiedener Nachfragesektoren zu dieser Transformation bei. Diese Entwicklungen führen u. a. dazu, dass steuerbare Verbrauchseinrichtungen und Speicher mehr und mehr an Bedeutung gewinnen. Einerseits bringen diese Flexibilitätspotenziale für Auslegung und Betrieb der Verteilnetze neue Herausforderungen mit sich, und andererseits entsteht hierdurch die Möglichkeit, die Netzbelastung durch netzorientierten Einsatz der Flexibilität gezielt zu beeinflussen, um drohende Netzengpässe abzuwenden. Hierauf beziehen sich etwa die Festlegung der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG und die Vorschrift § 14c EnWG zur marktgestützten Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen. Wenn dies bereits im Planungsstadium antizipiert wird, können sich Potenziale zur Begrenzung des Netzausbaubedarfs ergeben. Diese Entwicklungen führen zusammen zu einem weitreichenden Weiterentwicklungsbedarf der Netzplanungspraxis der Verteilnetzbetreiber (VNB).

Im Rahmen der vorliegenden Studie hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) verschiedene Grundsatzfragen im Hinblick auf die Planung der Verteilnetze und ihre Rahmenbedingungen untersuchen lassen. Die gefundenen Ergebnisse sollen bei der Weiterentwicklung von Planungspraxis und Planungsgrundsätzen genutzt werden.

Dabei steht die Frage im Vordergrund, wie sich die Nutzung von verbrauchsseitiger Flexibilität in der Niederspannungsebene langfristig auf die Netzdimensionierung auswirkt. Hierbei sind Kostenveränderungen in den Teilsystemen Stromerzeugung und Netz gegeneinander abzuwägen: Wird Flexibilität über die Mechanismen des Strommarktes genutzt, um Stromerzeugung und -verbrauch besser aufeinander abzustimmen, so können die Kosten der Stromerzeugung insgesamt gesenkt werden. Im Teilsystem Netz kann Flexibilität hingegen genutzt werden, um Belastungsspitzen zu reduzieren. Dies senkt den langfristig erforderlichen Netzausbaubedarf; die so genutzte Flexibilität steht aber insoweit nicht mehr für die marktseitige Optimierung zur Verfügung. In diesem Spannungsfeld gilt es abzuwägen, welche Aufteilung der Flexibilitätsnutzung zu den volkswirtschaftlich geringsten Gesamtkosten führt. Dazu müssen die o. g. Wirkungszusammenhänge aus Gesamtsystemperspektive untersucht werden.

A.2 Fokus der Untersuchung

Unter der Annahme eines umfassenden Zubaus von flexiblen Verbrauchseinrichtungen (z. B. Ladepunkten für Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und stationären Batteriespeichern) untersucht die Studie die Auswirkungen verschiedener Flexibilitätsnutzungsarten auf den Netzausbaubedarf in den unteren Verteilnetzebenen. Dabei liegt der Fokus auf der langfristigen Netzdimensionierung bis 2045. Insbesondere werden Netzgebiete oder Netzabschnitte betrachtet, deren Dimensionierung weiterhin durch die Verbrauchslast und nicht primär durch Einspeisungen getrieben wird. Fragen der Instrumentierung (z.B. Weiterentwicklung der netzorientierten Steuerung nach § 14a EnWG) werden dabei bewusst ausgeklammert.

Zur Begrenzung des Modellierungsaufwands finden keine eigenständigen energiewirtschaftlichen Szenarioanalysen statt. Stattdessen dienen Daten und Ergebnisse aus den

Langfristszenarien des BMWF (2024) als Ausgangspunkt und werden auf die spezifische Fragestellung angepasst.

A.3 Methodische Herangehensweise

Die Untersuchung zielt darauf ab, den volkswirtschaftlich optimalen Mix zwischen markt- und netzseitiger Nutzung von verbrauchsseitiger Flexibilität zu bestimmen. Hierzu wird analysiert, wie sich unterschiedliche Ausrichtungen der Flexibilitätsnutzung auf Netzausbau- und Stromerzeugungskosten auswirken.

In der Studie werden drei Arten der Flexibilitätsnutzung unterschieden:

- **Ungesteuerte Nutzung** (d. h. Nutzung nur zur Eigenverbrauchsoptimierung)
- **Marktorientierte Nutzung** (Reaktion auf Marktpreissignale)
- **Netzorientierte Nutzung** (Vermeidung lokaler Engpässe durch zeitliche Lastverschiebung)

Um den Zielkonflikt zwischen netz- und marktorientierter Flexibilitätsnutzung zu analysieren, wird ein gekoppelter Modellansatz genutzt:

- **Marktsimulation:** Ermittelt unter Berücksichtigung individueller Flexibilitätsoptionen die stündliche Nachfrage auf Basis dynamischer Preissignale.
- **Netzausbausimulation:** Nutzt die resultierenden Lastprofile zur Ermittlung des Ausbaubedarfs und der Netzausbaukosten, im Folgenden verkürzt als Netzkosten bezeichnet.

Zur Bestimmung einer optimalen Nutzung von Flexibilitätspotenzialen müssen sowohl die Auswirkungen auf den Strommarkt als auch die Rückwirkungen auf das Stromnetz realitätsnah modelliert werden. Dafür ist eine differenzierte Abbildung der Lastverläufe flexibler Verbraucher erforderlich, unter Berücksichtigung technischer Randbedingungen wie der maximal zulässigen Verschiebedauer oder der Verfügbarkeit von Elektrofahrzeugen am Ladepunkt.

Durch eine Strommarktsimulation kann die Reaktion individueller Flexibilitätsoptionen auf den Großhandelspreis für Strom abgebildet werden. Hiermit wird insbesondere berücksichtigt, dass der marktorientierte Einsatz von Flexibilität eine Rückwirkung auf den Marktpreis hat. Es darf nicht unterstellt werden, dass der Markt hiervon unbeeinflusst bleibt, da dann ein praktisch unbegrenzter synchroner Einsatz der gesamten Flexibilität unterstellt werden müsste, was zu realitätsfernen Ergebnissen führen würde. Durch den iterativen Einsatz aller Flexibilitätsoptionen werden Rückkopplungen des Flexibilitätseinsatzes sowohl auf den Strommarkt als auch auf andere Flexibilitäten und somit auf den Einsatz weiterer Flexibilitätspotenziale berücksichtigt.

Wird Flexibilität ausschließlich marktorientiert eingesetzt, sinken die Stromerzeugungskosten auf ein Minimum. Gleichzeitig kann dies jedoch zu stärkeren Netzbelastungen führen, was höheren Netzausbaubedarf und damit steigende Netzkosten zur Folge hat. In begrenztem Umfang kann ein netzorientierter Einsatz von Flexibilität diese Belastungsspitzen reduzieren und den Ausbaubedarf verringern. Hierdurch wird das Potenzial für die marktorientierte Flexibilitätsnutzung eingeschränkt, was zu einem Anstieg der Stromerzeugungskosten führen kann.

Mit zunehmendem Umfang der netzorientierten Flexibilitätsnutzung steigen daher die Stromerzeugungskosten, während die Netzkosten sinken. Es ist zu erwarten, dass ein bestimmter Umfang zu einem Minimum der Gesamtkosten (Summe aus Netz- und Stromerzeugungskosten) führt. Um dieses Optimum näherungsweise zu finden, werden in der modellbasierten Untersuchung sukzessive verschiedene Intensitäten der netzorientierten Flexibilitätsnutzung simuliert

und auf ihre Kostenwirkungen hin bewertet. Schematisch ist dies in Abbildung 1.1/Abbildung 3.2 durch die gelben Kreise auf der Gesamtkostenkurve veranschaulicht.

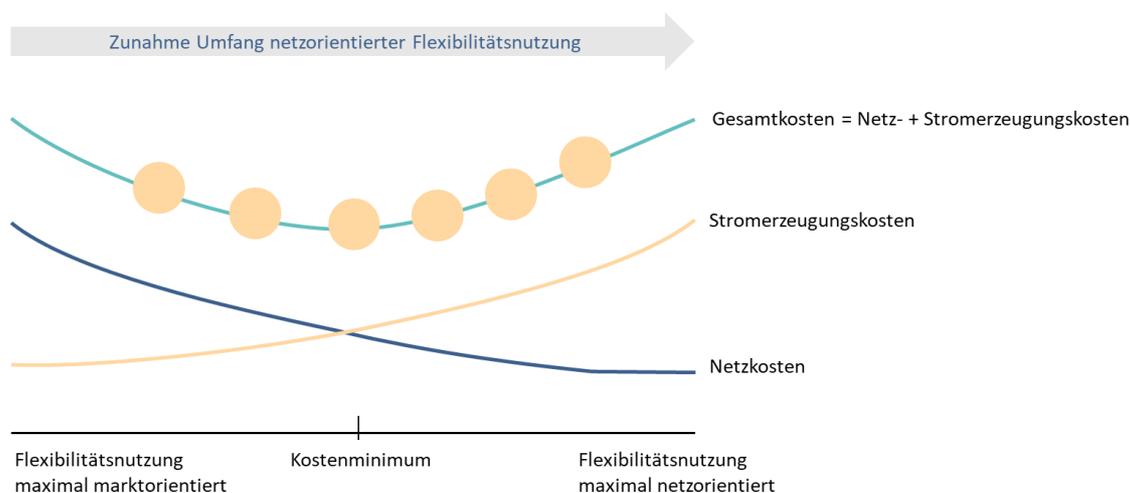


Abbildung 1.1: Zusammenhang zwischen markt- und netzorientierter Flexibilitätseinsparung mit Blick auf Gesamtkosten im Modellansatz

Als Ausgangspunkt dienen ein Szenario mit ungesteuerter und eines mit vollständig marktorientierter Flexibilitätseinsparung. Darauf aufbauend werden Szenarien mit steigender Netzorientierung betrachtet – jeweils für das Jahr 2045, in dem der Ausbau haushaltsnaher Flexibilitäten weitgehend abgeschlossen sein soll. Die Simulationen liefern stündliche Nachfragezeitreihen für verschiedene Verbrauchsprofile (z. B. Haushalte mit Wärmepumpe und Speicher), die regionalisiert und in Netzanalysen auf Basis typisierter Modellnetze eingespeist werden. Daraus wird der Netzausbaubedarf ermittelt.

In einem weiteren Schritt werden Belastungsspitzen zeitlich verschoben, um netzorientierten Flexibilitätseinsatz zu simulieren. Auf Basis der so angepassten Belastungsprofile werden die Auswirkungen auf die Netzdimensionierung und die sich ergebenden Netzkosten mittels Modellnetzanalyse quantifiziert. Gleichzeitig werden die durch die Verschiebung veränderten Stromerzeugungskosten erneut berechnet, um die Gesamtkosten aller Varianten zu vergleichen.

A.4 Ergebnisse

Auswirkungen marktorientierter Flexibilitätseinsparung

Die Nutzung von haushaltsnahen Flexibilitätsoptionen wie Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und Heimspeichern wird im marktorientierten Fall darauf ausgerichtet, die variablen Stromkosten zu minimieren. Dabei treten deutliche Wechselwirkungen mit der volatilen Stromerzeugung aus PV-Aufdachanlagen auf. Insgesamt zeigt sich, dass in diesem Fall die Gleichzeitigkeiten bei Netzbezug und -einspeisung in Mittags- und Abendstunden deutlich entzerrt werden. Ursache hierfür sind die heterogenen Haushaltstypen und eine stärkere Eigennutzung der erzeugten Energie. Bidirektionales Laden (vehicle-to-grid, V2G) führt zusätzlich im Sommer zu Einspeisung in Abend- und Morgenstunden, was die Preisschwankungen weiter dämpft.

Im nächsten Schritt werden die zuvor ermittelten Ergebnisse auf Bundesebene hochgerechnet. Der marktorientierte Einsatz haushaltsnaher Flexibilität führt zu einer deutlichen Abflachung der Residuallastkurve, also der Differenz zwischen Stromverbrauch und erneuerbarer Erzeugung, wie die über alle Tage eines Jahres gemittelte Tagesganglinie verdeutlicht (Abbildung 1.2). Dies

führt zu einer besseren Integration erneuerbarer Energien und geringerem Bedarf an konventionellen Kraftwerken. Der Strombezug wird aus den Abendstunden in Zeiten günstigerer Preise (z. B. Mittagsstunden mit hoher PV-Einspeisung) verlagert. Das verbessert die Netzauslastung und kann Netzengpässe verringern.

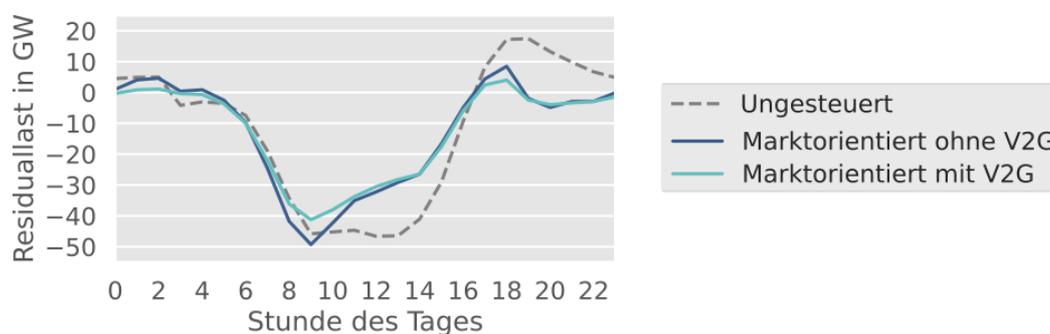


Abbildung 1.2: Jahresmittelwerte der Residuallasten, differenziert nach Stunde des Tages für das Jahr 2045

Weiter sinkt der durchschnittliche Strompreis im Vergleich zum ungesteuerten Fall, und die Preisvolatilität nimmt ebenfalls ab, was ein stabileres Marktumfeld fördert. Der Arbitrageeffekt von V2G (Laden bei niedrigen, Rückspeisen bei hohen Preisen) leistet dabei einen zusätzlichen Beitrag zur Kostenreduktion und Netzstabilität.

Dass der marktorientierte Einsatz haushaltsnaher Flexibilität deutlich zur Integration erneuerbarer Energien beiträgt, spiegelt sich direkt in den operativen Stromerzeugungskosten wider, die über die Spotmarktpreise zur Deckung der Systemlast berechnet werden. Ohne V2G ergibt sich eine Reduktion der Jahreskosten um 4,4 Mrd. € (6,1 %) im Vergleich zum ungesteuerten Szenario. Mit V2G steigt die Einsparung auf 4,7 Mrd. € (6,4 %). Diese Einsparungen resultieren aus einer effizienzverbessernden Lastverlagerung, die den Bedarf an konventioneller Erzeugung senkt und EE-Erzeugung besser integriert. Darüber hinaus können sich wegen der Reduktion der Residuallastspitzen durch den Flexibilitätseinsatz weitere Einsparungen bei der Dimensionierung von steuerbarer Kraftwerksleistung und Großspeichern ergeben. Diese Effekte werden vom verwendeten Modellierungsansatz nicht vollständig erfasst oder quantifiziert, deuten aber auf ein zusätzliches volkswirtschaftliches Potenzial hin.

Für die Netzdimensionierung ist das Zusammenwirken aller in einem Netzbereich angeschlossenen Netznutzer relevant. Die Simulationen zeigen, dass eine marktorientierte Flexibilitätsnutzung an einzelnen Tagen zu erhöhtem Leistungsbezug im Vergleich zur ungesteuerten Nutzung führen kann (Abbildung 1.3 oben). Sowohl im marktorientierten wie im ungesteuerten Fall kommt es jeweils zu starken Synchronisationseffekten, wenn auch aufgrund unterschiedlicher Einflussfaktoren (ungesteuerter Fall: individuelles, aber sehr ähnliches Ladeverhalten; marktorientierter Fall: Überlagerung von individuellem und marktpreisorientiertem Ladeverhalten). Der dimensionierungsrelevante Spitzenwert der Residuallast tritt aber im marktorientierten wie im ungesteuerten Fall an einem Winterabend im Dezember auf (Abbildung 1.3 unten), und dieser Wert wird, anders als mitunter erwartet, durch eine marktorientierte Flexibilitätsnutzung sogar leicht reduziert. Dies geschieht selbst bei geringer Preisdifferenz, da bereits kleine Anreize zu einer Nachfrageverschiebung aus den Abendstunden in Stunden mit geringerer Netzbelastung ausreichen.

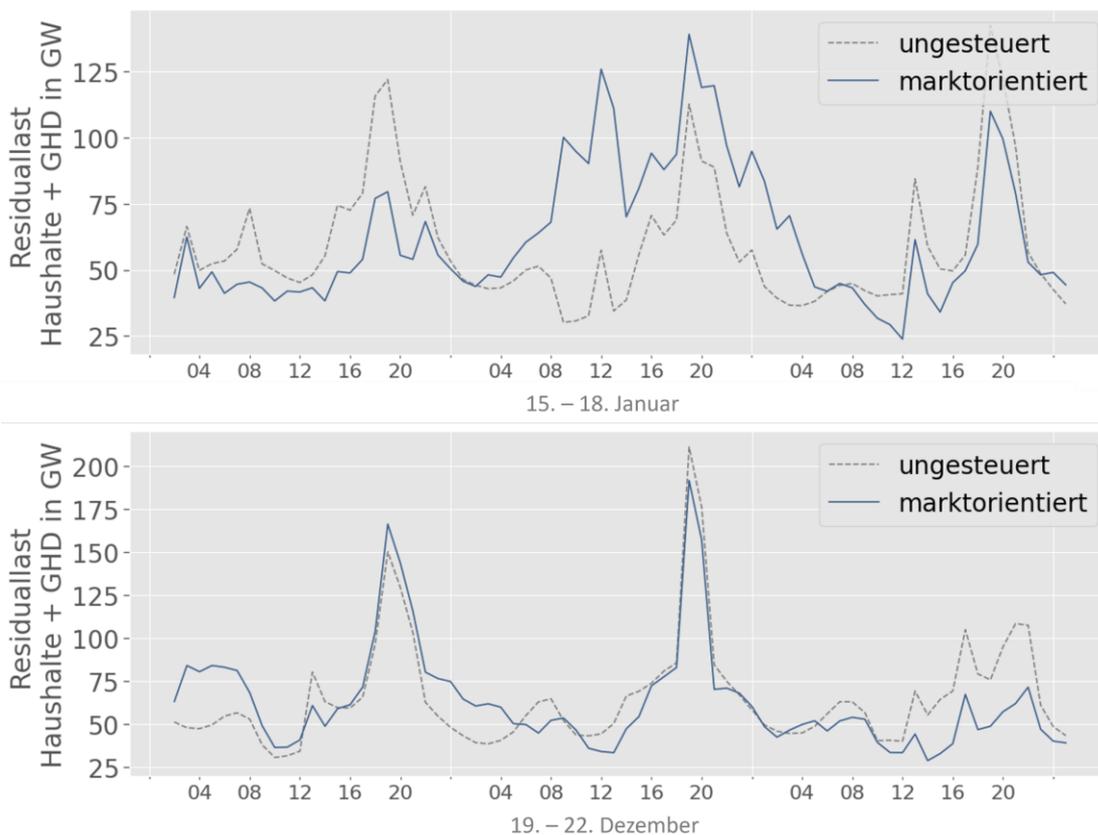


Abbildung 1.3: Residuallastverlauf (netzwirksame Leistung Haushalte und GHD) für zwei exemplarische Zeiträume

Obwohl also marktorientierte Flexibilitätsnutzung teilweise zu synchronerem Verhalten der Netznutzer führt, wird das *dimensionierungsrelevante* Leistungsmaximum entgegen der zuvor von verschiedenen Seiten geäußerten Erwartung nicht erhöht. Im Gegenteil: Die Simulationen belegen eine leichte Reduktion der Spitzenlasten durch verbesserte Verteilung der Nachfrage über den Tagesverlauf. Daraus ergibt sich jedoch nicht automatisch, dass netzorientierte Flexibilitätsnutzung überflüssig wäre, denn hohe Spitzenbelastungen treten auch bei marktorientierter Nutzung auf. Diese lassen sich durch gezielten netzorientierten Flexibilitätseinsatz glätten.

Netzorientierte Flexibilitätsnutzung ist somit grundsätzlich ergänzend sinnvoll, wenn sie punktuell zur Reduktion bestehender Netzbelastungsspitzen eingesetzt wird. Der größte Nutzen entsteht dabei nicht durch Vermeidung *zusätzlicher* Spitzen, sondern durch gezielte Abmilderung *bereits vorhandener* Lastspitzen im Netz. Ein ausgewogenes Verhältnis beider Nutzungsformen der Flexibilität ist entscheidend, um die Gesamtbetriebskosten des Stromversorgungssystems zu minimieren.

Entwicklung der Stromerzeugungs- und Netzkosten in Abhängigkeit vom Flexibilitätseinsatz

Durch zeitliche Verschiebung von Belastungsspitzen können Netze für eine geringere Belastung ausgelegt und Netzausbaubedarf und -kosten reduziert werden. Die maximal erreichbare Senkung der Spitzenbelastung ist jedoch begrenzt, da das Zeitfenster, innerhalb dessen die Nachfrage verschoben werden kann, limitiert ist. Für die Analysen zur **netzorientierten Flexibilitätsnutzung** wurde aus rechentechnischen Gründen vereinfachend von einem einheitlichen Wert für die maximale Verschiebedauer ausgegangen. Zur Ermittlung der minimalen Summe aus operativen Stromerzeugungskosten und annuitätischen Netzkosten wird eine maximale Verschiebedauer von bis zu drei Stunden als plausibler Durchschnittswert über alle Flexibilitätstypen

angesetzt. Ausgehend von einem maximal marktorientierten Flexibilitätseinsatz wird schrittweise der Umfang der netzorientierten Flexibilitätsnutzung erhöht. Dazu wird die Anzahl der Stunden, in denen Nachfrageverschiebungen erfolgen dürfen, schrittweise angehoben. Abbildung 1.4 Abbildung 4.11 stellt den Verlauf der summarischen Gesamtkosten dar, differenziert nach Stromerzeugungs- und Netzkosten.

Im Vergleich zur ungesteuerten Nutzung führt bereits eine rein marktorientierte Flexibilitätsnutzung zu einer Einsparung von knapp fünf Milliarden Euro jährlich. Dies bestätigt die volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit einer marktorientierten Nutzung haushaltsnaher Flexibilität. Eine moderate zusätzliche netzorientierte Nutzung – also bei einer Verschiebung von Lasten über etwa 50 bis 60 Stunden im Jahr – senkt die Netzkosten deutlich, während sich die Stromerzeugungskosten zunächst kaum verändern. Zwischen 24 und 120 Stunden Einsatzdauer stabilisieren sich die Gesamtkosten auf einem flachen Minimum. Bei einer weiteren Erhöhung auf über 120 Stunden jährlich steigen die Gesamtkosten wieder an, da die Einsparungen im Netz weitgehend ausgeschöpft sind, während die Stromerzeugungskosten durch die Einschränkung der Marktop-
timierung zunehmen.

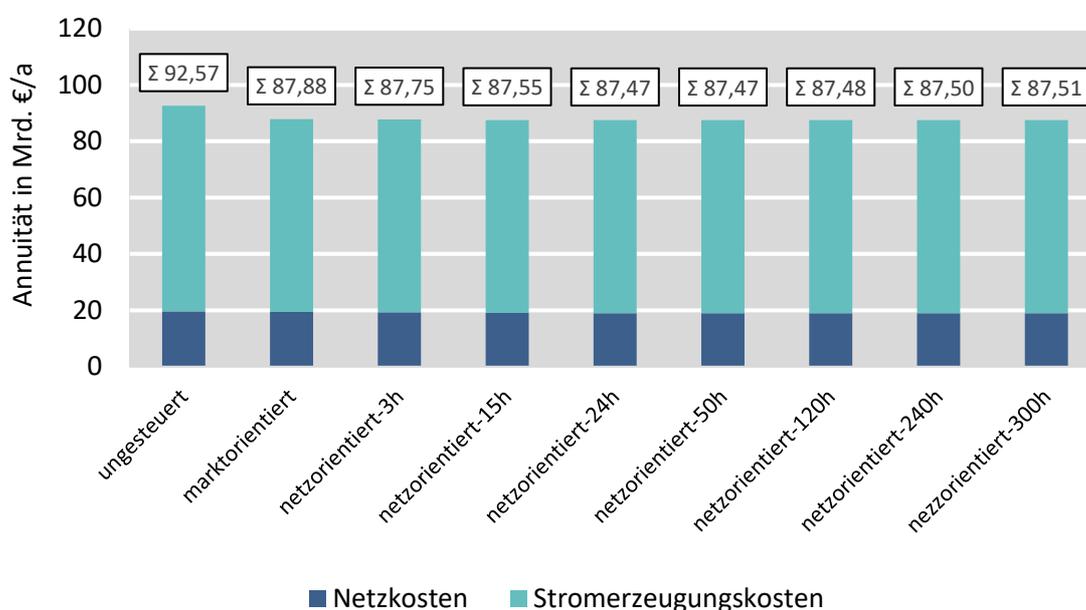


Abbildung 1.4 Annuitätische Stromerzeugungs- und Netzkosten im Jahr 2045 für eine bis zu 3-stündige Verschiebedauer in Abhängigkeit vom Umfang netzorientierter Flexibilitätsnutzung

Zu beachten ist allerdings, dass es sich bei den berechneten Kostenveränderungen um Durchschnittswerte für das gesamte Netz handelt. In einzelnen Netzbereichen können die erzielbaren Einsparungen deutlich höher, in anderen Bereichen entsprechend niedriger ausfallen. Zudem beruht die Modellierung auf vereinfachenden Annahmen etwa hinsichtlich der maximal möglichen Verschiebedauer von Strombezügen. Für die Ausgestaltung künftiger Anreiz- oder Steuerungsinstrumente zur effizienten Nutzung von Flexibilität müssten diese Unterschiede zwischen den Netzbereichen berücksichtigt werden. Eine vertiefte Analyse solcher Instrumente war jedoch nicht Gegenstand der vorliegenden Studie.

Berücksichtigung der Flexibilitätsnutzung bei der Dimensionierung des Netzausbaus

Nach den Analysen auf Systemebene wird untersucht, welche praktischen Folgen sich für die Netzausbauplanung aus der Möglichkeit **marktorientierter Flexibilitätsnutzung** ergeben, insbesondere im Hinblick auf die Verwendung von Gleichzeitigkeitsfaktoren. Diese Faktoren dienen traditionell der vereinfachten Darstellung des Lastverhaltens von Verbraucherkollektiven, insbesondere in der Mittel- und Niederspannungsebene. Sie basieren auf historischen Daten und statistischen Modellen und stellen eine pragmatische Methode dar, um die gleichzeitige Nutzung mehrerer Verbrauchseinrichtungen abzuschätzen. Dabei werden seltene Lastspitzen bewusst ignoriert, um die Netze wirtschaftlich effizient auszulegen.

In der heutigen Praxis werden Gleichzeitigkeitsfaktoren verwendet, um die Belastung durch Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge in Kombination mit unflexiblen Haushaltslasten zu erfassen. Dabei wird typischerweise ein ungesteuertes Verbrauchsverhalten angenommen, das sich an typischen Tagesrhythmen orientiert – etwa an einem Ladebeginn nach der letzten Fahrt oder an der Nutzung eigener PV-Erzeugung. Die Einführung dynamischer Strompreise verändert das Lastverhalten deutlich. Da künftig voraussichtlich viele Haushalte ihre Flexibilitätsnutzung an Marktpreisen ausrichten werden (unter Einsatz von Energiemanagementsystemen), verändert sich das gleichzeitige Auftreten von Lastspitzen und somit auch die Grundlage für die Ermittlung von Gleichzeitigkeitsfaktoren. Mangels praktischer Erfahrungen mit dynamischen Preisen können diese Effekte derzeit nur simulativ bewertet werden.

Die mittels Monte-Carlo-Simulation ermittelten Ergebnisse zeigen, dass bei kleinen Kollektiven von ca. 10-20 Ladepunkten die Gleichzeitigkeitsfaktoren im Fall marktorientierter Nutzung um einige Prozentpunkte höher ausfallen als bei ungesteuertem Verhalten. Ursache ist die stärkere Synchronisation des Einsatzes einzelner Verbrauchseinrichtungen durch Marktpreise. In größeren Kollektiven dagegen relativieren sich diese Effekte durch die Mischung unterschiedlicher Verhaltensprofile. Mit zunehmender Kollektivgröße nähern sich die Gleichzeitigkeiten in den beiden betrachteten Fällen zunächst aneinander an bis sich sogar leicht geringere Gleichzeitigkeiten als im ungesteuerten Fall ergeben. Dort werden viele Ladevorgänge in PV-starke Mittagsstunden verschoben und entlasten somit abendliche Spitzen.

Trotz dieser Erkenntnis wird empfohlen, für Planungszwecke keine niedrigeren Gleichzeitigkeitsfaktoren bei marktorientierter Nutzung anzusetzen als bei ungesteuerter Nutzung, auch nicht bei größeren Kollektiven. Denn es ist nicht sicherzustellen, dass alle Netznutzer dauerhaft rein marktorientiert agieren. Für die Auslegung von Niederspannungsnetzen und der zugehörigen Umspannstationen (ONS-Ebene), in denen vergleichsweise kleine Kollektivgrößen (< 50 Ladepunkte) auftreten, wird daher empfohlen, Gleichzeitigkeitsfaktoren um etwa 5-10 Prozentpunkte zu erhöhen. Für noch kleinere Kollektive von bis zu ca. fünf Ladepunkten ergeben sich rechnerisch zwar deutlich höhere Aufschläge; diese sind jedoch für die Praxis unerheblich, da in der Realität meist deutlich größere Gruppen von Verbrauchern betrachtet werden.

Wärmepumpen stellen jedoch einen Sonderfall dar. Im Fall von Wärmepumpen steigt der Gleichzeitigkeitsfaktor bei marktorientierter Nutzung auf bis zu 0,8. In der Praxis der Netzplanung werden allerdings ohnehin noch höhere Gleichzeitigkeitsfaktoren angesetzt, um der hohen Synchronität des Wärmepumpeneinsatzes bei kaltem Wetter Rechnung zu tragen. Daher ergibt sich hier kein zusätzlicher Anpassungsbedarf.

A.5 Fazit und Ausblick

Die **Gegenüberstellung von Stromerzeugungs- und Netzkosten** für **unterschiedliche Ausprägungen der Flexibilitätsnutzung** hat gezeigt:

- Die Residuallast im Jahr 2045 lässt sich durch marktorientierte Flexibilitätsnutzung deutlich glätten, insbesondere in den Abendstunden. Bidirektionales Laden (V2G) steigert diesen Effekt nur leicht. Die Verlagerung der Nachfragespitzen von Abend- auf Mittagsstunden reduziert den Strompreis. Die operativen Stromerzeugungskosten sinken dadurch im Vergleich zum ungesteuerten Fall um 6,1 %, unter Berücksichtigung von V2G um 6,4 %.
- Trotz erhöhter Synchronisation kommt es durch die Flexibilitätsnutzung nicht zu höheren Belastungsspitzen, sondern tendenziell zu einer Senkung der für die Netzdimensionierung relevanten Belastung infolge der Verlagerung von Nachfrage. Der Nutzen netzorientierter Flexibilitätsnutzung entsteht daher in erster Linie durch Reduktion dieser Belastungsspitzen, die bereits im ungesteuerten Fall, also ohne marktorientierte Nutzung, auftreten.
- Bereits bei einem geringen Umfang netzorientierter Anpassungen der ansonsten marktorientierten Flexibilitätsnutzung lassen sich sehr hohe Netzbelastungen vermeiden, da diese nur punktuell entstehen. Insgesamt lässt sich festhalten, dass ein Nutzungsumfang der Flexibilität in der Größenordnung von bis zu ca. 120 Stunden pro Jahr allenfalls mit einer geringfügigen Erhöhung der Stromerzeugungskosten im Vergleich zur rein marktorientierten Flexibilitätsnutzung einhergeht. Gleichzeitig ermöglicht eine netzorientierte Nutzung aber eine deutliche Reduktion der Netzkosten.
- Dieses Ergebnis spricht dafür, das Konzept der netzorientierten Flexibilitätsnutzung auch dauerhaft weiterzuverfolgen. Hierdurch könnte ein Pendant zum Konzept der Spitzenkappung bei Erzeugungsanlagen auch für die Verbrauchsseite geschaffen werden. In einem nächsten Schritt wären geeignete Instrumente zur Operationalisierung entsprechender Potenziale zu entwickeln. Diese Instrumente können unterschiedliche Elemente wie z. B. netzseitige Preissignale, marktliche Mechanismen und begrenzte direkte Steuerungsrechte umfassen, ggf. auch in Kombination miteinander.

Die Analyse zeigt, dass die **marktorientierte Flexibilitätsnutzung** unterschiedliche **Auswirkungen auf die Gleichzeitigkeiten** zum dimensionierungsrelevanten Zeitpunkt hat, abhängig von der Größe des betrachteten Kollektivs. Daraus lassen sich Empfehlungen für Netzbetreiber ableiten:

- Kleine Kollektive (z. B. < 50 Ladepunkte) weisen höhere Gleichzeitigkeiten auf als im ungesteuerten Fall. Ursache sind stärkere statistische Schwankungen und die Synchronisation einzelner Verbraucher (z. B. Ladevorgänge zur gleichen Zeit). Dies kann zu erhöhten Spitzenlasten führen. Für Kollektive mit bis zu 50 Ladepunkten sollten die Gleichzeitkeitsfaktoren um 5-10 Prozentpunkte gegenüber den für den Fall ungesteuerter Flexibilitätsnutzung zugrunde gelegten Ansätzen erhöht werden. Für sehr kleine Kollektive (< 5 Ladepunkte) ergeben sich rechnerisch größere Aufschläge; derart kleine Kollektive sind jedoch für die langfristige Netzplanung nicht praxisrelevant.
- Große Kollektive (z. B. > 50 Ladepunkte) zeigen geringere Gleichzeitigkeiten als im ungesteuerten Fall. Dies liegt an der Mischung der Lastprofile und Verlagerung von Ladevorgängen in die Mittagsstunden, was die Abendspitzen glättet. Für diese Kollektive sollten Netzbetreiber dennoch keine geringeren Gleichzeitkeitsfaktoren als für den ungesteuerten Fall ansetzen, da die Flexibilität unter Umständen nicht dauerhaft marktorientiert genutzt wird.

- Wärmepumpen stellen einen Sonderfall dar. Hier wird in der Praxis ohnehin mit hohen Gleichzeitigkeiten (> 80 %) geplant, da deren Betrieb stark temperaturabhängig und synchron verläuft. Daher sind hier keine zusätzlichen Anpassungen der Gleichzeitigkeitsfaktoren erforderlich.
- Beim Übergang von ungesteuerter hin zu marktorientierter Flexibilitätsnutzung sind somit entgegen vorab geäußerter Erwartungen keine signifikanten Zuschläge auf die bereits heute genutzten Gleichzeitigkeitsfaktoren anzuwenden.

Ausblick

Aus den Studienergebnissen wurden konkrete Vorschläge zur Anpassung von Gleichzeitigkeitsfaktoren abgeleitet, um der wachsenden Bedeutung von marktorientierter Flexibilitätsnutzung bei der Netzplanung gerecht zu werden. Diese Vorschläge wurden im Rahmen eines Workshops Vertreterinnen und Vertretern von VNB vorgestellt. In der anschließenden Diskussion hat sich gezeigt, dass branchenweit festzulegende Vorgaben für „Reserven“ in Bezug auf die Flexibilitätsnutzung sinnvoll sind, um die Planungssicherheit und Konsistenz zu erhöhen.

Solche Vorgaben werden derzeit üblicherweise in unternehmensspezifischen Planungsgrundsätzen formuliert, die sich hinsichtlich Umfang und Detaillierungsgrad deutlich unterscheiden. Während es für die Hochspannungsebene bereits vom VDE|FNN veröffentlichte Grundsätze gibt, die allgemeine Rahmenbedingungen für Netzplanung und Netzdimensionierung vorgeben, fehlen solche abgestimmten Vorgaben für die Mittel- und Niederspannungsebene bislang vollständig. Im Hochspannungsbereich verbleiben bestimmte Aspekte wie Materialwahl oder konkrete Auslegung bewusst im Ermessensspielraum der Netzbetreiber.

