

STUDIE

Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen

Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co.
die Stromkosten für alle senken können

➔ **Bitte zitieren als:**

Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (2023): Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen. Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können.

Studie

Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen.

Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können.

Im Auftrag von

Agora Energiewende

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin

T +49 (0)30 700 14 35-000

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

In Kooperation mit

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE)

Am Blütenanger 71 | 80995 München

www.ffe.de

info@ffe.de

Projektleitung FfE:

Dr.-Ing. Simon Köppl | skoeppl@ffe.de

Dr.-Ing. Mathias Müller | mmueller@ffe.de

Dr.-Ing. Serafin von Roon | soon@ffe.de

Projektleitung

Mareike Herrndorff

mareike.herrndorff@agora-energiewende.de

Prof. Dr. Katrin Schaber (externe Projektleitung)

katrin.schaber@agora-energiewende.de

Autorinnen und Autoren

Philipp Godron, Mareike Herrndorff, Simon Müller, Prof. Dr. Katrin Schaber, Moritz Zackariat (alle Agora Energiewende); Niklas Jooß, Dr.-Ing. Simon Köppl, Dr.-Ing. Mathias Müller, Janis Reinhard, Dr.-Ing. Serafin von Roon, Andreas Weiß (alle FfE)

Die Verantwortung für die Inhalte der Kapitel 3 bis 5, mit Ausnahme von Abschnitt 5.1.2, liegt ausschließlich bei FfE. Agora Energiewende hat die Zusammenfassung, den Grundlagenteil (Kapitel 2), den Abschnitt 5.1.2 und das Umsetzungskapitel (Kapitel 6) verfasst.

Danksagung

Erst das Engagement vieler weiterer Kolleginnen und Kollegen hat diese Studie möglich gemacht. Für die tatkräftige Unterstützung bedanken möchten wir uns daher bei: Nikola Bock, Alexander Dusolt, Mathias Fengler, Janne Görlach, Janna Hoppe, Urs Karcher, Susanne Liebsch, Maxi Matzanke, Dr. Jahel Mielke, Frauke Thies, Anja Werner, Alexandra Steinhardt (alle Agora Energiewende) und Andreas Jahn (RAP).

Danksagung an den Begleitkreis

Wir danken den Mitgliedern des Begleitkreises für ihren Beitrag zu den Diskussionen. Die Ergebnisse und Schlussfolgerungen stellen jedoch nicht notwendigerweise die Meinung der Mitglieder des Begleitkreises dar. Die Verantwortung hierfür liegt ausschließlich bei Agora Energiewende und den beteiligten Instituten (FFE). Im Begleitkreis waren vertreten:

- Viessmann Climate Solutions SE
- EPEX Spot SE
- Tibber Deutschland GmbH
- Sonnen GmbH
- The Mobility House GmbH
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- Consolinno Energy GmbH
- TransnetBW GmbH
- Power Plus Communications AG
- Schleswig-Holstein Netz AG
- WEMAG Netz GmbH
- SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG
- Techem GmbH
- Easy Smart Grid GmbH

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

im zukünftigen Stromsystem spielen Wind- und Solarkraftwerke eine zentrale Rolle. Doch nur gemeinsam mit einer ausreichenden Systemflexibilität kann ihre schwankende Erzeugung einen wachsenden Strombedarf zuverlässig decken.

Befeuert durch die Elektrifizierung von Wärme und Verkehr werden in den kommenden Jahren viele Millionen Wärmepumpen, Heimspeicher und Elektrofahrzeuge ins Konzert des deutschen Stromnetzes einstimmen. Sie alle eint, dass sie ihren Strombedarf kurzfristig anpassen, sie also Flexibilität bereitstellen können. Das Potenzial ist hoch: Bereits Ende dieses Jahrzehnts wird ihre Leistung die heutige Jahreshöchstlast bei Weitem überschreiten.

Die Berechnungen in dieser Studie zeigen: Haushaltsnahe Flexibilitäten können Angebot und Nachfrage sehr effizient aufeinander abstimmen. Sie senken so nicht nur Emissionen, sondern reduzieren gleichzeitig den staatlichen Förderbedarf und letztlich die Strompreise für alle.

Damit dies gelingt, müssen geeignete Preissignale die Haushalte erreichen. Genau hier liegt der Beitrag dieser Studie. Sie prüft unterschiedliche Tarifmodelle und betrachtet die Auswirkungen auf das Gesamtsystem, die Stromnetze und die Kosten für Haushalte. Dabei behält sie stets die praktische Umsetzbarkeit für Netzbetreiber und Kund:innen fest im Blick.

Ich wünsche eine angenehme Lektüre!

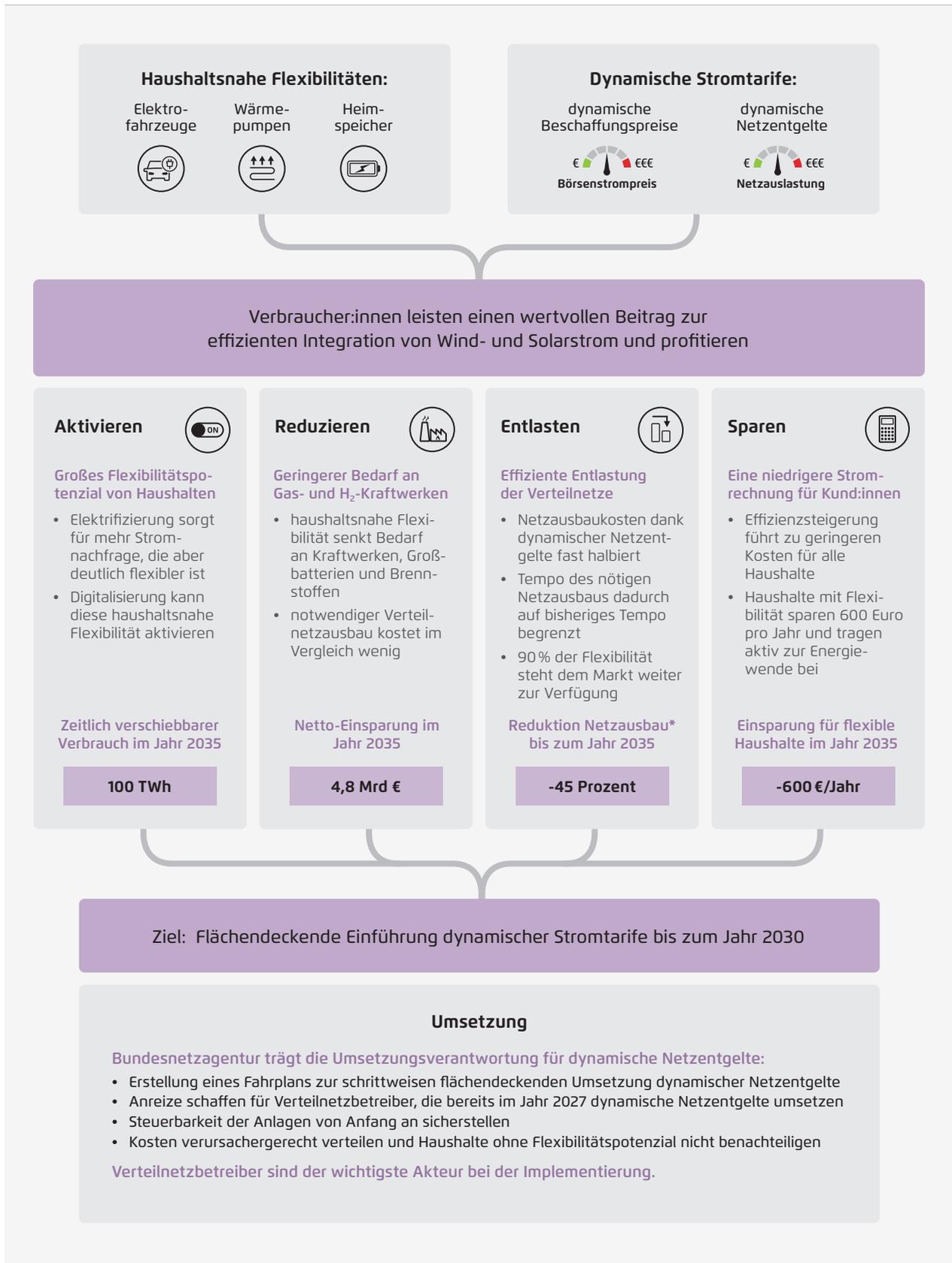
Simon Müller

Direktor Deutschland, Agora Energiewende

→ Ergebnisse auf einen Blick

- 1 **E-Autos, Wärmepumpen und Heimspeicher können 2035 jährlich 100 Terawattstunden Stromnachfrage flexibilisieren und dadurch im Stromsystem 4,8 Milliarden Euro einsparen.** Die Strommenge entspricht 10 Prozent des Gesamtstromverbrauchs. Durch eine kurzfristige und automatisierte Anpassung ihres Betriebs können Millionen dieser haushaltsnahen Flexibilitäten zur kostengünstigen Integration Erneuerbarer Energien ins Stromsystem beitragen. Ohne eine Reform der Stromtarife könnten haushaltsnahe Flexibilitäten jedoch die Belastung der Stromnetze deutlich erhöhen.
- 2 **Dynamische Stromtarife aktivieren haushaltsnahe Flexibilitäten und reduzieren gleichzeitig den Ausbaubedarf der Stromnetze.** Diese Tarife kombinieren dynamische Strompreise und dynamische Netzentgelte. Der Strompreis-Anteil zeigt an, ob Strom gerade knapp oder im Überfluss vorhanden ist. Der Netzentgelt-Anteil spiegelt die lokale Netzauslastung: günstige Entgelte bei freiem Netz, hohe Entgelte bei starker Auslastung. Dynamische Netzentgelte vermeiden damit Belastungsspitzen im Netz; der erforderliche Netzausbau wird so mit dem bisherigen Tempo machbar.
- 3 **Die Digitalisierung der Verteilnetze ermöglicht eine zügige Einführung dynamischer Stromtarife.** Die wachsende Zahl an *Smart Metern* erlaubt die zeitlich differenzierte Abrechnung des Stromverbrauchs, zudem entwickeln Verteilnetzbetreiber aktuell ohnehin ein umfassendes System zur Netzbelastungsmessung. Die Bundesnetzagentur könnte es Kund:innen daher zügig ermöglichen, dynamische Netzentgelte zu nutzen, indem sie entsprechende Rahmenbedingungen für die Netzbetreiber schafft.
- 4 **Verbraucher:innen sparen bei der Stromrechnung und können die Energiewende aktiv mitgestalten.** Durch eine automatisierte Anpassung ihres Verbrauchs können immer mehr Haushalte ihre eigenen Stromkosten beeinflussen. Haushalte mit dynamischen Tarifen sparen perspektivisch 600 Euro im Jahr und tragen gleichzeitig zum Gelingen der Energiewende bei. Auch Kund:innen ohne Möglichkeit der Lastverschiebung profitieren von insgesamt niedrigeren Strompreisen und besser ausgelasteten Netzen.