Es stellt sich daher die Frage, ob harmonisierte Planungsgrundsätze für Mittel- und Niederspannungsnetze analog zur Hochspannungsebene sinnvoll wären. Um dies zu beleuchten, wurden die bestehenden Planungsgrundsätze mehrerer VNB analysiert. Dabei zeigte sich, dass die Regelwerke in Umfang und Detailgrad sehr unterschiedlich sind. Diese Unterschiede spiegeln jeweils die eigene Planungspraxis wider, bewegen sich aber im Rahmen des Stands der Technik. Gleichzeitig wurde festgestellt, dass es einzelne Bereiche mit Harmonisierungsbedarf gibt, etwa bei den Annahmen zur Auslastung oder den zugrunde gelegten Gleichzeitigkeiten von Last und Erzeugung.

Sowohl die Diskussionsergebnisse des Workshops als auch die Analyse bestehender Planungsgrundsätze sprechen dafür, bestimmte Aspekte stärker zu harmonisieren. Der VDE|FNN wird als geeignete Organisation für diesen Prozess gesehen, da er als technischer Regelsetzer etabliert ist und bereits Arbeitsgruppen unterhält, die sich mit Fragen der Netzplanung und des Netzbetriebs unter Berücksichtigung von Flexibilitäten befassen. Diese bestehenden Strukturen könnten genutzt werden, um die vorgeschlagenen Anpassungen in die Planungspraxis zu überführen.

1 Einleitung

1.1 Hintergrund und Untersuchungsschwerpunkte

Die Energiewende führt zu einem grundlegenden Wandel der Anforderungen an die Stromverteilnetze. Neben dem massiven Zubau von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE), die überwiegend an die Verteilnetze angeschlossen werden, tragen verschiedene verbrauchsseitige Entwicklungen zu dieser Transformation bei. Die zunehmende Elektrifizierung des Verkehrs, der Wärmeversorgung und des Industriesektors, der erwartete Zubau von Wasserstoff-Elektrolyseuren wie auch Zuwächse bei anderen Großverbrauchern wie z. B. Rechenzentren bewirken eine starke Zunahme des Stromverbrauchs und einen Anstieg der für die Netzauslegung relevanten Transportleistungen. Diese Entwicklungen führen zugleich dazu, dass steuerbare Verbrauchseinrichtungen und Speicher mehr und mehr an Bedeutung gewinnen. Einerseits bringen diese Flexibilitätspotenziale für Auslegung und Betrieb der Verteilnetze neue Herausforderungen mit sich, insbesondere dann, wenn sich der Flexibilitätseinsatz nach marktseitigen Preissignalen, z. B. dynamischen Stromtarifen, richtet, und dadurch eine stärkere Synchronisierung der Strombezugsprofile der Netznutzer bewirken kann. Andererseits entsteht hierdurch auch die Möglichkeit, die Netzbelastung durch netzorientierten Einsatz der Flexibilität gezielt zu beeinflussen, um drohende Netzengpässe abzuwenden. Hierauf beziehen sich etwa die Festlegung der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG und die Vorschrift § 14c EnWG zur marktgestützten Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen. Wenn dies bereits im Planungsstadium antizipiert wird, können sich Potenziale zur Begrenzung des Netzausbaubedarfs ergeben. Diese Entwicklungen führen zusammen zu einem weitreichenden Weiterentwicklungsbedarf der Netzplanungspraxis der Verteilnetzbetreiber (VNB).

Im Rahmen der vorliegenden Studie hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) verschiedene Grundsatzfragen im Hinblick auf die Planung der Verteilnetze und ihre Rahmenbedingungen untersuchen lassen. Die gefundenen Ergebnisse sollen bei der Weiterentwicklung von Planungspraxis und Planungsgrundsätzen genutzt werden.

Dabei stand die Frage im Vordergrund, wie sich die Nutzung von verbrauchsseitiger Flexibilität in der Niederspannungsebene langfristig auf die Netzdimensionierung auswirkt. Hierbei sind Kostenveränderungen in den Teilsystemen Stromerzeugung und Netz gegeneinander abzuwägen: Wird Flexibilität über die Mechanismen des Strommarktes genutzt, um Stromerzeugung und -verbrauch besser aufeinander abzustimmen, so können die Kosten der Stromerzeugung insgesamt gesenkt werden. Im Teilsystem Netz kann Flexibilität hingegen genutzt werden, um Belastungsspitzen zu reduzieren. Dies senkt den langfristig erforderlichen Netzausbaubedarf; die so genutzte Flexibilität steht aber insoweit nicht mehr für die marktseitige Optimierung zur Verfügung. In diesem Spannungsfeld gilt es abzuwägen, welche Aufteilung der Flexibilitätsnutzung zu den volkswirtschaftlich geringsten Gesamtkosten führt. Dazu müssen die o. g. Wirkungszusammenhänge aus Gesamtsystemperspektive untersucht werden. Zu diesem Zweck wurde im Rahmen dieser Studie eine modellbasierte Untersuchung durchgeführt, die in den Kapiteln 3 - 5 ausführlich dargestellt wird.

Das vorgeschaltete Kapitel 2 fasst Ergebnisse eines weiteren Untersuchungsschwerpunkts zusammen, in dem ein Überblick über die Landschaft der deutschen Stromverteilnetzbetreiber erarbeitet wurde. Ziel dieser Analyse ist, durch Klassifizierung der in der Branche tätigen Unternehmen und ihrer Netze Aufschluss über die unterschiedlichen Bedarfe und Möglichkeiten im

Hinblick auf den Netzausbau sowie weitere relevante Eigenschaften wie den Digitalisierungsgrad der Netze zu geben.

Neben diesen Schwerpunkten wurden in der Studie Fragen zur Umsetzung der Anforderungen an die Erstellung von Netzausbauplänen und Regionalszenarien gemäß § 14d EnWG bearbeitet, über die in Abschnitt 1.3 kurz berichtet wird.

1.2 Fokussierung der modellbasierten Untersuchung

Zwischen der Netzausbauplanung und der Nutzung von Flexibilitäten bestehen umfangreiche Wechselwirkungen, die sich nicht in allen relevanten Aspekten in einer einzelnen Modelluntersuchung abbilden lassen. So wurden bestimmte Aspekte wie z. B. die Frage nach dem volkswirtschaftlich sinnvollen Umfang von EE-Abregelungen bereits in vergangenen Studien untersucht (und in diesem speziellen Fall auch gesetzlich in Form der „Spitzenkappung“ verankert). Vor diesem Hintergrund liegt der Fokus der vorliegenden Studie auf einem Themenkomplex, der in dieser Form noch nicht ausreichend untersucht wurde: Es wird betrachtet, wie sich der bisher noch relativ moderate, in naher Zukunft aber deutlich dynamischer erwartete Zubau von leistungsstarken flexiblen Verbrauchseinrichtungen in den unteren Verteilnetzebenen auf den Netzausbaubedarf auswirkt. Aus dieser Schwerpunktsetzung ergeben sich verschiedene Abgrenzungen des Betrachtungsbereichs der Untersuchung:

- Bei den o. g. flexiblen Verbrauchseinrichtungen handelt es sich hauptsächlich um Ladepunkte für Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und stationäre Batteriespeicher.
- Diese Verbrauchseinrichtungen werden überwiegend an die Nieder- und Mittelspannungsnetze angeschlossen und können – zumindest in lastgetriebenen Netzgebieten – Engpässe und Ausbaubedarf auslösen. Solche Engpässe können betrieblich oft nur dadurch behoben werden, dass das Verbrauchsverhalten ebendieser Verbrauchseinrichtungen angepasst wird. Diese Form der netzorientierten Flexibilitätsnutzung steht im Fokus dieser Untersuchung. Die Frage, inwieweit diese Flexibilitäten auch dazu genutzt werden können, rückspeisungsbedingten Netzengpässen zu begegnen, wird hier hingegen nicht untersucht. Ebenfalls nicht Gegenstand dieser Untersuchungen sind die Anreiz- und/oder Steuerungsinstrumente, mit denen die netzorientierte Flexibilitätsnutzung operativ umgesetzt werden kann.
- Die Untersuchung nimmt eine langfristige Betrachtungsperspektive ein und fokussiert sich auf die Dimensionierung des Netzausbaus im Jahr 2045, in dem nach derzeitiger Zielsetzung der Hochlauf der Elektrifizierungsprozesse im Wesentlichen abgeschlossen sein soll. Sie betrachtet hingegen nicht die Möglichkeit, Netzausbaumaßnahmen durch den Einsatz von Flexibilität zu überbrücken. Dieser – ebenfalls sehr relevante – Aspekt der netzorientierten Flexibilitätsnutzung wurde bereits an anderer Stelle intensiv untersucht, auch im Zusammenhang mit der Etablierung von Steuerungsmöglichkeiten nach § 14a EnWG. Er soll daher in dieser Studie nicht erneut vertieft werden.
- Die betrachteten Verbrauchseinrichtungen können darüber hinaus auch zu Engpässen in den überlagerten Netz- und Umspannebenen beitragen. Auch diese Ebenen werden bei der modellbasierten Untersuchung berücksichtigt; es wird allerdings nicht abgebildet, wie die Flexibilität der betrachteten Verbrauchseinrichtungen in Verbindung mit anderen auf den höheren Netzebenen verfügbaren Flexibilitäten für das betriebliche Netzengpassmanagement eingesetzt werden kann.

Bei der Modellierung werden zudem verschiedene Vereinfachungen angenommen, um den Untersuchungsaufwand zu begrenzen. Insbesondere werden keine vollständigen

energiewirtschaftlichen Szenarioanalysen durchgeführt, sondern Ergebnisse aus den Langfristszenarien des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWK, 2024) als Input für eine der Aufgabenstellung angepasste Modellierung übernommen. Im Teilsystem der Stromerzeugung werden keine Zubauentscheidungen modelliert, weswegen sich die für verschiedene Fälle der Flexibilitätsnutzung ermittelten Kostenunterschiede ausschließlich auf die Betriebskosten des Erzeugungssystems beziehen.

1.3 Weitere Studieninhalte: Begleitung der Umsetzung des §14d EnWG

Verteilnetzbetreiber mit mindestens 100.000 Kunden sind gesetzlich verpflichtet, regelmäßig Netzausbaupläne (NAP) zu erstellen und zu veröffentlichen. Mit Verabschiedung des „Osterpakets“ im Sommer 2022 hat der Gesetzgeber den Rechtsrahmen (§ 14d EnWG) grundlegend überarbeitet. Danach müssen VNB der BNetzA alle zwei Jahre einen NAP für ihr Netzgebiet vorlegen. Vor dem Hintergrund der Energiewende und des zu anhaltenden Zubaus von dezentralen Erzeugungsanlagen sowie der zu erwartenden Elektrifizierung des Gebäude- und Verkehrssektors sollen Informationen über geplante wie auch prognostizierte Netzanschlussbegehren in die Netzausbauplanung angemessen einbezogen werden.

Innerhalb von vorab definierten Planungsregionen haben sich die VNB zu den Grundlagen ihrer Netzausbauplanung abzustimmen. Dazu stimmen die VNB einer Planungsregion unter Einbeziehung der Übertragungsnetzbetreiber ein Regionalszenario ab, das gemeinsame Grundlage der jeweiligen Netzausbaupläne in der Planungsregion ist. Die Regionalszenarien und die darauf aufbauend zu entwickelnden Netzausbaupläne müssen gemäß § 14e EnWG auf einer gemeinsamen Internetplattform veröffentlicht werden.

Die Umsetzung der Netzausbaupläne wird seitens BMWK und BNetzA mit einem Branchendialog eng begleitet. Im Rahmen der Studie wurde dieser Branchenprozess inhaltlich unterstützt. Dabei ging es unter anderem um folgende Themen:

- Zuschnitt der Planungsregionen
- Ziele des novellierten Rechtsrahmens und Operationalisierung der sich daraus ergebenden Anforderungen
- Bestehende Planungspraxis und Erwartungen an zukünftige Netzausbaupläne
- Prozesse und Datengrundlagen für die Erstellung von Regionalszenarien
- Netzbetreiberübergreifende Koordination bei der Erstellung der Regionalszenarien
- Mitwirkung kleiner VNB (mit weniger als 100.000 Kunden) an den Regionalszenarien

Im Rahmen von Workshops wurden Herausforderungen bei der Umsetzung von Regionalszenarien und Netzausbauplänen identifiziert sowie mögliche Weiterentwicklungen diskutiert.

2 Bestandsanalyse der Betreiber- und Netzstrukturen

Ausgangspunkt für eine praxisgerechte Weiterentwicklung der Planungsgrundsätze ist eine Analyse der heterogenen Verteilnetzlandschaft. Dazu ist die aktuelle Praxis der Netzplanung darzustellen, einschließlich der wichtigsten Faktoren, die einen Einfluss auf die Netzplanung haben. Auf Basis einer Bestandsanalyse der Verteilnetzlandschaft wurde eine Klassifizierung der Betreiber- und Netzstrukturen durchgeführt. Dabei wurden folgende zwei Dimensionen betrachtet:

1. Klassifizierung der Verteilnetzbetreiber nach Unternehmensstrukturen und Kennzahlen: Hierzu zählen Unternehmens- und Organisationsstrukturen, finanzielle, personelle und technische Ausstattung, organisatorische Fragen sowie regulatorische Aspekte.
2. Klassifizierung der Verteilnetze nach Versorgungsaufgabe und Strukturparametern: Hierzu zählen Last-, Erzeugungs- und Gebietsstrukturen.

Die erste Klassifizierungsdimension soll dazu dienen, praxisgerechte Empfehlungen zur Umsetzung weiterentwickelter Planungsgrundsätze bei unterschiedlichen VNB-Gruppen abzuleiten (Kap. 5). Die zweite Klassifizierungsdimension wird zur Plausibilisierung der genutzten Netzmodelle (Kap. 3) verwendet.

Im Folgenden wird zunächst beschrieben, wie anhand von Leitfragen und einer intensiven Recherche die notwendigen Daten für die Bestandsermittlung der aktuellen Verteilnetzlandschaft erhoben wurden (vgl. Abschnitt 2.1.1). Zudem wird in Abschnitt 2.1.2 erläutert, wie auf dieser Basis eine Klassifizierung der Verteilnetzbetreiber und Verteilnetze vorgenommen wurde. In den Abschnitten 2.2 und 2.3 werden dann die Ergebnisse der Bestandsermittlung sowie die vorgenommene Klassifizierung der Betreiber- und Netzstrukturen vorgestellt. In Abschnitt 2.4 werden für unterschiedliche Verteilnetzbetreibertypen erste Schlussfolgerungen für eine vorausschauende Netzplanung gezogen.

2.1 Methodische Vorgehensweise: Bestandsermittlung und Klassifizierung der Betreiber- und Netzstrukturen

2.1.1 Bestandsermittlung

Die zentralen Aspekte der Verteilnetzplanung wurden anhand von Leitfragen erfasst. Diese dienen als Orientierung für die Bestandsermittlung und die weiteren Analysen. Sie sollen sicherstellen, dass alle relevanten Aspekte wie Planungsabläufe, Organisationsstrukturen, Kennzahlen und sonstige Faktoren wie bspw. der Digitalisierungsgrad systematisch erfasst werden. Ziel ist es, ein möglichst umfassendes Bild der Verteilnetzlandschaft zu erhalten, um auf dieser Grundlage eine praxisorientierte Weiterentwicklung der Planungsgrundsätze empfehlen zu können.

Die Leitfragen lassen sich den folgenden Kategorien zuordnen:

Leitfrage 1: Wer führt die Netzplanung durch?

- Wird die Netzplanung eigenständig durchgeführt?
- Werden alle/ einzelne Planungsaufgaben als Fremdleistung durchgeführt?
- Welche Aufgaben werden als Eigenleistung erbracht, in welchen Bereichen werden Dienstleister beauftragt?

Leitfrage 2: Wie ist der Prozess der Netzplanung gestaltet?

- Was sind die Arbeitsschritte bei der Netzplanung?
- Existiert eine klare Aufgabenverteilung (insbesondere, wenn Teile der Netzplanung durch Dritte oder in Kooperationen erbracht werden)?
- Existieren klare Organisationsprozesse und Kommunikationsstrukturen?
- Gibt es Ineffizienzen, die bspw. durch geänderte Prozesse oder Digitalisierung behoben werden können?

Leitfrage 3: Was sind die wichtigsten Kennzahlen in der Netzplanung?

- Was sind die wichtigsten Kennzahlen für Kapazitätserweiterungen im Verteilnetz?
- Welche sonstigen Faktoren haben Einfluss auf die Netzplanung?

Leitfrage 4: Welche Rolle spielt Digitalisierung bei der Netzplanung?

- Welche digitalen Systeme werden für die Netzplanung eingesetzt?
- Besteht Bedarf für den Einsatz weiterer digitaler Werkzeuge?
- Existieren Hemmnisse für den Einsatz modernster, bspw. KI-basierter Planungstools? Wenn ja, welche?

Unter Berücksichtigung dieser Leitfragen wurde eine intensive Datenrecherche durchgeführt. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse wurden durch Stakeholder-Interviews ergänzt. Durch die Kombination aus Datenrecherche und Interviews war es möglich, die Netzplanung, die Klassifizierung der Unternehmen sowie die für die Bildung von Typnetzen relevanten Kennzahlen und Strukturen zu erfassen.

Datenrecherche

Ausgangspunkt für die Bestandsermittlung sind Daten des Handelsregisters, die durch das Unternehmen Dun & Bradstreet bereitgestellt werden (Dun, 2023). Diese Datenbank stellt die Grundlage für die Erhebung unternehmerischer und ökonomischer Kennzahlen dar. Diese Daten wurden durch eigene Analysen ergänzt und in einer Datenbank zusammengefasst. Zudem wurden die Webseiten der Verteilnetzbetreiber ausgewertet, um weitere Informationen zu erheben, die nicht in existierenden Datenbanken zur Verfügung stehen, z. B. den Innovations- und Digitalisierungsgrad.

Auch zur Ermittlung von technischen Kenndaten wurden existierende Datenbanken ausgewertet und durch eigene Recherchen ergänzt. Grundlage sind die durch die Verteilnetzbetreiber aufgrund gesetzlicher Transparenzpflichten (nach § 23c EnWG) veröffentlichten Informationen zu technischen Kennzahlen und Versorgungsaufgabe. Diese Daten werden durch die EnET GmbH gesammelt und als Datenbank zur Verfügung gestellt (EnET, 2023). Die Datenbank umfasst neben technischen Kennzahlen auch Angaben zur Höhe der Netzentgelte je Spannungsebene. Diese Datenbank wurde mit dem Marktstammdatenregister der BNetzA verknüpft, das Daten wie die installierte Leistung von Erzeugungsanlagen je Netzebene enthält (BNetzA, 2023a). Darüber hinaus wurde der „Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilnetze“ (BNetzA, 2023b) sowie weitere Literatur zu Planungsgrundlagen und Entwicklung der Verteilnetze (WU 2021) ausgewertet.

Stakeholder-Interviews

Ergänzend zu Datenbankauswertungen und Literaturrecherche wurden Interviews mit dreizehn Stakeholdern der Energiewirtschaft durchgeführt. Ziel war es Interviews mit Vertretern aller relevanten Akteursgruppen und Unternehmenstypen zu führen, um ein möglichst repräsentatives Bild zu erhalten. Zu den Interviewpartnern zählen neben Vertretern von kommunalen Netzbetreibern auch Vertreter der Netzgesellschaften großer Energieversorger. Die Interviewpartner repräsentieren dabei sowohl große Netzbetreiber mit mehr als 500.000 versorgten Einwohnern als auch kleine Netzbetreiber mit weniger als 30.000 versorgten Einwohner. Zudem wurden Interviews mit Servicedienstleistern und Technologieanbietern geführt, die digitale Lösungen für eine vorausschauende Netzplanung anbieten. Darunter fallen auch die Servicegesellschaften von Energieverbänden wie Südweststrom oder Trianel, die digitale Lösungen für ihre Mitglieder anbieten. (siehe Abbildung 2.1).

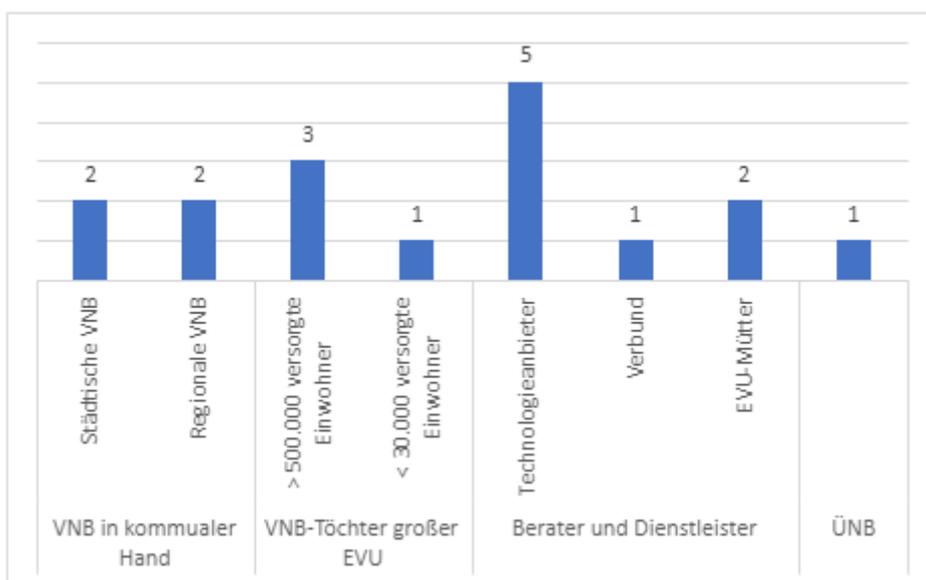


Abbildung 2.1: Anzahl und Art der Interviewpartner

2.1.2 Klassifizierung der Verteilnetzbetreiber und Verteilnetze

Klassifizierung der Verteilnetzbetreiber nach Unternehmens- und Organisationsstrukturen

Ziel der Klassifizierung ist es typische VNB-Gruppen zu identifizieren, für die geclusterte Empfehlungen zur Weiterentwicklung der Planungsgrundsätze gegeben werden können. In einem ersten Schritt werden hierfür Klassifizierungsmerkmale zur Charakterisierung der Betreiberstrukturen identifiziert. Diese Merkmale sind in Tabelle 2.1 dargestellt. Einzelne Merkmale sind darin in Gruppen zusammengefasst und übergeordneten Themenbereichen zugeordnet.

Der Themenbereich „Allgemeine Unternehmensmerkmale“ umfasst die Größe des Unternehmens, dessen Finanzsituation sowie die Eigentümer- und Organisationsstruktur. Im Themenbereich „Netzplanung“ wird auf das Verhältnis von Eigen- zu Fremdleistung im Planungsprozess eingegangen. Merkmale, die den Grad der Digitalisierung beschreiben, können in die Gruppen digitale Datenerfassung, digitale Planungstools sowie Künstliche Intelligenz eingeteilt werden.

Übergeordnete Themenbereiche	Merkmalsgruppe	Merkmale
Unternehmen allgemein	Größe des Unternehmens und Versorgungsgebiets	Angeschlossene der angeschlossenen Kunden Anzahl der versorgten Einwohner Anzahl der Mitarbeitenden
	Finanzsituation	Eigenkapitalquote Erlösobergrenze bzw. Einnahmen aus Netzentgelten Investitionstätigkeit OPEX-CAPEX-Ratio
	Eigentümerstruktur und Kooperationen	Eigentümerstruktur Netz Kooperationen
Netzplanung	Planungsprozess	Prozessbeteiligte (Eigen- oder Fremdleistung) Planungsgrundlage
Digitalisierung	Netzdatenerfassung	Smart Meter und weitere Sensorik im Netz verbaut Digitale Steuerung
	Digitale Netzplanung	Planungstools Tools zur Netzanschlussprüfung
	Künstlicher Intelligenz	Einbindung von KI als Planungs- und Entscheidungsgrundlage (inkl. Grad der Einbindung in Prozesse, Datenvorhaltung-/pflege/-aufbereitung)

Tabelle 2.1 Merkmale zur Beschreibung und Klassifizierung von Verteilnetzbetreibern

Klassifizierung nach Versorgungsaufgabe unter Verwendung von Strukturparametern

Zur Bildung von Modell- bzw. Typnetzen, die für die quantitativen Untersuchungen in AP 2 verwendet werden sollen, werden die Verteilnetze anhand ihrer Versorgungsaufgabe klassifiziert. *"Die Versorgungsaufgabe bestimmt sich nach der Fläche des versorgten Gebietes und den von den Netzkunden bestimmten Anforderungen an die Versorgung mit Strom und Gas, die sich auf die Netzgestaltung unmittelbar auswirken."* (§ 10 (2) ARegV). Die Versorgungsaufgabe wird durch individuelle Strukturparameter beschrieben. Sie umfassen insbesondere die versorgte Fläche, die Anzahl der Anschlusspunkte und die Jahreshöchstlast.

Die im Folgenden verwendeten Klassifizierungsmerkmale orientieren sich an den in der ARegV genannten und weiteren, durch die Bundesnetzagentur festgelegten Strukturparameter. Sie beschreiben allgemeine Gebietsmerkmale, grundlegende Strukturmerkmale wie Stromkreislänge und Spannungsebene sowie aus der Nachfrage der Netzkunden resultierende Merkmale wie die Jahreshöchstlast und die Anzahl der Zählpunkte. Zur Klassifizierung des zukünftigen Investitions- und Entwicklungsbedarfs sind insbesondere die dezentral installierte Erzeugungsleistung und die Verbreitung der verschiedenen Sektorkopplungstechnologien relevant (Tabelle 2.2).

Klassifizierungsmerkmalsgruppen	Klassifizierungsmerkmale
Gebietsmerkmale	Versorgte Fläche nach Siedlungsdichte Siedlungsgeographie (ländliche/städtische Versorgungsgebiete)
Bestandsnetz	Leitungslänge Spannungsebene
Anforderungen der Netzkunden	Anzahl der Messlokationen (Zählpunkte) Anschluss-/Lastdichte Jahreshöchstlast
Investitions- und Entwicklungsbedarf	Installierte dezentrale Erzeugungskapazität Verbreitung von E-Mobilität und Ladeinfrastruktur (privat/öffentlich) Installierte Wärmepumpen Installierte Speicherkapazität Alter der Netzelemente

Tabelle 2.2 Klassifizierung nach Versorgungsaufgabe

2.2 Beschreibung und Klassifizierung von Verteilnetzbetreibern

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Bestandsanalyse vorgestellt. Dieses Kapitel adressiert die Betreiberstrukturen; die Netzstrukturen sind Gegenstand des Abschnitts 0. Datengrundlage sind die in Abschnitt 2.1.1 beschriebenen Erhebungen und Interviews. Die Analyse wurde anhand der in Abschnitt 2.1.2 dargestellten Klassifizierungsmerkmale durchgeführt.

2.2.1 Allgemeine Unternehmensmerkmale

Die allgemeinen Unternehmensmerkmale umfassen die in Tabelle 2.1 dargestellten Merkmale zur Größe, Finanzsituation sowie zu Eigentümerstrukturen und Kooperationen. Bei den quantifizierbaren Merkmalen Unternehmensgröße und Finanzsituation konnte auf die Firmendatenbank von Dun & Bradstreet (Dun, 2023) zurückgegriffen werden. Diese enthält auch Angaben zu Eigentümerstrukturen, die im Rahmen des Projekts ausgewertet wurden.

Größe der Unternehmen

Der Monitoringbericht der Bundesnetzagentur (BNetzA, 2023) weist für 2022 insgesamt 866 VNB aus. Davon verfügen 783 VNB, also über 90 % der Unternehmen, über weniger als 100.000 **angeschlossene Kunden**. 667 VNB, also ca. 77 % der Unternehmen, verfügen über weniger als 30.000 Kunden in ihrem Netzgebiet.

Da der Monitoringbericht 2022 keine weitere Differenzierung enthält, wurde die in Abschnitt 2.1.1 genannten Firmendatenbank von Dun & Bradstreet (Dun 2023) für weitere Analysen herangezogen. Sie verfügt mit wenigen Ausnahmen über Informationen zu allen VNB, enthält jedoch keine Informationen zur Anzahl der angeschlossenen Kunden. Daher wurde für detaillierte Analysen die **Einwohnerzahl im Versorgungsgebiet** herangezogen, die von 706 Unternehmen angegeben wurde. Von diesen Unternehmen versorgen 78 Unternehmen (11 %) Gebiete mit weniger als 5.000 Einwohnern (Abbildung 2.2). Hierbei handelt es sich neben Betriebsgesellschaften, welche die Netze von kleinen Industrieparks und Wirtschaftsunternehmen betreiben, um sehr kleine Stadt- und Gemeindewerke. Weitere 30 % versorgen Gebiete, deren

Einwohnerzahl einer Kleinstadt entspricht (zwischen 5.000 und 20.000 Einwohner). Fast ein Drittel der Netzbetreiber (216 VNB, 31 %) versorgen Gebiete zwischen 20.000 und 50.000 Einwohnern. Weitere 16 % der Unternehmen versorgen Gebiete, deren Einwohnerzahl mit 50.000 bis 100.000 Einwohnern einem kleinen bis mittleren Landkreis bzw. einer kleinen Großstadt entspricht. Die Anzahl der Versorgungsgebiete mit mehr als 150.000 Einwohnern entspricht zahlenmäßig den von der Bundesnetzagentur regulierten Verteilnetzbetreibern mit mehr als 100.000 angeschlossenen Kunden.

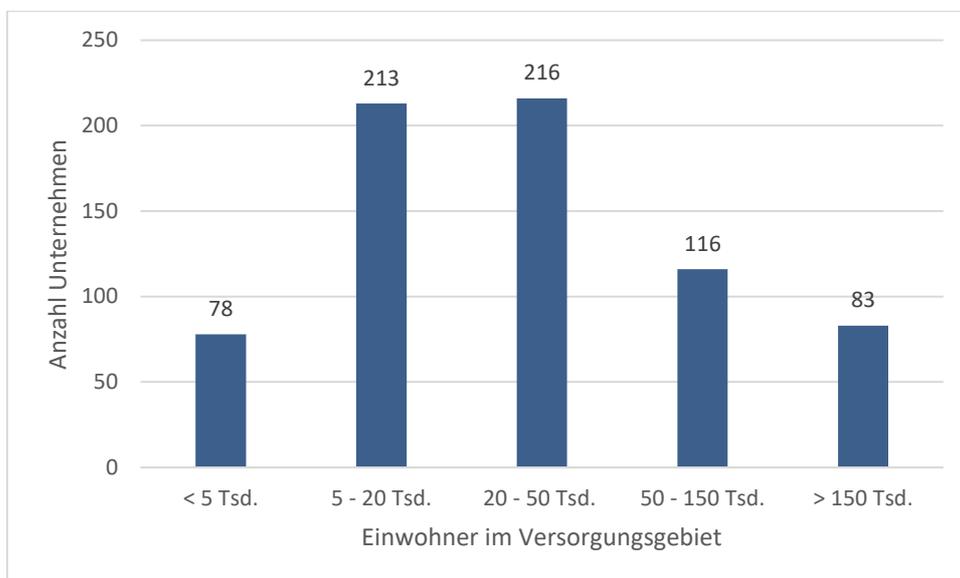


Abbildung 2.2: Anzahl Verteilnetzbetreiber nach Einwohnerzahl im Versorgungsgebiet (n=706)

Neben der Anzahl der Einwohner im Versorgungsgebiet, wird die **Anzahl der Mitarbeitenden** als Kennzahl für die Unternehmensgröße herangezogen. Diese kann Aufschluss darüber geben, ob die Unternehmen personell in der Lage sind, die steigenden Anforderungen zu bewältigen. Dies wirkt sich in besonderem Maße auf Netzplanung und -ausbau aus.

Durch Verknüpfung der Netzbetreiber-Daten der EnET GmbH und der Firmendatenbank von Dun & Bradstreet konnten für 694 Verteilnetzbetreiber Daten zur Mitarbeitendenzahl ermittelt werden. Davon waren 47 Datensätze offensichtlich fehlerhaft; 7 weitere Datensätze enthielten keine entsprechende Angabe. Die Verteilung der 640 Unternehmen, für die auswertbare Daten vorlagen, ist in Abbildung 2.3 dargestellt.

Abbildung 2.3 zeigt, dass 69 Unternehmen (11 %) drei oder weniger Mitarbeiter ausweisen. Bei diesen Unternehmen handelt es sich um Gesellschaften, die von einem oder mehreren Geschäftsführern geführt werden. Teilweise wird die Geschäftsführung extern, im Rahmen einer Honorartätigkeit erbracht. Netzbetrieb und Netzplanung werden überwiegend als Fremdleistung erbracht, bspw. durch Mitarbeitende der Muttergesellschaft oder durch ein externes Dienstleistungsunternehmen. Rund ein Drittel der Verteilnetzbetreiber verfügen über höchstens 50 Mitarbeiter und können als klein bzw. sehr klein betrachtet werden. Bei diesen Unternehmen handelt es sich in der Mehrheit um kleine Stadt- oder Gemeindewerke. In diesen Unternehmen sind nur wenige Personen für Netzbetrieb und Netzplanung verantwortlich. Sofern sie nicht durch Dienstleister, das übergeordnete Stadtwerk oder die Konzernmutter unterstützt werden, ist fraglich, inwieweit sie den zukünftigen Aufgaben eines aktiven Netzbetriebs und einer vorausschauenden Netzplanung gewachsen sind. Hier ist im Einzelfall zu prüfen, inwieweit Kooperationen mit Dienstleistungsanbietern notwendig sind. Bei den mittelgroßen und großen Netzbetreibern ab 50 Mitarbeitenden ist davon auszugehen, dass sie über einen ausreichend

großen Personalstamm verfügen. Im Fokus stehen jedoch auch hier digitale Lösungen zur effizienten Gestaltung der Planung und Betriebsprozesse sowie die entsprechende Qualifizierung der Mitarbeitenden.

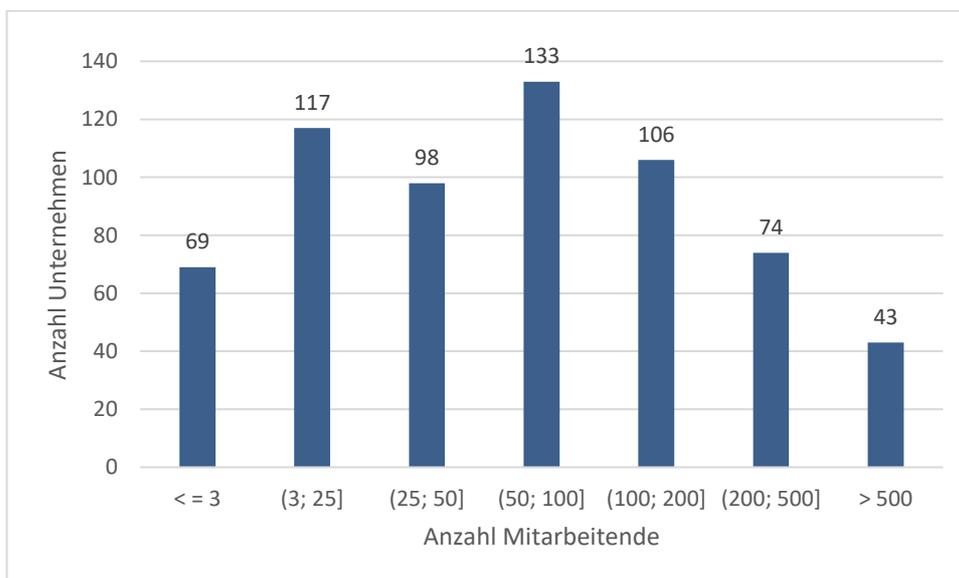


Abbildung 2.3: Größe der Verteilnetzbetreiber nach Anzahl der Mitarbeitenden (N=640)

Finanzsituation

Die in Tabelle 2.1 dargestellten Eigenkapitalquoten sind geeignet, Aussagen über die Finanzierungsfähigkeit zu treffen. Unternehmen mit hoher Eigenkapitalquote wird in der Regel eine hohe Kreditwürdigkeit attestiert. Sie können daher tendenziell von niedrigen Fremdkapitalzinsen profitieren. Im Rahmen der Anreizregulierung hat die Eigenkapitalquote zudem eine besondere Rolle. Bis zu einer Eigenkapitalquote von 40 % wird Unternehmen eine erhöhte Eigenkapitalverzinsung gewährt. Ab einem Eigenkapitalanteil von über 40 %, wird das Eigenkapital wie Fremdkapital behandelt. D. h. es wird eine geringere Eigenkapitalverzinsung gewährt. Ziel dieses Vorgehens ist es, Anreize für die Nutzung von vergleichsweise kostengünstigerem Fremdkapital zu setzen.