Studienergebnisse auf einen Blick



Agora Energiewende (2023). *bezieht sich auf Niederspannung

Inhalt

1	Zusammenfassung und Kernergebnisse der Studie	9
1.1	Zusammenfassung	9
1.1.1	Haushaltsnahe Flexibilitäten (Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Heimspeicher) bieten erhebliche Flexibilitätpotenziale	9
1.1.2	Diese Studie untersucht die Auswirkungen von vier verschiedenen Stromtarifstrukturen auf die Betriebsweise haushaltsnaher Flexibilitäten	10
1.1.3	Dynamische Stromtarife haben vier zentrale Vorteile für Stromsystem, Netzbetreiber und Kund:innen	11
1.1.4	Bundesnetzagentur und Netzbetreiber sind die entscheidenden Akteure, um Kund:innen den Zugang zu dynamischen Stromtarifen zu ermöglichen	12
1.2	Studienergebnisse und Handlungsoptionen	12
1.2.1	Dynamische Stromtarife können haushaltsnahe Flexibilitäten in erheblichem Umfang aktivieren.	12
1.2.2	Dynamische Stromtarife können Flexibilität weitaus günstiger bereitstellen als flexible Erzeugungsanlagen	12
1.2.3	Dynamische Netzentgelte sind ein sehr effizientes Mittel zur Reduktion der Belastungen im Niederspannungsnetz	13
1.2.4	Von der Aktivierung haushaltsnaher Flexibilität profitieren alle Kund:innen	15
1.2.5	Durch die Kombination dynamischer Netzentgelte mit Eingriffsmöglichkeiten im Notfall gewinnen Netzbetreiber Zeit zur Umsetzung des Netzausbaus	17
1.2.6	Die Einführung dynamischer Netzentgelte wird durch jüngst eingeleitete Maßnahmen zur Messung und Steuerung im Niederspannungsnetz erleichtert	18
1.2.7	Handlungsempfehlungen	18
2	Flexibilitätsbedarf als Ausgangslage	22
2.1	Die Rolle neuer elektrischer Lasten und lastseitiger Flexibilität	22
2.1.1	Hochlauf der lastseitigen Flexibilität	23
2.1.2	Der Wert der lastseitigen Flexibilität	24
2.2	Aktuelle Rahmenbedingungen und gegenwärtige Hemmnisse für die Nutzung von Flexibilität	27
2.2.1	Vergütung für die Bereitstellung haushaltsnaher Flexibilität	28
2.2.2	Rolle des Netzbetreibereingriffs nach § 14a EnWG zur Engpassbehebung	33

2.2.3	Neue Anforderung an die Mess- und Steuerbarkeit	35
2.2.4	Gegenwärtige Hemmnisse für die Nutzung von haushaltsnaher Flexibilität	37
2.3	Anforderungen an eine „optimale“ Einbindung der Flexibilität	37
3	Untersuchte Szenarien und Betrachtungsjahre	39
3.1	Konstanter Strompreis (Szenario „lowFlex“)	40
3.2	Dynamischer Beschaffungspreis (Szenario „Flex“)	40
3.3	Dynamischer Beschaffungspreis mit variablen Netzentgelten (Szenarien „Flex-zeitvarNe“ und „Flex-dynNe“)	41
3.4	Kurativer Netzbetreibereingriff nach § 14a EnWG (Szenario-Zusatz „§ 14a“)	44
3.5	Betrachtungsjahre	45
4	Modellierung der Auswirkungen einer Integration von haushaltsnaher Flexibilität	46
4.1	Datenbasis	46
4.1.1	Modellierung des gesamtdeutschen Niederspannungsnetzes	46
4.1.2	Räumliche Zuordnung der haushaltsnahen Flexibilitäten im Niederspannungsnetz	49
4.2	Modellierung	51
4.2.1	Finanzielle Optimierung der Verbraucher	51
4.2.2	Lastflusssimulation zur Bestimmung der Netzausbaubedarfe	52
4.2.3	Variable Netzentgelte im Rahmen der Modellierung	54
4.2.4	Kurativer Netzbetreibereingriff nach § 14a EnWG	57
5	Ergebnisse	59
5.1	Einordnung der Netzmodellierungsergebnisse in das Gesamtsystem	59
5.1.1	Einfluss der haushaltsnahen Flexibilität auf die Netzausbaukosten	59
5.1.2	Einordnung der Netzausbaukosten in das Gesamtsystem (Agora Energiewende)	61
5.1.3	Verschobene Energiemengen durch die Nutzung haushaltsnaher Flexibilitäten	63
5.2	Netzbelastungen	67
5.2.1	Netzbelastung nach Zeitpunkt	67
5.2.2	Netzbelastung nach Betriebsmitteln	69
5.2.3	Verursacher der Netzbelastung	72
5.3	Notwendige Verstärkungsmaßnahmen	74
5.3.1	Aufschlüsselung der Ausbaukosten nach Betriebsmitteln und Gebietskategorien	74
5.3.2	Einordnung des erforderlichen Leitungszubaus	77

5.3.3	Einordnung des erforderlichen Transformatorausbaus	79
5.3.4	Auswirkungen veränderter Netzentgeltspreizungen	82
5.3.5	Der Einfluss ausgewählter Annahmen auf den Netzausbau	83
5.3.6	Exkurs: Einfluss von regelbaren Ortsnetztransformatoren auf den Netzausbaubedarf	85
5.4	Einfluss des kurativen Netzbetreibereingriffs nach § 14a EnWG	88
5.4.1	Auswirkungen des Netzbetreibereingriffs nach § 14a EnWG auf die Netzbelastung	88
5.4.2	Rückwirkungen auf die Verbraucher:innen im Fall des Minimalausbaus in Verbindung mit dem Netzbetreibereingriff nach § 14a EnWG	89
5.4.3	Mögliche Ausbautverzögerung im Fall des Minimalausbaus in Verbindung mit dem Netzbetreibereingriff nach § 14a EnWG	93
5.5	Auswirkungen der Flexibilisierung auf Verbraucher:innen	95
<hr/>		
6	Praktische Aspekte der Umsetzung	97
<hr/>		
7	Anhang	100
<hr/>		
7.1	Weitergehende Informationen zur Datenbasis	100
7.1.1	Charakterisierung der Typnetze für das gesamtdeutsche Niederspannungsnetz	100
7.1.2	Räumliche Zuordnung der Photovoltaikanlagen und haushaltsnahen Flexibilitäten	103
7.2	Weitergehende Informationen zur Modellierung	108
7.2.1	Finanzielle Optimierung der Verbraucher: Lastprofile und Betriebsweise	108
7.2.2	Annahmen und Ablauf der Lastflusssimulation	111
<hr/>		
8	Literatur	114
<hr/>		

1 Zusammenfassung und Kernergebnisse der Studie

1.1 Zusammenfassung

1.1.1 Haushaltsnahe Flexibilitäten (Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Heimspeicher) bieten erhebliche Flexibilitätspotenziale

Mit dem weiteren Ausbau von Wind- und Solar-energie steigt der Bedarf an Flexibilität deutlich. Flexibilität gehörte auch in der Vergangenheit zu den wesentlichen Erfordernissen eines effizienten und sicheren Stromsystems. Traditionell ging es dabei um die Anpassung an Schwankungen des Stromverbrauchs, vor allem zwischen Winter und Sommer beziehungsweise Tag und Nacht. In einem Stromsystem auf Basis von Windkraft und Photovoltaik müssen zusätzlich große Erzeugungsschwankungen ausgeglichen werden. Bereits heute machen Erneuerbare Energien einen Großteil der Stromerzeugung aus (55 Prozent im ersten Halbjahr 2023); bis 2035

strebt Deutschland eine weitestgehend klimaneutrale Stromversorgung an. Wind- und Solarenergie werden dann die vorherrschenden Energiequellen sein. Dadurch erhöht sich der Flexibilitätsbedarf deutlich.

Haushaltsnahe Flexibilitäten (Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Heimspeicher) bieten sehr große Flexibilitätspotenziale. Im Szenario *Klimaneutrales Stromsystem 2035* schafft die Elektrifizierung von Mobilität und Gebäudewärme eine erhebliche, zusätzliche Stromnachfrage, die weitaus flexibler ist als der bisherige Stromverbrauch. Die erwartete Gesamtleistung (435 GW) haushaltsnaher Flexibilitäten ist mehr als 5-mal größer als die Jahreshöchstlast 2022 und die Gesamtspeichergroße (4,5 TWh) ist circa 110-mal größer als der aktuelle Bestand an Großspeichern (Abbildung A). Die Gesamtleistung übersteigt außerdem die Leistung der klimaneutralen Gaskraftwerke im Jahr 2035 (61 GW) um Faktor 7 und auch die für 2035 erwartete Handelskapazität mit Nachbarn im europäischen Stromnetz (38 GW). In

Entwicklung der haushaltsnahen flexiblen Verbrauchseinrichtungen → Abb. A



● 2022 ● 2029 ● 2035 ● Bestand 2023*

Agora Energiewende (2023) basierend auf der Studie *Klimaneutrales Deutschland 2035*. * Anzahl Personenkraftwagen und leichte Nutzfahrzeuge bzw. Anzahl an Wohngebäuden. ** Pumpspeicher und Großbatterien.

privaten Haushalten entsteht also in großem Umfang die Möglichkeit, Strom stärker denn zu verbrauchen, wenn er günstig vorhanden ist.

Eine modernisierte Tarifstruktur ist der Schlüssel, um das Potenzial haushaltsnaher Flexibilitäten zu heben. Fast alle Kund:innen können heute nur einen konstanten Stromtarif nutzen. Diese starren Tarife machen es zwar finanziell attraktiv, Solarstrom vom eigenen Dach möglichst selbst zu nutzen. Es fehlt aber der Anreiz für eine systemdienliche Lastverschiebung. Das Potenzial haushaltsnaher Flexibilitäten kann auf diesem Weg nicht ausgeschöpft werden. Ab dem Jahr 2025 erhalten Kund:innen mehr Möglichkeiten: Lieferanten müssen dann auch sogenannte dynamische Tarife anbieten. Der Strompreis reagiert dann beispielsweise in jeder Viertelstunde auf die aktuelle Lage im Stromsystem: hohe Preise in Stunden der Knappheit, billiger Strom, wenn viel davon vorhanden ist. Solche Tarife können haushaltsnahe Flexibilitäten aktivieren.

Haushaltsnahe Flexibilitäten können das lokale Stromnetz belasten, vor allem wenn zu viele Verbraucher:innen gleichzeitig und unabgestimmt ihren Strombezug erhöhen. Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen erhöhen den Gesamtverbrauch und die Leistungsspitzen im Niederspannungsnetz. Dynamische Tarife können zusätzlich dazu führen, dass diese neuen Lasten zu Zeiten günstiger Preise alle gleichzeitig ihren Verbrauch stark erhöhen. Die Netzbelastung und damit der Ausbaubedarf der Niederspannungsnetze kann so teils erheblich ansteigen.

Eine Reform der Netzentgelte erlaubt es den haushaltsnahen Flexibilitäten, netzschonend auf günstige Preise zu reagieren. Der Anteil der Netzentgelte am Haushaltsstrompreis ist erheblich: von 2012 bis 2021 waren es im Schnitt rund 25 Prozent¹. In Deutschland können Verbraucher:innen nur konstante Netzentgelte nutzen; anders als in vielen anderen europäischen Ländern. Denn ähnlich wie Stromtarife können auch Netzentgelte dynamisch ausgestaltet werden. Ihre Höhe bildet dann die Netzbelastung ab: Ein „vol-

les“ Netz übersetzt sich in hohe Entgelte, ist noch viel „Platz“, ist die Netznutzung besonders günstig.

Dynamische Stromtarife² kombinieren dynamische Beschaffungsstrompreise und dynamische Netzentgelte. Sie ermöglichen den optimierten Einsatz haushaltsnaher Flexibilitäten. Dynamische Stromtarife spiegeln beides wider: die Verfügbarkeit von Strom und die Auslastung des (lokalen) Netzes. So können sie an der Strombörse Angebot und Nachfrage ausgleichen, ohne dabei Belastungsspitzen im Netz zu verursachen. Diese Studie modelliert mögliche Umsetzungen dynamischer Stromtarife und nimmt dabei insbesondere die Netzbelastung und den daraus resultierenden Netzausbau in den Blick.

1.1.2 Diese Studie untersucht die Auswirkungen von vier verschiedenen Stromtarifstrukturen auf die Betriebsweise haushaltsnaher Flexibilitäten

Die Modellierung geht davon aus, dass jeder teilnehmende Haushalt seine Stromkosten minimiert. Auf dieser Basis betrachtet sie: 1) die bereitgestellte Flexibilität, 2) die Belastung für das Stromnetz und 3) ökonomische Auswirkungen für das Gesamtsystem.