Aufgrund dieser Relevanz wird die Eigenkapitalquote hier als Kennzahl für die Finanzierungsfähigkeit der Verteilnetzbetreiber herangezogen. Die Datenbanken weisen für 646 Verteilnetzbetreiber Angaben zur Eigenkapitalquote auf. Die Verteilung der Eigenkapitalquoten ist in Abbildung 2.4 dargestellt. Insgesamt ergibt die Analyse, dass die finanzielle Situation der Verteilnetzbetreiber in Deutschland gut ist. Lediglich drei Unternehmen weisen negative Eigenkapitalwerte auf, was für eine Überschuldung spricht. Weitere 84 Verteilnetzbetreiber (13 %) weisen demnach sehr geringe Eigenkapitalquoten von bis zu 20 % auf. Bei ihnen ist davon auszugehen, dass sie im Vergleich höhere Kapitalkosten bei Investitionen zu tragen haben. 22 % der Verteilnetzbetreiber weisen Eigenkapitalquoten von 36 % bis 45 % auf. Dies kann mit den regulatorischen Anreizen begründet werden. Insgesamt weist rund die Hälfte der Verteilnetzbetreiber (55 %) Eigenkapitalquoten von über 40 % auf. Sie verfügen bilanziell somit über eine gute Basis, um anstehende Investitionen zu tätigen.

Bei der Interpretation der Eigenkapitalquoten ist auch die Eigentümerstruktur zu beachten. So wird bei Tochterunternehmen größerer Energieversorgungsunternehmen häufig das Kapital für Investitionen von der Unternehmensmutter bereitgestellt. Die Eigenkapitalquote des

Tochterunternehmens ist dann von untergeordneter Bedeutung. Im Folgenden wird daher auch die Eigentümerstruktur der Verteilnetzbetreiber in Deutschland genauer untersucht.

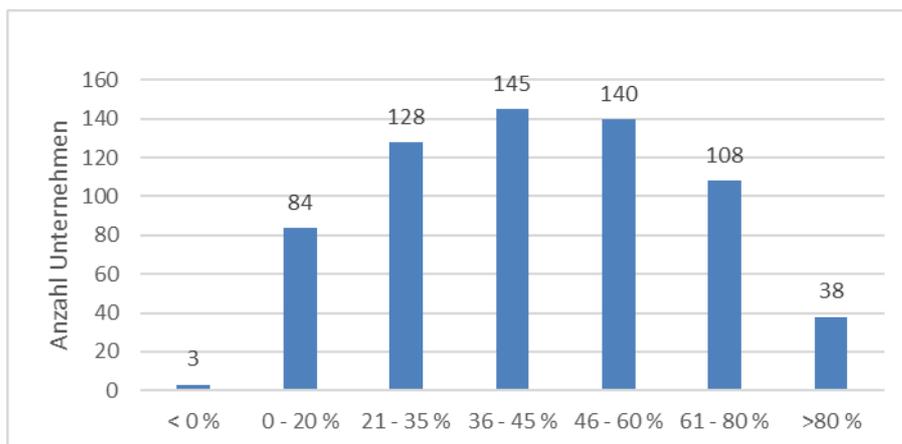


Abbildung 2.4: Verteilung der Eigenkapitalquoten der Verteilnetzbetreiber

Eigentümerstruktur und Kooperationen

Auch die Eigentümerstruktur ist relevant bei der Frage, inwieweit Verteilnetzbetreiber in der Lage sein werden, die für die Energiewende notwendigen Investitionen vorausschauend zu planen und zu tätigen. Verteilnetzbetreiber mit kleiner Mitarbeitendenzahl verfügen häufig nicht über die personellen Kapazitäten für die notwendigen Planungsleistungen und sind unter Umständen auf externe Unterstützung angewiesen.

Laut der Firmendatenbank Dun & Bradstreet ist die vorherrschende Rechtsform der Verteilnetzbetreiber in Deutschland die GmbH (73 %) bzw. GmbH mit Co. KG. (12 %). Bei Stadt- und Gemeindewerken ist in der Regel die Stadt bzw. (Verbands-)Gemeinde (Haupt-)Gesellschafter.

Die Stadt- und Gemeindewerke agieren häufig eigenständig oder sind in Verbänden organisiert. Aufgabenfelder, in denen die Verbundunternehmen kooperieren, sind nicht nur auf den Netzbetrieb und die Netzplanung beschränkt, sondern umfassen u. a. Prozess- und Datenmanagement, IT-Lösungen und digitale Transformation. Kooperationen zu netzrelevanten Themen bestehen im Kontext des Redispatch und der Integration erneuerbarer Energien. Hier übernehmen Dienstleister z. B. die Abrechnung und Bilanzierung der Einspeisemengen von Wind- oder PV-Anlagen.

Eine weitere relevante Verteilnetzbetreibergruppe sind Tochterunternehmen größerer Energieversorgungsunternehmen. So kooperieren die Netzgesellschaften von E.ON innerhalb der Konzernverbände in den Aufgabengebieten Netzplanung und Netzbetrieb. Die weiteren großen Energieversorger EnBW, EWE und die MVV kooperieren mit ihren Netzgesellschaften mit den konzerneigenen Verteilnetzbetreibern. Alle drei genannten Energieversorger sind auch Gesellschafter an weiteren Verteilnetzbetreibern, bei denen sie z. T. auch Mehrheitseigentümer sind. Bezogen auf die versorgte Einwohnerzahl haben die Regionalgesellschaften des E.ON-Konzerns den größten Anteil in Deutschland¹. Diese versorgen mehr als 24 Mio. Einwohner:innen. Die anderen großen Energiekonzerne in Deutschland versorgen mit ihren Netzgesellschaften und -Beteiligungen eine deutlich geringere Anzahl an Einwohner:innen.

¹ Netzgesellschaften des E.ON Konzerns: Westnetz, Bayernwerk, MitNetz, E.DIS, Avacon, Syna, Schleswig-Holstein Netz, LEW, NEW, Regionetz, ELE Verteilnetz, energis-Netzgesellschaft, LSW Netz, Celle-Uelzen Netz, BEW Netze, KommEnergie, Energienetze Bayern, Nordnetz, VSE Verteilnetz

Eigenständig agierende Netzbetreiber, die weder in Verbänden organisiert, noch Tochterunternehmen größerer Energieversorgungsunternehmen sind, stehen vor der Herausforderung, Planungsaufgaben ohne Konzern- oder Verbundunterstützung durchzuführen.

2.2.2 Netzplanung

Merkmale der Netzplanung deutscher Verteilnetzbetreiber lassen sich nicht aus den in Abschnitt 2.2.1 verwendeten Datenbanken ableiten. Daher wurden in den Interviews ein Fokus auf dieses Thema gelegt. Zudem wurde der Bericht "*Zustand und Ausbau der Verteilnetze - 2022*" (BNetzA 2023b) für die Analyse herangezogen.

Prozessbeteiligte

Hinsichtlich der Verantwortlichkeiten bei der Durchführung der Netzplanung in Verteilnetzun-ternehmen liegen keine umfassenden Daten vor. Daher ist dies in den Interviews abgefragt worden, um eine Einschätzung des aktuellen Vorgehens zu erhalten. Netzplanung als eine Kernaufgabe der Verteilnetzbetreiber wird in der Regel eigenständig und nicht durch externe Dienstleister durchgeführt. Bei Verbund-Unternehmen sowie Tochtergesellschaften großer EVUs ist es eine weit verbreitete Praxis, dass die Verteilnetzbetreiber Unterstützung bei der Netzplanung durch den Verbund bzw. die Konzernmutter erfahren.

Eine besondere Situation in Bezug auf die vorausschauende Netzplanung besteht bei sehr kleinen Verteilnetzbetreibern, die häufig eine sehr schlanke Organisationsstruktur haben. Neben der Geschäftsführung sind meist einige Netzmeister:innen sowie Techniker:innen angestellt, die für den Betrieb und die Instandhaltung des Netzes verantwortlich sind. Hier wird selbst die Netzplanung häufig von Dienstleistern übernommen, ebenso die Umsetzung aktueller Betriebsprozesse (z. B. Redispatch 2.0).

Im Rahmen der Stakeholder-Interviews wurde angegeben, dass die Planungsabteilungen, insb. bei kleinen Verteilnetzbetreibern, mit den bestehenden Anforderungen und Prozessen relativ stark ausgelastet sind. Für eine Ausweitung der Planungen im Zuge der Energiewende sowie für eine stärker vorausschauende Netzausbauplanung sind somit zusätzliche finanzielle und personelle Ressourcen oder die Unterstützung durch Dienstleister notwendig. Bezüglich der Beauftragung von Dienstleistern wurden im Rahmen der Interviews jedoch Vorbehalte geäußert, wenn die Vorgehensweise und die verwendeten Daten und Methoden nicht ausreichend transparent dargestellt werden. Hier ist häufig zunächst ein Vertrauensaufbau nötig.

Planungsgrundlage und Planungsprozess

Eine proaktive, vorausschauende Netzplanung erscheint essentiell, um den Anforderungen an den energiewendebedingten Ausbau der Verteilnetze Rechnung zu tragen. Ergebnis der Stakeholder-Interviews ist, dass die befragten Verteilnetzbetreiber derzeit jedoch eine anlassbezogene (reaktive) Netzausbauplanung durchführen und keine systematisch vorausschauende Netzplanung betreiben. Treten Überlastungen in einzelnen Netzsträngen oder Umspannwerken auf bzw. werden Schwellwerte überschritten, erfolgt die Planung und Implementierung von Netzausbaumaßnahmen. Der zu erwartende starke Anstieg von Ladeinfrastruktur und Wärmepumpen sowie der fortschreitende Wind- und PV-Anlagen-Ausbau wird im Rahmen der Netzplanung nicht systematisch abgeschätzt. Es werden jedoch z. B. zusätzliche Leerrohre verlegt oder Flächen zur Erweiterung von Ortsnetzstationen freigehalten. Auf diese Weise wird eine zukünftige höhere Netzbelastung pauschal berücksichtigt.

Als Hemmnisse für eine stärker vorausschauende Netzplanung wurden von den befragten Verteilnetzbetreibern die bisher fehlenden Anreize und regulatorischen Anforderungen für eine

Änderung der Planungsansätze genannt. Dafür notwendige Software-Planungstools sind zwar kommerziell verfügbar; gehemmt wird ihr Einsatz jedoch durch die mangelnde Verfügbarkeit und Verknüpfung von planungsrelevanten Daten sowie die fehlende Erfahrung im Umgang mit neuen Planungstools. Die vom Gesetzgeber mit der Novelle des § 14d EnWG neu gefassten Anforderungen werden von den interviewten Verteilnetzbetreiber als möglicher Treiber für eine stärker vorausschauende und digitalere Netzplanung genannt.

Grundlage für eine vorausschauende Netzplanung sind systematische Abschätzungen der Änderungen der Versorgungsaufgabe. Neben einer Veränderung von Parametern wie der Anzahl von Anschluss- und Ausspeisepunkten sind Änderungen in der zeitgleichen Jahreshöchstlast relevant. Diese ändert sich im Rahmen der Energiewende insbesondere durch die Elektrifizierung der Wärmeversorgung und die steigende Nutzung von Elektrofahrzeugen. Im Rahmen der Planungsprozesse ist also abzuschätzen, in welchem Umfang die steigende Anzahl an angeschlossenen Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen die Jahreshöchstlast erhöhen. Zur Auslegung von Hausanschlüssen² werden von den Verteilnetzbetreibern individuelle Kennwerte herangezogen. Diese werden von der Bundesnetzagentur regelmäßig in einer Befragung abgefragt. Tabelle 2.3 enthält die so ermittelten Durchschnittswerte für die Auslegung von Hausanschlüssen. Es wurden sechs Musterfälle abgefragt. Die ersten vier adressieren Einfamilienhäuser (EFH) mit bzw. ohne Wärmepumpe mit einer Leistung von 4 kW bzw. Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge mit einer Leistung von 11 kW. Die anderen beiden Fälle adressieren Mehrfamilienhäuser (MFH) mit jeweils fünf Wohneinheiten (WE). Bei den Musterfällen wird davon ausgegangen, dass sich die Wohngebäude an Straßenzügen mit mehreren Anschlüssen gleicher Art befinden (vgl. BNetzA 2023b).

Neben der Höhe der Anschlussleistung wird zur Bestimmung der zeitgleichen Jahreshöchstlast im Versorgungsgebiet die Gleichzeitigkeit des Strombezugs berücksichtigt. In der vorangegangenen Befragung (BNetzA, 2022), an der 58 Verteilnetzbetreiber teilgenommen haben, wurden zudem die planerisch berücksichtigten Gleichzeitigkeitsfaktoren abgefragt. Je nach Technologie und Gebietstyp werden demnach Gleichzeitigkeitsfaktoren von durchschnittlich 0,25 (EFH mit 4,0-kW-Wärmepumpe im ländlichen Netz) bis durchschnittlich 0,53 (EFH mit 11-kW-Ladeeinrichtung im städtischen Netz) für Einfamilienhäusern angenommen.

	Gebäude	Annahme Wärmepumpe	Annahme Ladeeinrichtung	Planerischer Leistungsbedarf
Musterfall 1	EFH			4,49 kW
Musterfall 2	EFH	4 kW		7,23 kW
Musterfall 3	EFH		11 kW	9,54 kW
Musterfall 4	EFH	4 kW	11 kW	12,52 kW
Musterfall 5	MFH (5 WE)			11,70 kW
Musterfall 6	MFH (5 WE)		5 mal 11 kW	27,11 kW

Tabelle 2.3: Planungsgrundlage der Netzanschlussleistung für Wohngebäuden (BNetzA-Befragung von 80 Verteilnetzbetreibern)

² In der Regel wird bei der Netzplanung nach DIN 18015 vorgegangen, in der Planungsvorgaben für Wohngebäude benannt werden.

2.2.3 Digitalisierung

Digitalisierung stellt eine wichtige Grundlage dar, um den Netzzustand sowie die tatsächliche Belastung genauer erfassen zu können. Sie erlaubt darüber hinaus einen flexibleren Netzbetrieb und die Einbindung von steuerbaren Verbrauchern. Letztere können genutzt werden, um den Anstieg der zeitgleichen Jahreshöchstlast durch neue Verbrauchseinrichtungen zu begrenzen. Der Grad der Digitalisierung der Verteilnetze sowie Entwicklungsszenarien sind somit wichtige Parameter in einer vorausschauenden Netzplanung. Zudem können über eine digitale Erfassung von Netzzustandsdaten Ausbaubedarfe genauer identifiziert werden.

Im Rahmen von Befragungen hat die Bundesnetzagentur (BNetzA 2022, BNetzA 2023b) die digitale Erfassung von Netzzustandsdaten sowie die Verwendung digitaler Planungstools und künstlicher Intelligenz abgefragt. Auf diese Merkmale wird im Folgenden näher eingegangen, um den aktuellen Stand der Digitalisierung darzustellen. Darüber hinaus wurden Interviews mit Verteilnetzbetreibern ausgewertet, die im Rahmen dieser Studie durchgeführt worden sind.

Digitale Erfassung von Netzzustandsdaten

In der von der BNetzA (BNetzA 2023b) durchgeführten Befragung wurden 81 Verteilnetzbetreiber befragt, inwieweit sie die Schaltzustände in ihren Netzen zentral erfassen. Von den 65 Verteilnetzbetreibern, die über eigene Hochspannungsnetze verfügen, erfassen 64 die Schaltzustände vollständig und einer teilweise. Bei der Umspannung von Hoch- auf Mittelspannung sowie in der Mittelspannung findet bei allen befragten Netzbetreibern eine zentrale Erfassung statt. Bei der Umspannung von Mittel- auf Niederspannung haben 16 der 81 befragten Verteilnetzbetreiber angegeben, dass keine Erfassung erfolgt. Für die Niederspannung hat über die Hälfte der Verteilnetzbetreibern (45 von 81) angegeben, dass keine Erfassung der Schaltzustände erfolgt (siehe BNetzA 2023b). Lediglich 27 der 81 befragten Verteilnetzbetreiber erfassen die Schaltzustände in der Niederspannung vollständig, weitere 9 zumindest teilweise. Insgesamt hat die zentrale Erfassung von Schaltzuständen in der Niederspannung zugenommen, ist aber auf einem niedrigen Niveau. Im Vergleich zur vorhergehenden Befragung (BNetzA, 2022) ist der Anteil an Netzbetreibern mit Zustandserfassung in der Niederspannung angestiegen (von 31 % auf 44 %).

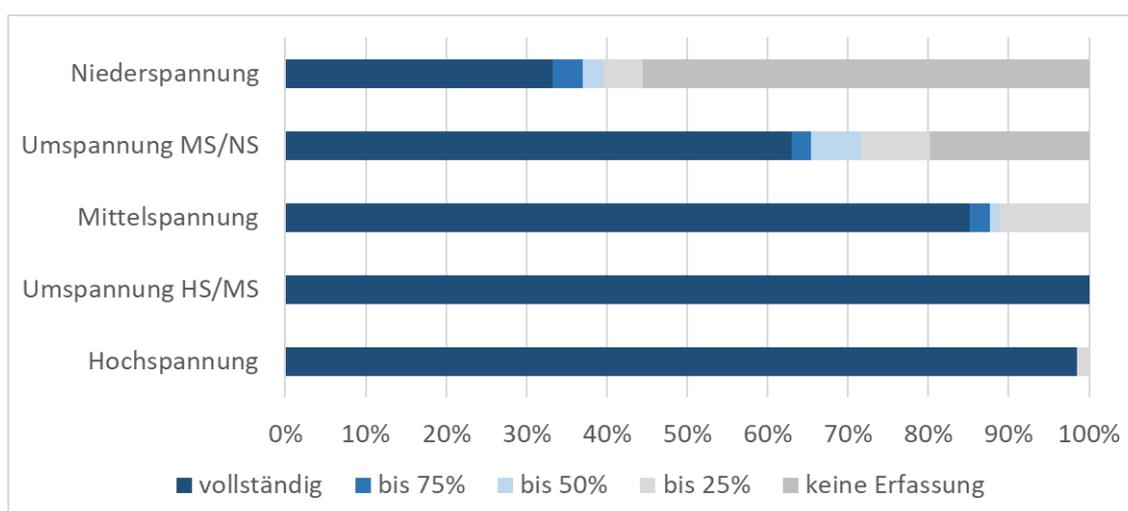


Abbildung 2.5: Anteil Verteilnetzbetreiber mit zentraler Erfassung von Schaltzuständen nach Netzebene in 2022 (N=81) (BNetzA, 2023b)

Die interviewten Verteilnetzbetreiber und Technologieanbieter berichten, dass bei neu installierten Umspannstationen eine zentrale Erfassung der Schaltzustände möglich ist, wenn neu installierte Anlagen über fernauslesbare Messstellen verfügen. Für bestehende Anlagen ist eine zentrale Erfassung von Schaltzuständen über Nachrüstlösungen kostengünstig möglich. Nach Aussage von Technologieanbietern haben bereits 65 Verteilnetzbetreiber ihre Netze entsprechend nachgerüstet³ (u. a. Netze BW, Stuttgart Netze oder Verteilnetzbetreiber der Thüga Energie).

Digitale Netzplanung

Digitale Planungstools sowie die Nutzung von digital erfassten Netzzustandsdaten können eine vorausschauende Netzplanung unterstützen. In der Befragung in 2022 (BNetzA, 2023b) hat die Bundesnetzagentur abgefragt, welche Daten aus dem Netzbetrieb für die Planung genutzt werden. Am weitesten verbreitet ist die Nutzung von Zeitreihen von Netzbetriebsmitteln (89 %), Schleppzeiger-Daten (84 %) und Einzelwerten von Netzbetriebsmitteln (80 %) (Abbildung 2.6). Zudem nutzen 60 der befragten 82 Verteilnetzbetreiber Einspeisezeitreihen von erneuerbaren Energien. Lediglich ein sehr geringer Anteil der befragten Verteilnetzbetreiber nutzt hingegen Netzzustandsdaten (21 %), Engpassmanagementdaten (26 %) oder Zeitreihen von Zählerstandgangmessung (27 %). Um den Anforderungen der Energiewende an die Verteilnetze gerecht zu werden, plant jedoch eine signifikante Anzahl an weiteren Verteilnetzbetreibern zukünftig Netzzustandsdaten (31 von 82) und Zeitreihen von Zählerstandgangmessungen (29 von 82) in der Netzplanung zu verwenden.

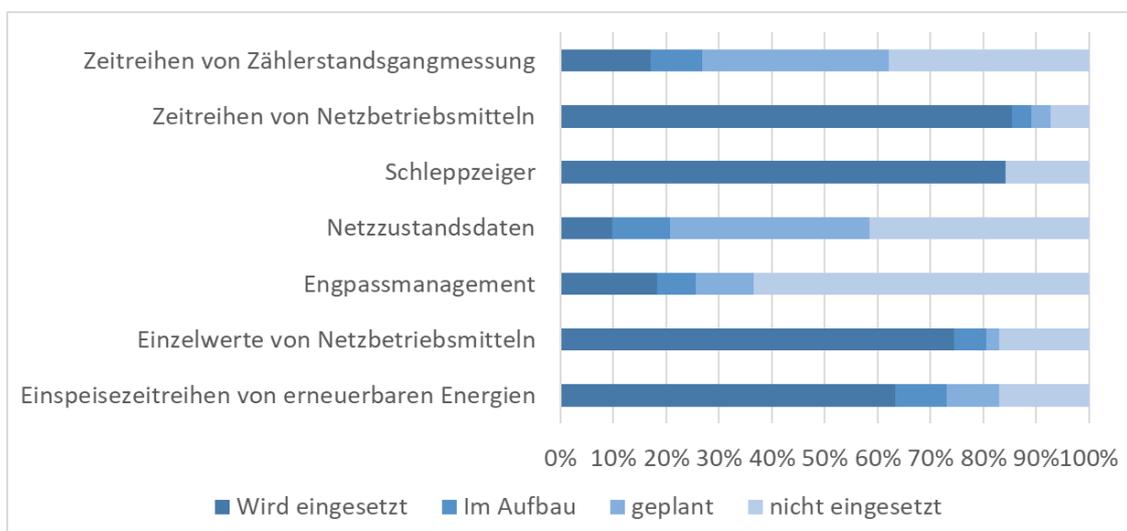


Abbildung 2.6: Anteil Verteilnetzbetreiber mit Nutzung von Betriebsdaten in der Netzplanung nach Datentyp in 2022 (N=82) (BNetzA, 2023b)

In der Befragung in 2022 (BNetzA, 2023b) haben insgesamt 11 Verteilnetzbetreiber angegeben, dass sie eine automatisierte Netzplanung in der Hoch- Mittel- oder Niederspannung einsetzen. Vier der befragten Verteilnetzbetreiber nutzen automatisierte Planungssoftware für alle drei Spannungsebenen. Bei sieben Netzbetreibern ist eine Planungssoftware für mindestens zwei Netzebenen im Einsatz.

In den Interviews mit Verteilnetzbetreibern haben diese benannt, welche Planungstools eingesetzt werden, welche Erfahrungen mit automatisierten Planungstools es gibt und in welchem

³ <https://smight.com/smight-grid2-referenzen>

Umfang externe Dienstleister in die Bedienung dieser Tools eingebunden werden. Die befragten Verteilnetzbetreiber setzen diese Tools mit Ausnahme von sehr kleinen Unternehmen selbst ein, um Netzausbaumaßnahmen zu planen. Externe Dienstleister werden für diese Aufgabe selten und meist nur von eher kleinen Verteilnetzbetreibern beauftragt, die ihre Netzplanung nicht selbst durchführen. Verbreitete Softwarelösungen sind u. a. PowerFactory von DigSilent oder PSS-Syncal von Siemens. Einige der befragten Verteilnetzbetreiber verfügen zudem bereits über Erfahrungen mit datengetriebenen Planungstools. Kommerziell verfügbare Softwarelösungen, die digitale Zwillinge der Netze erstellen und Netzzustandsdaten als Input nutzen, sind laut Angaben der befragten Verteilnetzbetreiber bisher noch nicht weit verbreitet. Sie würden aber bereits getestet und bei einzelnen Netzbetreibern auch eingesetzt. Zentrales Problem ist laut Angaben der befragten Verteilnetzbetreiber die Verfügbarkeit von Netzzustandsdaten. Zudem habe eine umfassendere Validierung von datengetriebenen Planungstool, die Netzzustandsdaten nutzen, noch nicht stattgefunden.

Neben automatisierten Netzplanungstools werden digitale Tools zur Netzanschlussprüfung genutzt. Umfassende Daten zum Bestand waren nicht verfügbar, so dass hier die Erkenntnisse aus den durchgeführten Interviews wiedergegeben werden. Durch den Einsatz von digitalen Tools zur Anschlussprüfungen von neuen Netznutzern erwarten die Verteilnetzbetreiber bei diesem Prozess Effizienzsteigerungen und damit auch Kosteneinsparungen. Daher haben erste Verteilnetzbetreiber in Deutschland damit begonnen, die Netzanschlussprüfungen stärker zu digitalisieren und zu automatisieren.

Ein Beispiel für ein digitales Tool zur Netzanschlussprüfung ist der Netzanschlussmonitor von E.DIS⁴. Er ermittelt auf Basis des Anlagenstandortes den nächsten Netzanschluss-verknüpfungspunkt und gibt eine vorläufige Einschätzung ab, ob ein Netzanschluss möglich ist. Eine ähnliche Funktionalität bietet der Online-Service SNAP (Schnelle Anschlussprüfung) der Mitnetz. Er kann für die Netzanschlussprüfung von Erzeugungsanlagen in der Mittelspannung zwischen 135 kW und 10 MW⁵ genutzt werden.

Ein digitales Tool für PV-Anlagen und Ladesäulen ist die mobile NiNa App⁶ der Mitnetz, die auf Basis einer Adresseingabe und der geplanten Anlagengröße eine Netzanschlussprüfung durchführt und Nutzenden eine direkte Rückmeldung gibt, ob ein Netzanschluss möglich ist. Auch kleinere Verteilnetzbetreiber haben bereits Tools für eine digitale Netzanschlussprüfung im Einsatz. Der Onlineservice⁷ von Leitungspartner, der Verteilnetzbetreiber der Stadt Düren, erlaubt eine erste Einschätzung, ob an einem geplanten Standort die angegebene Anlagenleistung an das Netz angeschlossen werden kann.

Einsatz von künstlicher Intelligenz

Eine Digitalisierung des Verteilnetzbetriebs wird auch als Voraussetzung für eine stärkere Nutzung von künstlicher Intelligenz durch Verteilnetzbetreiber angesehen. Der Einsatz von KI umfasst in diesem Kontext insbesondere die Bereiche Predictive Maintenance, Netzplanung und Auslastungsprognose. Darüber hinaus können KI-Anwendungen den Netzbetrieb optimieren und Netzanschlussprozesse effizienter gestalten. Als Datenquellen für den aktuellen Stand beim Einsatz von KI sind die Befragung der BNetzA (BNetzA 2022 und BNetzA 2023b) sowie des BDEW

⁴ <https://netzanschlussmonitor.e-dis.de/>

⁵ <https://snap.mitnetz-strom.de/>

⁶ <https://geodatenportal.mitnetz-strom.de/nina-app/map-search>

⁷ <https://netzanschlusspruefer.leitungspartner.de/?>

ausgewertet worden (BDEW 2023). Zusätzlich sind die Ergebnisse der Interviews mit Verteilnetzbetreibern herangezogen worden.

In der Befragung der Bundesnetzagentur haben nur sehr wenige Verteilnetzbetreiber angegeben, dass sie KI bisher einsetzen. Insbesondere ein Mangel an maschinenlesbaren Daten wurde in der Befragung von vielen Verteilnetzbetreibern als Hemmnis genannt. Eine Befragung zum Stand der Digitalisierung in der Energiewirtschaft allgemein, die jährlich im Auftrag des BDEW (BDEW 2023) durchgeführt wird kommt zu einem ähnlichen Ergebnis. Von den befragten 102 Energieversorgungsunternehmen aus 13 Ländern, darunter 25 Netzbetreiber, gaben lediglich ca. 4 % an, KI-Anwendungen implementiert zu haben. Knapp die Hälfte der Unternehmen planen allerdings den Einsatz von KI-Methoden in den kommenden 3 Jahren.

In den Interviews mit Verteilnetzbetreibern ist von einer geringen Verbreitung von KI-Methoden berichtet worden. Erfahrungen sind häufig durch Beteiligung an Forschungsprojekten entstanden, bei denen KI-Methoden eingesetzt werden.

Web-Analyse zu Digitalisierungsthemen

Ergänzend zu den Interviews wurde zudem eine Web-Analyse auf den Webseiten der Verteilnetzbetreibern durchgeführt. Hierzu wurden die Webseiten von über 700 Verteilnetzbetreibern nach einschlägigen Stichworten mit Bezug zum Thema Digitalisierung durchsucht und ausgewertet. In Abbildung 2.7 sind die Ergebnisse der Funde nach Stichwort dargestellt. Es zeigt sich, dass nur eine sehr geringe Anzahl an Verteilnetzbetreibern über Aktivitäten im Bereich KI und Digitalisierung auf seinen Internetseiten berichtet. Am häufigsten werden dabei die Themen Smart Grid (48 Nennungen) und Smart Meter (33 Nennungen) adressiert. Die Begriffe Künstliche Intelligenz und Digitale Zwillinge wurden nur auf 4 Webseiten gefunden.

Daraus lässt sich schließen, dass Themen mit Bezug zur Digitalisierung, sofern sie überhaupt angesprochen werden, vor allem einen Bezug zu regulatorischen Vorgaben (Smart Meter) oder Produkten aufweisen (Smart Grid).

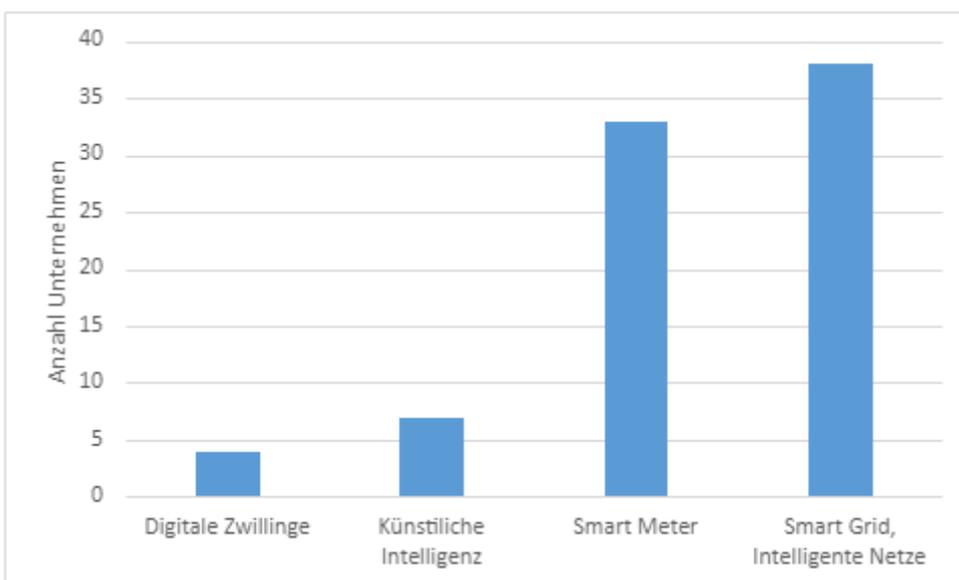


Abbildung 2.7: WEB-Scraping nach Digitalisierungs-Stichworten auf Unternehmenswebseiten von über 700 Verteilnetzbetreibern (eigene Darstellung)

2.2.4 Fazit zur Bestandsanalyse der Unternehmensmerkmale

Für einen vorausschauenden Ausbau ihrer Netze verfügen die Verteilnetzbetreiber über sehr unterschiedliche Ressourcen. Insgesamt variiert die Anzahl an Mitarbeitenden sehr stark. Entsprechend ist auch die Anzahl an Personen, die sich mit der Netzplanung beschäftigen, sehr unterschiedlich. Bei Tochterunternehmen und Beteiligungen von größeren Energieunternehmen sind die personellen Voraussetzungen innerhalb des Konzerns eher gegeben, um eine vorausschauende Planung umzusetzen. Bei kleineren Verteilnetzbetreibern ist die Anzahl an Personen, die sich mit der Netzplanung beschäftigen, stärker begrenzt. Dies geht soweit, dass nur einzelne Personen für die Planung verantwortlich sind bzw. diese durch externe Dienstleister durchgeführt wird. Unabhängig von der Unternehmensgröße zeigt sich, dass Verteilnetzbetreiber ihre Netze bisher überwiegend reaktiv ausbauen. Die personellen Ressourcen sind entsprechend darauf ausgelegt und stehen nicht oder nur in begrenztem Maße für andere Zwecke zur Verfügung. Ersatzinvestitionen, Instandsetzung sowie eine zunehmende Anzahl an Netzanschlussanfragen führen dazu, dass viele Verteilnetzbetreiber personell stark ausgelastet sind. Vor diesem Hintergrund wird der Aufbau weiterer Personalressourcen von vielen Netzbetreibern als Voraussetzung für eine stärker vorausschauende Netzplanung genannt. Dabei zeigen sich bei den Verteilnetzbetreibern unterschiedliche Ansätze, wie diese zusätzlichen Personalressourcen geschaffen werden können. Dabei spielen die Eigentümerstruktur und die Einbindung in Verbünde eine zentrale Rolle. Neben dem Aufbau eigener Kompetenzen innerhalb des Unternehmens (z. B. bei Konzerntöchtern) ist auch eine verstärkte Zusammenarbeit mit Dienstleistern möglich. Diese können entweder Servicegesellschaften innerhalb von Verbänden sein oder auch eigenständige Dienstleister. Erfahrungen mit Dienstleistern bestehen bereits beim aktiven Netzbetrieb und dem Handel mit Energie im Rahmen des Redispatch 2.0.

Die finanzielle Situation der Verteilnetzbetreiber, die auf Basis der Eigenkapitalquoten analysiert wurde, spielt im Kontext der vorausschauenden Netzplanung bei der Realisierung des Netzausbaus eine zunehmend wichtige Rolle.

Die Nutzung softwarebasierter Planungstools ist bei den meisten Verteilnetzbetreibern üblich. In Verbindung mit Netzzustandsdaten und Entwicklungsprognosen könnten sie für eine vorausschauende Netzplanung genutzt werden. Dennoch zeigt sich überwiegend ein reaktiver Netzausbau. Bei großen Netzbetreibern wird schrittweise mehr Sensorik für die Netzzustandsüberwachung aufgebaut, die auch für die Netzplanung genutzt werden soll. Derzeit fehlen jedoch finanzielle oder regulatorische Anreize für ein flächendeckendes Ausrollen von Sensorik, sowohl für den turnusmäßigen Austausch als auch für eine Verankerung in den Planungsgrundsätzen. Der Redispatch 2.0 erfordert eine weitgehende Digitalisierung von Prozessen und einen standardisierten Datenaustausch. Die unzureichende Digitalisierung ist aktuell ein großes Hemmnis, um eine schnelle Umsetzung dieses Prozesses sicherzustellen. Daher liegt der Fokus der IT-Abteilungen bei den Verteilnetzbetreibern stärker auf dem Redispatch als auf einer vorausschauenden Netzausbauplanung. In diesem Umfeld tätige Technologieanbieter sehen ihre Aufgabe vor allem darin, die Netzdaten und Ebenen stärker miteinander zu verknüpfen. Dadurch sollen Ineffizienzen, bspw. durch Doppelerfassungen oder Datenverluste, aufgrund von getrennten IT-Systemen (sog. Systembrüchen) reduziert werden. Auch bisher getrennte Daten-Verwaltungssysteme, sog. Datensilos, sollen verbunden, Datenformate vereinheitlicht und die Einbindung neuer Datenpunkte ermöglicht werden.