- 1) Anhand des jeweiligen Preisszenarios (siehe unten) wird das optimierte Verhalten der Haushalte berechnet. Ergebnis sind viertelstunden- und haushaltsscharfe Lastkurven und die Menge der damit gehobenen Flexibilität.
- 2) Diese bilden wiederum die Basis für eine Lastflusssimulation der deutschen Niederspannungsnetze. Mithilfe von Typnetzen wird der Netzausbaubedarf für die vier Szenarien quantifiziert.
- 3) Die resultierenden Netzkosten werden mit den Kosten alternativer, erzeugungsseitiger Flexibilitätsbereitstellung verglichen. Dazu wird auf

¹ BDEW-Strompreisanalyse Juli 2023

² Die hier verwendete Begriffsdefinition von „dynamischen Stromtarifen“ weicht von der aktuell im § 3 EnWG festgelegten Definition ab. In dieser Studie umfassen dynamische Stromtarife nicht nur dynamische Beschaffungsstrompreise, sondern auch dynamische Netzentgelte.

die Ergebnisse der Strommarktmodellierung der Studie *Klimaneutrales Stromsystem 2035* zurückgegriffen.

Neben dem Zieljahr 2035 betrachtet die Studie das Jahr 2029, da dann mindestens 50 Prozent der Pflichteinbaufälle für *Smart Meter* abgedeckt und das dynamische Steuern gemäß § 14a EnWG umgesetzt sein müssen.

Diese Studie konzentriert sich auf die Analyse unterschiedlicher Tarifmodelle mit einem Schwerpunkt auf dynamischen Stromtarifen. Ein effizientes System zum Heben haushaltsnaher Flexibilitäten muss, erstens, eine hohe Anzahl an Kund:innen in der Niederspannung erreichen und, zweitens, Marktmanipulationen möglichst ausschließen. Da lokale Flexibilitätsmärkte strukturelle Probleme in Bezug auf Marktmanipulationen aufweisen, sogenanntes *Increase-Decrease-Gaming*, wurden sie in dieser Studie nicht analysiert.

Die vier Tarifmodelle unterscheiden sich darin, wie stark sie den aktuellen Börsenstrompreis beziehungsweise die Netzauslastung berücksichtigen (Tabelle Z1):

Diese vier Hauptszenarien werden um Sensitivitäten ergänzt, um beispielsweise das Zusammenwirken der Tarifmodelle mit Netzengpassmanagement nach § 14a EnWG zu bewerten.

1.1.3 Dynamische Stromtarife haben vier zentrale Vorteile für Stromsystem, Netzbetreiber und Kund:innen

Wie in Kapitel 5 detaillierter ausgeführt, bieten dynamische Stromtarife eine Reihe von Vorteilen. Die vier zentralen Vorteile lassen sich wie folgt zusammenfassen. Dynamische Stromtarife

- **aktivieren haushaltsnahe Flexibilitäten in erheblichem Umfang:** Im Jahr 2035 können so über 100 Terawattstunden Last bedarfsgerecht verschoben werden. Dies entspricht mehr als zehn Prozent des jährlichen Gesamtstromverbrauchs – und etwa der Hälfte des Stromverbrauchs der Haushalte – und übertrifft bisherige Erwartungen zu den verfügbaren lastseitigen Flexibilitätpotenzialen.
- **reduzieren Brennstoffeinsatz bei flexiblen Erzeugungsanlagen:** Im Jahr 2035 können so 20 Terawattstunden Stromerzeugung in klimaneutralen Gaskraftwerken und Kosten von 5,4 Milliarden Euro vermieden werden. Da die zusätzlichen Netzausbaukosten für die Nutzung von haushaltsnahen Flexibilitäten jährlich lediglich 0,6 Milliarden Euro betragen, ergibt sich eine Gesamteinsparung von 4,8 Milliarden Euro.
- **entlasten das Niederspannungsnetz und senken den damit verbundenen Ausbaubedarf:** Die flexibilitätsbedingten Mehrkosten für den Netzausbau bis zum Jahr 2035 können von 10,5 Milliarden Euro auf 5,8 Milliarden Euro annähernd halbiert werden. Die Gesamtkosten für den Netzausbau im Niederspannungsnetz zur Integration von 33 Millionen Elektrofahrzeugen, 9 Millionen Wär-

Zusammensetzung der dynamischen Stromtarife je Szenario

→ Tabelle Z1

Szenario	Beschaffungspreis	Netzentgelte	Zeitfenster der Netzentgelte
lowFlex	konstant	konstant	–
Flex	dynamisch*	konstant	–
Flex-zeitvarNe	dynamisch*	zeitvariabel	statisch
Flex-dynNe	dynamisch*	zeitvariabel	dynamisch

ffE (2023). * dynamischer Beschaffungspreis = direkte Weitergabe des Börsenstrompreises. Dafür werden *Dispatch*-Preise aus der Studie *Klimaneutrales Stromsystem 2035* verwendet, welche als Repräsentant der kurzfristigen Börsenstrompreise eingesetzt werden.

mepumpen und 53 Gigawatt Heimspeicher belaufen sich dann auf 12,8 Milliarden Euro bis zum Jahr 2035.

→ **sparen Geld bei der Stromrechnung:** Die Gesamtkosten für die Stromerzeugung sinken durch die geringere Nutzung teurer Wasserstoffkraftwerke. Der durchschnittliche Strompreis (Beschaffungskostenanteil) ist für flexible Kunden rund 5 ct/kWh geringer. Auch Kundinnen, die keine Flexibilitäten nutzen, sparen 1 ct/kWh. Durch eine effizientere Netzauslastung sinken auch die Netzkosten pro Kilowattstunde.

1.1.4 Bundesnetzagentur und Netzbetreiber sind die entscheidenden Akteure, um Kund:innen den Zugang zu dynamischen Stromtarifen zu ermöglichen

Die Bundesnetzagentur trägt die **Umsetzungsverantwortung für dynamische Netzentgelte**. Die Einführung dynamischer Netzentgelte ist mit der jüngsten Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes Aufgabe der Bundesnetzagentur. Bestehende regulatorische Prozesse bieten eine gute Grundlage, um die Einführung dynamischer Netzentgelte voranzutreiben.

Die **Verteilnetzbetreiber sind wesentlicher Akteur bei der Identifikation und Implementierung der wesentlichen Prozessschritte**. Zwar stellt die Einführung eines dynamischen Netzentgeltsystems eine komplexe Aufgabe dar. Der Beitrag zu einer effizienten Ausgestaltung des klimaneutralen Stromsystems ist es jedoch wert.

1.2 Studienergebnisse und Handlungsoptionen

1.2.1 Dynamische Stromtarife können haushaltsnahe Flexibilitäten in erheblichem Umfang aktivieren.

Durch **preisliche Anreize kann das Potenzial der haushaltsnahen Flexibilität umfassend aktiviert werden**. In den Szenarien „Flex“ und „Flex-dynNe“

werden im Jahr 2035 über 100 Terawattstunden Last bedarfsgerecht verschoben. Dies entspricht mehr als zehn Prozent des jährlichen Gesamtstromverbrauchs – und etwa der Hälfte des Stromverbrauchs der Haushalte – und übertrifft bisherige Erwartungen zu den verfügbaren lastseitigen Flexibilitätpotenzialen.

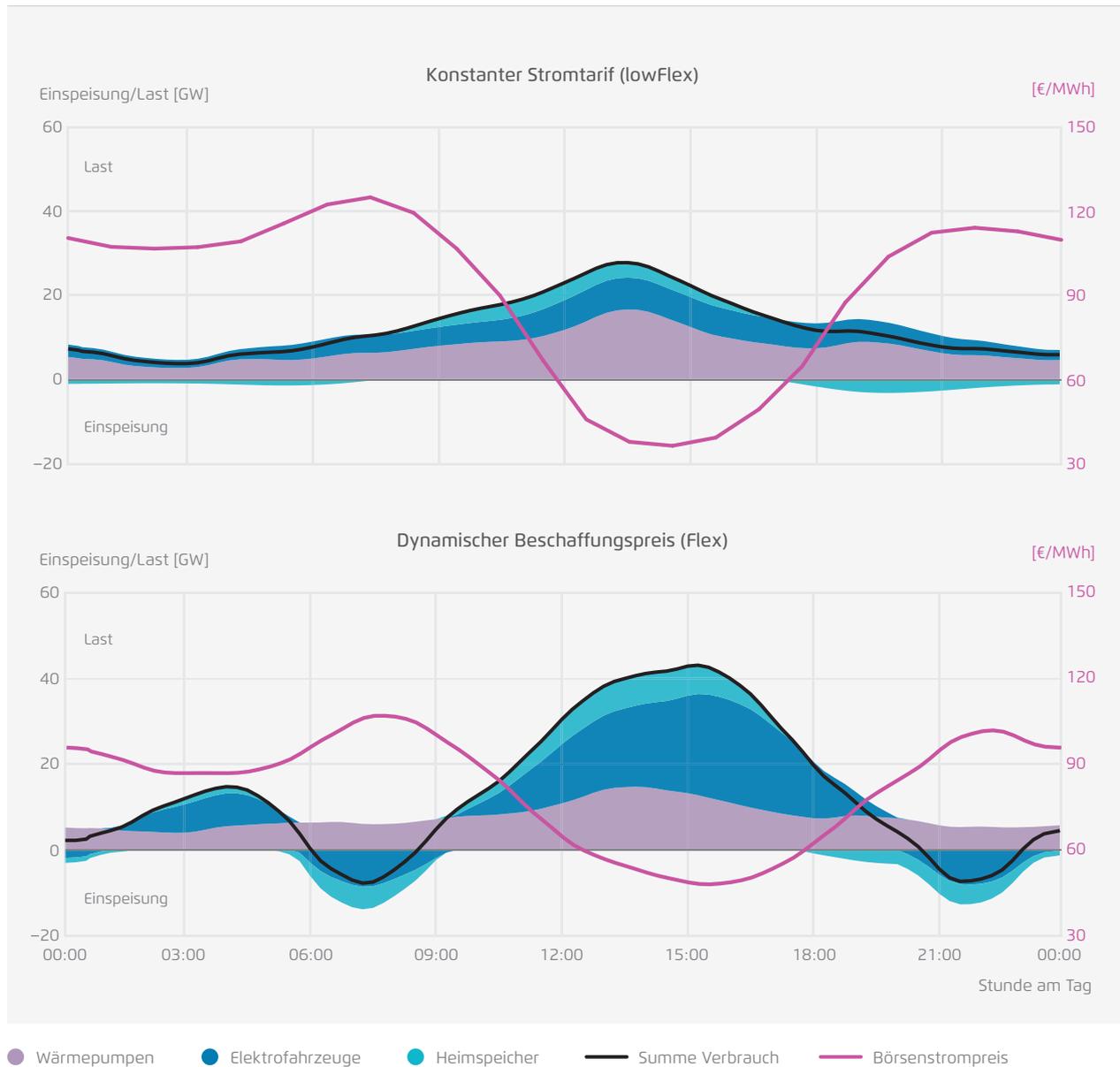
Am stärksten fällt die Verbrauchsverschiebung bei den Elektrofahrzeugen aus. Die gebäudescharfe Analyse zeigt, dass der individuelle wirtschaftliche Vorteil für Haushalte mit Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen oder Batterieheimspeichern gegeben ist. Das führt dazu, dass diese Haushalte in erheblichem Umfang ihr Verbrauchsverhalten – in der Regel automatisiert – an den Preis anpassen. Eine herausragende Rolle spielen Elektrofahrzeuge, die durch variable Ladezeitpunkte und bidirektionales Laden mehr als die Hälfte der haushaltsnahen Flexibilität bereitstellen (Abbildung B).

1.2.2 Dynamische Stromtarife können Flexibilität weitaus günstiger bereitstellen als flexible Erzeugungsanlagen

Die Nutzung der lastnahen Flexibilität ist um den Faktor neun günstiger als erzeugungsseitige Alternativen. Wird die Flexibilität der Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Heimspeicher intelligent genutzt, kann der erzeugungsseitige Bedarf an Flexibilität durch Gaskraftwerke und Großbatterien stark reduziert werden. Das spart jährlich große Summen an Brennstoffkosten für Erdgas und klimaneutralen Wasserstoff: Im Jahr 2035 belaufen sich die jährlichen Einsparungen – vornehmlich infolge der um rund 20 Terawattstunden niedrigeren Stromerzeugung aus wasserstoffbetriebenen Gaskraftwerken – auf rund 5,4 Milliarden Euro (Abbildung C). Dem stehen deutlich geringere Mehrkosten für den Netzausbau und -betrieb bei der Nutzung der lastseitigen Flexibilität gegenüber: So können allein im Jahr 2035 4,8 Milliarden Euro eingespart werden.

Summenlastgang der flexiblen Verbrauchseinrichtungen im Jahr 2035 gemittelt auf einen Tag

→ Abb. B



fFe (2023)

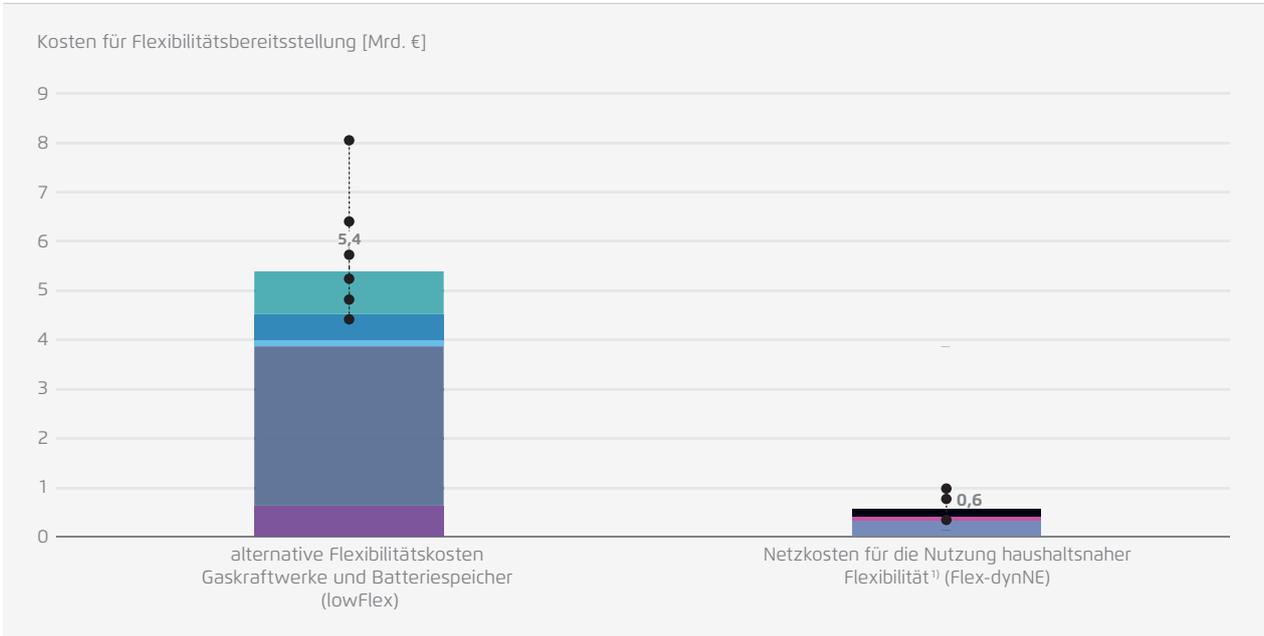
1.2.3 Dynamische Netzentgelte sind ein sehr effizientes Mittel zur Reduktion der Belastungen im Niederspannungsnetz

Tarife nur auf Basis dynamischer Beschaffungsstrompreise erhöhen Lastspitzen zu Niedrigpreis-Zeiten und verursachen zusätzlichen Verteilnetzausbau. In den haushaltsnahen Niederspannungsnetzen entsteht bis zum Jahr 2035 auch

ohne dynamische Tarife durch den zusätzlichen Strombedarf von Elektromobilität und Wärmepumpen ein Investitionsbedarf in Höhe von sieben Milliarden Euro (Abbildung D). Reagieren die neuen Verbraucher ausschließlich auf den Börsenstrompreis, wird ihr Strombezug stärker synchronisiert – mit Zusatzbelastungen für das Niederspannungsnetz. Der Investitionsbedarf erhöht sich bis zum Jahr 2035 um 10,5 auf insgesamt 17,5 Milliarden Euro (Szenario

Annuitätischer Kostenvergleich der Optionen zur Flexibilitätsbereitstellung

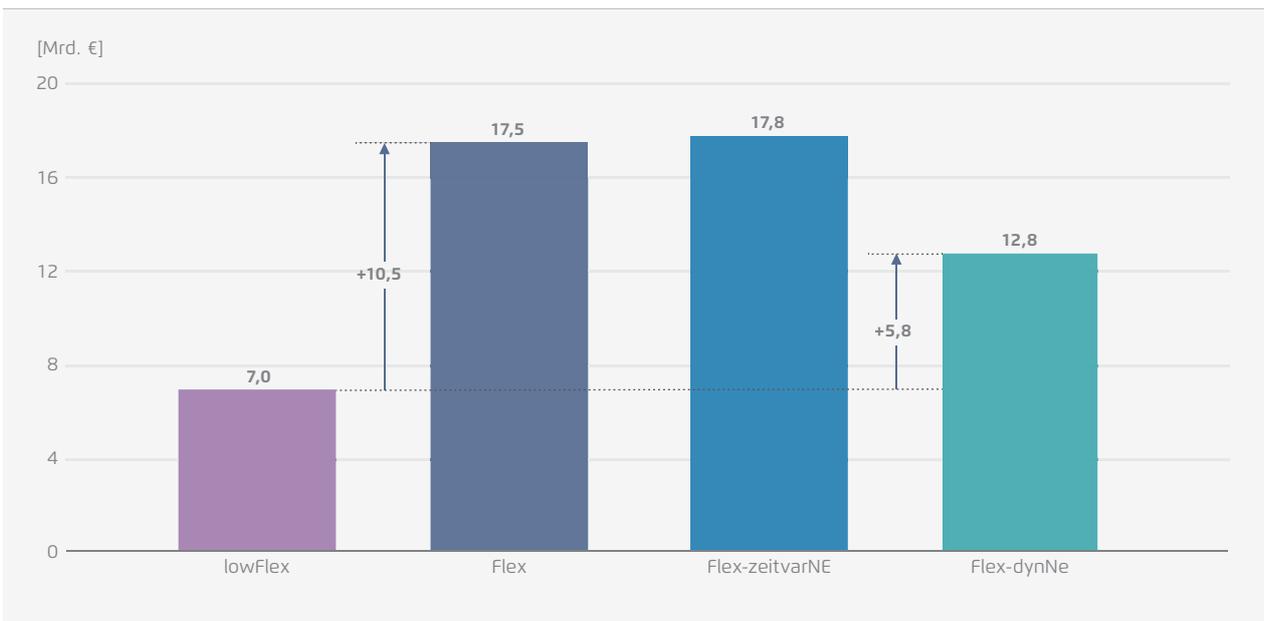
→ Abb. C



Agora Energiewende (2023). Annuitätische Investitionskosten, reale Werte. ¹⁾Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und Batterie-Heimspeicher in haushaltsnahen und gewerblichen Niederspannungsnetzen. ²⁾annuitätische Betrachtung.

Netzausbaukosten bis zum Jahr 2035*

→ Abb. D



FfE (2023). Anmerkung: * kumuliert bis zum Jahr 2035, reale Werte.

„Flex“). Die Aktivierung der Flexibilitäten erfordert in diesem Szenario also eine starke Ertüchtigung der Netze und zieht deutlich höhere Netzausbaukosten nach sich.

Dynamische Tarife unter Einbeziehung dynamischer Netzentgelte halbieren die Netzausbaukosten, die durch Flexibilitäts-Aktivierung entstehen. Werden die Flexibilisierungsanreize aus dynamischen Strompreisen um dynamische Netzentgelte (Szenario „Flex-dynNe“) erweitert, können die Niederspannungsnetze deutlich entlastet werden. Die flexibilitätsbedingten Mehrkosten für den Netzausbau können von 10,5 Milliarden Euro auf 5,8 Milliarden Euro annähernd halbiert werden. Die Beschränkung auf simple zeitvariable Netzentgelte mit statischen Zeitfenstern (Szenario „Flex-zeitvarNe“), leistet keinen Beitrag zur Reduktion der Netzausbaukosten. Diese Tarife sind langfristig also nicht geeignet, um Flexibilität netzschonend zu heben.

Für die erhebliche Netzentlastung wird das marktliche Flexibilitätspotenzial um lediglich zehn Prozent reduziert. Dynamische Netzentgelte hemmen den

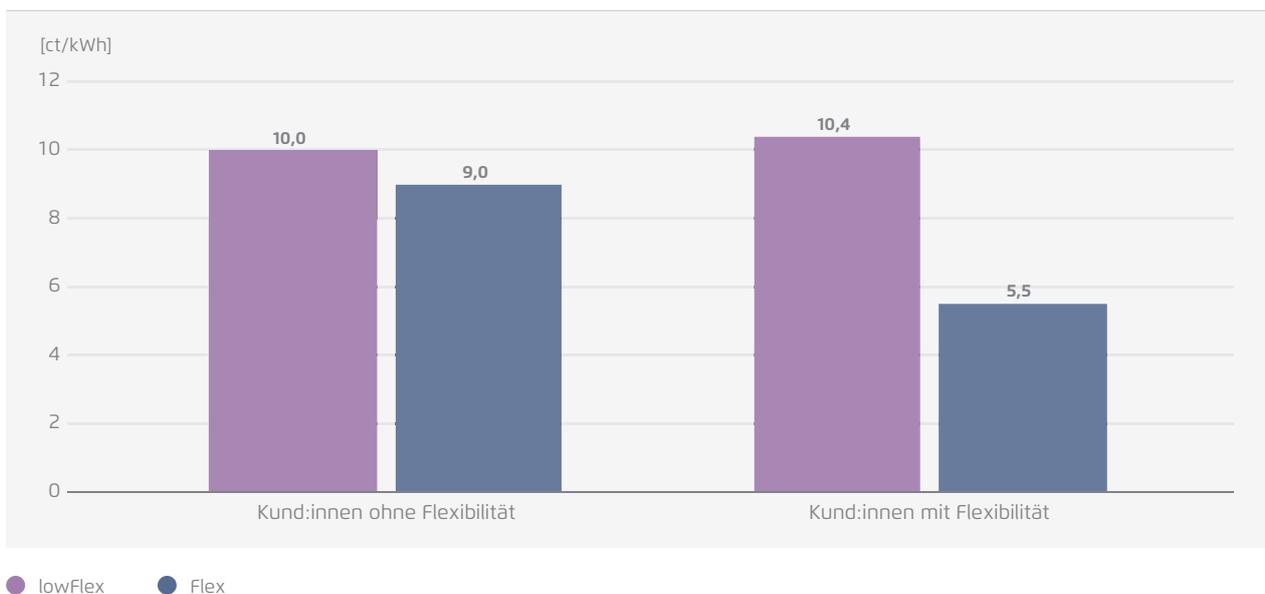
marktlichen Flexibilitätseinsatz zu Zeiten (sehr) hoher Netzauslastung. Diese punktuellen Anpassungen zur Netzentlastung verändern den Flexibilitätseinsatz nur geringfügig: 90 Prozent der Flexibilität stehen weiterhin dem Strommarkt zur Verfügung.