Insgesamt zeigt sich, dass Verteilnetzbetreiber damit begonnen haben, ihre Aktivitäten und Prozesse zu digitalisieren. Erste Netzbetreiber setzen zudem bereits KI-basierte Lösungen ein. Ein verbreiteter Einsatz ist bisher allerdings noch nicht erfolgt. Vielversprechende Ansätze bestehen

darin, bestehenden Kooperationen (z.B. innerhalb von Verbänden) zu verstärken und zentral Digitalisierungskompetenz und Erfahrung mit KI-Methoden aufzubauen. Treiber für eine stärkere Digitalisierung sind neben den zu erwartenden Effizienzgewinnen vor allem der Fachkräftemangel sowie der demographische Wandel, da Kernaufgaben mit weniger bzw. weniger erfahrenem Personal bearbeitet werden müssen. Die etablierten Kooperationsformen werden als ausreichend angesehen, um zentral Digitalisierungskompetenz und Erfahrung mit KI-Methoden aufzubauen. Voraussetzung dafür ist es, dass Konzepte umfassend validiert werden können und Vertrauen in die Lösungen und durchführenden Dienstleister besteht.

2.3 Beschreibung und Klassifizierung von Verteilnetzen in Deutschland

Neben den Unternehmensstrukturen spielt für eine vorausschauende Netzplanung die Versorgungsaufgabe eine wichtige Rolle. Auf ihrer Basis lassen sich Merkmale ableiten, mit denen Verteilnetze klassifiziert werden können. Eine solche Klassifizierung auf Basis von Netzstrukturmerkmalen wird im Folgenden vorgenommen. Ausgangsbasis sind dabei die heutigen Strukturen. Deren Entwicklung wird in Szenarien abgebildet, die Grundlage für die Netzausbausimulationen (Kap. 3 ff) sind.

Zur Quantifizierung der Strukturparameter wurde die Datenbank der EnET GmbH ausgewertet (EnET 2023) und um Daten aus dem Marktstammdatenregister ergänzt (BNetzA 2023a).

2.3.1 Gebietsmerkmale

Im Rahmen der europäischen Gemeindetypisierung, werden anhand der Bevölkerungsdichte drei Gebietstypen festgelegt: städtische Gebiete (dicht besiedelt)⁸, halbstädtische Gebiete (mittelstark besiedelt)⁹ und ländliche Gebiete (dünn besiedelt)¹⁰. Daran angelehnt lassen sich Verteilnetze je nach der Siedlungsdichte in städtische, halbstädtische und ländliche Verteilnetze unterscheiden. Für die Auswertung im Rahmen dieser Studie wurde die Gebietstypisierung von Gemeinden (BBSR 2022) genutzt und über die Postleitzahl den Netzbereichen der Verteilnetzbetreiber (anhand der Netznummer) (BNetzA2023a) zugeordnet. Damit wurde die durchschnittliche Siedlungsdichte der einzelnen Netzbereiche bestimmt. Demnach versorgt fast die Hälfte der Verteilnetzbetreiber nur Netzgebiete, die, im Durchschnitt, eine halbstädtische Besiedlung aufweisen, 29 % versorgen Netzgebiete mit städtischer Besiedlung und 16 % versorgen nur Netzgebiete mit ländlicher Besiedlung. Nur 6 % der betrachteten Verteilnetzbetreiber versorgen mehrere Netzgebiete, die sich unterschiedlichen Besiedlungstypen zuordnen lassen (Abbildung 2.8).

Da die Siedlungsdichte als Durchschnitt über das gesamte Netzgebiet gebildet wird, ist zu beachten, dass die Anzahl und Größe der im Marktstammdatenregister eingetragenen Netzbereiche Einfluss auf den Siedlungsstrukturtyp hat. Dies ist besonders bei Verteilnetzbetreibern relevant, die über Netzbereiche mit unterschiedlichen Siedlungsstrukturen verfügen.

⁸ Mehr als 500 Einwohnern pro km²

⁹ Zwischen 100 und 500 Einwohnern pro km²

¹⁰ Weniger als 100 Einwohner pro km²

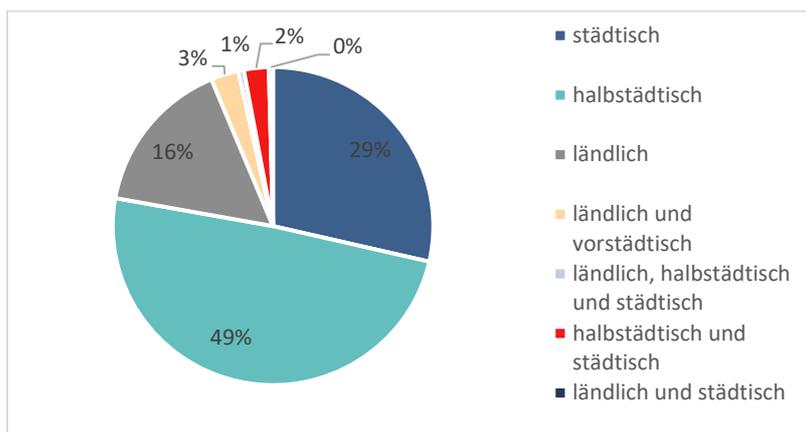


Abbildung 2.8: Anteil der Verteilnetzbetreiber nach Siedlungsstruktur in ihren Netzgebieten (eigene Darstellung basierend auf BBSR 2022)

Gemessen an der **Zahl der versorgten Einwohner** sind die 205 städtischen Verteilnetzbetreiber von besonderer Relevanz (Abbildung 2.9). Sie versorgen in der Mehrheit Groß- und Mittelstädte. Jedoch gibt es auch einzelne kleine Stadt- und Gemeindewerke, die in diese Kategorie fallen, da ihr Netzgebiet eine sehr kleine Fläche abdeckt (Abbildung 2.10).

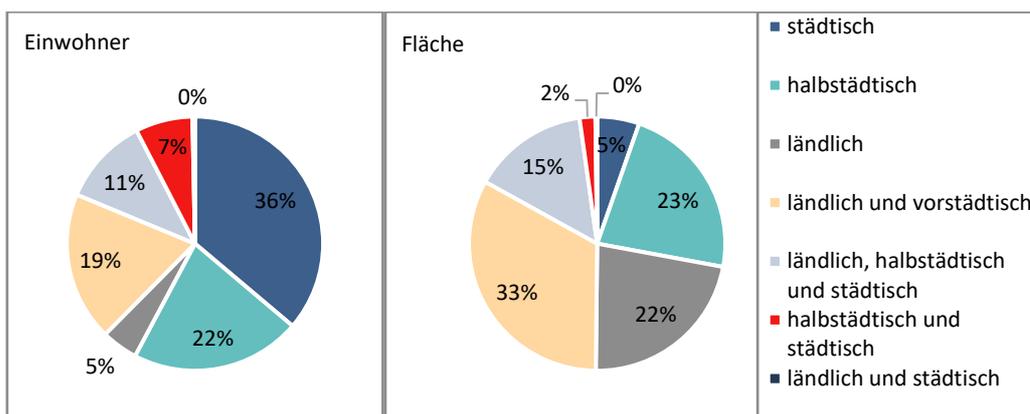


Abbildung 2.9: Einwohneranteil und Flächenanteil der Versorgungsgebiete nach Siedlungsstrukturtyp (eigene Darstellung basierend auf BBSR 2022)

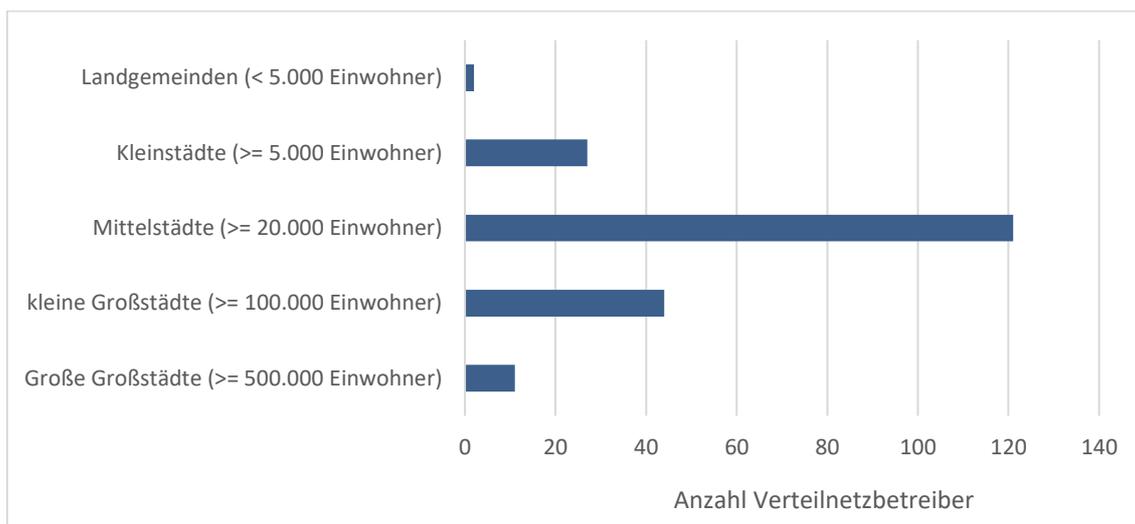


Abbildung 2.10: Verteilnetzbetreiber mit rein städtischen Versorgungsgebieten (eigene Darstellung basierend auf BBSR 2022)

Gemessen an der **Größe der Versorgungsgebiete** versorgen Verteilnetzbetreiber, die ländliche und/oder halbstädtische Gebiete versorgen, mehr als 80 % der Fläche (Abbildung 2.9). Über 90 % der Verteilnetzbetreiber, die nur Netzgebiete mit einer geringen Besiedlung versorgen, verfügen über vergleichsweise kleine oder sehr kleine Versorgungsgebiete (Abbildung 2.11). Hierzu zählen neben den Netzgesellschaften kleiner Stadt- und Gemeindegewerke, die in ländlichen Gebieten Deutschlands angesiedelt sind, Elektrizitätsgenossenschaften und Netzgesellschaften von Gesellschaften wie der Fraport AG. Bei den Verteilnetzbetreibern, die nur große oder sehr große dünn besiedelte Gebiete versorgen, handelt es sich um die E.DIS AG, die TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co KG, die WEMAG NETZ GmbH und die ENSO Netz GmbH. Sie versorgen größere ländliche Regionen in Ost- und Norddeutschland. Die Versorgungsgebiete der EWE-Netz GmbH (sehr großes Versorgungsgebiet) und der LEW Verteilnetz GmbH (großes Versorgungsgebiet) weisen eine mittlere Besiedlungsdichte (halbstädtisch) auf.

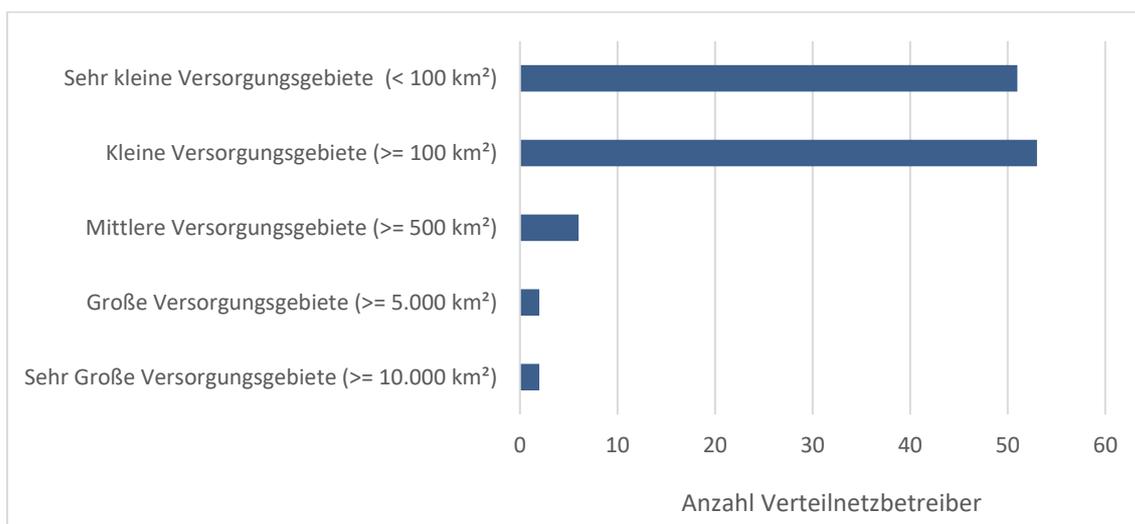


Abbildung 2.11: Verteilnetzbetreiber mit rein ländlichen Versorgungsgebieten

Auffällig ist zudem, dass die 20 Verteilnetzbetreiber, die Verteilnetze mit sowohl ländlicher als auch halbstädtischer Siedlungsstruktur besitzen, 33 % der Gesamtfläche als auch 19 % der Einwohner versorgen (Abbildung 2.9). Grund hierfür ist, dass zu dieser Kategorie große

Verteilnetzbetreiber wie die Bayernwerke AG, die Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, die Avacon AG und die Netze BW GmbH zählen.

2.3.2 Merkmale zur Beschreibung des Bestandsnetzes

Zentrale Kenngröße zur Beschreibung des Bestandnetzes ist die Stromkreislänge, differenziert nach Spannungsebene. Die Stromkreislänge hängt sehr stark von der Größe des Netzgebietes und der Anzahl an Einwohnern im Versorgungsgebiet ab. Die Variation der Stromkreislänge ist bei den Verteilnetzbetreibern dementsprechend sehr groß. Die überwiegende Anzahl der Verteilnetzbetreiber betreibt Niederspannungsnetze mit weniger als 1.000 km Stromkreislänge. Gleichzeitig gibt es eine kleine Anzahl an Verteilnetzbetreibern, die eine Stromkreislänge von mehr als 10.000 km in der Niederspannung betreiben (Abbildung 2.12). Durch diese Netzbetreiber werden ca. 60 % der Stromkreislänge in der Niederspannung insgesamt betrieben. Auch in der Mittelspannungsebene stellt sich eine ähnliche Verteilung ein, wobei nur sehr wenige Netzbetreiber Netze mit mehr als 5.000 km Stromkreislänge betreiben. Diese betreiben jedoch wie in der Niederspannung ca. 60 % der Stromkreislänge in der Mittelspannung.

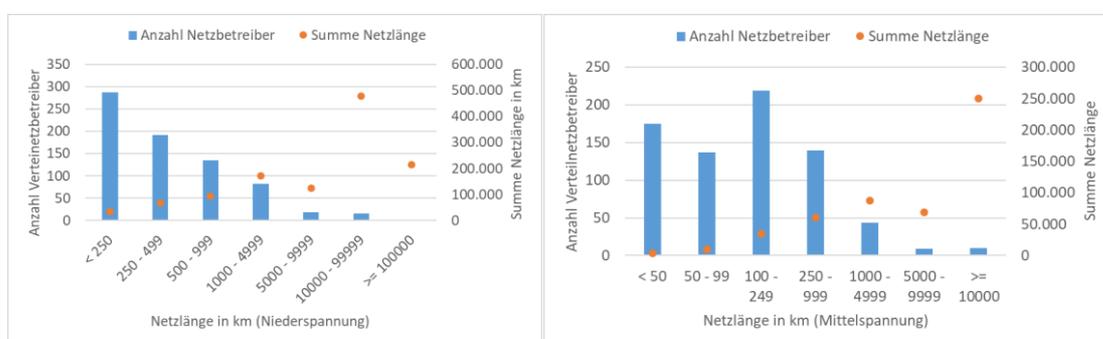


Abbildung 2.12: Verteilung der Stromkreislänge in der Niederspannung und Mittelspannung nach Verteilnetzbetreibern (eigene Darstellung basierend auf EnET (2023))

2.3.3 Anforderungen der Netzkunden

Ein weiteres Klassifizierungsmerkmal ist die Anzahl der Entnahmestellen bezogen auf die Stromkreislänge. Hier ergibt sich eine sehr große Bandbreite (Abbildung 2.13). Sowohl in der Niederspannung als auch in der Mittelspannung ist die Anzahl der Entnahmestellen pro Leitungskilometer in ländlich geprägten Verteilnetzen deutlich geringer als in städtisch geprägten Verteilnetzen. In Großstädten mit eigenem Netzbetreiber können über 80 Entnahmestellen pro km in der Niederspannung auftreten. Insgesamt weisen 68 Verteilnetzbetreiber mehr als 80 Entnahmestellen pro km in ihrem Niederspannungsnetz aus. 106 vor allem ländlich geprägte Verteilnetzbetreiber erreichen dagegen nur eine spezifische Anzahl von weniger als 20 Entnahmestellen pro km.

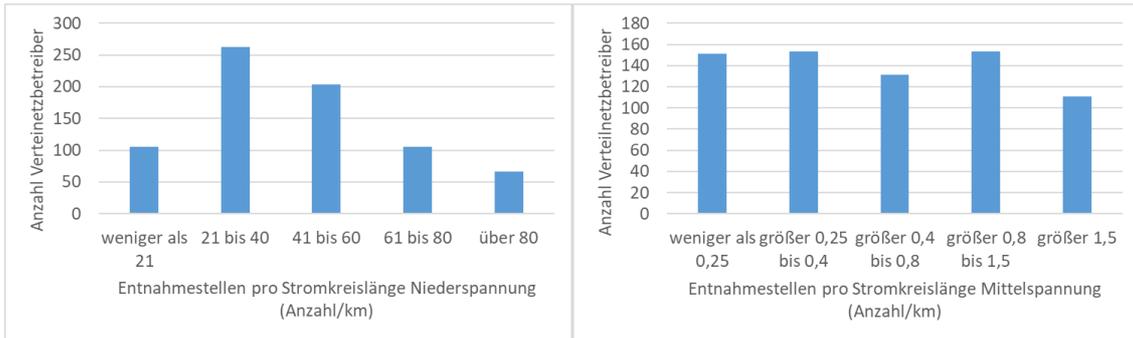


Abbildung 2.13: Entnahmestellen pro Stromkreislänge in der Niederspannung (links) und Mittelspannung (rechts) nach Verteilnetzbetreibern (eigene Darstellung basierend auf EnET (2023))

2.3.4 Merkmale zur Beschreibung des Investitions- und Entwicklungsbedarfs

Weitere Klassifizierungsmerkmale stellen die Höhe der installierten Leistungen für PV und Wind Onshore dar. Diese variieren je nach Netzbetreiber von wenigen MW bis hin zu mehreren GW und stellen zum Teil einen erheblichen Anteil an der gesamten installierten Leistung dar. So haben die 15 Netzbetreiber mit den jeweils höchsten Leistungen bei PV einen Anteil von 65 % an der Gesamtleistung (Abbildung 2.14) und bei Wind Onshore sogar 86 % (Abbildung 2.15). Insgesamt sind PV-Anlagen deutlich verbreiteter als Windkraftanlagen.

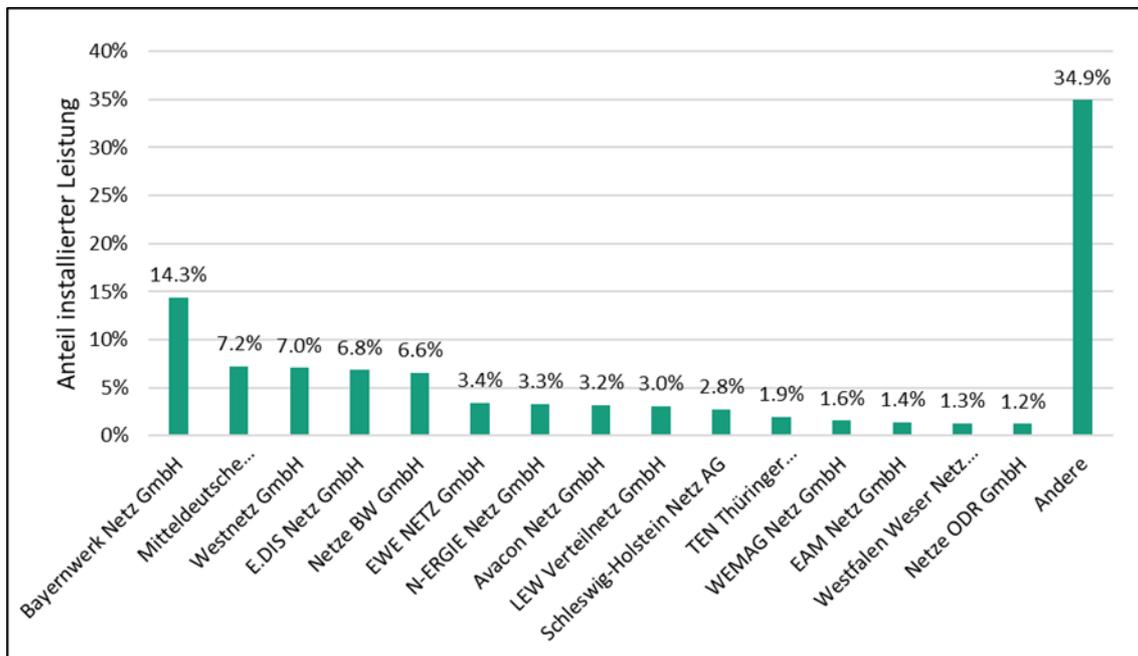


Abbildung 2.14: Anteil an gesamter installierter PV-Leistung nach Netzbetreiber (Eigene Darstellung nach Marktstammdatenregister, Stand 01.01.2024)

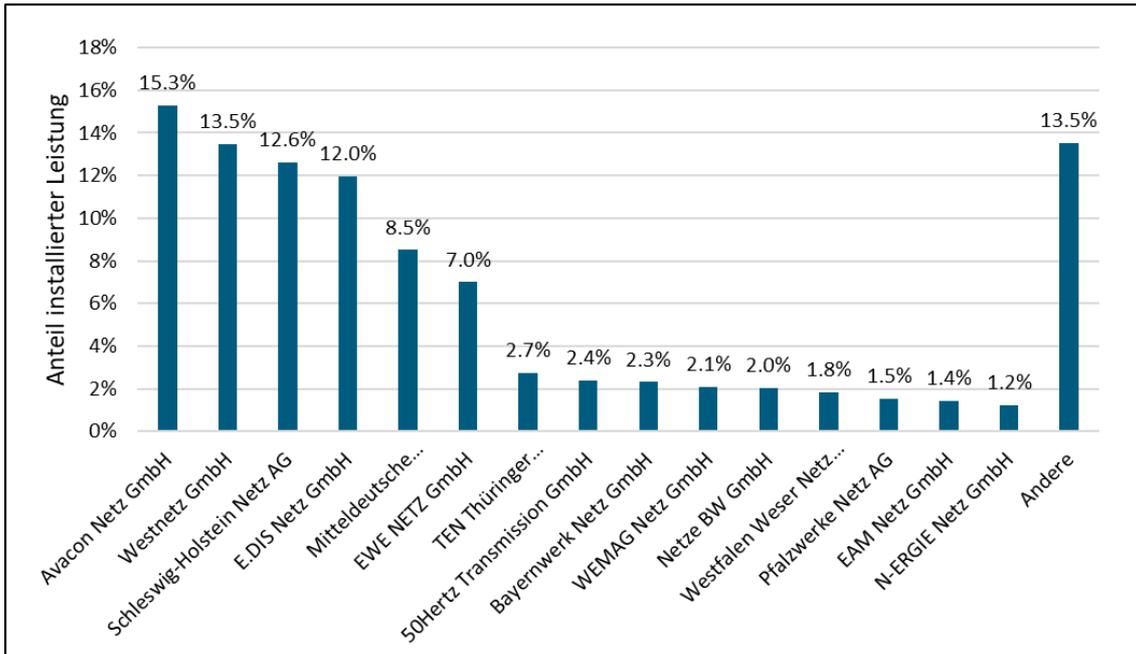


Abbildung 2.15: Anteil an gesamter installierter Wind-Leistung (Onshore) nach Netzbetreiber (Eigene Darstellung nach Marktstammdatenregister, Stand 01.01.2024)

Entsprechend ist auch die Zahl der Netzgebiete mit weniger als 5 MW installierter PV-Leistung deutlich geringer, in den meisten Netzgebiete liegt die installierte PV-Leistung zwischen 10 und 50 MW (Abbildung 2.16).

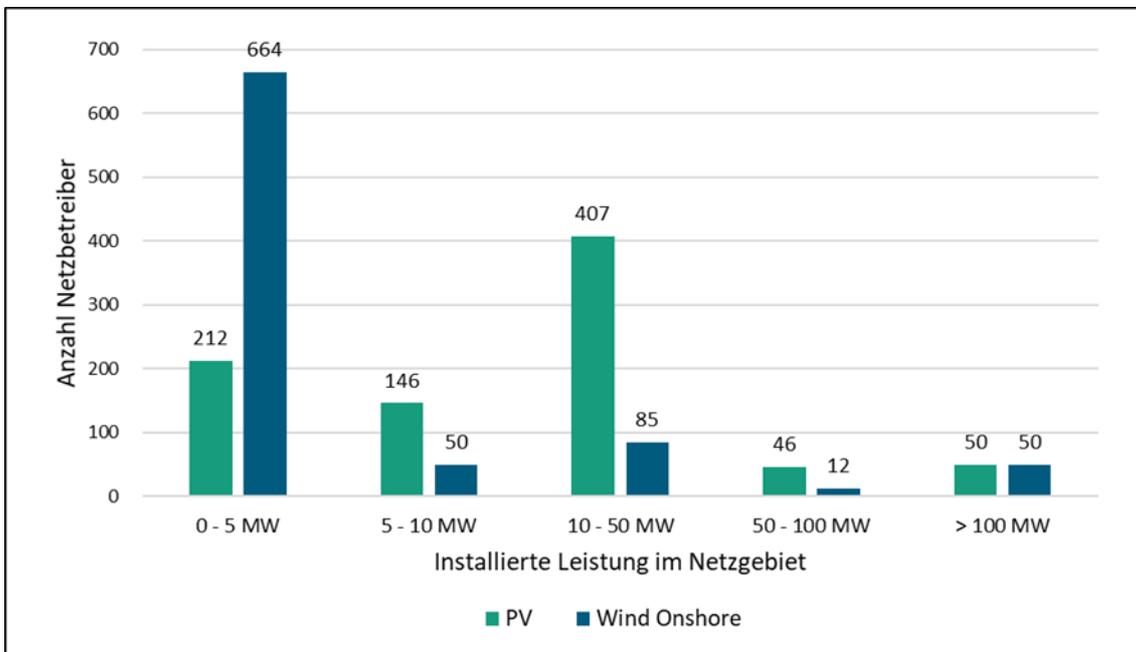


Abbildung 2.16: Anzahl Netzbetreiber nach installierter Leistung über alle Spannungsebenen (Eigene Darstellung nach Marktstammdatenregister, Stand 01.01.2024)

Neben absoluten Zahlen können auch spezifische Kennzahlen je Einwohner:in die Struktur in den Netzgebieten beschreiben. So variiert die spezifische installierte Leistung sowohl zwischen PV und Wind Onshore als auch zwischen den Netzbetreibern. So weisen nur 17 Netzgebiete

weniger als 0,1 kW installierte PV-Leistung pro Einwohner:in auf, während dies bei Wind Onshore für fast 600 Netzbetreiber gilt. Hier sind vor allem städtische Gebiete mit hohen Siedlungsdichten zu nennen.

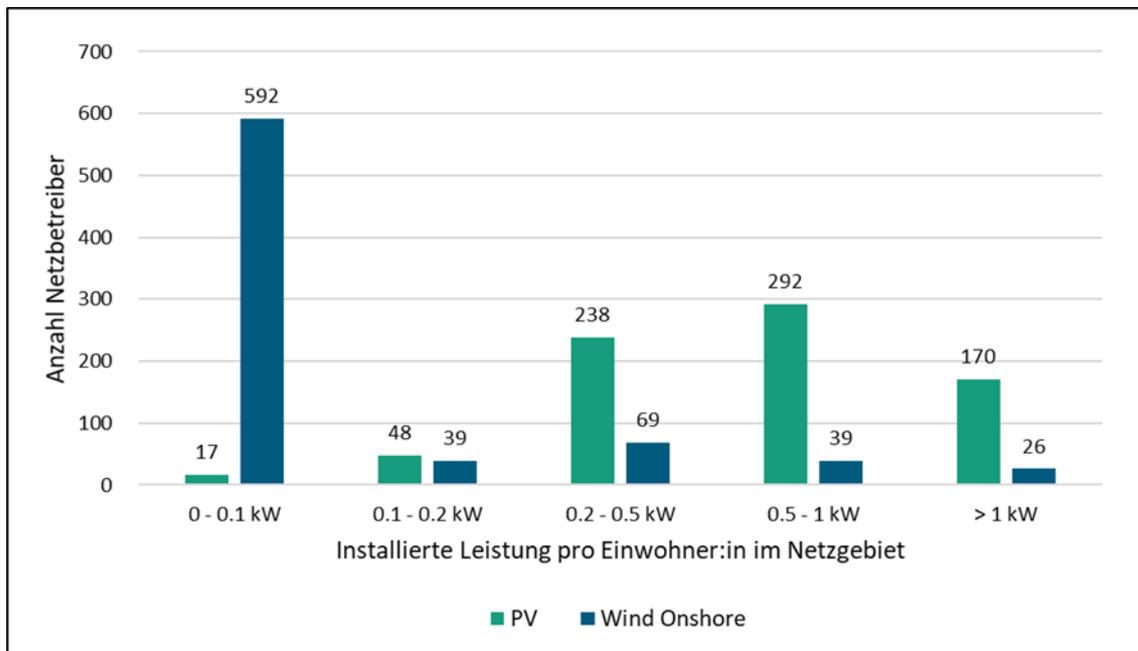


Abbildung 2.17: Anzahl Netzbetreiber nach Spezifische installierte Leistung in kW pro Einwohner (Eigene Darstellung nach Marktstammdatenregister, Stand 01.01.2024 und EnET (2023))

Lastseitig wird der Netzausbaubedarf durch den Anschluss neuer Verbraucher getrieben. Neben Wärmepumpen spielt die Verbreitung der Elektromobilität eine entscheidende Rolle und kann zur Klassifizierung von Netzgebieten herangezogen werden. Zum 01.10.2023 haben bereits 74 % der erfassten Netzbetreiber einen Anteil von 2-5 % reiner Elektrofahrzeuge im Bestand. In acht Netzgebieten lag der Anteil höher, in dreien davon sogar über 10 %. Auffällig sind die erheblichen Abweichungen zwischen privaten und gewerblichen Fahrzeughaltern. Bei privaten Fahrzeughaltern gibt es keinen Netzbetreiber, der in seinem Versorgungsgebiet einen Bestand von mehr als 5 % Elektrofahrzeuge aufweist; nur rund ein Viertel der Netzbetreiber weisen einen Bestand von über 2 % auf. Im Gegensatz dazu ist die Elektrifizierung der gewerblichen Fahrzeugflotten deutlich weiter: Bei nur 6 % der Netzbetreiber liegt der Anteil elektrischer PKW unter 5 %. In 59 % der Netzgebiete liegt der Anteil zwischen 5 % und 10 %, in allen anderen darüber.

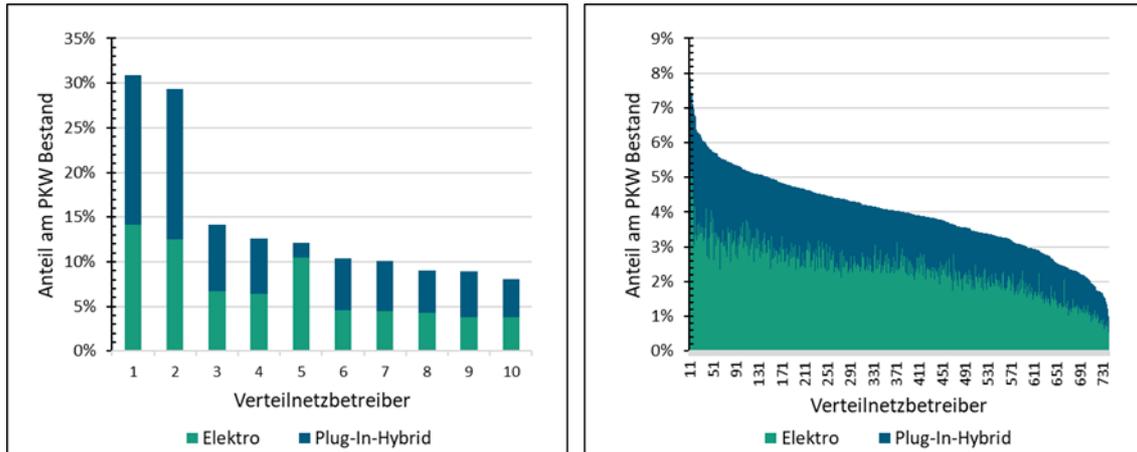


Abbildung 2.18: Anteil vollelektrischer und Plug-In-hybrider Fahrzeuge am Bestand je Netzbetreiber. Links: 10 Netzbetreiber mit höchstem Anteil, rechts: Alle anderen. (Eigene Darstellung nach KBA, Stand 01.10.2023. Auswertung nach Bestand je Postleitzahl)

2.4 Implikationen für die vorausschauende Netzplanung bei unterschiedlichen Verteilnetzbetreibertypen

In diesem Abschnitt wird zunächst auf eine gemeinsame Klassifizierung nach Unternehmensmerkmalen und Versorgungsaufgabe eingegangen. Es werden Gruppen von Verteilnetzbetreibern identifiziert, für welche einheitliche Implikationen und Empfehlungen abgeleitet werden können. So sollen die Verteilnetzbetreiber befähigt werden, auf einen stärkeren Zubau dezentraler Erzeugung und die zunehmende Elektrifizierung der Wärmeversorgung und Mobilität angemessen zu reagieren.

Basierend auf der Auswertung von Unternehmensmerkmalen und Versorgungsaufgabe lassen sich Gruppen von Netzbetreibern bilden, die eine ähnliche Unternehmensstruktur und Versorgungsaufgabe aufweisen und vergleichbare Ansätze bei der Netzplanung verfolgen. Zentrale Merkmale für die Klassifizierung der Unternehmensstruktur sind dabei die Eigentümerstruktur sowie die Unternehmensgröße, die insbesondere von der Anzahl versorgter Einwohner abhängt. die insbesondere von der Anzahl versorgter Einwohner und der Mitarbeiterzahl abhängt. Wie in Abschnitt 2.2.1 dargestellt, lassen sich die Unternehmen hinsichtlich ihrer Eigentümerstruktur in folgende drei Gruppen einteilen:

- eigenständig agierende Verteilnetzbetreiber;
- in Verbänden organisierte Verteilnetzbetreiber;
- Tochterunternehmen großer Energieversorgungsunternehmen.

Insbesondere bei den eigenständig agierenden Verteilnetzbetreibern kann zudem nach der Anzahl der versorgten Einwohner sowie der Mitarbeiteranzahl die Unternehmensgröße unterschieden werden. Die sich daraus ergebenden Klassen sind in Abbildung 2.19 dargestellt.

Besonders relevant hinsichtlich der Anzahl der versorgten Einwohner sind große Flächennetzbetreiber, die mehrheitlich Tochtergesellschaften von Konzernen sind. Eine weitere relevante Gruppe sind große eigenständige Stadtwerke mit mehr als 100.000 Kunden (u. a. in Großstädten wie Berlin oder München). Beide Gruppen verfügen über größere personelle Ressourcen, um Netzplanung durchzuführen. Daneben gibt es eine Vielzahl an Netzbetreibern, die Teil von Stadtwerke-Verbänden sind (z. B. Thüga, Südweststrom oder Trianel), die Dienstleistungen für den

Netzbetrieb als sogenannte „Shared services“ erbringen (z. B. im Bereich Digitalisierung). Im Mittel haben diese Unternehmen eine vergleichbar große Anzahl an Mitarbeitenden wie große eigenständige Verteilnetzbetreiber. Die von der Anzahl her größte Gruppe sind kleine eigenständige Netzbetreiber in kommunaler Hand, die weniger als 100.000 Kunden versorgen. Sie verantworten den Betrieb von etwa 17 % der Stromkreislänge des Niederspannungsnetzes und 11 % der Stromkreislänge der Mittelspannung. In Summe werden durch diese Gruppe jedoch lediglich 14 Mio. Einwohner versorgt. Diese Gruppe ist dadurch gekennzeichnet, dass sie aufgrund ihrer geringen Mitarbeitendenzahl über begrenzte Planungskapazitäten verfügt und daher am stärksten auf Dienstleister oder Kooperationen bei der Netzplanung angewiesen ist.