1.2.4 Von der Aktivierung haushaltsnaher Flexibilität profitieren alle Kund:innen

Es wirkt sich für alle Kund:innen positiv auf die Stromkosten aus, wenn haushaltsnahe Flexibilitäten durch die Weitergabe der dynamischen Beschaffungsstrompreise aktiviert werden. Der Beschaffungspreis macht im Mittel der vergangenen zehn Jahre rund ein Viertel des Haushaltsstrompreises aus.³ Wie oben beschrieben ist der Einsatz dezentraler Flexibilitäten günstiger als eine Bereitstellung von Flexibilität durch Gaskraftwerke. Dieser Effekt schlägt sich in geringeren Stromkosten für *alle* Kund:innen nieder: Im Szenario mit den dyna-

³ BDEW-Strompreisanalyse Juli 2023

Durchschnittliche Beschaffungspreise von Kund:innen mit und ohne Flexibilität im Jahr 2035 → Abb. E



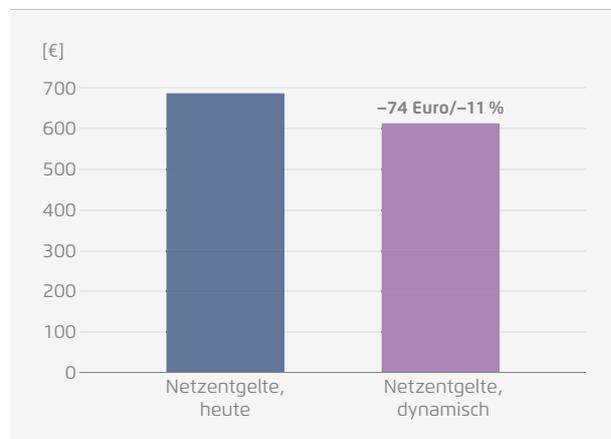
FfE (2023). Anmerkung: reale Werte.

mischen Beschaffungsstrompreisen („Flex“) sind sie für Kund:innen, die keine Flexibilität einsetzen, um einen Cent, beziehungsweise zehn Prozent, niedriger als im Szenario ohne Anreize für Flexibilität („low-Flex“). Da Kunden mit flexiblen Verbrauchsanlagen zusätzlich Niedrigpreiszeitfenster besser nutzen können, profitieren diese doppelt (siehe Abbildung E): Ihr durchschnittlicher Beschaffungspreis sinkt um 4,9 Cent und damit annähernd um die Hälfte. Auch mit dynamischen Netzentgelten und damit leicht angepasstem Flexibilitätseinsatz bleibt die Einsparung von etwa der Hälfte der Beschaffungskosten bestehen.

Bei Einführung dynamischer Netzentgelte profitieren Kund:innen zusätzlich von geringeren Netzentgelten. Die Analyse zeigt, dass das Verteilnetz bei Anwendung dynamischer Netzentgelte effizienter genutzt und dadurch weniger stark ausgebaut werden muss. Die verringerten Netzkosten schlagen sich in durchschnittlich geringeren Netzentgelten nieder. Flexible Kund:innen reduzieren ihr durchschnittliches Netzentgelt weiter, indem sie verstärkt zu Zeiten günstiger Netzentgelte Strom beziehen. Im Jahr 2035 zahlen sie um elf Prozent geringere Netzentgelte pro Kilowattstunde im Vergleich zu flexfreien Haushalten (Abbildung F).⁴

Flexible Kund:innen erreichen im Gesamtpaket Einsparungen in Höhe von fast 600 Euro pro Jahr.⁵ Nimmt man vereinfacht an, dass die durchschnittlichen Netzentgelte für Haushaltskund:innen im Jahr 2035 genauso hoch sind wie im Jahr 2022, ergäben sich als Gegenleistung für die Flexibilitätsbereitstellung Einsparungen von etwa 75 Euro an Netzentgelten und rund 415 Euro beim Beschaffungsanteil der

Auswirkung dynamischer Netzentgelte auf Kund:innen mit Flexibilität → Abb. F



Agora Energiewende (2023). Anmerkungen: Basierend auf einem Verbrauch von 3.500 kWh/a für Haushaltsstrom und 5.000 kWh/a für Wärmepumpe; Netzentgelte heute: durchschnittliches Netzentgelt für Haushaltskunden 2022 gem. *BDEW-Strompreisanalyse Juli 2022*, Netzentgelte dynamisch: durchschnittliches Netzentgelt gem. dieser Studie auf Basis des Netzentgeltes 2022, Nettopreise.

Stromkosten zuzüglich der Mehrwertsteuer. Wenn gleich ihre relativen Netzentgelte geringer ausfallen, zahlen flexible Kund:innen absolut höhere Netzentgelte. Durch ihren deutlich höheren Strombezug leisten sie damit insgesamt einen größeren Gesamtbeitrag zur Finanzierung der Netze als Kund:innen ohne Elektrofahrzeug, Wärmepumpe oder Heimspeicher. Diese Entwicklung entspricht damit dem Verursacherprinzip.

Wer mitmachen will, sollte über einen Smart Meter und ein Steuerungssystem verfügen. Mithilfe des *Smart Meters* können die schwankenden Preise kleinteilig gemessen und abgerechnet werden. Um die tagtägliche finanzielle Optimierung müssen sich Kund:innen nicht selbst kümmern. Wie heute schon für die Strombeschaffung, werden Dienstleister (vermutlich Aggregatoren) diese Aufgabe für die Kund:innen übernehmen. Weiter zunehmen wird in dem Zusammenhang auch der Einsatz von sogenannten *Home Energy Management Systems (HEMs)*. Dabei handelt es sich um das digitale Bindeglied zwischen Aggregator, Kundenanlagen und *Smart Meter* als Übergabepunkt zum Netzbetreiber. Das HEMs stellt sicher, dass die Wünsche der Kund:innen beim Optimieren der Flexibilität berücksichtigt und Last-

⁴ 40 Prozent der heute flexiblen Kund:innen profitieren aufgrund der Einwilligung zur temporären Abschaltung durch ihren Netzbetreiber nach § 14a EnWG von höheren Netzentgeltermäßigungen (der Netzentgeltrabatt für den Haushalt insgesamt beträgt im verwendeten Fallbeispiel 25 Prozent). Der Rabatt dient dem Schadensausgleich dieser Abschaltungen und ist daher nicht unmittelbar mit dynamischen Netzentgelten, die Nutzungseinbußen bei den Verbraucher:innen verhindern, vergleichbar. Das Gesamtpaket der möglichen Einsparungen in Verbindung mit dem dynamischen Börsenstrompreis ist auch für diese Gruppe sehr attraktiv.

⁵ gemäß dem verwendeten Fallbeispiel inklusive Mehrwertsteuer, siehe Abbildung F inklusive Mehrwertsteuer

verschiebungen durch entsprechende Steuerungssignale bei den Kund:innen umgesetzt werden.

1.2.5 Durch die Kombination dynamischer Netzentgelte mit Eingriffsmöglichkeiten im Notfall gewinnen Netzbetreiber Zeit zur Umsetzung des Netzausbaus

Die Einführung dynamischer Netzentgelte begrenzt den notwendigen Netzausbau auf eine bereits in der Vergangenheit implementierte Größenordnung. Die identifizierte Ausbaugeschwindigkeit der Niederspannungsnetze ist vergleichbar mit den Investitionen der jüngeren Vergangenheit.⁶ Bis zum Jahr 2029 müssen die Leitungslängen um ein Achtel und bis zum Jahr 2035 um dann insgesamt ein Viertel gegenüber heute erweitert werden (Abbildung G). Zudem

⁶ Das Ausbautempo hat zuletzt bereits zugenommen, insbesondere getrieben durch den Ausbau der Photovoltaik.

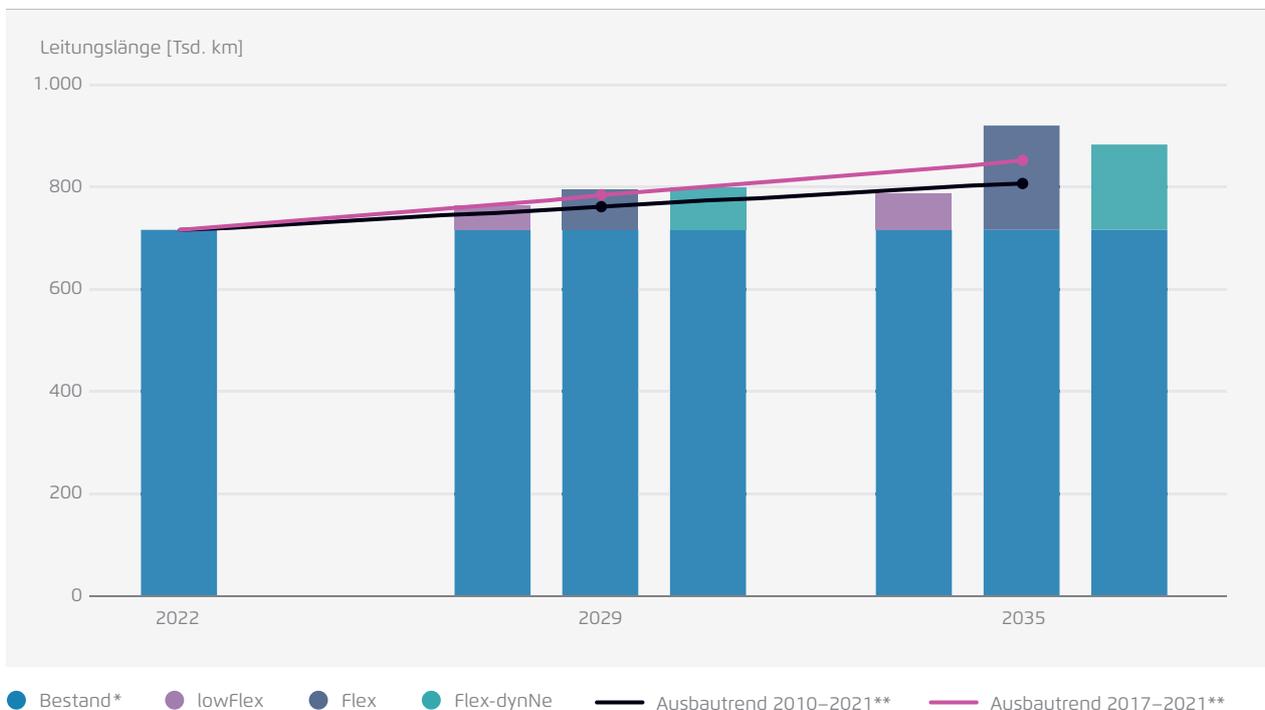
muss bis zum Jahr 2035 knapp jeder vierte Ortsnetztransformator ausgetauscht werden. Der Ausbaubedarf der Ortsnetztransformatoren, welche die Schnittstelle zur Mittelspannung darstellen, fällt bei dynamischen Netzentgelten (Szenario „Flex-dynNe“) sogar geringer aus als ohne Nutzung der Flexibilität (Szenario „lowFlex“). Das bedeutet, dass dynamische Netzentgelte die Mehrbelastung aufgrund von Flexibilitätsnutzung in der Niederspannung so gut aussteuern, dass die Überlastung nicht in die Mittelspannung ausstrahlt.

Der Netzausbau ist weiterhin insbesondere in ländlichen und vorstädtischen Regionen notwendig.

In allen betrachteten Szenarien entstehen 80 bis 90 Prozent des gesamten Netzausbaubedarfs in ländlichen und vorstädtischen Regionen. Dort liegen aufgrund der Besiedlungsstruktur tendenziell längere Leitungen vor, die schneller überlastet sind. Zukünftig rücken aber auch die städtischen Netze in den Fokus: Bei hoher Dichte an flexibel ladenden Elek-

Ausbaubedarf an Leitungen verglichen mit dem historischen Ausbautrend

→ Abb. G



FfE (2023). Anmerkung: * haushaltsnahe Niederspannungsnetze. ** Annahme: 56 Prozent der fortgeschriebenen historischen Ausbaumaßnahmen finden in haushaltsnahen Niederspannungsnetzen statt. Das entspricht dem heutigen Anteil der haushaltsnahen Netze an der Gesamtleitungslänge in der Niederspannung.

trofahrsystemen kommen hier vor allem die Ortsnetztransformatoren an ihre Grenzen. Durch dynamische Netzentgelte werden diese wirkungsvoll entlastet und müssen daher weniger oft ausgebaut werden. So können komplexe und teure Baustellen im urbanen Raum reduziert werden.

Treiber für den Netzausbau in der Niederspannung ist nicht mehr ausschließlich der Zuwachs an Photovoltaikanlagen. Mit Nutzung der Flexibilität nimmt die verbrauchsbedingte Netzbelastung durch Wärmepumpen und Elektromobilität zu. Lokale Erzeugungsüberschüsse aus der Photovoltaik werden in Zukunft durch mehr und mehr Heimspeicher gut integriert. Unabhängig von der Flexibilitätsnutzung treiben stattdessen Wärmepumpen den Netzausbau. Mit zunehmender Flexibilisierung bilden die Elektrofahrzeuge die häufigste Ursache für Netzausbaubedarf, weil sie ihre hohe Bezugsleistung in der Regel flexibler einsetzen können als beispielsweise Wärmepumpen. Trotz größerer Rückspeisemengen aus bidirektionalen Fahrzeugen und Heimspeichern bestimmt meist der Lastfall den Netzausbau.

Das Notfallinstrument der Leistungsreduktion nach § 14a EnWG ist ein wirkungsvolles Instrument, um Verzögerungen im Netzausbau zu überbrücken. In besonders stark belasteten Netzen ist ein zügiger Ausbau notwendig. Bei Ausba verzögerungen müssten andernfalls sehr lange und häufige Leistungsreduktionen nach § 14a EnWG erfolgen. Um das zu vermeiden, müssen diese Netze prioritär ausgebaut werden. In weniger stark belasteten Netzen kann das Instrument der Leistungsreduktion als Überbrückung das Netz wirksam und mit nur geringfügigen Einbußen für Kund:innen entlasten. So können beispielsweise im Falle von Personalknappheiten oder Lieferengpässen Ressourcen fokussiert eingesetzt werden.

1.2.6 Die Einführung dynamischer Netzentgelte wird durch jüngst eingeleitete Maßnahmen zur Messung und Steuerung im Niederspannungsnetz erleichtert

Bereits laufende regulatorische Anpassungen bilden eine geeignete Grundlage zur Einführung dyna-

mischer Netzentgelte durch die Verteilnetzbetreiber. Durch die Anpassung des § 14a EnWG müssen Verteilnetzbetreiber ab dem Jahr 2029 im Rahmen des Netzengpassmanagements dynamisch steuern können. Das setzt voraus, dass eine Auslastungsprognose beispielsweise auf Ebene der Ortsnetztransformatoren vorliegt. Damit wird die Grundlage für die Ermittlung dynamischer Netzentgelte geschaffen. Darüber hinaus beschleunigt der im Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende beschlossene Rollout-Fahrplan die Verbreitung der notwendigen *Smart Meter*. Abbildung H gibt einen Überblick über zusätzliche Prozessanforderungen und eine Einschätzung zum Grad der erforderlichen Weiterentwicklung.

Die Einführung von dynamischen Netzentgelten könnte durch einen Zwischenschritt über zeitvariable Netzentgelte mit statischen Zeitfenstern vorbereitet werden. Der zunehmende Hochlauf der flexiblen Verbrauchsanlagen sollte dabei bestmöglich genutzt werden. Zeitvariable Netzentgelte mit statischen Zeitfenstern reichen langfristig nicht aus, um Netzengpässe wirkungsvoll zu verringern. In einer Übergangsphase können sie jedoch helfen, die Attraktivität der Flexibilitätsvermarktung zu erhöhen und erforderliche Prozessanpassungen schrittweise zu entwickeln und umzusetzen. Das Zielbild ist jedoch klar: Erst dynamische Netzentgelte stellen eine wirkmächtige Maßnahme dar, um den Herausforderungen im Verteilnetz der Zukunft gerecht zu werden. Daher sollte bis spätestens zum Jahr 2030 eine umfassende Umstellung auf ein solches System abgeschlossen sein.

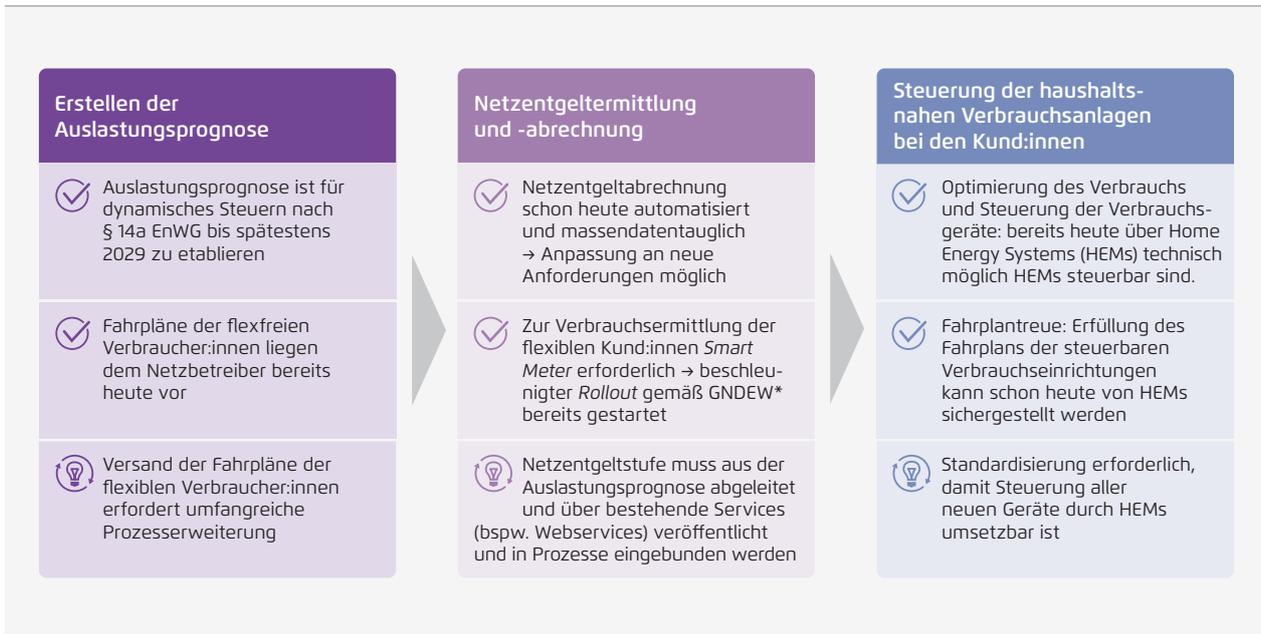
1.2.7 Handlungsempfehlungen

Handlungs- und Umsetzungsempfehlungen. Die genannten Vorteile zeigen, dass dynamische Netzentgelte einen systemischen Nutzen und damit auch einen Nutzen für die Stromkund:innen haben. **Bei der Umsetzung sind Bundesnetzagentur und Verteilnetzbetreiber gefordert.**

a) Die Bundesnetzagentur trägt die Umsetzungsverantwortung für dynamische Netzentgelte. Die

Notwendige Prozessbausteine inklusive bereits erzielter Fortschritte und zusätzlichem Weiterentwicklungsbedarf

→ Abb. H



Agora Energiewende (2023)

Einführung dynamischer Netzentgelte ist mit der jüngsten Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes Aufgabe der Bundesnetzagentur. Folgende Aspekte erscheinen besonders relevant:

- **Versorgungssicherheit und Verursachergerechtigkeit:** Das in der Strombinnenmarkt-Verordnung ausgegebene Ziel, Flexibilisierung im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit in den Blick zu nehmen, ist auch für die Regulierungsbehörde handlungsleitend. Gleichzeitig ist auch in einem Preissystem mit dynamischen Netzentgelten eine weitgehend verursachergerechte Kostenverteilung anzustreben.
- **Weiterentwicklung des Preisanreizes zur Netzdienlichkeit.** Die hohe Bedeutung, die flexible Verbrauchsanlagen für das Netz spielen, hat die Bundesnetzagentur seit Langem erkannt. Ein wichtiger Schritt in Richtung dynamischer Netzentgelte ist die von der Bundesnetzagentur geplante Anpassung des § 14 a EnWG. Sie führt mit Beginn des Jahres 2029 das dynamische Steuern verpflichtend ein. Basis wird zum Beispiel die Auslastungsprognose des Ortsnetztransformators sein. Die Festlegung zum § 14a EnWG vom 27.11.2023 zeigt, dass die

Bundesnetzagentur einer netzschonenderen Einbindung von steuerbaren Verbrauchsanlagen hohe Bedeutung beimisst. In konsequenter Weiterentwicklung sollte aber der Preisanreiz durch dynamische Netzentgelte ex ante etwaige Netzengpässe verhindern, anstatt, wie heute, als Entschädigung für etwaige Verbrauchseinschränkungen zu fungieren.

- **Kopplung von dynamischen Stromtarifen an dynamische Netzentgelte.** Dynamische Stromtarife sollten im Paket mit dynamischen Netzentgelten angeboten werden. Andernfalls besteht durch ein einseitig marktbasierendes Signal die Gefahr, dass die Aktivierung der Flexibilität Netzkosten sehr stark erhöht. Insgesamt entsteht ein Preisanreizsystem, an dem sich alle Kund:innen beteiligen können, die einen *Smart Meter* haben. *Smart Meter* gewinnen weiter an Attraktivität, weil Kund:innen neben den niedrigeren Beschaffungskosten auch vom Netzentgelttrabatt profitieren. Die Einführung des dynamischen Netzentgelts hat den Vorteil, dass Mehrfachmessungen nicht mehr erforderlich sind, da dieser Tarif für den gesamten Stromverbrauch angewendet werden kann. Aktuell wird,

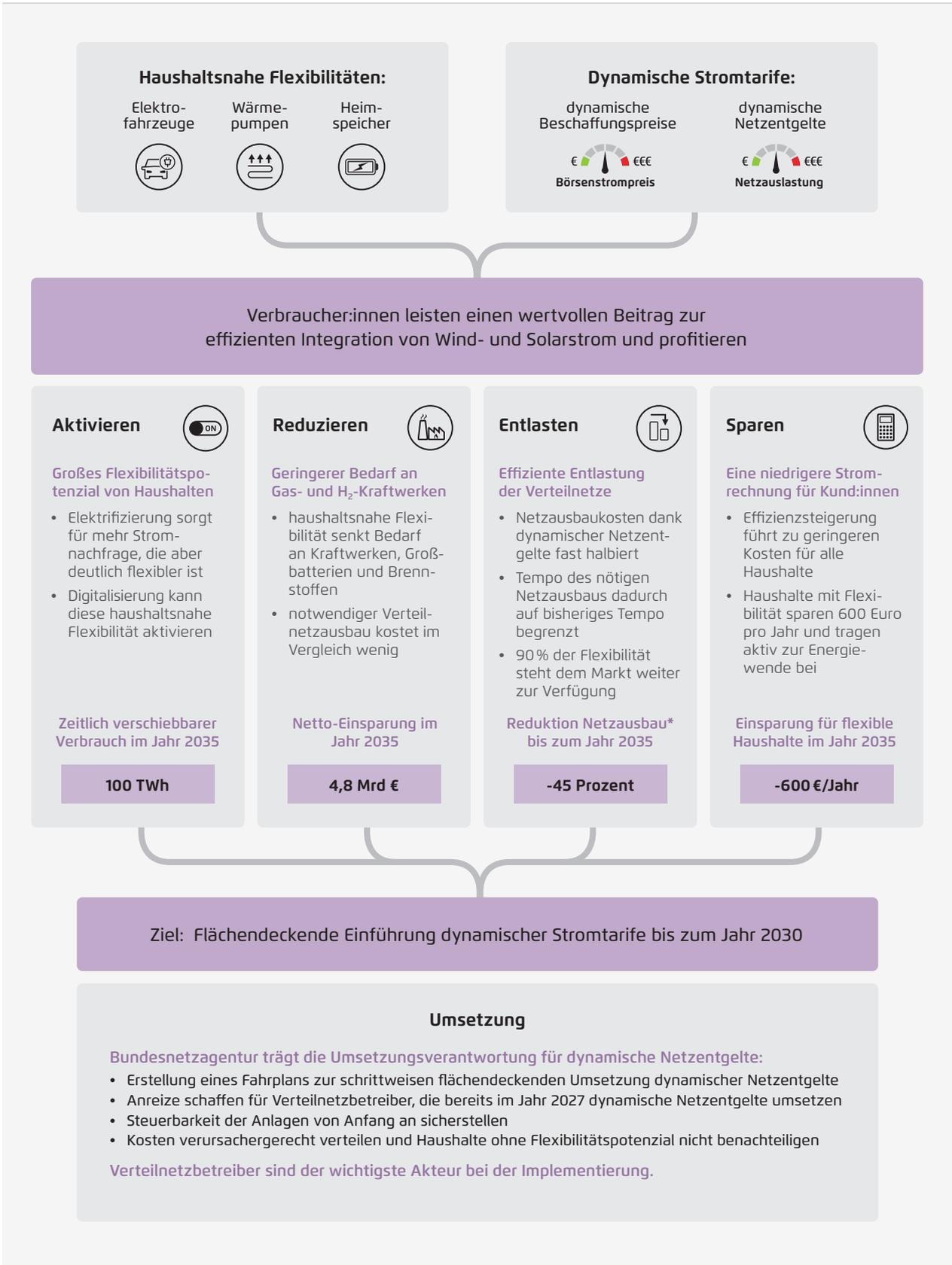
beispielsweise bei der Installation einer Wärmepumpe, oft ein zusätzlicher Zähler installiert, um den Netzentgeltrabatt gemäß § 14a EnWG nutzen zu können.