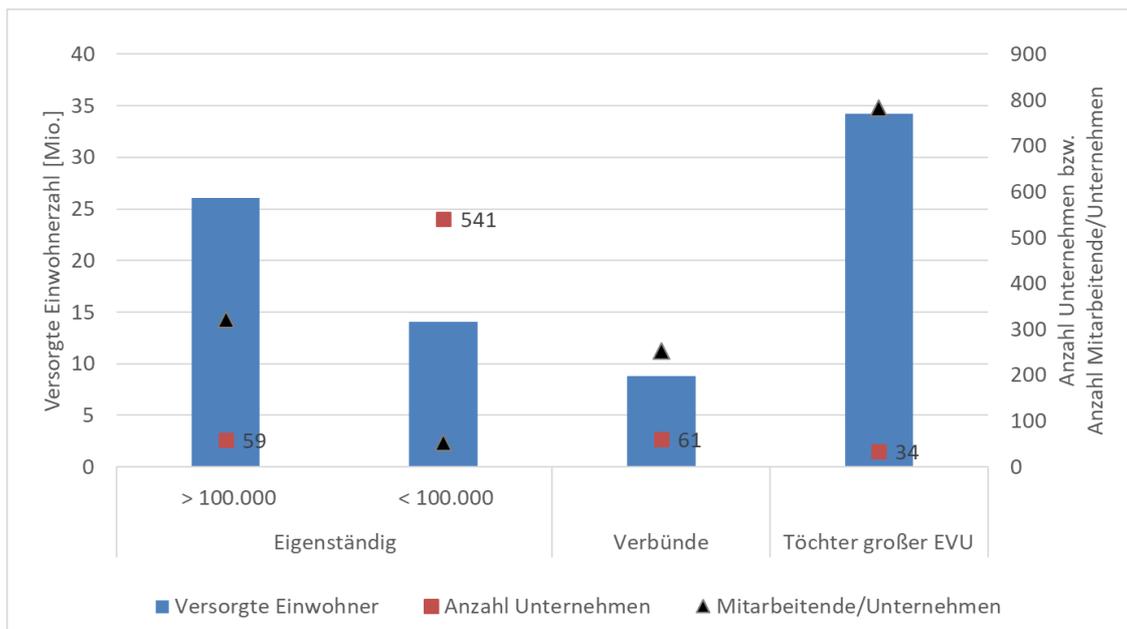


Abbildung 2.19: Versorgte Einwohnerzahl, Mitarbeitendenanzahl nach Organisationsform (eigene Darstellung basierend auf EnET 2023)

Diese Einteilung passt zu den in Abschnitt 2.3.1 identifizierten Gebietsmerkmalen für Verteilnetze. Die spezifischen Stromkreislängen (bezogen auf die Einwohnerzahl) fallen entsprechend der Siedlungsdichte ebenfalls unterschiedlich aus. Bei den Verteilnetzbetreibern mit hohen Anteilen an dünnbesiedelten Flächen (z. B. bei VNBs des EON-Konzerns) treten höhere spezifische Stromkreislängen auf als bei großen städtischen Verteilnetzbetreibern.

Die weiteren in Abschnitt 2.3 identifizierten Gebietsmerkmale lassen sich genau wie die Stromkreislänge in die in Abbildung 2.19 dargestellte Systematik einordnen. Beispiele hierfür ist die Anzahl der Entnahmestellen (bzw. Zählpunkte), die mit der Einwohnerzahl korreliert. Weitere Merkmale drücken eher den zukünftigen Handlungsbedarf oder regionale Gegebenheiten aus. So ist die installierte PV-Leistung insbesondere in der Niederspannung in Bezug auf die Einwohnerzahl in den südlichen Bundesländern (u.a. Bayernwerk bzw. Netze BW) höher als im Bundesdurchschnitt. Bei großstädtischen Netzbetreibern sind die installierten PV-Leistungen dagegen eher unterdurchschnittlich. Die Verteilung der installierten Leistungen nach Spannungsebenen unterscheidet sich für die klassifizierten Unternehmensstrukturen zum Teil deutlich. Bei einer hohen Anzahl an Netzanschlussanfragen sowie großen installierten Leistungen ist eine vorausschauende Planung notwendig und sinnvoll, um möglichst keine Verzögerung bei der Implementierung zu verursachen. Größere Unterschiede zwischen den Netzbetreibern ergeben sich in Bezug auf die installierten PV- und Windleistung. Hier ergeben sich größere Unterschiede zwischen städtischen und ländlichen Gebieten sowie in Bezug auf die Technologie. Während der PV-

Ausbau in der Fläche stattfindet, sich der Höhe nach aber nach Spannungsebenen unterscheidet, ist der Ausbau der Windenergie auf wenige Netzbetreiber konzentriert. Insbesondere städtische Netzbetreiber sind vom Ausbau der Windenergie in einem nur sehr begrenzten Ausmaß betroffen.

Im Ergebnis wurden vier für eine vorausschauende Netzplanung relevante Klassen an Verteilnetzbetreibern identifiziert (Abbildung 2.19). Um eine vorausschauende Netzplanung und einen aktiven Netzbetrieb zu gewährleisten, sind qualifizierte Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter von entscheidender Bedeutung. Die Verfügbarkeit qualifizierter Mitarbeiter hängt stark von der Unternehmensgröße ab. Kleine Verteilnetzbetreiber stehen daher vor besonderen Herausforderungen, da sie aufgrund ihrer geringeren Mitarbeiterzahl nur über eingeschränkte Möglichkeiten für einen aktiven Netzbetrieb sowie den Einsatz komplexer Digitalisierungstools haben. Herausfordernd ist dabei insbesondere die notwendige Spezialisierung auf neue Aufgabenfelder. Zwar müssen auch größere Netzbetreiber neue Kompetenzen aufbauen, wenn sie aufgrund aktueller Aufgaben („Tagesgeschäft“) bereits sehr stark ausgelastet sind. Bei größeren Verteilnetzbetreibern steht für die Wahrnehmung neuer Aufgaben allerdings mehr spezialisiertes Personal zur Verfügung. Kleineren Netzbetreiber stehen hingegen vor der Frage, ob sie eigene Kompetenzen aufbauen und auch auslasten können oder ob sie über Dienstleister zusätzliche Kompetenzen für den Netzbetrieb einkaufen.

Dienstleistungen und Kooperationen, insbesondere in Verbänden, bieten jedoch auch kleinen Netzbetreibern die Möglichkeit, neue Technologien und Konzepte zu nutzen. Spezifische Ansätze, wie Kooperationen und Pilotprojekte, sind notwendig, um vorausschauende Netzplanung auch für kleine Netzbetreiber zu ermöglichen. Die Übertragung von bei größeren Netzbetreibern etablierten Lösungsansätzen auf kleine Netzbetreiber mit vergleichbarer Versorgungsaufgabe kann hierbei unterstützend wirken. Insgesamt wird deutlich, dass die Herausforderungen der vorausschauenden Netzplanung und des aktiven Netzbetriebs durch gezielte Kooperationen und den Einsatz spezifischer Lösungsansätze angegangen werden müssen, um eine effiziente und zukunftsfähige Energieversorgung zu gewährleisten.

3 Auswirkung der Flexibilitätsnutzung auf die Netzausbauplanung

3.1 Einführung und Vorbemerkungen

Die zunehmende Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors führt dazu, dass insbesondere in den Niederspannungsnetzen zunehmend flexibel steuerbare Verbrauchseinrichtungen und Speicher angeschlossen werden. Die Erschließung des dadurch entstehenden Flexibilitätspotenzials spielt eine zunehmend wichtige Rolle bei der Netzausbauplanung. Netzbetreiber müssen bei der Dimensionierung von Netzausbaumaßnahmen entscheiden, auf welchen zukünftigen Netzbelastungsfall sie die Netzbetriebsmittel auslegen. Hierbei stellt sich die Frage, welche Annahmen für das Verhalten flexibler Verbrauchseinrichtungen im zukünftigen Auslegungsfall getroffen werden sollen. Das Verhalten lässt sich im Allgemeinen in drei Kategorien unterteilen (Abbildung 3.1):

- In der Vergangenheit wurde üblicherweise eine **„natürliche“ oder „ungesteuerte“ Flexibilitätsnutzung** unterstellt, bei der Flexibilität weder netz- noch marktseitig gesteuert, sondern ausschließlich für nutzerseitige Ziele wie z. B. die Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt wird. Bei der Netzplanung wird diese Form der Flexibilitätsnutzung anhand von empirisch ermittelten Gleichzeitigkeitsfaktoren berücksichtigt. Dieser Ansatz greift aber zu kurz, wenn die auslegungsrelevante Netzbelastung durch markt- und netzorientierte Formen der Flexibilitätsnutzung beeinflusst wird.
- Bei **marktorientierter Flexibilitätsnutzung** werden Preissignale in Form von dynamischen Stromtarifen direkt an Verbraucher bzw. deren Energiemanagementsysteme weitergereicht oder indirekt von Aggregatoren in Form von Steuerungshandlungen berücksichtigt. Dadurch wird der Verbrauch besser an die volatile Einspeisung angepasst. Allerdings kann die marktorientierte Flexibilitätsnutzung zu einer stärkeren Synchronisierung der Verbrauchsprofile zu bestimmten Zeitpunkten führen. Ob in der Folge auch die Netzdimensionierung anzupassen ist, hängt davon ab, ob das absolute Belastungsmaximum verändert wird. Durch eine stärkere Synchronisierung der Verbrauchsprofile kommt es jedoch nicht zwangsläufig zu einer Erhöhung der netzdimensionierenden Belastungsspitze. Sofern beispielsweise Einspeisungen die Netzdimensionierung bestimmen, kann eine verstärkte Allokation von flexiblem Verbrauch in Zeiten mit Erzeugungsüberschüssen netzausbaureduzierend wirken. Ebenso können bereits im Fall ungesteuerter Flexibilitätsnutzung hohe Gleichzeitigkeiten auftreten und den dimensionierungsrelevanten Belastungszeitpunkt bestimmen. Diese Belastungsspitze muss nicht notwendigerweise durch die marktorientierte Flexibilitätsnutzung weiter verstärkt werden, sondern kann auch reduziert werden, wenn es infolge von Preisanreizen zu einer Verlagerung von Verbrauch in Zeitpunkte mit geringen Netzbelastungen kommt.
- Netzbetreiber können durch **netzorientierte Nutzung der Flexibilität** den sich ergebenden, für die Netzdimensionierung relevanten Belastungsspitzen entgegenwirken. Bei netzorientierter Flexibilitätsnutzung wird die Flexibilität von Letztverbrauchern, Erzeugungsanlagen und Speichern genutzt, um den Netzzustand gezielt zu beeinflussen. Dies dient in der Regel dazu, akut drohende Netzengpässe abzuwenden bzw. die Wahrscheinlichkeit von Netzengpässen abzusenken. In diesem Projekt werden ausschließlich Formen der netzorientierten Flexibilitätsnutzung betrachtet, die der Abwehr von verbrauchsgetriebenen Engpässen auf den unteren Verteilnetzebenen dienen. Engpässe dieser Art werden insbesondere im Niederspannungsnetz aufgrund des dynamischen Zubaus von leistungsstarken Verbrauchseinrichtungen wie Ladepunkten, Wärmepumpen und Heimspeichern erwartet. Zur Verhinderung dieser Engpässe muss in erster Linie die Flexibilität ebendieser Verbrauchseinrichtun-

gen genutzt werden, da auf diesen Netzebenen kaum Möglichkeiten bestehen, die Einspeisung von Erzeugungsanlagen in kritischen Situationen gezielt zu erhöhen.

Abbildung 3.1 veranschaulicht diese Kategorien und nennt beispielhaft typische Anreiz- und Steuerungsinstrumente für ihre betriebliche Umsetzung. Diese Instrumente sind jedoch nicht Gegenstand dieser Untersuchung und werden hier nur zur Einordnung der Nutzungskategorien genannt.

Bei der Ermittlung des auslegungsrelevanten Belastungsfalls müssen Netzbetreiber daher entscheiden, in welchem Umfang sie eine markt- und netzorientierte Nutzung der Flexibilität unterstellen. Ein aus gesamtwirtschaftlicher Sicht sinnvoller Ansatz hierfür lässt sich nur anhand einer übergreifenden Kosten-Nutzen-Analyse der Flexibilitätsnutzung finden. Hier setzt die in diesem Projekt durchgeführte modellbasierte Untersuchung an.

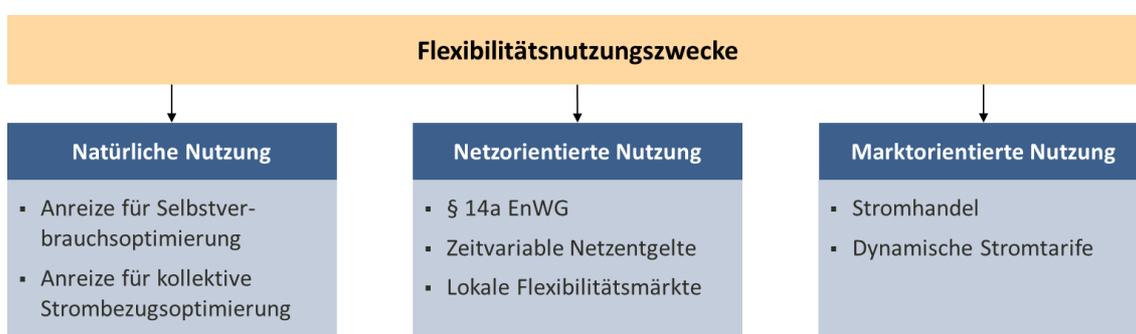


Abbildung 3.1: Zwecke der Flexibilitätsnutzung und exemplarische Anreiz- und Steuerungsinstrumente

Die im Rahmen von VN-Zukunft durchgeführte modellbasierte Untersuchung soll Antworten auf die Frage liefern, in welchem Umfang Netzbetreiber bei der Dimensionierung des Netzausbaus das Potenzial verbrauchsseitiger Flexibilität berücksichtigen sollten. Es geht dabei um die zuvor skizzierte Abwägung zwischen der marktorientierten und der netzorientierten Flexibilitätsnutzung. Dass hier eine Abwägung zu treffen ist, ergibt sich daraus, dass die netzorientierte Flexibilitätsnutzung einen Teil des Nutzungspotenzials der Flexibilität ausschöpft und somit das marktseitige Nutzungspotenzial verringert. Es empfiehlt sich daher nicht, die Flexibilität in maximal vorstellbarem Umfang netzorientiert einzusetzen, denn dann würde sie in ineffizientem Ausmaß der marktorientierten Nutzung entzogen. Andererseits ist es wirtschaftlich auch nicht sinnvoll, die Netzkapazität auf das maximal vorstellbare Ausmaß einer marktorientierten Flexibilitätsnutzung auszulegen, denn die hiermit verbundenen Netzausbaukosten, die nachfolgend verkürzt als Netzkosten bezeichnet werden, würden den marktseitigen Nutzen der Flexibilität übertreffen. Vielmehr ist zu erwarten, dass das volkswirtschaftliche Optimum zwischen diesen Extremen liegt.

Der Wert der marktorientierten Flexibilitätsnutzung lässt sich durch Simulation des Strommarkts abschätzen. Daher kann die erforderliche Abwägung nicht in jedem einzelnen Netzplanungsfall allein durch Analyse der Netzbelastung im betroffenen Netzabschnitt erfolgen. Hierzu müssen vielmehr Anhaltspunkte aus einer übergreifenden Untersuchung abgeleitet werden. Dementsprechend soll mit den in diesem Projekt durchgeführten Markt- und Netzausbausimulationen eine vom Einzelfall abstrahierende Einschätzung dazu gewonnen werden, welches Ausmaß an netzorientierter Flexibilitätsnutzung insgesamt volkswirtschaftlich sinnvoll ist. Der für dieses Untersuchung gewählte Modellansatz zur Simulation des Strommarkts und der Auswirkung auf das

Netz wird nachfolgend näher vorgestellt. In Kapitel 4 werden die gewonnenen Ergebnisse dargestellt und erläutert sowie darauf basierend Erkenntnisse abgeleitet.

Die Ergebnisse der Modelluntersuchung müssen anschließend in eine für die Planungspraxis nutzbare Form überführt werden. Zu diesem Zweck sind Gleichzeitigkeitsfaktoren zu bestimmen, die sich aus den simulativ ermittelten Lastprofilen je Netznutzungsszenario ergeben. Der gewählte Berechnungsansatz und die ermittelten Ergebnisse werden in Kapitel 5 vorgestellt.

3.2 Vorstellung des Modellansatzes

3.2.1 Zusammenwirken von Markt- und Netzausbausimulation

Zur Quantifizierung einer optimalen Allokation von Flexibilitätspotenzialen ist sowohl eine realitätsnahe Abbildung des Marktgeschehens als auch eine adäquate Berücksichtigung der Rückwirkungen auf das Stromnetz erforderlich. Zur Analyse der Wirkungen eines markt- oder netzorientierten Flexibilitätseinsatzes muss die Lastcharakteristik differenziert modelliert werden. Hierbei ist es wichtig, die Einsatzrandbedingungen flexibler Verbraucher adäquat zu berücksichtigen. Hierzu zählen insbesondere die Verschiebedauer von flexiblem Verbrauch und v. a. bei Elektrofahrzeugen die Verfügbarkeit am Ladepunkt.

Anschließend kann mithilfe einer Marktsimulation abgebildet werden, wie sich die verschiedenen Flexibilitätsoptionen auf den Strommarkt auswirken. Eine solche Simulation ist deswegen erforderlich, weil der marktorientierte Einsatz von Flexibilität eine Rückwirkung auf den Markt hat. Andernfalls müsste ein praktisch unbegrenzter synchroner Einsatz der gesamten Flexibilität unterstellt werden, was zu realitätsfernen Ergebnissen führen würde. Durch den iterativen Einsatz aller Flexibilitätsoptionen werden Rückkopplungen sowohl auf den Strommarkt als auch auf andere Flexibilitäten berücksichtigt. Der angepasste Flexibilitätseinsatz führt zu modifizierten Lastganglinien der flexiblen Verbraucher und verändert damit die Residuallasten. Diese werden anschließend als Grundlage für die simulative Ermittlung des Netzausbaubedarfs und der damit verbundenen Netzkosten verwendet. Die methodische orientiert sich dabei an den Langfristszenarien des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWK, 2024). Details zum Modellansatz der Marktsimulation werden nachfolgend in Abschnitt 3.2.2 vorgestellt, auf Kernelemente der Netzausbausimulation wird in Abschnitt 3.2.3 genauer eingegangen.

Es ist davon auszugehen, dass die operativen Stromerzeugungskosten bei vollständig marktorientierter Flexibilitätsnutzung ein Minimum annehmen. Hierdurch können aber, wie bereits erwähnt, erhöhte Belastungsspitzen des Netzes auftreten, die einen verstärkten Netzausbaubedarf auslösen und damit zu höheren Netzkosten im Vergleich zur Situation mit ungesteuerter Flexibilitätsnutzung führen können. Um Belastungsspitzen zu reduzieren und den Netzausbaubedarf zu senken, sollte ein Teil der Flexibilität netzorientiert eingesetzt werden. Da hierdurch das Potenzial für die marktorientierte Flexibilitätsnutzung eingeschränkt wird, ist zu erwarten, dass die Stromerzeugungskosten in der Folge ansteigen. Gleichzeitig sinken die Netzkosten mit zunehmendem netzorientiertem Flexibilitätseinsatz.

Es ist zu erwarten, dass die Summe aus Netz- und Stromerzeugungskosten bei einem bestimmten Umfang netzorientierter Flexibilitätsnutzung ein Minimum einnimmt (Abbildung 3.2). Um dieses Optimum näherungsweise zu finden, werden sukzessive verschiedene Intensitäten der netzorientierten Flexibilitätsnutzung simuliert und auf ihre Kostenwirkungen hin bewertet. Dieses Vorgehen ist in Abbildung 3.2 durch die gelben Kreise auf der Gesamtkostenkurve veranschaulicht.

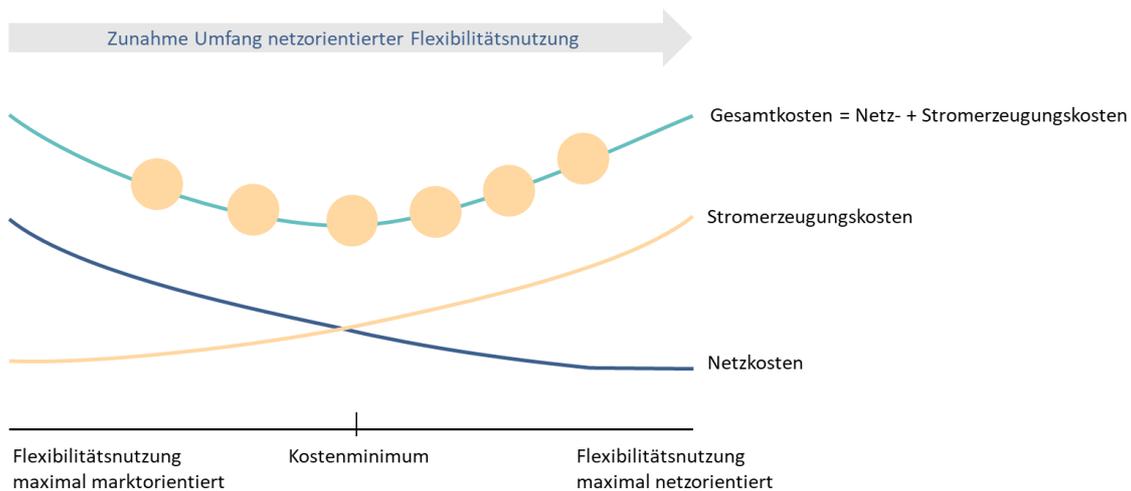


Abbildung 3.2: Zusammenhang zwischen markt- und netzorientierter Flexibilitätsnutzung mit Blick auf Gesamtkosten im Modellansatz

Als Basisszenario wird ein Fall mit ungesteuerter Flexibilitätsnutzung simuliert und anschließend ein Fall mit maximal marktorientierter Flexibilitätsnutzung. Dieser stellt gleichzeitig auch das Referenzszenario für die im Folgenden betrachteten Fälle mit zunehmendem Umfang netzorientierter Flexibilitätsnutzung dar. Fokus ist hier das Stützjahr 2045, für das angenommen wird, dass der Hochlauf der haushaltsnahen Flexibilitäten (Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und Batteriespeicher) weitgehend abgeschlossen ist. Als Ergebnis der jeweiligen Simulationsläufe ergeben sich je Verbrauchsprofil (z. B. Haushalt mit Wärmepumpe und PV-Anlage mit Speicher, weitere Details zu Profilen s. Abschnitt 3.2.2) Nachfragezeitreihen in stündlicher Auflösung. Diese werden anschließend regionalisiert, den in der Modellnetzanalyse verwendeten Typnetzen zugeordnet und mittels Modellnetzanalyse Netzausbaubedarf und -kosten ermittelt.

Für die Analyse der netzorientierten Flexibilitätsnutzung muss diese in dem jeweils unterstellten Umfang simuliert werden. Hierfür werden ausgehend von dem Referenzfall gezielt Belastungsspitzen in Zeiten mit niedrigerer Belastung verschoben. Auf Basis der so angepassten Belastungsprofile werden die Auswirkungen auf die Netzdimensionierung und die sich ergebenden Netzkosten mittels Modellnetzanalyse quantifiziert. Die zeitliche Verschiebung der Nachfrage wirkt sich jedoch auf die Stromerzeugungskosten aus. Daher werden diese anhand der netzorientiert angepassten Nachfragezeitreihen erneut ermittelt. Abbildung 3.3 stellt den grundsätzlichen Ablauf und das Ineinandergreifen der Markt- und Netzausbausimulation schematisch dar. In den nachfolgenden Abschnitten 3.2.2 und 3.2.3 werden die verwendeten Simulationsmodelle näher vorgestellt.

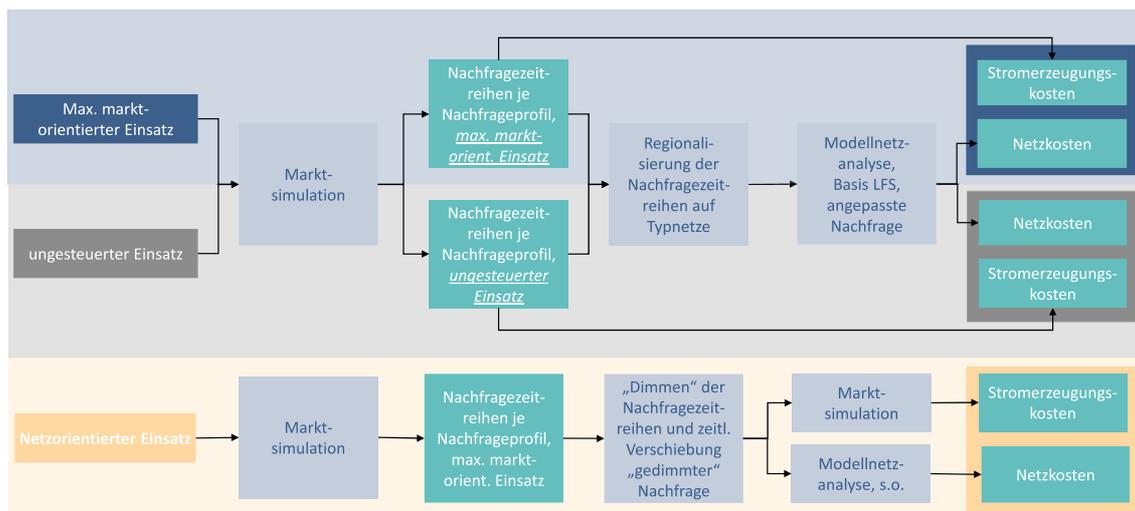


Abbildung 3.3: Überblick über Zusammenspiel zwischen Markt- und Netzausbausimulation

3.2.2 Marktsimulation

In der Marktsimulation wird die Reaktion flexibler Verbraucher aus dem Haushaltssektor sowie dem Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungs- (GHD-)Sektor auf Preissignale aus dem Spotmarkt modelliert. Das Ziel der Modellierung ist dabei, den Flexibilitätseinsatz bottom-up zu ermitteln und gleichzeitig die Auswirkungen auf die Spotmarktpreise zu berücksichtigen. Hierzu wird zunächst die Grundgesamtheit der verfügbaren Flexibilität in Deutschland in den genannten Sektoren festgelegt. Anschließend werden die flexiblen Verbraucher in Kohorten aufgeteilt, um eine gestufte Reaktion auf Marktpreise abzubilden. In einem iterativen Prozess wird dann zunächst für die erste Kohorte der Flexibilitätseinsatz anhand eines gegebenen Preissignals ermittelt. Dieser Flexibilitätseinsatz hat Auswirkungen auf die Gesamtlast und damit auch auf die Residuallast im Gesamtsystem. Über ein Regressionsmodell, welches sich die Korrelation zwischen Residuallast und Spotmarktpreisen zu Nutzen macht, wird darauf aufbauend eine angepasste Preiszeitreihe erstellt, die wiederum der nächsten Kohorte als Input für ihren Flexibilitätseinsatz dient, usw. Nachdem der Flexibilitätseinsatz für die letzte Kohorte ermittelt wurde, kann auch die sich am Ende des Marktgeschehens einstellende Spotmarktpreiszeitreihe ermittelt werden (siehe hierzu auch Abbildung 3.4).

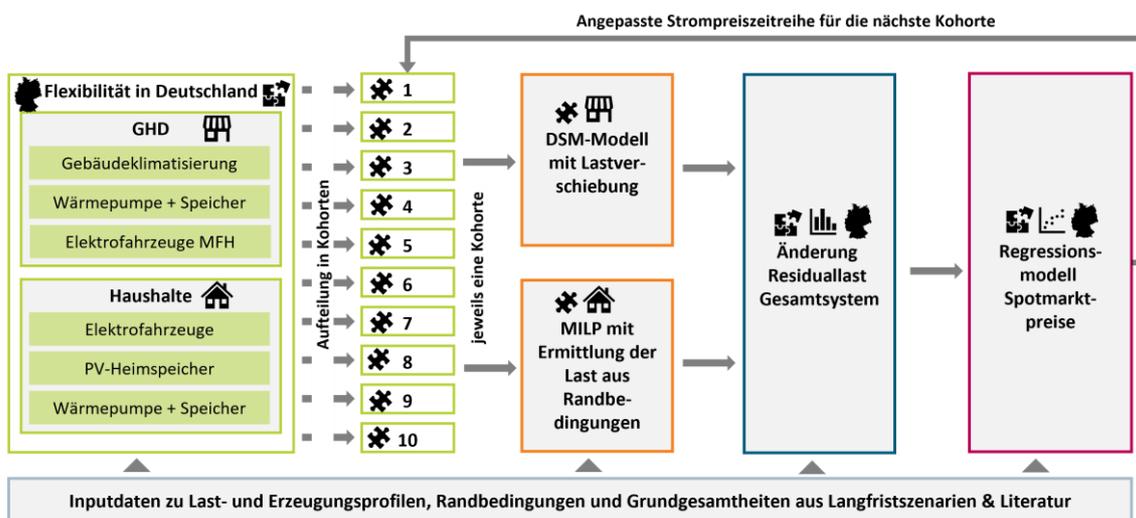


Abbildung 3.4: Modellansatz für Wechselwirkungen Flexibilitätseinsatz und Spotmarkt

Der Fokus der Studie liegt auf flexiblen Verbrauchern in der Nieder- und Mittelspannung und damit auf dem Haushalts- und GHD-Sektor. Im Bereich der haushaltsnahen Flexibilitäten werden Elektrofahrzeuge, PV-Heimspeichersysteme und Wärmepumpen mit Pufferspeicher betrachtet. Im GHD-Sektor liegt der Fokus auf der Gebäudeklimatisierung und der Wärmebereitstellung durch Wärmepumpen.

Abbildung haushaltsnaher Flexibilität

Für haushaltsnahe Flexibilität wird angenommen, dass die Reaktion auf Preissignale innerhalb eines Haushalts über ein **Energiemanagementsystem (EMS)** erfolgt. Dieses EMS ist als gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell abgebildet, welches die sich einstellende Last in Reaktion auf Preissignale über verschiedene Randbedingungen ermittelt. Dies erlaubt die Berücksichtigung der Interaktion verschiedener flexibler Technologien und der selbsterzeugten Strommengen aus PV-Aufdachanlagen innerhalb eines Haushalts. Das HEMS – und damit auch die Optimierung - verfolgt dabei das Ziel, die variablen Stromkosten des Haushalts, welche sich aus dem Arbeitspreis für bezogene Energiemengen und den Erlösen eingespeicherter Energiemengen zusammensetzt, zu minimieren. Zur Abbildung von Vorhersageunsicherheiten ist ein Rolling-Horizon Ansatz implementiert. Die modelltechnische Abbildung der einzelnen Technologien wird im Weiteren beschrieben.

Der **Haushaltsstrombedarf** für Geräte (z. B. Kühlschrank, Waschmaschine) und Beleuchtung wird als nicht flexibel angenommen. Ebenso wird die Erzeugung aus **PV-Aufdachanlagen** als fix angenommen und entsprechend der angenommenen installierten Leistung skaliert.

Ist im Haushalt zusätzlich zur PV-Aufdachanlagen ein **Batterieheimspeicher** verfügbar, so wird angenommen, dass dieser mit eigenerzeugten Strommengen beladen und zur Deckung des Strombedarfs im Haushalt (inkl. flexibler Technologien) entladen werden kann.

Für die Abbildung des **flexiblen Ladens** von **Elektrofahrzeugen** werden in der Modellierung Fahr- und Standprofile genutzt. Diese Profile geben Aufschluss über die Zeiträume, in denen die Fahrzeuge entweder verfügbar (stehend) oder in Nutzung (fahrend) sind. Über die Fahrprofile kann auch die Entladung der Fahrzeugbatterie bestimmt werden. Die Optimierung des Ladevorgangs erfolgt innerhalb des HEMS. Das HEMS nutzt die vorliegenden Profile, um das Laden der Elektrofahrzeuge unter Berücksichtigung verschiedener Randbedingungen optimal zu steuern. Zu den Randbedingungen gehören u. a. die Einhaltung der maximalen Ladeleistung oder eine ausreichend voll beladene Fahrzeugbatterie für den nächsten Trip vor Abfahrt.

Für die Betrachtung des **bidirektionalen Ladens (vehicle-to-grid, V2G)** wird als Trade-off aus Genauigkeit und Rechenzeit modellseitig ein fixer Anteil der Fahrzeugbatterie für Arbitragehandel freigehalten. Es wird angenommen, dass pro Tag die Energiemenge dieses Anteils gehandelt werden darf. Technische Randbedingungen werden berücksichtigt.

Der elektrische Strombezug der **Wärmepumpe** wird sowohl durch die Außentemperatur als auch durch das zugrunde liegende Wärmebedarfsprofil bestimmt. Der Fokus der Studie liegt auf Luft-/Wasser-Wärmepumpen, da diese den größten Anteil am Gesamtabatz an Wärmepumpen in Deutschland darstellen (BWP, 2024). Es wird angenommen, dass ein Pufferspeicher zur Verfügung steht, der entsprechend der Leistung der Wärmepumpe dimensioniert ist. Dies ermöglicht eine gewisse Entkopplung zwischen Wärmeherzeugung und -verbrauch und hebt das Flexibilitätspotenzial. Die Wärmepumpe wird gemäß gängigen Standards dimensioniert und weist einen von der Außentemperatur abhängigen COP auf. Zusätzlich ist eine Heizkurve hinterlegt.

Für den **ungesteuerten Fall** erfolgt eine Simulation der im Haushalt verfügbaren Flexibilitäten. Dabei folgt der Batterieheimspeicher einer „PV-first Strategie“, die Wärmepumpe deckt den Wärmebedarf zu jedem Zeitpunkt und das Elektrofahrzeug wird nach Ankunft geladen.

Abbildung der Lastverschiebung im GHD-Sektor

Für den GHD-Sektor werden die Lasten einzelner Prozesse in aggregierter Form betrachtet. Der Flexibilitätseinsatz wird durch ein Optimierungsmodell mit Lastverschiebung abgebildet, wobei das Ziel die Minimierung der Stromkosten ist. Die Lastverschiebung einzelner Prozesse unterliegt dabei verschiedenen Einschränkungen. Zu diesen Einschränkungen gehören Lastgrenzen, die sowohl eine minimale als auch eine maximale Leistungsaufnahme definieren. Zudem wird die kumulierte Anzahl an Lastverschiebe-Events begrenzt und die Dauer der Prozesse, die Pausenzeiten sowie die kumulierte Betriebszeit berücksichtigt. Auch die maximal kumulierte verschiebbare Energiemenge kann festgelegt und die Lastverschieberichtung (zeitlich) fixiert werden. Zusätzlich können Aktivierungskosten für die Lastverschiebung hinterlegt werden. Durch diese Vorgaben wird sichergestellt, dass die Abbildung der Flexibilität die Betriebsanforderungen der Prozesse abbildet.

Abbildung der Auswirkungen von Flexibilitätseinsatz auf Spotmarktpreise

Der Zusammenhang zwischen den Spotmarktpreisen und der Residuallast des Energiesystems ist von zentraler Bedeutung für die Abbildung der Auswirkungen des Flexibilitätseinsatzes auf die Spotmarktpreise. Die Residuallast stellt die Differenz zwischen der aktuellen Systemlast und der Einspeisung aus erneuerbaren Energien dar. Sie zeigt somit an, welche Last durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss.

Analysen zeigen, dass die Spotmarktpreise stark von der Höhe der Residuallast beeinflusst werden (Kühnbach et al., 2021). In Phasen hoher Residuallast, wenn die Einspeisung aus erneuerbaren Energien gering ist, steigen die Strompreise an. Dies liegt daran, dass teurere konventionelle Kraftwerke (wie z. B. Gas- oder Kohlekraftwerke) zugeschaltet werden müssen, um die Nachfrage zu decken. Umgekehrt führen niedrige Residuallasten, die durch eine hohe Einspeisung erneuerbarer Energien (vor allem aus Wind und Photovoltaik) gekennzeichnet sind, zu sinkenden Spotmarktpreisen. Wenn die Einspeisung die Nachfrage übersteigt, können die Preise auch negativ werden.