- **Flächendeckende Einführung im Jahr 2030.** Die Einführung dynamischer Netzentgelte in Zusammenhang mit dynamischen Tarifen sollte bis spätestens zum Jahr 2030 abgeschlossen sein. Dabei können als erster Zwischenschritt zeitvariable Netzentgelte mit statischen Zeitfenstern eingesetzt werden, die dann verfeinert und dynamisiert werden. Das erlaubt es, möglichst viele Verbrauchsanlagen unmittelbar in das neue System zu integrieren. Zudem bleibt der negative Effekt etwaiger Ausgestaltungsfehler geringer und sie lassen sich leichter korrigieren. Die Bundesnetzagentur sollte Anreize schaffen, dass erste Verteilnetzbetreiber dynamische Netzentgelte zu Beginn des Jahres 2027 einführen. In diesen Netzen würden dann, mit Einführung der dynamischen Netzentgelte, die nicht pauschalen Preismodule nach § 14a EnWG abgelöst. Der Lerneffekt aller Beteiligten führt somit zu einer resilienteren Umsetzung in der Breite.
- **Sicherstellung eines ausgewogenen Verhältnisses der Preissignale für Beschaffung und Netzdienlichkeit.** Die in der Studie angewandte Ausgestaltung der dynamischen Netzentgelte zeigt, dass bei ausgewogenem Zusammenspiel der Preissignale für Beschaffung und Netz das Ziel eines möglichst geringen Netzausbaus bei gleichzeitiger Aktivierung der Flexibilität erreicht werden kann.
- **Auslastungsprognose des Ortsnetztransformators zur Kalibrierung geeignet.** Zur Kalibrierung ist die – in der vorliegenden Analyse unterstellte – Auslastungsprognose des Ortsnetztransformators geeignet (wobei nicht analysiert wurde, inwiefern dies auch für weitere Ausgestaltungsformen gilt). Das Erstellen einer derartigen Prognose wird bereits für das dynamische Steuern nach § 14 a EnWG erforderlich und erlaubt eine ausreichend genaue Engpassvorhersage für das Niederspannungsnetz.

b) **Die Verteilnetzbetreiber sind wesentlicher Akteur bei der Identifikation und Implementierung wichtiger Prozessschritte.** Sie erstellen Auslastungsprognosen, leiten Preise ab und verknüpfen diese mit den entsprechenden Kund:innen. Zudem verarbeiten sie Fahrplanmeldungen und rechnen deutlich kleinere Zeitfenster mit unterschiedlichen Preisen ab als bisher. Hilfreich ist dabei, dass die meisten Markt- und Abrechnungsprozesse bereits massendatentauglich automatisiert wurden. Weitere Prozessschritte werden im Zuge der Digitalisierung der Verteilnetze in naher Zukunft implementiert. Was bleibt, ist immer noch aufwendig. Der Beitrag zu einer effizienten Ausgestaltung des klimaneutralen Stromsystems ist es jedoch wert.

Studienergebnisse auf einen Blick

→ Abb. I



Agora Energiewende (2023). *bezieht sich auf Niederspannung

2 Flexibilitätsbedarf als Ausgangslage

Bis 2035 strebt Deutschland einen klimaneutralen Stromsektor an.⁷ Wind- und Solarenergie werden dann die dominanten Energiequellen sein. Bereits heute stellen diese fluktuierenden Ressourcen den größten Teil der Stromerzeugung⁸ (52 Prozent im ersten Halbjahr 2023). Bislang werden die Erzeugungsschwankungen aus den Erneuerbaren-Energien-Anlagen insbesondere durch regelbare, meist fossile, Kraftwerke und im Austausch mit den Nachbarländern ausgeglichen. Mit dem weiteren Ausbau an Wind und Solarenergie steigt der Bedarf an Flexibilität in Deutschland und auch in Europa deutlich an.⁹

Mit „Flexibilität“ ist die Reaktion des Stromversorgungssystems auf Schwankungen in Last und Erzeugung gemeint. Sie ist schon immer Teil des Stromsystems. In der Vergangenheit ging es allerdings primär darum, Nachfrageschwankungen durch flexible, steuerbare Erzeugung auszugleichen. Mit zunehmenden Anteilen von Wind- und Solarenergie rückt der Ausgleich von Erzeugungsschwankungen stärker in den Fokus, und damit folgende Fragestellungen: Wie kann hohe Wind- und Solarstromerzeugung gut genutzt werden? Und: Wie bedienen wir in Zeiten geringer Wind- und Solarverfügbarkeit die Stromnachfrage? Sowohl Nachfrage als auch regelbare Erzeugung werden sich mehr und mehr der Verfügbarkeit der Erneuerbaren Energien anpassen. Die Flexibilität auf der Nachfrageseite, also aufseiten des Stromverbrauchs, wird dabei zunehmend zu einer wichtigen Säule. Erhebliche Flexibilitätspotenziale bieten insbesondere sogenannte „neue“ Nachfrager wie Elektroautos, Wärmepumpen und Batterie-Heimspeicher, als auch die Stromnachfrage aufgrund der Elektrifizierung von Industrieprozessen (siehe Abschnitt 2.1).

Dabei kann Flexibilität verschiedene zeitliche Ausprägungen haben: Energiemengen können um Sekunden, Stunden oder über ganze Jahreszeiten verschoben werden. Im Fokus dieser Studie liegt die Flexibilität, die im Zeitbereich von Stunden bis Tage bewegt werden kann. Ihr Bedarf wird deutlich steigen, Anreize zur Lastverschiebung innerhalb dieses Zeitsegments sind aber unzureichend (siehe Abschnitt 2.2.4). Kurzfristigere Flexibilität im Sekunden- bis Minutenbereich wird über Regelleistung bereitgestellt und die notwendigen Energiemengen sind deutlich kleiner. Für den Ausgleich über Jahreszeiten sind der Erzeugungsmix von Wind- und Solarenergie entscheidend, ebenso weitere Infrastrukturmaßnahmen, wie Netzausbau und Wasserstoffinfrastruktur.

Flexibilität hat darüber hinaus auch eine geographische Komponente: Sie kann eher lokal für die Reduktion der Netzbelastung oder Regionen-übergreifend für den Ausgleich nationaler Ungleichgewichte eingesetzt werden.

In diesem zweiten Kapitel werden im Folgenden die Potenziale zur lastseitigen Flexibilität bewertet und eingeordnet. Es folgt eine Beschreibung der derzeitigen Rahmenbedingungen und der daraus resultierenden Hemmnisse, um Anforderungen an einen Regulierungsrahmen abzuleiten, der Hemmnisse reduziert und Anreize zur systemdienlichen Bereitstellung von Flexibilität bietet. Kapitel 3 bis 5 stellen den Kernbereich der quantitativen Analyse dar. Sie erläutern die modellierten Szenarien zur Motivierung flexibler Nachfrager über dynamische Strompreis- und Netzentgeltssignale (Kapitel 3), die sowie Eingangsparameter und Funktionsweise der Modellierung (Kapitel 4). Kapitel 5 zeigt und analysiert die Ergebnisse und Kapitel 6 schließt mit einem Blick auf die praktischen Aspekte der Umsetzung.

2.1 Die Rolle neuer elektrischer Lasten und lastseitiger Flexibilität

Die Bereitstellung von Flexibilität kann durch flexible Kraftwerke, Speicher, Netzausbau oder auch durch

7 EEG § 1; Ziel der Bundesregierung siehe <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/plattform-klimaneutrales-stromsystem.html> und <https://dserver.bundestag.de/btd/20/016/2001630.pdf>

8 Umweltbundesamt (2023): *1. Halbjahr 2023: Weniger erneuerbarer Strom, aber Anteil steigt*. /UBA 23/

9 Agora Energiewende & Prognos AG & Consentec GmbH Consulting (2022): *Klimaneutrales Stromsystem 2035 /AGORA 22a*; Pentalateral Forum (2023): *Power System Flexibility in the Penta region – Current State and Challenges for a Future Decarbonised Energy System /PENTA 22/*

Lastverschiebung erfolgen. Auf der Kraftwerksseite spielen thermische, regelbare Kraftwerke eine zentrale Rolle. Alle Szenarien einer klimaneutralen Stromversorgung in Deutschland beinhalten die Nutzung von Gaskraftwerken mit klimaneutralen Brennstoffen für die Deckung der Spitzenlast und zur Absicherung der Versorgungssicherheit. Die voraussichtlich begrenzte Verfügbarkeit und hohen Erzeugungskosten klimaneutraler Brennstoffe (Wasserstoff, Ammoniak etc.) werden jedoch relativ hohe Betriebskosten zur Folge haben. Als Speicher gewinnen stationäre Großbatterien durch stark fallende Kosten an Attraktivität. Schließlich kann der länderübergreifende Ausbau des Stromnetzes einige Schwankungen reduzieren und ebenfalls zur Versorgungssicherheit beitragen. Diese mit Großanlagen bereitgestellte Flexibilität wird typischerweise über den Strommarkt gesteuert und damit für den nationalen Ausgleich von Schwankungen eingesetzt.

2.1.1 Hochlauf der lastseitigen Flexibilität

Neben der Veränderung der Erzeugungsstruktur verändert sich auch der Stromverbrauch grundlegend. Elektrifizierung stellt für einen Großteil des Energie-

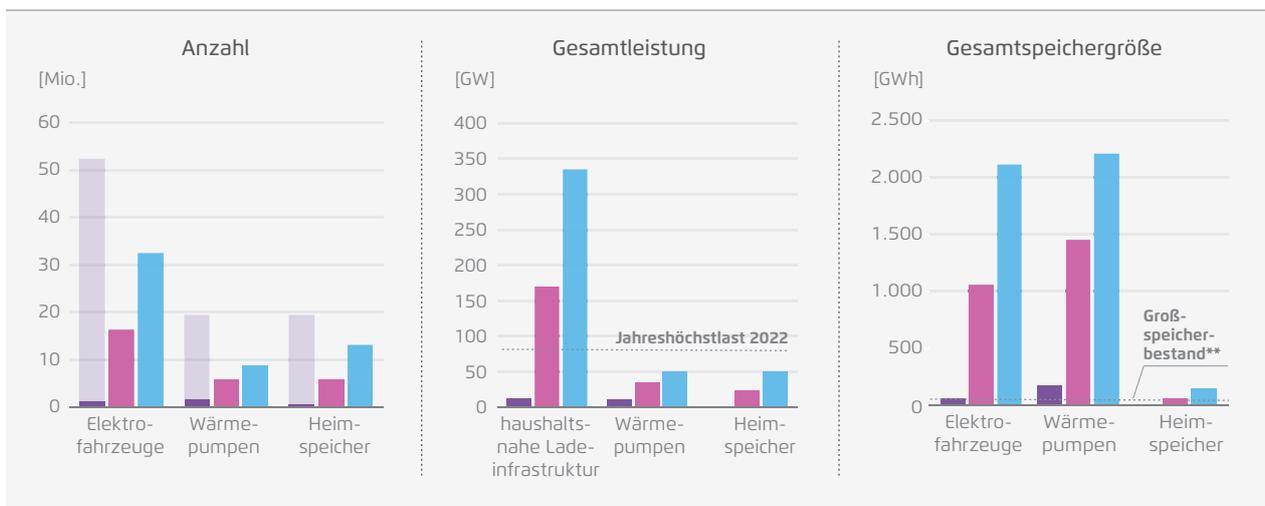
bedarfs die technisch und wirtschaftlich effizienteste Lösung zur Dekarbonisierung dar. So werden beispielsweise im Verkehrssektor insbesondere im Pkw-Bereich Elektrofahrzeuge vorherrschen und Wärmepumpen als Heiztechnik weitverbreitet sein. Elektrofahrzeuge verfügen über Speicher und auch Heizkreisläufe haben in vielen Fällen thermische Speicher, die einen flexiblen Einsatz und damit eine flexible Stromnachfrage der Wärmepumpen ermöglichen. Zudem werden durch Heimspeicheranlagen, die in Verbindung mit Photovoltaikanlagen zum Einsatz kommen, weitere Speicherkapazitäten hinzugefügt. Diesen Anlagen ist gemein, dass sie sich in Haushalten befinden und heute kaum systemischen Anreizen zur Verschiebung der Last ausgesetzt sind.