Der Zusammenhang von Residuallast und Spotmarktpreisen kann über eine polynomiale Regression unter Verwendung von bestehenden Ergebnissen aus den Langfristszenarien (BMWK, 2024) abgebildet werden, wie beispielhaft in Abbildung 3.12 dargestellt. Innerhalb der Modellierung kann anhand der verfügbaren Daten die beste Kombination Grad des Polynoms und einbezogenen Erzeugungstechnologien ermittelt und so ein Regressionsmodell zur Abbildung der Rückwirkungen des Flexibilitätseinsatzes auf die Spotmarktpreise erstellt werden.

3.2.3 Netzausbausimulation

Methodischer Überblick

Ziel der Netzausbausimulation ist die Bestimmung des zu erwartenden Netzausbaubedarfs und der damit verbundenen Kosten je betrachtetem Flexibilitätsnutzungsfall. Dabei werden neben dem ungesteuerten und dem marktorientierten Fall in abgestuftem Umfang Fälle mit netzorientierter Flexibilitätsnutzung betrachtet.

Ausgehend von der Modellierung des Energiesystems im Betrachtungsjahr 2045, die aus den Langfristszenarien (BMWK, 2024) abgeleitet ist, wird anschließend (Schritt 2) durch Variation der für die Netzdimensionierung relevanten Eigenschaften der Verbraucher die sich in dem

jeweiligen Fall ergebende Netzbelastung in den Netzmodellen nachgebildet (Abbildung 3.5). In Schritt 3 wird mittels Modellnetzanalyse der Netzausbaubedarf bestimmt. Die Ergebnisse zum Netzausbaubedarf umfassen nach Netzebenen differenzierte Aussagen zur Zahl/Länge der zu verstärkenden oder gänzlich neu zu errichtenden Betriebsmittel (Leitungen, Transformatoren, Stationen/Schaltanlagen). Schließlich werden im vierten Schritt unter Berücksichtigung praxisüblicher Kostenansätze die sich ergebenden Netzkosten bestimmt.



Abbildung 3.5 Übersicht über grundsätzliche Methodik für die quantitativen Analysen zum Netzausbaubedarf

Wesentliche Modelleigenschaften der Modellnetzanalyse

Der Ansatz der Modellnetzanalyse (MNA) ist gut geeignet, um Auswirkungen von Veränderungen der Versorgungsaufgabe –in der vorliegenden Studie sind dies insbesondere verbrauchsseitige Veränderungen – auf den Netzausbaubedarf und die daraus resultierenden Netzkosten zu bestimmen. Der MNA liegt das Ziel zugrunde, zentrale Wirkungszusammenhänge zwischen Änderungen der Versorgungsaufgabe und den Kosten der erforderlichen Netzinfrastruktur systematisch zu untersuchen. Die MNA nutzt dazu eine abstrahierte Beschreibung der Versorgungsaufgabe. Wesentliche Eigenschaften der Versorgungsaufgabe sind die räumliche Verteilung, die Höhe und das zeitliche Profil Struktur der Leistungen von Verbrauchern und Erzeugungsanlagen.

Die Versorgungsaufgabe bildet die Grundlage der Netzauslegung. Sie umfasst die planungsrelevanten, vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Eigenschaften eines Versorgungsgebiets sowie der dort angeschlossenen Netznutzer. Für jede betrachtete Netzebene erfolgt eine standardisierte Abbildung dieser Versorgungscharakteristik. Zentrale Eingangsdaten hierbei sind:

- die Lage und Anzahl der Anschlusspunkte von Lasten und Erzeugungsanlagen,
- die Höchstlast, Anschlussnetzebene und Lastcharakteristik je Verbraucher,
- die maximale Einspeiseleistung, Anschlussnetzebene und Einspeisecharakteristik je Erzeugungseinheit.

Die Gebiets- und Laststruktur wird im Rahmen der Modellnetzanalyse in stark vereinfachter, idealisierter Form abgebildet. Es wird angenommen, dass je Netzebene und Teilgebiet eine homogene Anordnung vorliegt. Dabei wird eine unterstellt, dass sämtliche Anschlusspunkte identische Last- und Erzeugungsmerkmale aufweisen sowie gleichmäßige über die Fläche des betrachteten Teilversorgungsgebiets verteilt sind.

Abbildung 3.6 veranschaulicht das Konzept der homogenen Versorgungsaufgabe am Beispiel der untersten Netzebene, bei der die Hausanschlüsse die relevanten Anschlusspunkte darstellen, im Vergleich zu einer realitätsnahen, inhomogenen Struktur.

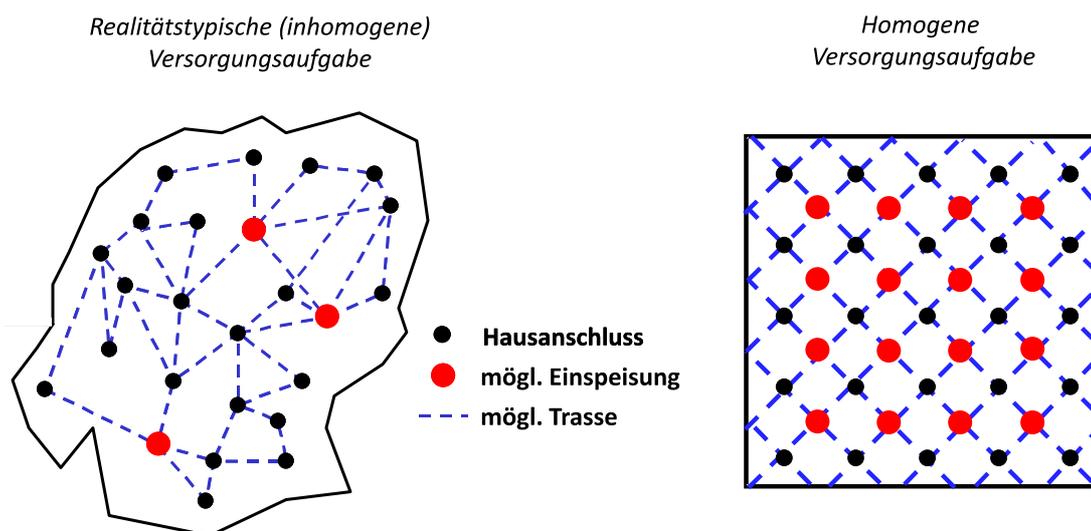


Abbildung 3.6 Vergleich einer realitätstypischen, inhomogenen und der in der MNA abgebildeten homogenen Versorgungsaufgabe

Die Modellnetzanalyse eignet sich aufgrund ihrer abstrahierten Struktur nicht zur Ermittlung optimaler Netztopologien in konkreten Versorgungsgebieten. Ebenso ist sie kein Instrument zur operativen Unterstützung der Netzplanung. Für die in dieser Studie untersuchten Fragestellungen – insbesondere hinsichtlich durchschnittlicher, nicht durch standortspezifische Einflüsse verzerrter Zusammenhänge zwischen Versorgungsaufgabe und Netzkosten – liefert die Modellnetzanalyse jedoch belastbare und übertragbare Erkenntnisse. Die Modellierung berücksichtigt dabei als Randbedingung die heutige Netzinfrastruktur, differenziert nach Netzebenen. Durch diese realitätsnahe Kalibrierung entspricht der auf Basis der Modellierung ermittelte Netzausbaubedarf in guter Näherung dem tatsächlich zu erwartenden Umfang.

Spezifische Anwendung der MNA zur Ermittlung der Auswirkungen unterschiedlicher Arten und Umfänge der Flexibilitätsnutzung

In Abschnitt 3.2.1 wurde bereits ein Überblick über die angewandte Methodik und das Ineinandergreifen der Markt- und Netzausbausimulationen gegeben. Nachfolgend soll die Modellierung der netzorientierten Flexibilitätsnutzung detaillierter erläutert werden.

Ziel der im Rahmen dieser Studie betrachteten netzorientierten Flexibilitätsnutzung ist es, ausgehend von einem maximal marktorientierten Flexibilitätseinsatz, Belastungsspitzen durch gezielte Verschiebung der Nachfrage hin zu späteren Zeitpunkten mit geringerer Nachfrage zu reduzieren. Dadurch können Netze für eine geringere Belastung ausgelegt und Netzausbaubedarf und -kosten reduziert werden. Die maximal erreichbare Senkung der Spitzenbelastung ist jedoch begrenzt, da das Zeitfenster, innerhalb dessen die Nachfrage verschoben werden kann, limitiert ist. Dementsprechend ist die maximale Verschiebedauer eine Randbedingung, die entscheidenden Einfluss auf die maximale Reduktion der Spitzenbelastung hat. Um die maximale Reduktion zu ermitteln, wird schrittweise vorgegangen. Zunächst wird ein Startwert für die Reduktion gewählt und vom höchsten Belastungswert der marktorientierten Zeitreihe abgezogen. Dann wird geprüft, ob sich die darüber liegende Nachfrage innerhalb des erlaubten Verschiebezeitraums verlagern lässt. Ist das möglich, wird die Reduktion weiter erhöht. Sobald die maximale Verschiebedauer überschritten wird, gilt die maximale Reduktion als erreicht. Die Wirkung auf die Nachfragezeitreihe ist in Abbildung 3.7 am Beispiel einer maximal dreistündigen Verschiebung in der Woche mit der höchsten Nachfragespitze illustriert. Das Diagramm veranschaulicht, dass sich durch die Nachfragereduktion ein Lastplateau ausbildet (rote durchgezogene Linie), gefolgt von

einem Nachholeffekt in den Folgestunden, in denen der Verbrauch temporär zwar über das Niveau der marktorientierten Zeitreihe steigt (gestrichelte Linie positiv), aber nicht über den gewählten Grenzwert hinausgeht. Ebenso ist in der Darstellung zu erkennen, dass die Nachfragereduktion einen Zeitraum von mehreren Stunden umfassen kann, aber nicht zwingend an mehreren aufeinanderfolgenden Tagen erfolgt.

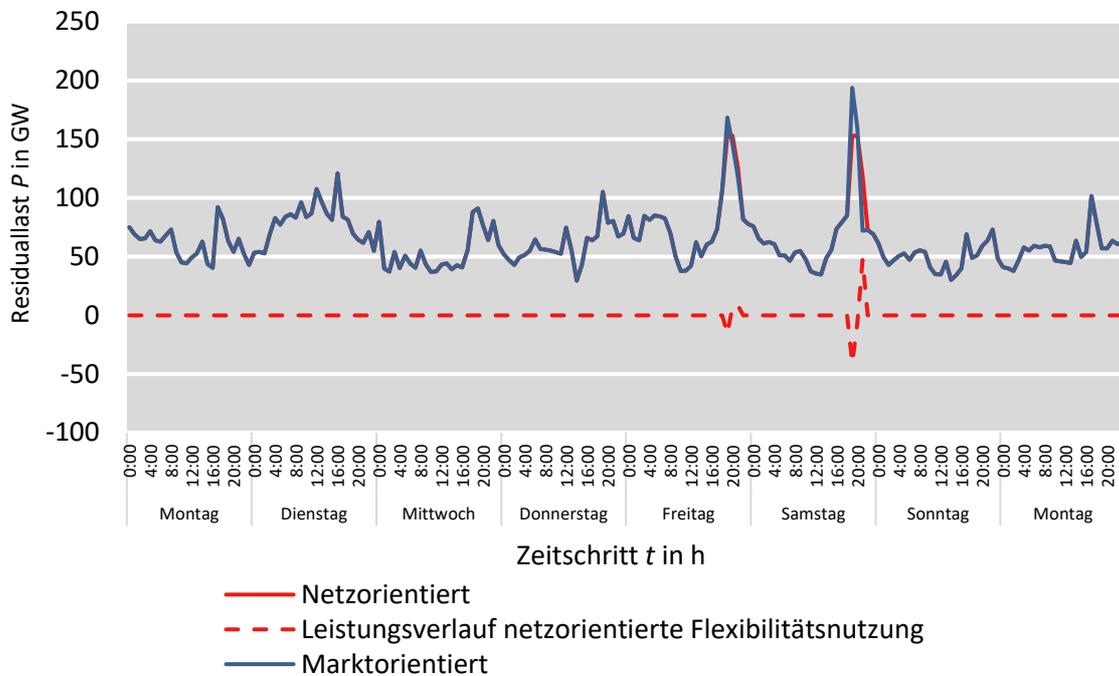


Abbildung 3.7: Einfluss der netzorientierten Flexibilitätsnutzung auf die auslegungsrelevante Last am Beispiel eines Verschiebezeitfensters von maximal drei Stunden

Wie eingangs erwähnt, hat die maximale Verschiebedauer als Randbedingung einen entscheidenden Einfluss auf die Reduktion der Spitzenbelastung. Daneben wirkt sich die maximal zulässige Anzahl der Zeitpunkte, in denen Nachfrage verschoben wird, auf die Höhe der Reduktion aus. So ist es leicht nachvollziehbar, dass zu mehreren Zeitpunkten Nachfrage verschoben werden muss, um eine höhere Reduktion zu erreichen. Um beide Einflüsse deutlich zu machen, wurde die maximale Verschiebedauer variiert und in Abbildung 3.8 die jeweils erreichbare Spitzenleistungsreduktion über der Anzahl von Stunden, in denen die Leistungsreduktion erfolgt, aufgetragen.

Es ist zu erkennen, dass bereits bei einer geringen Anzahl von Stunden mit Lastverschiebung eine deutliche Senkung der Spitzenbelastung erzielt wird. Gleichzeitig sinkt der Grenznutzen jedoch mit Zunahme der Stunden deutlich und die erreichbare Spitzenleistungsreduktion geht in eine Sättigung über. Eine stärkere Reduktion der Spitzenbelastung kann dann nur noch durch eine Vergrößerung des Verschiebezeitfensters erreicht werden.

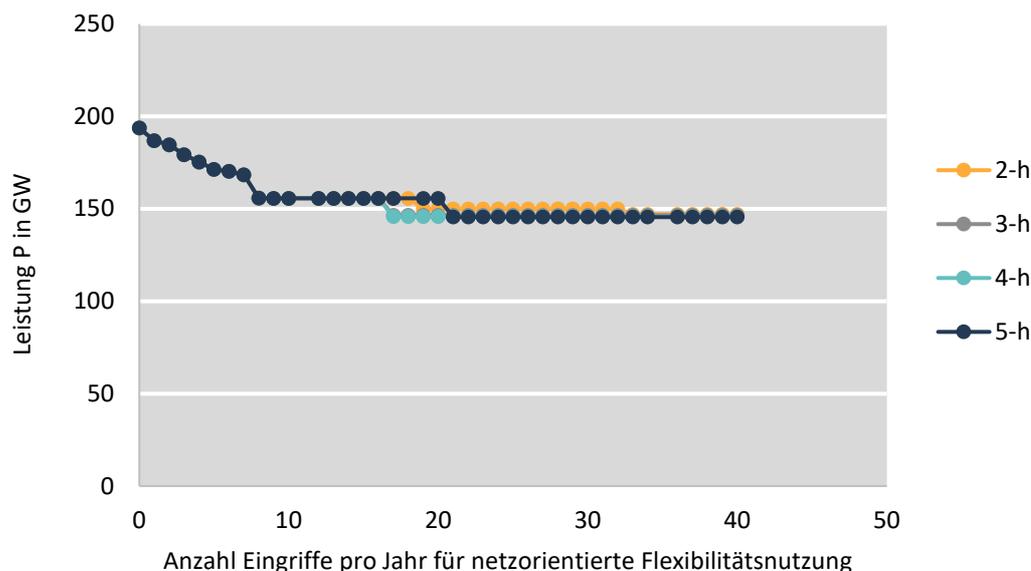


Abbildung 3.8: Senkung der Spitzenleistung in Abhängigkeit vom Umfang der netzorientierten Flexibilitätsnutzung

Für die weiteren Analysen zur netzorientierten Flexibilitätsnutzung wurde aus rechentechnischen Gründen ein fester Wert für die maximale Verschiebedauer gewählt. Die betrachteten Flexibilitätstypen (Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge usw.) weisen grundsätzlich ein Verschiebepotenzial von mindestens zwei Stunden auf. Die Annahme dieses Werts für alle Flexibilitätstypen würde das Nutzenpotenzial aber unterschätzen, da z. B. die Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen vielfach deutlich länger verschoben werden können. Daher wird in den nachfolgenden Analysen eine maximale Verschiebedauer von drei Stunden als plausibler Durchschnittswert über alle Flexibilitätstypen angesetzt.

3.3 Rahmendaten

Wo immer möglich, wurden Daten aus dem T45-Strom Szenario der Langfristszenarien (BMWK, 2024) verwendet. Dies umfasst sowohl Last- und Erzeugungskurven für die Modellierung als auch die Ermittlung der Durchdringung verschiedener Technologien und deren Verteilung. Inwieweit die Daten dem Szenario entnommen und auf die hier betrachtete Fragestellung angepasst wurden, ist im Folgenden dargestellt.

3.3.1 Marktsimulation

Datenbasis und Fokus

Im Hinblick auf die vorliegende Datenbasis wurde die Flexibilität von Elektrolyseuren hier nicht noch einmal explizit modelliert, da der Elektrolyseureinsatz im T45-Szenario bereits flexibel gesteuert ist.

Haushaltssektor

Die bottom-up Modellierung der Auswirkungen marktorientierten Flexibilitätseinsatzes erfordert einen Kompromiss zwischen der detaillierten Abbildung unterschiedlicher Haushaltstypen und flexibler Technologien sowie deren spezifischer Last- und Erzeugungsprofile auf der einen Seite und der Begrenzung der Rechenzeiten und notwendigen Datenmengen auf ein praktikables Maß auf der anderen Seite. Die aus dieser Abwägung hervorgehenden Haushaltstypen sind in Tabelle 3.1, Abbildung 3.9 und Abbildung 3.10 dargestellt. Im Bereich der EFH orientiert sich

die Verteilung der Größenklassen am „Stromspiegel 2021/2022“ (co2online, 2021). Die Dimensionierung der PV-Aufdachanlagen sowie der Batterieheimspeicher ist an das Maximal-Szenarios des Projekts „Batteriespeicher in Netzen“ (BMW, 2022) angelehnt. Weitere zugrunde gelegte Annahmen sind im Folgenden beschrieben.

Ein-/Zweifamilienhäuser (EFH)	Mehrfamilienhäuser (MFH)
3 verschiedene Größenklassen (Jahresstromverbrauch)	
1 Haushaltslastprofil	
6 PV-Profile mit installierter Leistung differenziert nach Technologieverfügbarkeit	
6 Wärmebedarfs- und Temperaturprofile	
4 Fahr-/Standprofile für Elektrofahrzeuge	-
2 verschiedene Ladeleistungen für Ekfz	-
Batterieheimspeicher dimensioniert nach Technologieverfügbarkeit	
10 verschiedene Technologiekombinationen	4 Technologiekombinationen
➔ 816 unterschiedliche EFH-Typen	➔ 72 unterschiedliche MFH-Typen

Tabelle 3.1: Betrachtete unterschiedliche EFH- und MFH-Typen

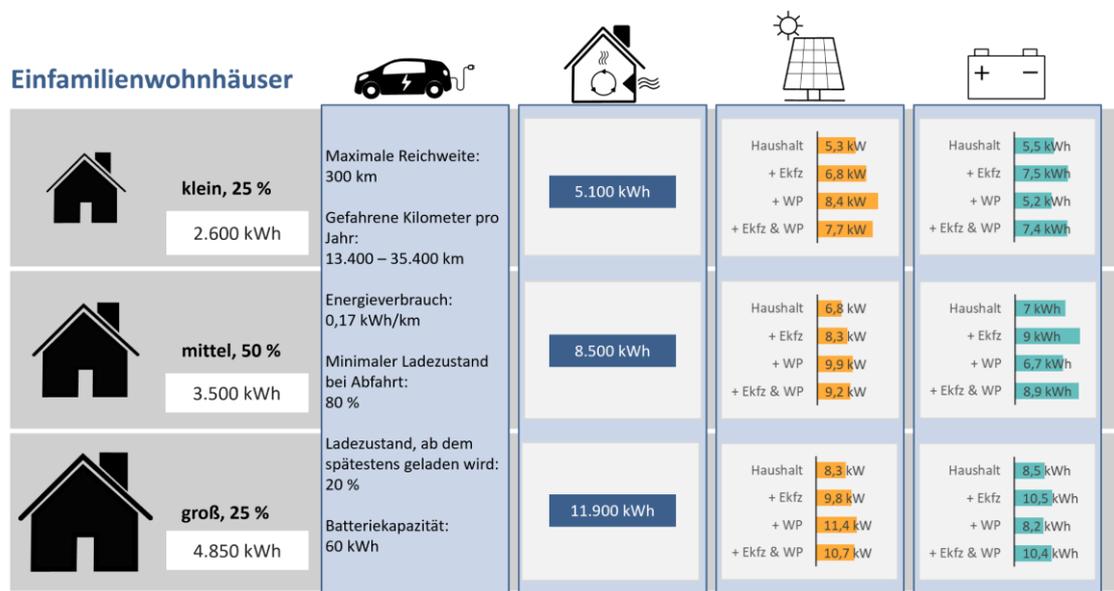


Abbildung 3.9: Annahmen zu unterschiedlichen EFH-Typen

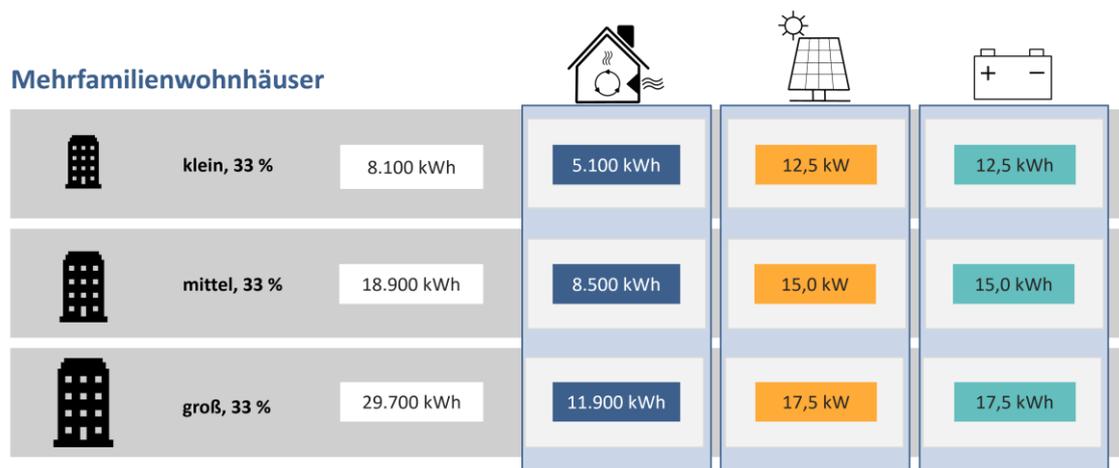


Abbildung 3.10: Annahmen zu unterschiedlichen MFH-Typen

Annahmen zur Elektromobilität

Dem Bereich der Ein- und Zweifamilienwohnhäuser (EFH) liegt die Annahme zugrunde, dass Elektrofahrzeuge überwiegend zu Hause geladen werden. Zur Reduktion der Komplexität wurden vier Fahr-/Standprofile ausgewählt. Die Auswahl erfolgte über eine Clusteranalyse mit dem Ziel, mit diesen vier Profilen die Verteilung der Ankunftszeiten an der heimischen Wallbox aus den „Mobilität in Deutschland“-Daten (MiD, 2017) möglichst gut abzubilden. Im Bereich der EFH wird angenommen, dass alle Elektrofahrzeuge die Möglichkeit zum flexiblen Laden nutzen.

Da Elektrofahrzeuge im Bereich der Mehrfamilienhäuser (MFH) i. d. R. nicht direkt in das EMS des Haushalts selbst eingebunden werden können, werden das heimische Laden, das öffentliche Laden und das Laden am Arbeitsplatz aggregiert betrachtet. Es wird angenommen, dass zwei Drittel der Ladevorgänge in diesem Bereich flexibel sind.

Annahmen zu Wärmepumpen

Der Wärmebedarf und die Anzahl der Wärmepumpen für GHD und EFH/MFH basieren auf den Ergebnissen des T45-Strom Szenarios. Die Verteilung auf EFH, MFH und GHD erfolgt über Ergebnisse aus dem Modell FORECAST (Fraunhofer ISI, 2025) im Projekt VerSEAS.

Annahmen zu Batterieheimspeichersystemen

Um die Verbreitung von PV-Batteriespeichersystemen abzuschätzen, wurde das Szenario C 2037/2045 des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom (BNetzA, 2022) herangezogen.

Abbildung 3.11 gibt eine Übersicht zu der Verteilung der flexiblen Technologien im Haushaltsbereich.

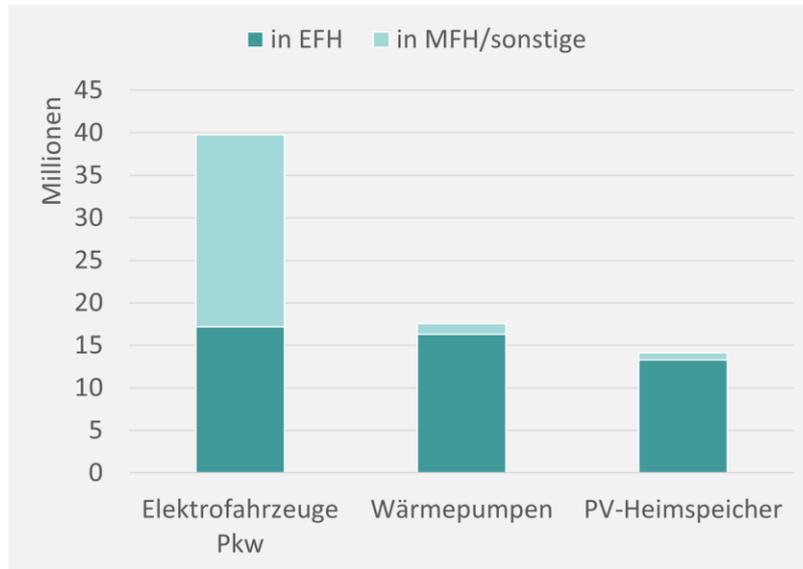


Abbildung 3.11: Entwicklung flexibler Technologien im Haushaltsbereich für das Jahr 2045

GHD-Sektor

Die Annahmen zum Wärme- bzw. Strombedarf der Wärmepumpen im GHD-Bereich sowie zum Strombedarf der Klimatisierung basieren auf dem T45-Strom Szenario.

Annahmen für die Modellierung der Lastverschiebung für GHD und die aggregierte Betrachtung der Elektrofahrzeuge außerhalb von EFHs sind in Tabelle 3.2 dargestellt.

Tabelle 3.2: Annahmen für die betrachteten Flexibilitäten im Lastverschiebemodell

	Lastgrenzen	Pausenzeit nach Lastverschiebeevent	Dauer eines Lastverschiebeevents	Aktivierungskosten Lastverschiebung
Ekfz nicht EFH	+50%	min. 0h	1h - 168h	5 €/MWh
Klimatisierung	+4%	min. 4h	1h	20 €/MWh
Wärmepumpen	+32%	min. 1h	1h - 7h	5 €/MWh

Residuallast und Spotmarktpreise

Die Strompreissignale für die flexiblen Technologien basieren zunächst auf den Schattenpreisen¹¹ der Ergebnisse des T45-Strom Szenarios. Diese werden jedoch nicht direkt übernommen, sondern als Basis für das in Abschnitt 3.2.2. beschriebene Regressionsmodell genutzt. Dabei wird keine Abregelung von Erzeugungsanlagen betrachtet. Das Regressionsmodell nutzt die Korrelation zwischen Preis und Residuallast, wodurch auch negative Preise bei hoher EE-Einspeisung sowie ein weiterer Preisanstieg in Knappheitssituationen abbildbar sind. Abbildung 3.12 zeigt die Schattenpreise und die abgeleitete Regressionskurve für das Jahr 2045.

¹¹ Schattenpreise werden in vielen Energiesystemmodellen als Näherung für Spotmarktpreise verwendet. Sie ergeben sich aus dem Optimierungsmodell und entsprechen im Kontext dem Preis, der sich einstellen würde, wenn Angebot und Nachfrage unter den gegebenen Systemrestriktionen optimal abgeglichen werden – also dem, was reale Spotmarktpreise widerspiegeln sollen.

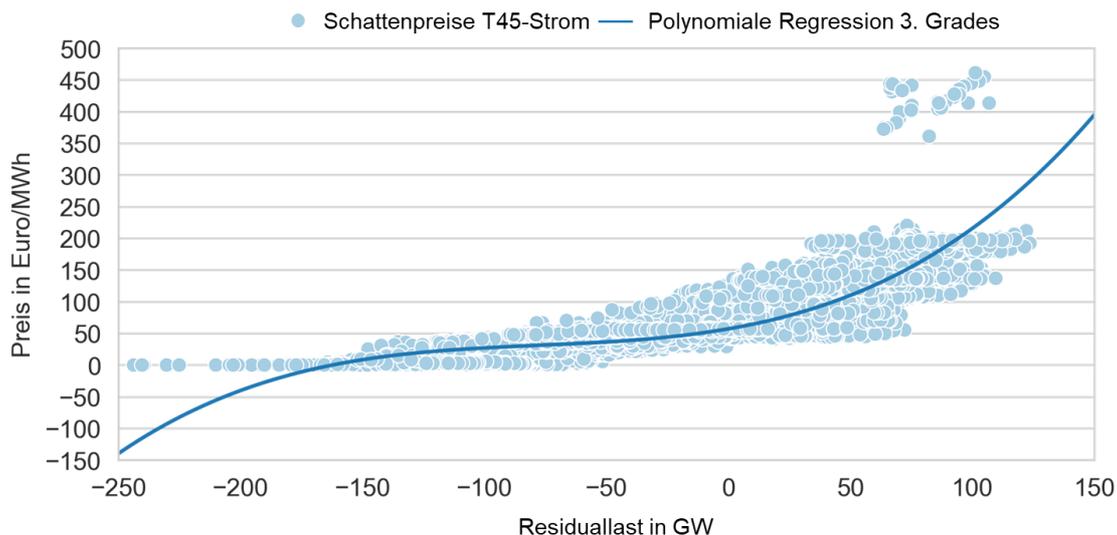


Abbildung 3.12: Beispielhafte Darstellung der Regressionskurve zur Abbildung von Preissignalen

3.3.2 Netzausbausimulation

Die Marktsimulation nutzt als Datenbasis ein Szenario der Langfristszenarien (BMWK, 2024). Für dieses Szenario liegt bereits ein parametrisiertes Modellsystem für das Verfahren der Modellnetzanalyse vor. Um hier größtmögliche Konsistenz zu gewährleisten, wird die zum für die Marktsimulation genutzten Szenario passende Parametrierung des Netzmodells als Basis verwendet. Die dabei genutzten Rahmendaten sind in den Berichten und auf der Website der Langfristszenarien¹² dokumentiert, sodass an dieser Stelle auf eine erneute Darstellung der Daten verzichtet werden kann. Primär werden die in der Modellnetzanalyse verwendeten Lastdaten entsprechend den in der Marktsimulation ermittelten Nachfragezeitreihen fallspezifisch angepasst. Alle übrigen Eingangsdaten und Parameter, insbesondere die des verwendeten Erzeugungssystems, bleiben hingegen unverändert.

¹² www.langfristszenarien.de

4 Gegenüberstellung von Stromerzeugungs- und Netzkosten in Abhängigkeit vom Flexibilitätsumfang

4.1 Einleitung und Abgrenzung

Nachfolgend werden die zentralen Ergebnisse der Markt- und Netzausbausimulationen vorgestellt und erläutert. Der Fokus liegt dabei auf einer fallweisen Gegenüberstellung von Stromerzeugungs- und Netzkosten:

- **Ungesteuerte Flexibilitätsnutzung:** „natürliches“ Verbrauchs- und Einspeiseverhalten; Anreiz zum Einsatz von Flexibilität zur Minimierung des Energiebezugs aus dem Netz (Eigenverbrauchsoptimierung)
- **Marktorientierte Flexibilitätsnutzung:** Marktbasierendes Preissignal setzt Anreiz zur Lastverschiebung; der Flexibilitätseinsatz unterliegt somit einem kollektiven Anreizmechanismus. Es werden zwei Szenarien betrachtet:
 - Rein lastseitiger Einsatz von Flexibilität
 - Lastseitiger Einsatz von Flexibilität mit zusätzlichem Arbitragehandel durch V2G im Bereich der EFH. Damit wird nicht nur eine Verschiebung des Stromverbrauchs adressiert, sondern auch eine marktorientierte Rückspeisung ins Netz. Die aggregierte Speicherkapazität von Elektrofahrzeugen übersteigt die der Batterieheimspeicher deutlich, weshalb Arbitragehandel Heimspeichern nicht explizit modelliert wird. Es wird davon ausgegangen, dass die relevanten Effekte bereits durch V2G mit abgebildet werden. Dadurch kann die Modellkomplexität auf ein vertretbares Maß reduziert werden.
- **Netzorientierte Flexibilitätsnutzung:** Abbildung mehrerer diskreter Abstufungen zwischen einer rein marktorientierten und einer rein netzorientierten Nutzung von Flexibilität.

Ziel der Analyse ist es, näherungsweise den Umfang der netzorientierten Flexibilitätsnutzung zu bestimmen, der zu einem Minimum der Summe aus Stromerzeugungs- und Netzkosten führt.

Wie bereits zuvor (Abschnitte 1.2 und 3.1) ausgeführt, soll die modellbasierte Untersuchung Antworten auf die Frage liefern, in welcher Weise Netzbetreiber bei der Dimensionierung von Netzbetriebsmitteln das Potenzial verbrauchsseitiger Flexibilität berücksichtigen sollten. Der Fokus liegt hierbei auf der langfristigen Netzplanung und -auslegung und weniger auf der Quantifizierung von Vorteilen eines temporären Aufschubs von Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen durch die netzorientierte Nutzung von Lastflexibilität. Diese Fragestellung wurde bereits im Rahmen verschiedener Studien, z. B. (Agora 2023), untersucht. Daher wird im Rahmen der vorliegenden Studie ausschließlich das Stützjahr 2045 betrachtet, in dem der Hochlauf der haushaltsnahen Flexibilitäten gemäß aktueller Zielsetzung weitgehend abgeschlossen sein soll.

Zunächst werden die Auswirkungen einer marktorientierten Flexibilitätsnutzung auf den Leistungsverlauf von Haushalten sowie auf die Entwicklung von Lasthöhen erläutert. Im Folgenden wird dargestellt, wie sich die geänderten Leistungsverläufe auf Marktpreise und auf Stromerzeugungskosten auswirken. Anschließend wird auf die dimensionierungsrelevante Leistung und deren Auswirkung auf die unteren Netzebenen eingegangen, gefolgt von den Auswirkungen einer netzorientierten Flexibilitätsnutzung auf die Netzauslegung. Abschließend erfolgt eine Gegenüberstellung von Stromerzeugungs- und Netzkosten in Abhängigkeit vom Umfang des netzorientierten Flexibilitätseinsatzes.

4.2 Vorstellung und Einordnung der Ergebnisse

4.2.1 Marktorientierte Flexibilitätsnutzung – Auswirkungen

Um die Effekte der marktorientierten Flexibilitätsnutzung auf die Stromerzeugungskosten besser nachvollziehen zu können, werden die Auswirkungen zunächst auf der Ebene der Haushalte und einzelner Technologien analysiert, gefolgt von einer Betrachtung auf nationaler Ebene.

Auswirkungen auf Haushalte und Flexibilitätseinsatz

Die Optimierung haushaltsnaher Flexibilitätsoptionen wie Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und Heimspeichern folgt der Zielsetzung, die variablen Stromkosten zu minimieren. Dabei bestehen Wechselwirkungen zwischen den verbrauchsseitigen Flexibilitätsoptionen und der volatilen Erzeugung von PV-Aufdachanlagen. Abbildung 4.1 zeigt am Beispiel eines mit den genannten Technologien ausgestatteten Haushalts, wie sich der Leistungsverlauf in Abhängigkeit von der Flexibilitätsnutzung in einer Woche im Frühjahr darstellt. Im ungesteuerten Fall wird ein Großteil der Eigenerzeugung in das Netz eingespeist, während das Elektrofahrzeug entweder über die zuvor geladene Batterie oder das Netz geladen wird. Die Wärmepumpe folgt dem Wärmebedarf des Haushalts und nutzt dabei zu großen Teilen Energie aus dem Netz. Bei der marktorientierten – bzw. stromkostenoptimierten – Flexibilitätsnutzung sind zwei wesentliche Effekte zu beobachten: Erstens wird vermehrt selbst erzeugter Strom für die Wärmeerzeugung und für das Laden des Elektrofahrzeugs genutzt. Zweitens wird der Verbrauch in Zeiten mit niedrigen Strompreisen verschoben. Bei zusätzlichem Arbitragehandel über V2G erfolgt die Rückspeisung von Strommengen in Zeiten hoher Preise. Die Verfügbarkeit des Elektrofahrzeugs am Standort entscheidet dabei, ob die niedrigsten und höchsten Preise eines Tages genutzt werden können.

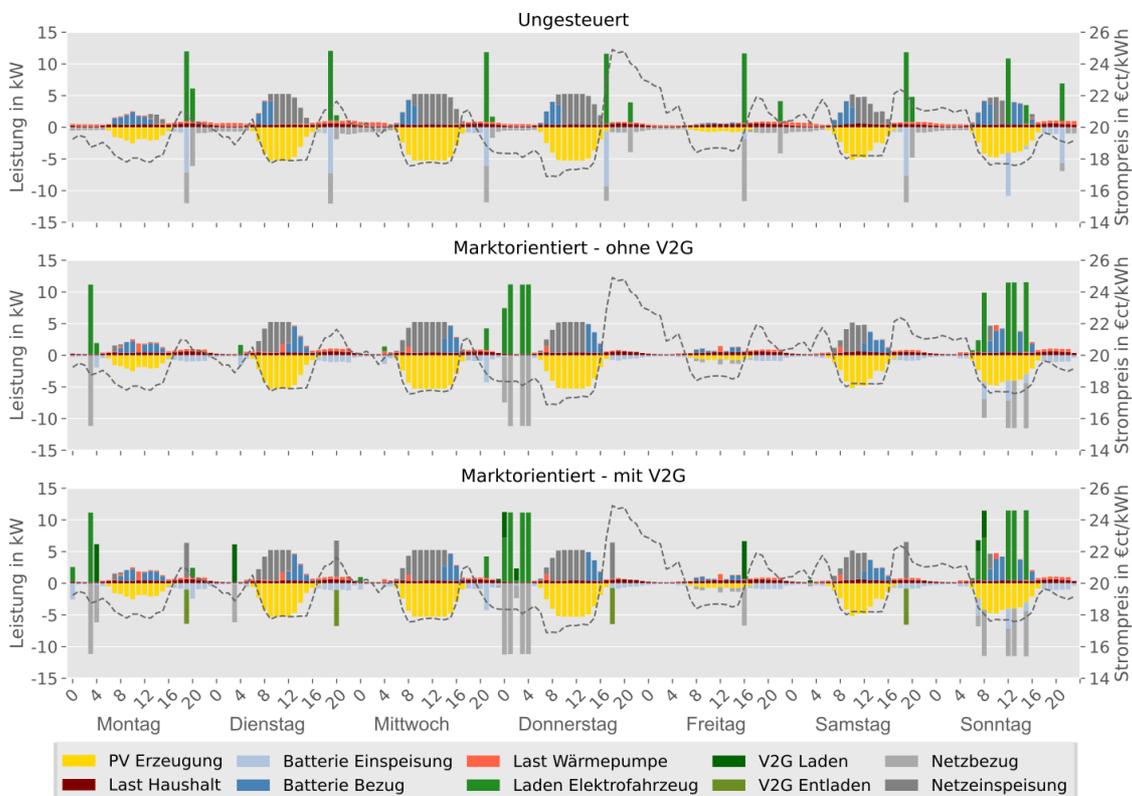


Abbildung 4.1: Leistungsverlauf eines exemplarischen Haushalts differenziert nach Leistungsbeiträgen für die Fälle „ungesteuert“, „marktorientiert ohne V2G“ und „marktorientiert mit V2G“

Abbildung 4.2 stellt den Flexibilitätseinsatz einzelner Technologien über das Jahr hinweg dar. Aufgetragen ist die sich aus System Sicht ergebende maximale Gleichzeitigkeit (simulativ ermittelte Leistung bezogen auf Summe der installierten Leistung) je Stunde des Tages und über die Tage des Jahres für jeweils eine bestimmte Technologie. Diese Gleichzeitigkeit ist jedoch nicht mit den für die Netzdimensionierung relevanten Gleichzeitigkeitsfaktoren gleichzusetzen, auf die in Kapitel 5 noch detaillierter eingegangen wird.

Der Einsatz von Batteriespeichern zur Deckung der haushaltseigenen Last verschiebt sich in den marktorientierten Fällen im Vergleich zum ungesteuerten Fall von den frühen Abendstunden zu einem gleichmäßigeren Entladen in den Abend- und Nachtstunden. Dies hängt auch damit zusammen, dass die Elektrofahrzeuge im marktorientierten Fall weniger in den frühen Abendstunden geladen werden. Es werden deutlich mehr Ladevorgänge in Zeiten hoher PV-Einspeisung („Mittagspeak“) verlagert. Zudem gibt es eine Verschiebung in die frühen Morgenstunden, in denen die Preise oft niedriger sind. Im Vergleich dazu ist der Stromverbrauch durch Wärmepumpen im marktorientierten Fall weniger gleichmäßig. Auch hier erfolgt eine Verschiebung hin zu Stunden mit niedrigen Strompreisen und in die Mittagsstunden mit hoher Eigenerzeugung. In den Mittagsstunden erreichen Wärmepumpen aufgrund höherer Außentemperaturen zudem einen höheren COP.

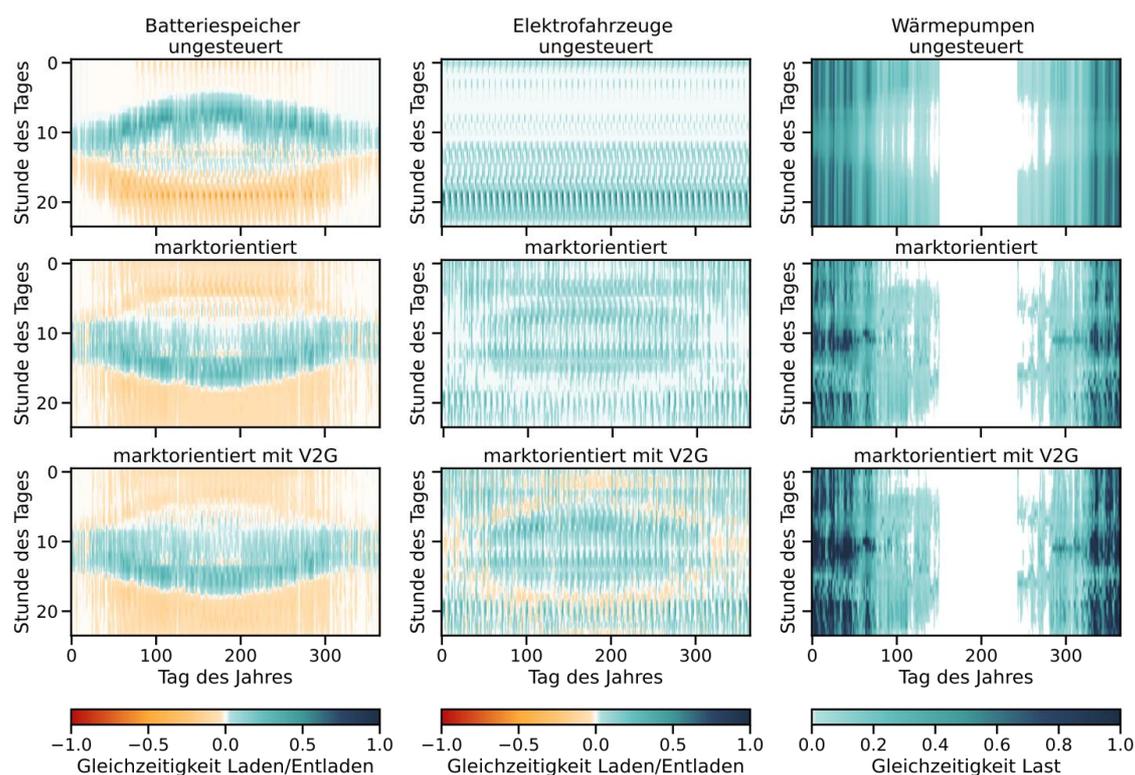


Abbildung 4.2: Gleichzeitigkeiten aus System Sicht (absolute Maxima, nicht für Netzdimensionierung relevant) differenziert nach Stunden des Tages und Tagen des Jahres für wesentliche haushaltsnahe Flexibilitätstypen für das Jahr 2045 („Heatmap“)

Die Betrachtung der Lasten der einzelnen Technologien gibt einen Eindruck des jeweiligen Flexibilitätseinsatzes, spiegelt jedoch nicht deren netzirksame Leistung wider. Die netzirksame Leistung des Haushaltes ergibt aus den Lasten der einzelnen Technologien, dem inflexiblen Verbrauch, dem Speichereinsatz und der Einspeisung aus PV-Aufdachanlagen. Es kann also sein, dass Elektrofahrzeuge im marktorientierten Fall zwar verstärkt in den Mittagsstunden laden, sie

hierfür aber Strom aus PV-Eigenerzeugung verwenden und somit die resultierende Netzbelastung gering bleibt. Die sich über alle betrachteten Haushalte ergebende Verteilung der netzwirksamen Leistung¹³ ist in Abbildung 4.3 dargestellt. In den marktorientierten Fällen zeigt sich sowohl bei Netzeinspeisung als auch bei Netzbezug eine deutliche Entzerrung der Gleichzeitigkeiten in den Mittags- und Abendstunden. Dies ist auf die Heterogenität der gewählten Haushalte und verstärkte Nutzung selbst erzeugter Strommengen zurückzuführen. Bei Teilnahme am Arbitragehandel über V2G kommt es vor allem in den Sommermonaten zusätzlich zu Einspeisesituationen in den frühen Abend- und Morgenstunden. Die dargestellten Maxima veranschaulichen den Effekt der marktorientiertem Flexibilitätsnutzung, sind in dieser Form aber nicht relevant für die Netzdimensionierung (siehe hierzu Kap. 5).

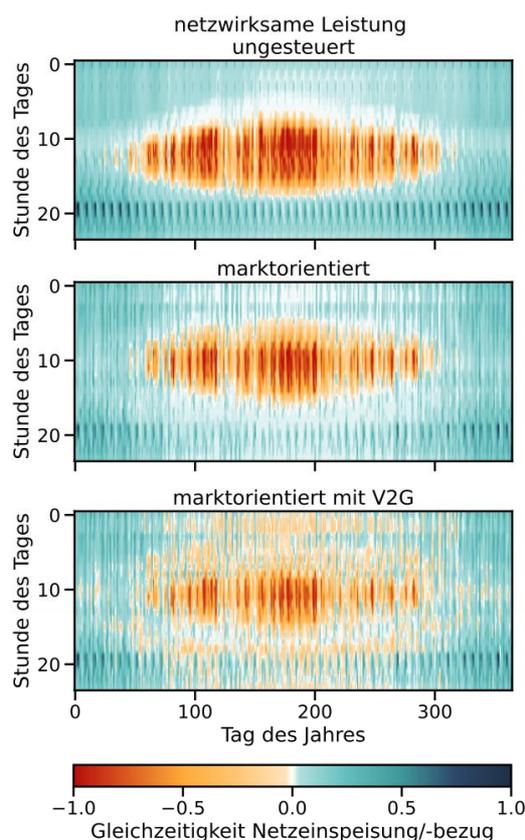


Abbildung 4.3: Gleichzeitigkeiten der netzwirksamen Leistung der EFHs (absolute Maxima, nicht für Netzdimensionierung relevant) differenziert nach Stunden des Tages und Tagen des Jahres für das Jahr 2045 („Heatmap“)

Auswirkungen auf Residuallast, Systemlast und Spotmarktpreise

Ein marktorientierter Flexibilitätseinsatz hat deutliche Auswirkungen auf die nationale Residuallast (siehe Abbildung 4.4). Die Residuallastkurve weist bereits im ungesteuerten Fall wenig Lastüberschüsse im Verlauf des Tages auf, da im verwendeten Szenario im Jahr 2045 Treibhausgasneutralität unterstellt wird und bereits viel Flexibilität, beispielsweise in Form von Elektrolyseuren, vorhanden ist. Es ist klar erkennbar, dass Erzeugungsüberschüsse von PV-Anlagen in den

¹³ Saldo aus flexiblem und inflexiblem Verbrauch und selbsterzeugtem Strom am Netzanschlusspunkt, Saldo kann positiv oder auch negativ sein

Mittagsstunden besser genutzt werden. Bei V2G ist dies auch in den früheren Morgenstunden der Fall, da ein Großteil der Fahrzeuge in dieser Zeit am heimischen Ladepunkt steht. Der markt-orientierte Flexibilitätseinsatz kann die Residuallast in den Abendstunden deutlich verringern. Bei Betrachtung der im Jahresverlauf auftretenden Maxima und Minima ergibt sich eine Reduktion der maximal auftretenden Residuallast um etwa 17,4 % (21,5 GW) und mit V2G um etwa 20,9 % (25,8 GW). Bei negativer Residuallast – also bei Einspeiseüberschuss aus Erneuerbaren – reduziert sich die Spitze um 8,7 % (21,3 GW) bzw. 8,9 % (21,8 GW). Die Residuallastkurve flacht entsprechend ab. Dadurch wird eine bessere Integration erneuerbarer Energien und ein reduzierter Einsatz konventioneller Kraftwerke erreicht. Die Ergebnisse unterstreichen somit den zusätzlichen Nutzen von V2G. Die Darstellung der Systemlast in Abbildung 4.5 verdeutlicht die Lastverschiebung durch den marktorientierten Flexibilitätseinsatz.

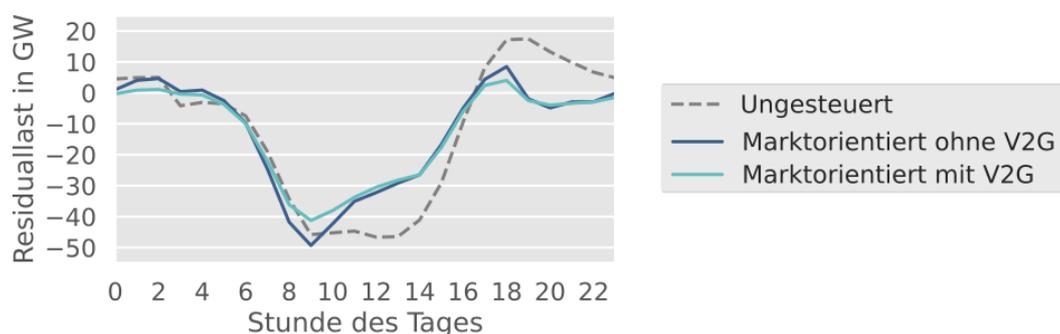


Abbildung 4.4: Residuallasten (Jahresmittel) in 2045, differenziert nach Stunde des Tages

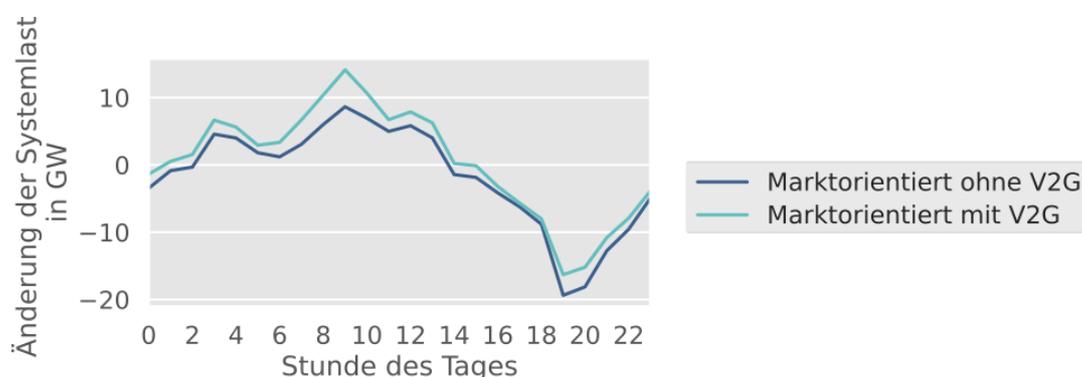


Abbildung 4.5: Veränderung der Systemlast im Tagesverlauf (Jahresmittel 2045)

Durch die Möglichkeit, kostengünstige Strommengen aus erneuerbaren Energien zu integrieren, weisen die Strompreise nach dem Flexibilitätseinsatz eine deutlich geringere Variabilität als im ungesteuerten Fall auf. Der durchschnittliche Strompreis sinkt im Vergleich zum ungesteuerten Fall um 5,9 % bzw. 7,8 % im marktorientierten Fall ohne und mit V2G. Der zusätzliche Nutzen des Arbitragehandels über V2G wird an dieser Stelle deutlich, da neben einer besseren Integration der erneuerbaren Energien eine Senkung der Strompreise erreicht wird.

Gegenüberstellung von Stromerzeugungs- und Netzkosten in Abhängigkeit vom Flexibilitätsumfang

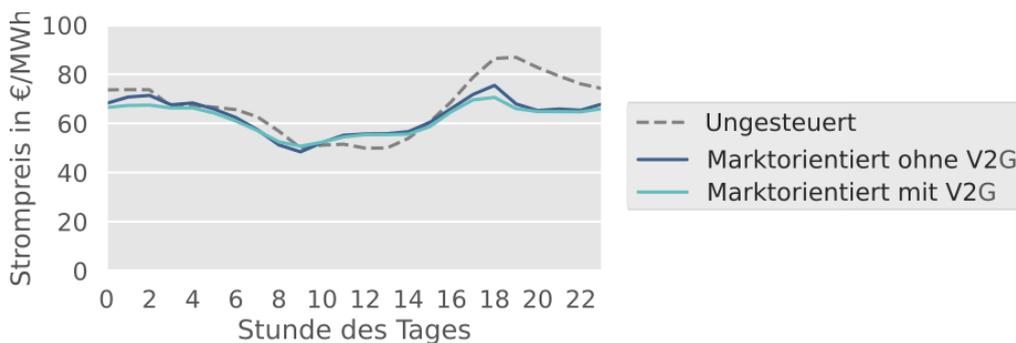


Abbildung 4.6: Entwicklung der Strompreise in Abhängigkeit von der Flexibilitätsnutzung, differenziert nach Stunde des Tages (Jahresmittelwerte für das Jahr 2045, Ergebnisse der Marktsimulation)

Auswirkungen auf Stromerzeugungskosten

Die bessere Integration erneuerbarer Energiemengen durch den marktorientierten Flexibilitätseinsatz, sowohl mit als auch ohne V2G, spiegelt sich auch in den operativen Stromerzeugungskosten wider (vgl. Abbildung 4.7). Diese sind definiert als die sich über den Spotmarktpreis zur Deckung der Systemlast ergebenden Kosten. Im Fall des marktorientierten Flexibilitätseinsatzes ergibt sich eine Reduktion der Stromerzeugungskosten um 4,4 Mrd. € (6,1 %)¹⁴. Mit dem zusätzlichen Einsatz von V2G steigt diese Reduktion auf 4,7 Mrd. € (6,4 %).

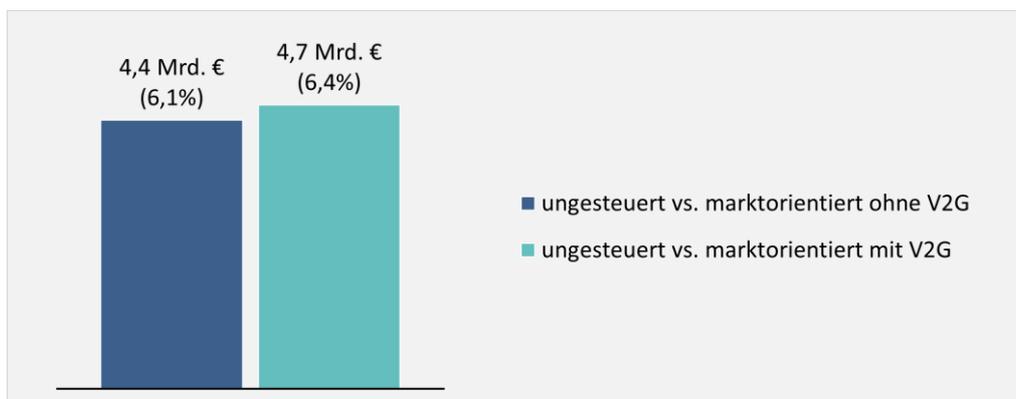


Abbildung 4.7: Absolute und relative Reduktion der operativen Stromerzeugungskosten (Deutschland) für das Jahr 2045 für die marktorientierte Flexibilitätsnutzung

Zunächst erscheint die durch V2G zusätzlich zu erzielende Kostensenkung gering. Hierbei muss jedoch berücksichtigt werden, dass im Stützjahr 2045 ein nennenswerter Teil der Nachfrage flexibel auf das Stromdargebot reagieren kann. Dadurch wird insgesamt die Preisvariabilität am Strommarkt reduziert. Somit sind die Zeitpunkte und Preisdifferenzen, in denen Arbitragehandel mittels V2G die operativen Stromkosten weiter senken kann, bereits stark begrenzt. In einem System mit weniger flexibel reagierender Nachfrage und in der Folge höheren Preisdifferenzen wäre die Wirkung von V2G dementsprechend höher. Weiter ist zu berücksichtigen, dass in dieser

¹⁴ Zur Einordnung der Ergebnisse: Für das Betrachtungsjahr 2035 ergeben sich im marktorientierten Szenario Kosteneinsparungen von rund 3,9 Mrd € und heruntergebrochen auf den Beitrag aus haushaltsnahen Flexibilitäten rund 3,5 Mrd. €. Dieser Wert liegt im Bereich der in der Studie (Agora, 2023) ausgewiesenen Kostensenkungspotenziale für wegfallende Stromerzeugung aus Wasserstoff und Erdgas bei Nutzung haushaltsnaher Flexibilitäten.

Studie praxisnah unterstellt wird, dass nur ein Teil der Batteriekapazität von Elektrofahrzeugen für Arbitragehandel genutzt wird. Konkret wird in der Studie ein Anteil von 10 % angesetzt. Wäre der für V2G nutzbare Anteil höher, könnte u. U. auch eine stärkere Kostensenkung erreicht werden. Der Zusammenhang ist jedoch nichtlinear und geht in eine Sättigung über.

Neben den Einsparungen bei den Stromerzeugungskosten können sich weitere Kosteneinsparungen im Bereich der steuerbaren Kraftwerksleistung oder der Großspeicher ergeben. Dies zeigt sich in der Reduktion der Residuallastspitzen, kann jedoch mit dem in der Studie verwendeten Modellierungsansatz nicht genauer beziffert werden.

Auswirkungen auf die durchschnittliche netzirksame Leistung von Haushalten und GHD, sowie Strompreise im Jahr 2045

Zuvor wurden primär Effekte auf Ebene einzelner Haushalte und des Gesamtsystems dargestellt und erläutert. Für die Netzdimensionierung ist jedoch das Zusammenwirken aller in einem Netzbereich angeschlossenen Netznutzer relevant. Da dabei die Wirkung von Kleinflexibilitäten im Fokus stehen soll, wird nun zunächst die sich ergebende Residuallast von Haushalten sowie des Gewerbe-, Handel-, Dienstleistungssektors (GHD) betrachtet. Die Residuallast wird im ersten Schritt in Abhängigkeit von der Jahreszeit betrachtet. Parallel dazu wird der Verlauf des Strompreises betrachtet. In Abbildung 4.8 sind, differenziert nach Jahreszeit, der Verlauf der durchschnittlichen Residuallast von Haushalten und GHD sowie die korrespondierende Entwicklung des Strompreises jeweils für den Fall der ungesteuerten sowie der marktorientierte Flexibilitätsnutzung¹⁵ dargestellt. Trotz der Durchschnittsbildung lässt sich eine deutliche Verlagerung der Nachfragespitzen vom Abend in die Mittags- und Nachmittagsstunden im Fall der marktorientierten Flexibilitätsnutzung erkennen. Insbesondere bei großen untertäglichen Preisdifferenzen, die überwiegend im Frühjahr und Sommer auftreten, ist eine nennenswerte Reduktion der Abendspitze zu erkennen. In ähnlicher Weise werden auch die mit der Residuallast näherungsweise korrelierenden Preisspitzen am Abend gesenkt.

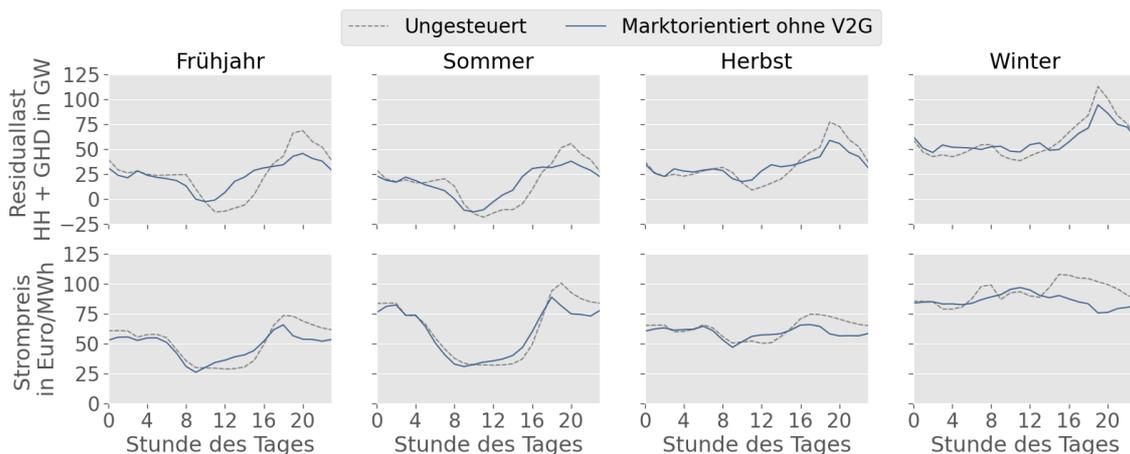


Abbildung 4.8: Auswirkungen marktorientierter Flexibilitätsnutzung auf die Residuallast von Haushalten und GHD, sowie Strompreise im Jahr 2045

¹⁵ Aufgrund der nur geringen Unterschiede zwischen den beiden Fällen „marktorientiert mit V2G“ und „marktorientiert ohne V2G“ wird aus Übersichtlichkeitsgründen nachfolgend nur der Fall „marktorientiert ohne V2G“ weiterbetrachtet.

Die Strompreise weisen bei marktorientierter Flexibilitätsnutzung in den Frühjahr- und Sommermonaten selbst bei der hier dargestellten Durchschnittsbildung sehr ausgeprägte untertägige Schwankungen auf, während die Preise im Herbst und im Winter deutlich konstanter ausfallen. Darüber hinaus ist zu erkennen, dass das Maximum der Residuallast wie heute an Winterabenden auftritt.

Für die Netzdimensionierung ist allerdings nicht die durchschnittliche Leistung relevant, sondern das absolute Maximum. Daher muss zur Bestimmung der dimensionierungsrelevanten Höchstbelastung die Residuallast zeitpunktscharf betrachtet werden. Abbildung 4.9 stellt den Verlauf der Residuallast exemplarisch für zwei mehrtägige Zeiträume dar. Zum einen wurde ein Zeitraum im Januar ausgewählt, bei dem durch die marktorientierte Flexibilitätsnutzung der Leistungsbezug an manchen Tagen im Vergleich zum Fall mit ungesteuerter Nutzung deutlich um einige 10 Gigawatt angehoben wird.

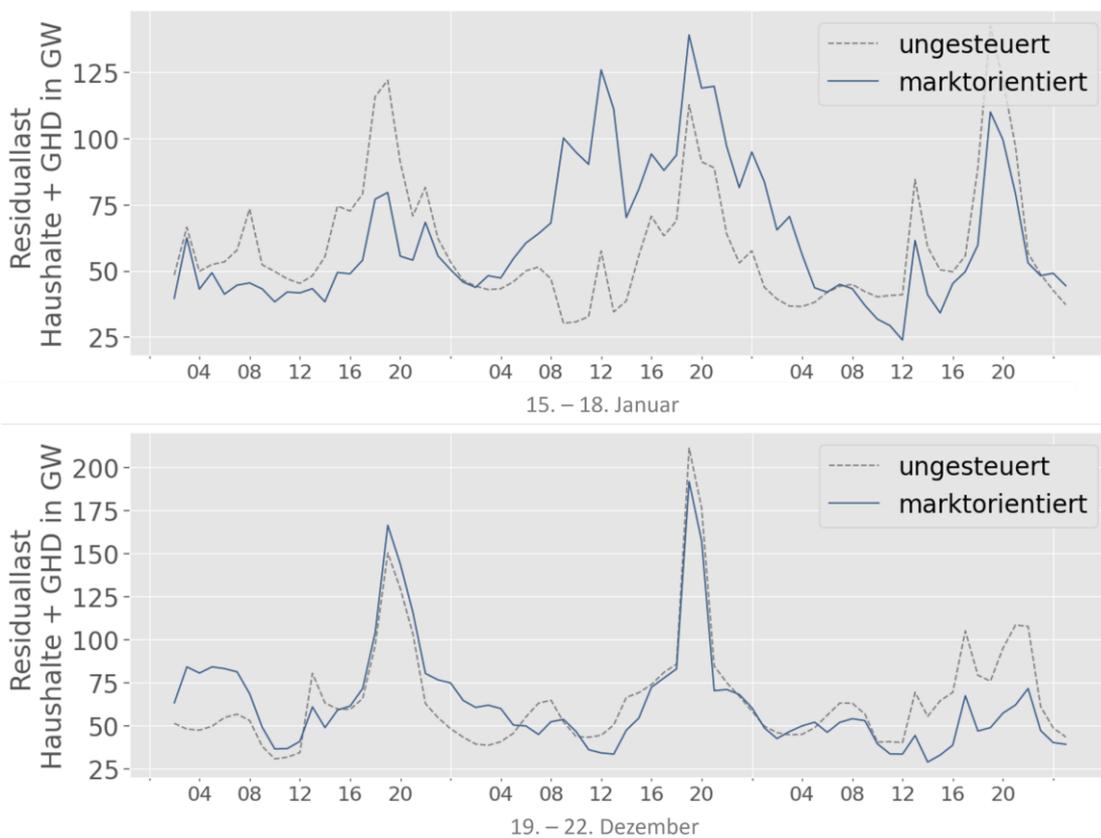


Abbildung 4.9: Residuallastverlauf (netzwirksame Leistung Haushalte und GHD) für zwei exemplarische Zeiträume

Zum anderen wurde ein Zeitraum ausgewählt, in dem das absolute Leistungsmaximum auftritt. Wie schon bei den Durchschnittswerten der Residuallast (Abbildung 4.8) tritt dieses an einem Winterabend im Dezember auf. Trotz der zu dieser Jahreszeit eher geringen EE-Einspeisung ergibt sich im Fall der marktorientierten Flexibilitätsnutzung eine leichte Reduktion der maximalen Leistungsspitze im Vergleich zur ungesteuerten Nutzung. Denn selbst bei geringen untertägigen Preisschwankungen ergibt sich ein Anreiz, Nachfrage aus den Abendstunden in lastärmere Zeiten zu verlagern. Insbesondere die Ladung von Elektrofahrzeugen wird dadurch entzerrt, wodurch sich die Abendspitze reduziert.

Im direkten Vergleich der beiden Fälle kann Folgendes festgehalten werden:

- Zwar kommt es bei marktorientierter Flexibilitätsnutzung zu einer stärkeren Synchronisation von Ladevorgängen und Wärmepumpeneinsätzen, das absolute Leistungsmaximum, das in der Mehrzahl der Niederspannungsnetze im Jahr 2045 an Winterabenden auftritt, wird dadurch aber nicht erhöht.
- Die Simulationen zeigen vielmehr, dass marktorientierte Flexibilitätsnutzung eine Entzerrung von Gleichzeitigkeiten befördern kann und dadurch die für die Netze dimensionierungsrelevante Belastung nicht steigt, sondern sogar noch leicht sinkt.

Damit stellt sich unmittelbar die Frage, ob überhaupt ein Bedarf für netzorientierte Flexibilitätsnutzung besteht. Diese nur auf den ersten Blick naheliegende Schlussfolgerung ist jedoch nicht zutreffend: Sowohl im Fall der ungesteuerten als auch im Fall der marktorientierten Flexibilitätsnutzung treten vereinzelt hohe Spitzenbelastungen auf, wie sich anhand der geordneten Dauerlinien in Abbildung 4.10 erkennen lässt. Diese Spitzenbelastungen lassen sich durch netzorientierten Flexibilitätseinsatz gezielt reduzieren, was eine geringere Dimensionierung zulässt und somit Netzerweiterungs- und -ausbaukosten reduziert. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist es daher schon relevant, auf diese Weise die Gesamtkosten zu minimieren. Daran schließt sich die Frage an, bei welchem Umfang der netzorientierten Nutzung die steigenden Stromerzeugungskosten durch die vermiedenen Netzkosten überkompensiert werden, der sich der folgende Abschnitt widmet. Somit lässt sich an dieser Stelle festhalten: Marktorientierte Flexibilitätsnutzung erhöht nicht flächendeckend die maximale Residuallast. Der Nutzen der netzorientierten Flexibilitätsnutzung entsteht nicht durch Reduktion neu entstandener Belastungsspitzen, sondern durch die Senkung von dimensionierungsrelevanten Belastungsspitzen, die bereits im ungesteuerten Fall auftreten.

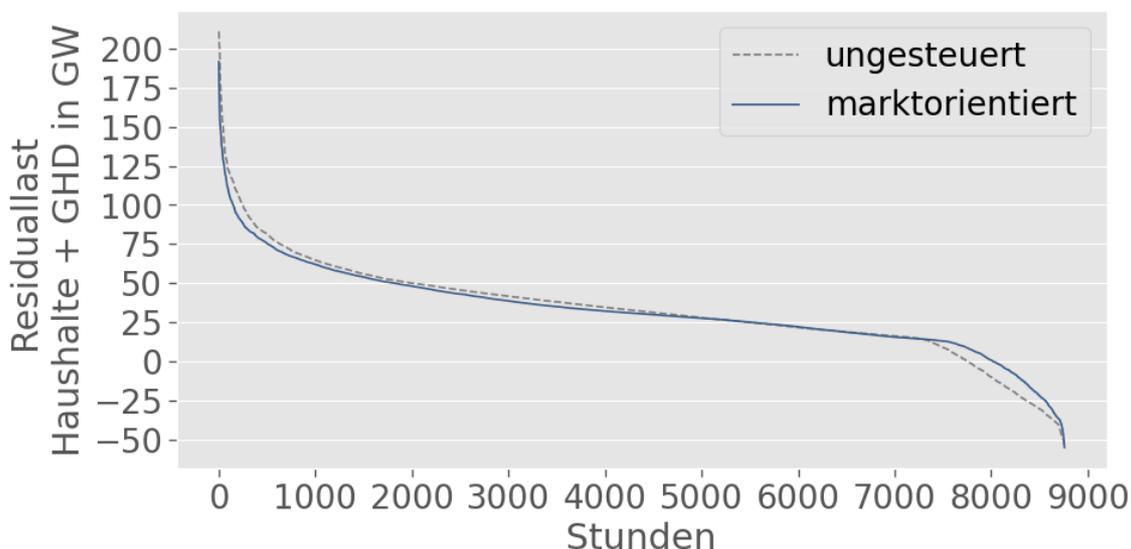


Abbildung 4.10: Geordnete Dauerlinie der Residuallasten in den Fällen ungesteuerte und marktorientierte Flexibilitätsnutzung

4.2.2 Entwicklung der Stromerzeugungs- und Netzkosten in Abhängigkeit vom Flexibilitätseinsatz

Zur Ermittlung der minimalen Summe aus operativen Stromerzeugungskosten und annuitätischen Netzkosten wird am Beispiel einer dreistündigen Verschiebedauer (vgl. Abschnitt 3.2.3)

schrittweise der Umfang der netzorientierten Flexibilitätsnutzung erhöht. Dazu wird die Anzahl der Stunden, in denen Nachfrageverschiebungen erfolgen dürfen, schrittweise angehoben. Abbildung 4.11 stellt den Verlauf der summarischen Gesamtkosten, differenziert nach Stromerzeugungs- und Netzkosten dar.

Im Vergleich zum ungesteuerten Fall reduzieren sich die Gesamtkosten bei marktorientierter Flexibilitätsnutzung um knapp fünf Mrd. € pro Jahr. Dieses Ergebnis unterstreicht den volkswirtschaftlichen Nutzen des marktorientierten Einsatzes von haushaltsnaher Flexibilität.

Darauf aufbauend wird der Effekt einer netzorientierten Flexibilitätsnutzung analysiert. Die Analyse zeigt, dass ein moderater netzorientierter Einsatz die Stromerzeugungskosten zunächst praktisch kaum verändert, gleichzeitig jedoch eine Reduktion der Netzkosten bewirkt. Der damit verbundene Einsparpotenzial ist unter den getroffenen Annahmen und Randbedingungen jedoch beschränkt.

Bis zu einer Einsatzdauer von etwa 50 bis 60 Stunden pro Jahr – was rund 20 Eingriffen entspricht – lässt sich eine kontinuierliche Abnahme der Netzkosten beobachten. Zwischen 60 und 100 Stunden Einsatzdauer stabilisieren sich die Gesamtkosten auf einem flachen Minimum. Ab einer Einsatzdauer von etwa 120 Stunden steigen die Gesamtkosten wieder an. Dies ist auf die Zunahme der Stromerzeugungskosten zurückzuführen, während das Einsparpotenzial bei den Netzkosten weitgehend ausgeschöpft ist.

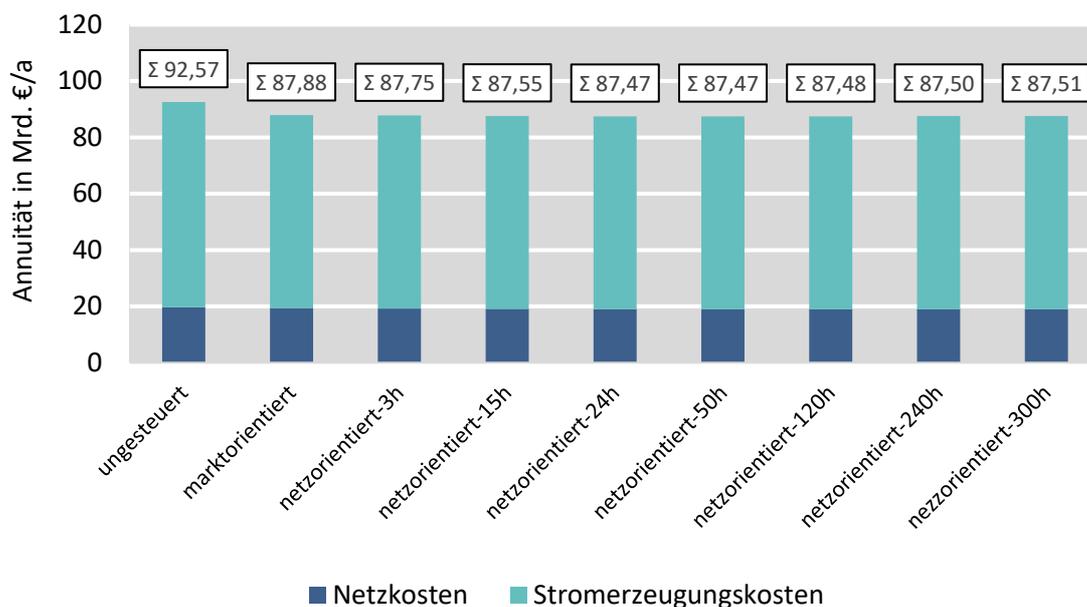


Abbildung 4.11 Annuitätische Stromerzeugungs- und Netzkosten im Jahr 2045 für eine bis zu 3-stündige Verschiebedauer in Abhängigkeit vom Umfang netzorientierter Flexibilitätsnutzung

Zu beachten ist allerdings, dass es sich bei den ermittelten Kostenveränderungen um Durchschnittswerte handelt, die sich auf das Gesamtnetz beziehen. In einzelnen Netzbereichen können die spezifischen Einsparungen daher deutlich höher, in anderen Bereichen hingegen auch null sein. Weiterhin führen die teilweise vereinfachenden Annahmen, z. B. zur einheitlichen Verschiebedauer für alle betrachteten Flexibilitätstechnologien, zu gewissen Unschärfen. Bei der Ausgestaltung von netzdienlichen Flexibilitätsinstrumenten muss die Inhomogenität von

Einsparpotenzialen adäquat berücksichtigt werden. Fragen der Instrumentierung bewegen sich jedoch außerhalb des Untersuchungsrahmens dieser Studie, sodass nachfolgend nicht weiter auf diesen Aspekt eingegangen wird.

4.3 Fazit

Die fallweise Gegenüberstellung von Stromerzeugungs- und Netzkosten hat gezeigt:

- Die Residuallast im Jahr 2045 lässt sich durch marktorientierte Flexibilitätsnutzung deutlich glätten, insbesondere in den Abendstunden. Bidirektionales Laden (V2G) steigert diesen Effekt. Die Verlagerung der Nachfragespitzen von Abend- auf Mittagsstunden wirkt sich reduzierend auf Strompreise aus. Die operativen Stromerzeugungskosten sinken im Vergleich zum ungesteuerten Fall um 6,1 %, mit V2G sogar um 6,4 %.
- Trotz erhöhter Synchronisation kommt es durch marktorientierte Flexibilitätsnutzung nicht zu höheren Belastungsspitzen, sondern tendenziell zu einer Senkung der für die Netzdimensionierung relevanten Belastung infolge der Verlagerung von Nachfrage. Der Nutzen netzorientierter Flexibilitätsnutzung entsteht daher in erster Linie durch Reduktion von Belastungsspitzen, die bereits im ungesteuerten Fall, also ohne marktorientierte Nutzung, auftreten.
- Bereits bei einem geringen Umfang netzorientierter Eingriffe lassen sich sehr hohe Belastungsspitzen vermeiden, da diese nur punktuell entstehen. Insgesamt lässt sich festhalten, dass ein netzorientierter Flexibilitätsumfang in der Größenordnung von bis zu ca. 120 Stunden allenfalls mit einer geringfügigen Erhöhung der Stromerzeugungskosten einhergeht. Gleichzeitig ermöglicht diese Nutzung aber eine deutliche Reduktion der Netzkosten.
- Dieses Ergebnis spricht dafür, das Konzept einer auch dauerhaften netzorientierten Flexibilitätsnutzung weiterzuverfolgen. Hierdurch könnte ein Pendant zum Konzept der Spitzenkappung von Erzeugungsanlagen auf der Verbrauchsseite geschaffen werden. Als einer der nächsten Schritte wären geeignete Instrumente zur Operationalisierung entsprechender Potenziale zu entwickeln. Diese Instrumente können unterschiedliche Elemente wie z. B. netzseitige Preissignale, marktliche Mechanismen und begrenzte direkte Steuerungsrechte umfassen, ggf. auch in Kombination miteinander.

5 Berücksichtigung der Flexibilitätsnutzung bei der Dimensionierung des Netzausbaus

5.1 Rolle von Gleichzeitigkeiten bei der Netzauslegung

Nachdem zuvor die Auswirkungen unterschiedlicher Formen der Flexibilitätsnutzung auf Gesamtsystemebene untersucht wurden, stellt sich die Frage, welche Konsequenzen sich aus den daraus abgeleiteten Ergebnissen für die Grundsätze der vorausschauenden Netzausbauplanung ergeben.

Status quo

In der Netzausbauplanung ist es üblich, das Verhalten von Verbraucherkollektiven durch Gleichzeitigkeitsfaktoren vereinfachend abzubilden. Solche probabilistischen Annahmen¹⁶ werden genutzt, um das gleichzeitige Auftreten von Lastspitzen in einem Netzabschnitt zu prognostizieren, ohne das tatsächliche Lastverhalten der einzelnen Nutzer in einem Netzabschnitt genau zu kennen oder zu modellieren (Abbildung 5.1). Allgemeingültige Gleichzeitigkeitsfaktoren basieren in der Regel auf historischen Verbrauchsdaten und statistischen Modellen, die die Wahrscheinlichkeit der gleichzeitigen Nutzung verschiedener Verbrauchergruppen anhand eines in der Vergangenheit beobachteten Verhaltens abbilden. Nur sehr selten auftretende Belastungsfälle werden bei der Ableitung von Gleichzeitigkeitsfaktoren ignoriert, um eine wirtschaftlich effiziente Netzauslegung zu gewährleisten.

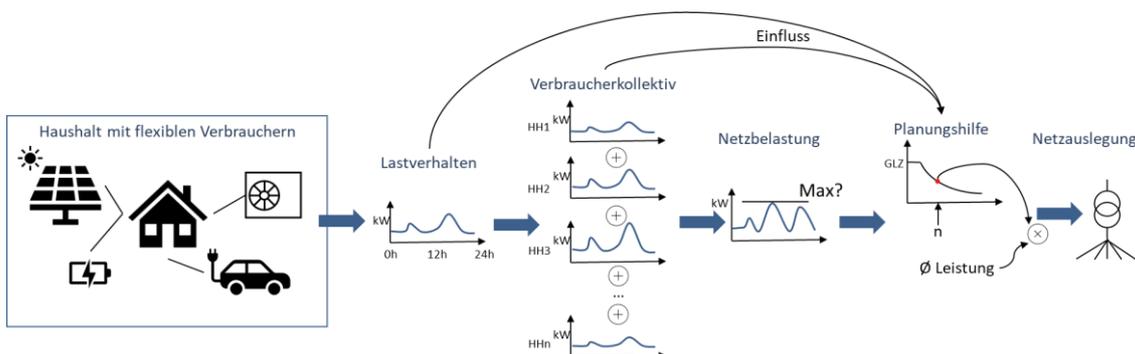


Abbildung 5.1: Berücksichtigung des Lastverhaltens bei der langfristigen Netzauslegung unter Nutzung von Gleichzeitigkeitsfaktoren, hier am Beispiel Haushalte dargestellt

Heute werden Gleichzeitigkeitsfaktoren üblicherweise genutzt, um Leistungsbeiträge von Wärmepumpen und Ladevorrichtungen zum Spitzenlastzeitpunkt „klassischer“ (d.h. unflexibler) Haushaltslasten zu bestimmen. In der Regel wird dabei ein ungesteuertes Verhalten der einzelnen Verbrauchseinrichtungen unterstellt. Das bedeutet, dass sich das Lastverhalten an den natürlichen Verbrauchsgewohnheiten orientiert, also z. B. Ladevorgänge nach Ende der letzten Fahrt des Tages gestartet werden oder sich an der ggf. vorhandenen PV-Erzeugung orientieren.

¹⁶ Der Begriff Gleichzeitigkeitsfaktor bezeichnet streng genommen nur einen Skalar. Für die Netzplanung relevant sind jedoch Gleichzeitigkeitsfaktoren in Abhängigkeit von der Kollektivgröße, also der Verlauf der Gleichzeitigkeitsfaktoren über der Anzahl Ladepunkte, Wärmepumpen etc.. Zur besseren Lesbarkeit werden im Folgenden die Begriffe „Gleichzeitigkeitsfaktor“ oder „Gleichzeitigkeitsfaktoren“ verwendet und der Zusatz „in Abhängigkeit von der Kollektivgröße“ weggelassen, wenngleich der Zusatz gedanklich immer mit enthalten ist.

Einfluss des Flexibilitätsnutzungsverhaltens auf Gleichzeitigkeiten

Ein an dynamischen Strompreisen orientierter, marktorientierter Einsatz von Flexibilitäten beeinflusst das Verbrauchsverhalten. Er wirkt sich damit auf das gleichzeitige Auftreten von Lastspitzen und somit auf die Höhe von Gleichzeitigkeitsfaktoren (Abbildung 5.2) aus. Da davon auszugehen ist, dass zukünftig ein Großteil der Netznutzer ihren Flexibilitätseinsatz auch an schwankenden Marktpreisen ausrichten werden, sollten Netzbetreiber dies bei der Netzplanung bereits frühzeitig berücksichtigen. Da noch kaum praktische Erfahrungen mit dynamischen Strompreisen vorliegen, können angepasste Gleichzeitigkeitsfaktoren aktuell nur unter Nutzung von Annahmen simulativ ermittelt werden.

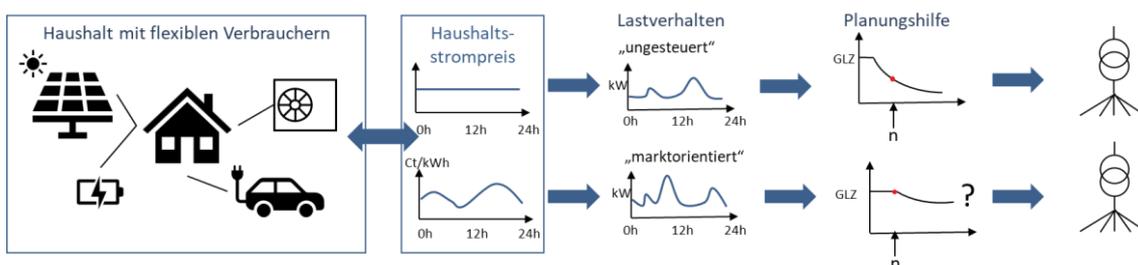


Abbildung 5.2: Einfluss des Strompreises (konstant vs. zeitvariabel) auf Lastverhalten und Gleichzeitigkeiten

Aus der Analyse der Stromerzeugungs- und Netzkosten für verschiedene Flexibilitätsnutzungsarten und -umfänge (Kapitel 4) ergeben sich Netznutzungsprofile sowohl für den ungesteuerten als auch für den marktorientierten Fall. Aus den Netznutzungsprofilen lassen sich unter Anwendung einer Monte-Carlo-Simulation Gleichzeitigkeitsfaktoren für den Fall der **marktorientierten Flexibilitätsnutzung** ermitteln, die den Gleichzeitigkeitsfaktoren für **den ungesteuerten Fall gegenübergestellt werden**. Daraus lassen sich anschließend Konsequenzen für die Bemessung von Planungsgrundsätzen für die langfristige Netzplanung ableiten.

5.2 Modellansatz

Wie in Abschnitt 3.2 dargestellt, ermittelt die Marktsimulation Profile der stündlichen Leistung (Einspeise- und Lastrichtung) für verschiedene Gruppen von Netznutzungstypen (z. B. mittlerer Haushalt mit Elektrofahrzeug, großer Haushalt mit PV-Anlage, Speicher, Wärmepumpe und Elektrofahrzeug usw.). Diese liegen separat für jeden betrachteten Flexibilitätsnutzungsfall vor. Die Netznutzungstypen werden in der Marktsimulation in jeweils 10 Untergruppen weiter untergliedert, um eine gestufte Reaktion auf ein Marktpreissignal abzubilden. Daher liegen nach einem Simulationsdurchlauf –im Fall marktorientierten Fall – 10 Profile je Netznutzungstyp vor. Die Bandbreite reicht dabei von sehr starker bis sehr gedämpfter Reaktion auf Marktpreissignale.

Analog zur Studie „Ermittlung von Gleichzeitigkeitsfaktoren für Ladevorgänge an privaten Ladepunkten“ (FNN, 2021) werden mittels Monte-Carlo-Simulation wiederholte Ziehungen aus dem Datenpool für verschiedene Kollektivgrößen (Anzahl Ladepunkte oder Wärmepumpen) durchgeführt (Abbildung 5.3). Anschließend werden die je Kollektivgröße (1; 2; 5; 10 usw.) gezogenen Profile überlagert und ins Verhältnis zur Summe der (zeitungleichen) individuellen Maximalwerte gesetzt. Je Kollektivgröße wird somit je Ziehung zunächst ein Gleichzeitigkeitsfaktor ermittelt. Wichtig ist hierbei zu beachten, dass die Ermittlung dieses Verhältnisses und damit des

Gegenüberstellung der Gleichzeitigkeitsfaktoren bei ungesteuerter und marktorientierter Flexibilitätsnutzung (Abschnitt 5.3) jeweils das 90 %-Perzentil verwendet und nur Ergebnisse für dieses Perzentil dargestellt.

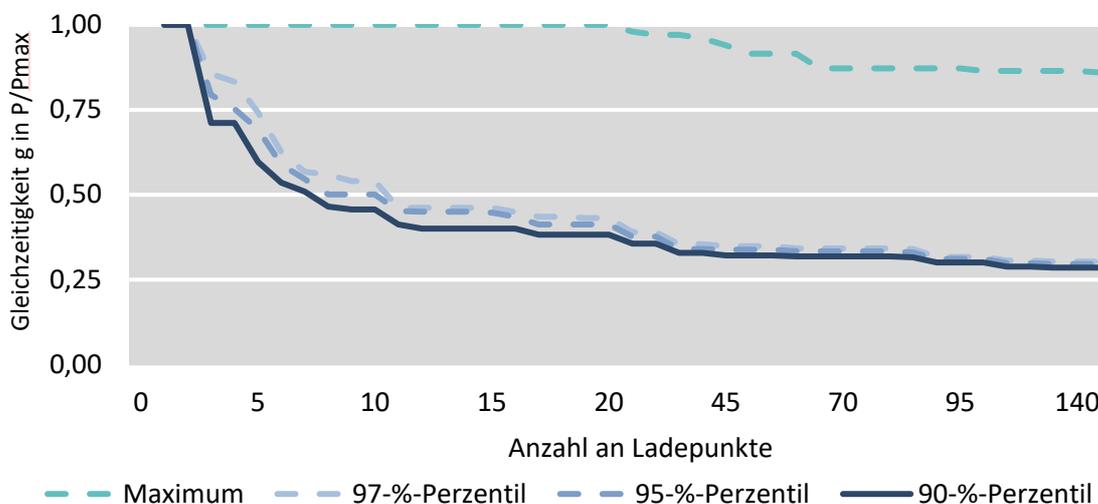


Abbildung 5.4: Verlauf der Gleichzeitigkeitsfaktoren in Abhängigkeit von der Kollektivgröße für verschiedene Perzentile

5.3 Vorstellung und Einordnung der Ergebnisse

Zur besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse wird im Folgenden nicht auf die von VDE | FNN veröffentlichten Ergebnisse zurückgegriffen, sondern auf die von der Marktsimulation ermittelten Profile abgestellt, aus denen anschließend mittels Monte-Carlo-Simulation Gleichzeitigkeitsfaktoren ermittelt werden.

In Abbildung 5.5 ist der Verlauf der Gleichzeitigkeitsfaktoren in Abhängigkeit von der Kollektivgröße (hier: Anzahl Ladepunkte) für die ungesteuerte und die marktorientierte Flexibilitätsnutzung dargestellt. Um Unterschiede zwischen den Kurvenverläufen klarer erkennbar zu machen, sind die beiden Kurven (Abbildung 5.5) jeweils geglättet dargestellt. Auch an dieser Stelle sei nochmals betont, dass hier die Gleichzeitigkeiten zum auslegungsrelevanten Zeitpunkt betrachtet werden und nicht etwa die jeweils zu einem bestimmten Zeitpunkt maximal auftretenden Gleichzeitigkeiten.

Die Ergebnisse zeigen, dass im Fall der marktorientierter Flexibilitätsnutzung die Gleichzeitigkeiten insbesondere bei kleinen Kollektiven von bis zu ca. 10 bis 20 Ladepunkten um einige Prozentpunkte höher als bei ungesteuerter Flexibilitätsnutzung sind. Mit zunehmender Kollektivgröße nähern sich die Gleichzeitigkeiten in den beiden betrachteten Fällen aneinander an. Rechnerisch ergeben sich bei großen Kollektiven im Fall der marktorientierten Flexibilitätsnutzung sogar geringere Gleichzeitigkeitswerte. Beide Effekte sind auf die Veränderungen bei den Leistungsprofilen der Netznutzer zurückzuführen. Bei kleinen Kollektiven ist es nicht unwahrscheinlich, dass bei der Monte-Carlo-Simulation Profile gezogen werden, deren Verhalten sich durch Marktpreise stärker angleicht als bei ungesteuertem Verhalten. Dadurch ergeben sich höhere Gleichzeitigkeiten. Bei größeren Kollektiven hingegen erfolgt eine stärkere Durchmischung der einzelnen Profile. Grundsätzlich kommt es bei marktorientierter Flexibilitätsnutzung zu Vorzieheffekten, indem Ladevorgänge insbesondere in Mittagsstunden mit vergleichsweise hoher PV-Erzeugung verschoben werden und sich dadurch die Belastungsspitze in den Abendstunden

reduziert. In der Folge ergeben sich für große Kollektive (leicht) geringere Gleichzeitigkeiten der Ladevorgänge zum dimensionierungsrelevanten Zeitpunkt.

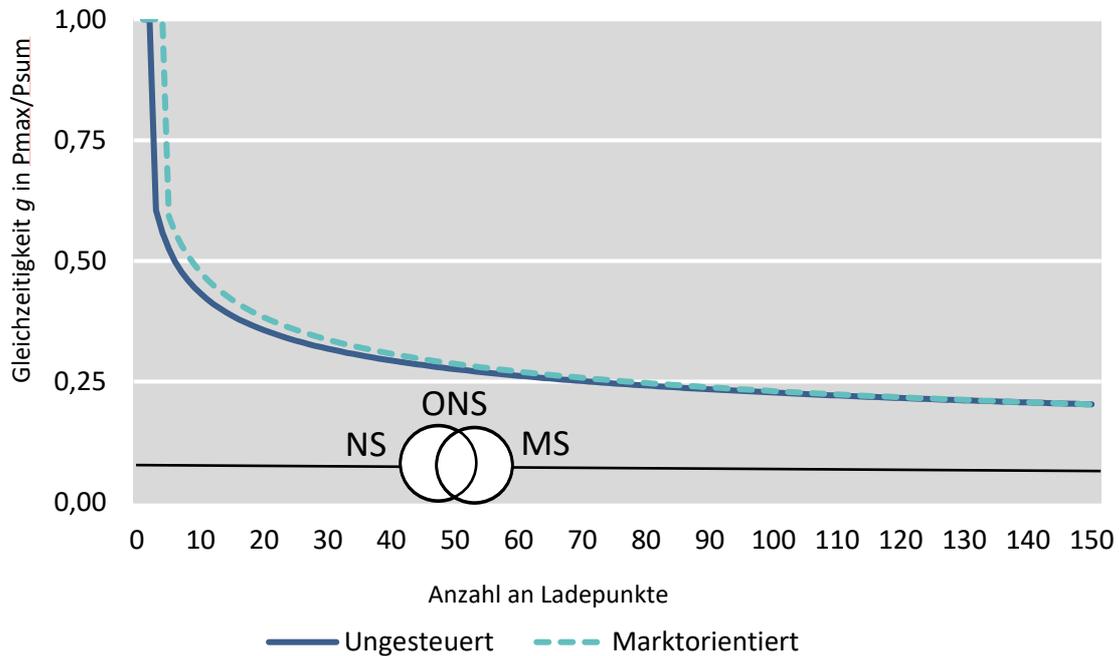


Abbildung 5.5: Verlauf der Gleichzeitigkeitsfaktoren in Abhängigkeit von der Kollektivgröße (Anzahl Ladepunkte) für ungesteuerte und marktorientierte Flexibilitätsnutzung

Mit Blick auf die langfristige Dimensionierung des Netzausbaus sollten Netzbetreiber jedoch auch bei großen Kollektiven keine Reduktion der Gleichzeitigkeiten durch marktorientierte Flexibilitätsnutzung annehmen. Da nicht ausgeschlossen werden kann, dass Nutzer auch weiterhin ihre Flexibilität nicht rein marktorientiert einsetzen, könnte diese Annahme tendenziell zu einer Unterdimensionierung führen.

Bei der Dimensionierung von Niederspannungsnetzen einschließlich der Umspannebene zur Mittelspannung (ONS-Ebene) sollten gemäß den in Abbildung 5.6 dargestellten Ergebnissen die Gleichzeitigkeitsfaktoren um ca. 5 bis 10 Prozentpunkte erhöht werden. Zwar werden für sehr kleine Kollektive (bis ca. fünf Ladepunkte) deutlich höhere Aufschläge ermittelt, für die Netzplanung haben diese Veränderungen jedoch keine praktische Relevanz, da perspektivisch meist deutlich mehr als fünf Ladepunkte zu berücksichtigen sein werden.

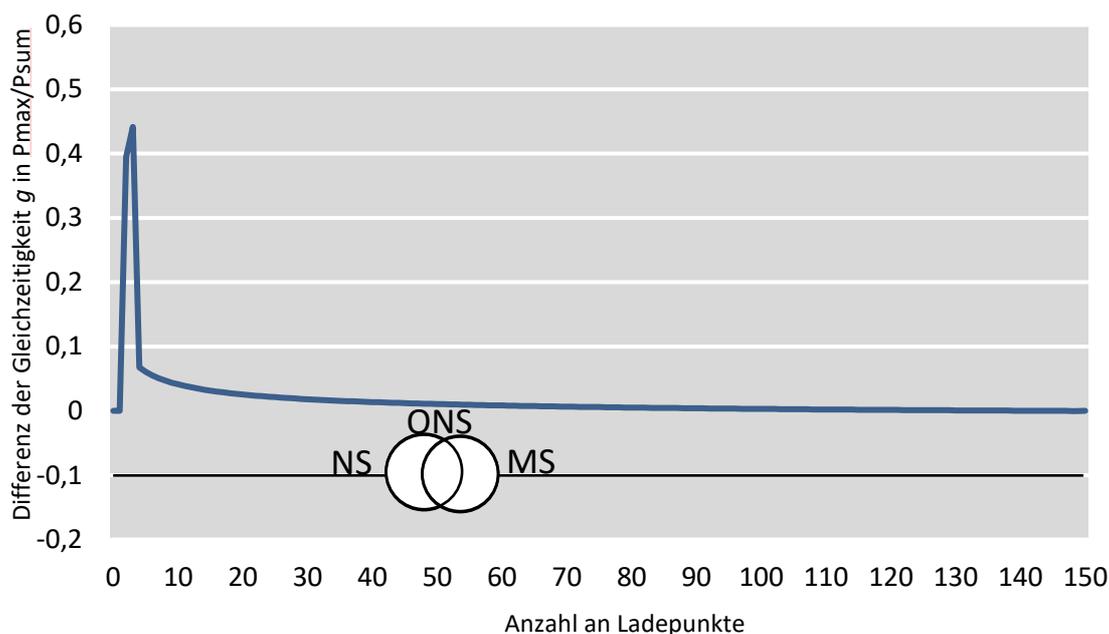


Abbildung 5.6: Differenz der Gleichzeitigkeitsverläufe (marktorientierte minus ungesteuerte Flexibilitätsnutzung)

Bei Wärmepumpen erhöht sich der Gleichzeitigkeitswert bei marktorientierter Flexibilitätsnutzung auf bis zu 0,8. Bei der Dimensionierung von Mittel- und Niederspannungsnetzen werden jedoch teilweise noch höhere Werten angesetzt, da von einer hohen Synchronität des Einsatzes bei kalten Temperaturen ausgegangen werden muss.

5.4 Fazit

Die Ergebnisse zeigen, dass die **marktorientierte Flexibilitätsnutzung** zum dimensionierungsrelevanten Zeitpunkt zu höheren Gleichzeitigkeiten bei kleineren Kollektiven führt, während die Gleichzeitigkeiten bei großen Kollektiven sogar geringer sind als bei ungesteuerter Nutzung. Dies liegt daran, dass bei kleinen Kollektiven größere Schwankungen um das statistische Mittel auftreten. Damit treten auch Fälle ein, bei denen die marktorientierte Synchronisation von wenigen Verbrauchern zu erhöhten Spitzenlasten führt. In großen Kollektiven mit mehr als ca. 50 Ladepunkten werden die Profile stärker vermischt, insbesondere durch eine Verschiebung von Ladevorgängen in die Mittagsstunden, wodurch sich die Belastungsspitzen in den Abendstunden verringern. Dennoch sollten Netzbetreiber bei der langfristigen Dimensionierung ihrer Netze keine reduzierten Gleichzeitigkeitsfaktoren ansetzen, da die Flexibilität der Nutzer nicht ausschließlich marktorientiert genutzt werden könnte. Bei Kollektivgrößen von bis zu 50 Ladepunkten sollten die Gleichzeitigkeitsfaktoren hingegen um 5 bis 10 Prozentpunkte erhöht werden. Für Kollektive mit weniger als fünf Ladepunkten ergeben sich rechnerisch deutlich größere Aufschläge, allerdings sind diese Kollektivgrößen in der langfristigen Netzplanung praktisch vernachlässigbar. Bei Wärmepumpen werden in der Regel ohnehin Gleichzeitigkeiten von 80 % und darüber angesetzt, um die hohe Synchronität des Einsatzes bei kalten Temperaturen bei der Netzdimensionierung zu berücksichtigen. Daher sind in diesem Fall keine Aufschläge erforderlich. Beim Übergang von ungesteuerter hin zu marktorientierter Flexibilitätsnutzung sind somit entgegen vorab geäußerter Erwartungen keine signifikanten Zuschläge auf die bereits heute genutzten Gleichzeitigkeitsfaktoren anzuwenden.

5.5 Ausblick: Weiterentwicklung von Planungsgrundsätzen

Auf Grundlage der Studienergebnisse wurden Vorschläge zur Anpassung von Gleichzeitigkeitsfaktoren gemacht, um die marktorientierte Nutzung von Flexibilität bereits bei der Netzplanung zu berücksichtigen. Diese Vorschläge wurden mit Vertreterinnen und Vertretern von VNB in einem Workshop diskutiert. Dabei wurde deutlich, dass es branchenweit einheitlicher Vorgaben bedarf, um „Reserven“ für die marktorientierte Flexibilitätsnutzung vorzusehen.

Solche Vorgaben werden heute üblicherweise in Planungsgrundsätzen festgelegt. Anders als in der Hochspannungsebene gibt es für die Mittel- und Niederspannungsebene bislang keine abgestimmten Planungsgrundsätze. In der Hochspannungsebene existieren die vom VDE | FNN veröffentlichten Grundsätze, die bestimmte Rahmenbedingungen für die Netzplanung und Grundregeln zur Dimensionierung enthalten. Eine Reihe weiterer planerischer Freiheitsgrade werden dort jedoch bewusst offengelassen und bleiben im Ermessen der einzelnen VNB.

Auch die Frage, ob – analog zur Hochspannung – eine Harmonisierung von Planungsgrundsätzen auf Ebene der Mittel- und Niederspannung sinnvoll wäre, wurde in der Studie untersucht. Dafür wurden die Planungsgrundsätze mehrerer VNB gegenübergestellt. Dabei zeigte sich, dass Umfang und Detailtiefe stark variieren und auf unternehmensspezifischen Vorgaben beruhen. Viele Regelungen, etwa zur Materialwahl oder zur Dimensionierung, sind individuell und unterscheiden sich von VNB zu VNB. Diese Unterschiede spiegeln jeweils die eigene Planungspraxis wider, bewegen sich aber im Rahmen des Stands der Technik. Gleichzeitig gibt es aber auch Bereiche wie z. B. die Annahmen zu Auslastungsfällen (z. B. Gleichzeitigkeiten bei Last und bei Erzeugung), bei denen eine Harmonisierung sinnvoll erscheint.

Sowohl die Rückmeldungen aus dem Workshop als auch die Auswertung bestehender Planungsgrundsätze sprechen dafür, bestimmte Aspekte zu harmonisieren. Als technischer Regelsetzer wäre der VDE | FNN für diesen Prozess verantwortlich. Dort befassen sich bereits Arbeitsgruppen mit dem Netzbetrieb und der Netzplanung unter Berücksichtigung von Flexibilitäten – diese Vorarbeiten sollten genutzt und weiterentwickelt werden.

6 Literatur

- BBSR 2022: Raumgliederungssystem des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) zum Gebietsstand 31.12.2022, online verfügbar unter: <https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/forschung/raumbeobachtung/downloads/download-referenzen.html>
- Dun 2023: Dun & Bradstreet Deutschland GmbH Firmendatenbank online verfügbar unter <https://www.bisnode-firmendatenbank.de/>
- EnET 2023: enet gmbh Marktdaten Netznutzung Strom online verfügbar unter <https://www.enet.eu/portfolio/marktdaten-netznutzung-strom>
- BDEW 2023: Bundesverband Deutsche Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) - digital@evu 2023 Wie steht es um die digitale und grüne Transformation der Energiewirtschaft?, Juni 2023
- BNetzA 2022: Bundesnetzagentur (BNetzA) - Zustand und Ausbau der Verteilernetze Elektrizität (Bericht 2021) online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzentwicklungSmartGrid/Zustand_VN/start.html
- BNetzA 2023a: Bundesnetzagentur (BNetzA) - Marktstammdatenregister online verfügbar unter <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>
- BNetzA 2023b: Bundesnetzagentur (BNetzA) - Zustand und Ausbau der Verteilernetze Elektrizität (Bericht 2022) online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzentwicklungSmartGrid/Zustand_VN/start.html
- BNetzA 2023c: Bundesnetzagentur (BNetzA) - Monitoringbericht 2023 - <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf>
- KBA 2022: Kraftfahrt-Bundesamt Statistik: Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken, 1. Januar 2022 (FZ 1) online verfügbar unter https://www.kba.de/DE/Statistik/Nachrichten/2022/Statistik/fz_1_2022.html
- WU 2021: Wintzek, P.; Ali, S. A.; Monscheidt, J.; Gemsjäger, B.; Slupinski, A.; Zdrallek, M.: Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilernetze – Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen. In: Zdrallek, M. (Hrsg.), Neue Energie aus Wuppertal, Band 35, Wuppertal, 2021
- BMWK 2024: Langfristszenarien 3 – Wissenschaftliche Analysen zur Dekarbonisierung Deutschlands, online verfügbar unter [Langfristszenarien | Langfristszenarien](#)
- Kühnbach et al. 2021: Kühnbach, M.; Stute, J.; Klingler, A.-L.: Impacts of avalanche effects of price-optimized electric vehicle charging - Does demand response make it worse?, Energy Strategy Reviews, Volume 34, 2021, 100608, ISSN 2211-467X, <https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100608>.
- BWP 2024: Wärmepumpen in neu genehmigten Wohngebäuden, online verfügbar unter https://www.waermepumpe.de/fileadmin/_processed_/3/b/csm_Waermequellen_Genehmigungen_2019_2023_6601e0fe0b.png
- Co2online 2021: Stromspiegel Flyer 2021/22, online verfügbar unter https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Sparten/Energiewirtschaft/Dokumente_EEE/Stromspiegel-2021-_web.pdf, zuletzt abgerufen am 17.04.2025

- MiD 2017: Mobilität in Deutschland 2017, online verfügbar unter [Mobilität in Deutschland - Wissenschaftlicher Hintergrund](#)
- Fraunhofer ISI 2025: Projektwebsite des Modellsystems FORECAST/eLOAD, online verfügbar unter <https://www.forecast-model.eu/forecast-en/index.php>
- BNetzA 2022: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045, online verfügbar unter [Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045](#), zuletzt abgerufen am 17.04.2025
- BMWK 2022: BMWK - Batteriespeicher in Netzen, Schlussbericht, 9. August 2022, online verfügbar unter [Batteriespeicher in Netzen](#)
- Agora 2023: Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (2023): Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen. Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können.
- FNN 2021: Ermittlung von Gleichzeitigkeitsfaktoren für Ladevorgänge an privaten Ladepunkten – Wissenschaftliche Untersuchung zur Gleichzeitigkeit von ungesteuerten Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen online verfügbar unter [VDE FNN Studie und praktische Planungshilfe unterstützen Netzplanung bei Bestimmung von Gleichzeitigkeitsfaktoren](#)
- Agora 2023: Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen, online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-14_DE_Flex_heben/A-EW_315_Flex_heben_WEB.pdf