Wärmepumpen und Elektromobilität machen im Jahr 2035 insgesamt 18 Prozent¹⁰ der Stromnachfrage aus und stehen zusammen mit Heimspeicheranlagen im Fokus der Studie, da sie enorme Flexibilitätspotenziale aufweisen. Abbildung 1 zeigt die Gesamt-

¹⁰ Agora Energiewende & Prognos AG & Consentec GmbH Consulting (2022): *Klimaneutrales Stromsystem 2035 / AGORA 22a/*. Der Wert bezieht sich auf Wärmepumpen inklusive Großwärmepumpen und Elektromobilität exklusive Schwerlasttransport.

Entwicklung der haushaltsnahen flexiblen Verbrauchseinrichtungen

→ Abb. 1



● 2022 ● 2029 ● 2035 ● Bestand 2023*

Agora Energiewende (2023) basierend auf der Studie *Klimaneutrales Deutschland 2035*. * Anzahl Personenkraftwagen und leichte Nutzfahrzeuge bzw. Anzahl an Wohngebäuden. ** Pumpspeicher und Großbatterien.

leistung und Speichervolumina dieser haushaltsnahen Flexibilitäten im Jahr 2035. Das tatsächlich verschiebbare Lastpotenzial ist dabei aufgrund der primären Nutzung zum Heizen oder Autofahren, aber auch aufgrund von Netzengpässen geringer und wird im Folgenden genauer analysiert.

Nicht Teil der Studie ist die Lastverschiebung der konventionellen Stromnachfrage, also dem klassischen Haushaltsverbrauch, denn hier ist im Vergleich ein geringes Verschiebungspotenzial zu erwarten: Zum einen haben beispielsweise Haushaltsgeräte deutlich geringere Verbräuche und zum anderen sind die bestehenden Geräte nur sehr schwer automatisiert steuerbar. Auch im Bereich von Industrie und Gewerbe bringt die Elektrifizierung erhebliches Lastverschiebungspotenzial mit sich, getrieben durch den zunehmenden Einsatz von Wärmepumpen oder Elektrodenkesseln zur Bereitstellung industrieller Wärme.¹¹ Auch diese Flexibilität ist jedoch nicht Teil der vorliegenden Analyse.

2.1.2 Der Wert der lastseitigen Flexibilität

Wie viel die Lastverschiebung zur Bereitstellung der benötigten Flexibilität beitragen kann, zeigt die Studie *Klimaneutrales Stromsystem 2035*.¹² Im Zuge der umfassenden Modellierung des deutschen Stromsektors wurden die verschiedenen technischen Optionen zur Flexibilitätsbereitstellung auf nationaler Ebene – wie Kraftwerkszubau, Lastverschiebung und Speicherausbau – für das Jahr 2035 bewertet.

Abbildung 2 vergleicht die Stromerzeugung und -nachfrage an Beispieltagen im Jahr 2035 für zwei Szenarien: Ein Szenario mit hoher Flexibilisierung der Last und ein Szenario mit geringer Lastflexibilisierung („Flex“- und „lowFlex“-Szenario).

In beiden Szenarien dient Erdgas beziehungsweise Wasserstoff in Stunden geringer Wind- und Solarverfügbarkeit als flexible Erzeugung. Mit hoher Flexibilisierung der Last wird zudem der Verbrauch in diesen Knappheitsstunden reduziert, während ohne Flexibilisierung die Residuallast höher bleibt und mehr aus den regelbaren Kraftwerken bereitgestellt werden muss. Bei hoher Erzeugung aus Wind- und Solarenergie, zum Beispiel in den Mittagsstunden, kann der flexible Verbrauch erhöht und Überschüsse wirtschaftlich genutzt werden. Im Gegensatz wird im Falle von geringerer Flexibilisierung erneuerbare Stromerzeugung abgeregelt.

Der Anreiz für die Lastverschiebung ist hier immer der Börsenstrompreis¹³: Bei geringen Preisen – und hoher Verfügbarkeit der Erneuerbaren Energien – wird viel verbraucht; bei hohen Strompreisen – und geringer Wind- und Solarstromerzeugung – wird wenig verbraucht.

Für die Bewertung der lastseitigen Flexibilität wurde die Anreizstruktur für Verbraucher zwischen den Szenarien variiert. Während im Falle geringer Flexibilisierung alle großen Verbraucher, wie industrielle *Power-to-Heat*-Anlagen oder Elektrolyseure gegenüber dem kurzfristigen Börsenstrompreis optimieren, wird im Falle hoher Flexibilisierung angenommen, dass auch die haushaltsnahen Verbraucher wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge ihren Strombezug auf Basis des Börsenstrompreises optimieren.¹⁴

Der oben beschriebene Mehrwert hoher Flexibilisierung ist also den haushaltsnahen Flexibilitäten zuzuschreiben. Wenn die Flexibilität dieser kleinteiligen, verteilten Assets genutzt werden kann, hat das für die systemische Ebene deutliche Vorteile.

11 Agora Industrie & FutureCamp (2022): *Power-2-Heat: Erdgaseinsparung und Klimaschutz in der Industrie*. /AGORA 22b/

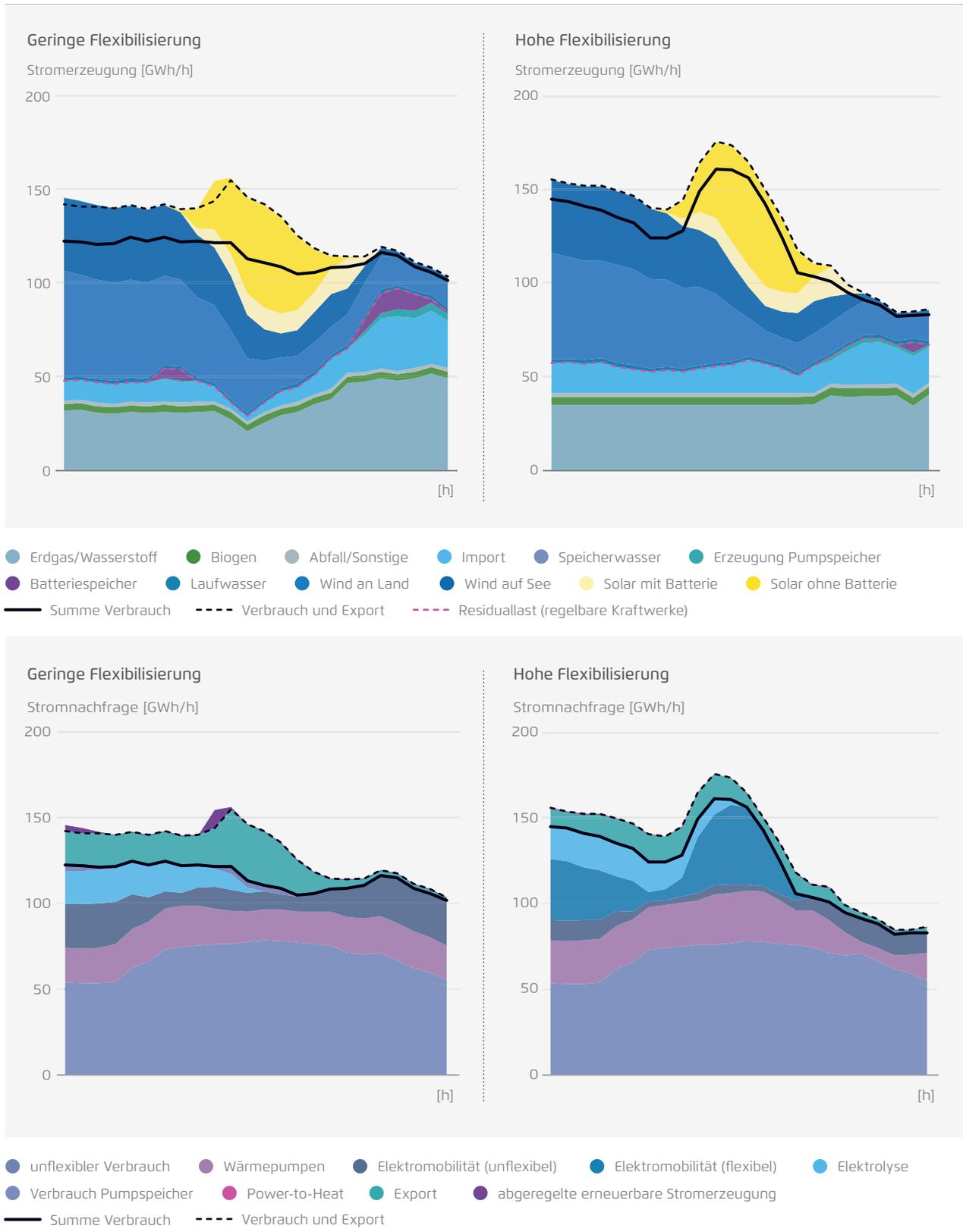
12 Agora Energiewende & Prognos AG & Consentec GmbH Consulting (2022): *Klimaneutrales Stromsystem 2035*. /AGORA 22a/

13 Aus der zugrundeliegenden Strommarktmodellierung werden *Dispatch*-Preise der Stromerzeugung extrahiert. Diese können als kurzfristige Börsenstrompreise interpretiert werden.

14 Nicht Teil der Studie ist die Lastverschiebung von Anlagen zur Erzeugung von Kälte und Nachtstromspeicherheizungen, da diese Anlagen in der Studie *Klimaneutrales Stromsystem 2035* nicht als flexible Lasten eingestuft wurden und sich diese Studie damit beschäftigt, ob und wie das darin ausgewiesene Potenzial aktiviert werden kann.

Stromerzeugung und -nachfrage an einem Winterwerktag im Jahr 2035

→ Abb.2



Agora Energiewende (2023) basierend auf der Studie *Klimaneutrales Deutschland 2035*.

Im Folgenden werden die Effekte monetär bewertet, um den volkswirtschaftlichen Vorteil zu beziffern:

Durch die Lastverschiebung wird die Stromerzeugung aus Gas- und Wasserstoffkraftwerken um gut 20 Terawattstunden, also deutlich, reduziert. Wie in Tabelle 1 dargestellt, belaufen sich die eingesparten Brennstoffkosten für Erdgas und Wasserstoff auf 3,9 Milliarden Euro im Jahr 2035 und machen den größten Posten der Mehrkosten bei geringerer Flexibilisierung aus. Auch die benötigte Kraftwerksleistung sinkt, da die maximale Restlast (Residuallast) um gut sieben Gigawatt reduziert wird. Damit können 6,2 Milliarden Euro Investition in Spitzenlastkraftwerke gespart werden, bezie-

ungsweise 0,66 Milliarden Euro in annuitätischer Betrachtung inklusive Fixkosten. Außerdem werden die im „lowFlex“-Szenario angenommenen stationären Großbatteriespeicher durch die Lastflexibilisierung ersetzt und der Stromexport wird durch die Lastflexibilisierung reduziert.

Insgesamt können jährlich 5,4 Milliarden Euro an Kosten durch die Nutzung der haushaltsnahen Flexibilität eingespart werden; oder anders formuliert: Die Erbringung der Flexibilität mit Kraftwerken und Großspeichern im Jahr 2035 kostet 5,4 Milliarden Euro. Diese Opportunitätskosten dienen uns im Folgenden als Vergleichswert für die Kosten, die anfallen, um haushaltsnahe Flexibilität nutzbar zu machen.

Alternative Flexibilitätskosten im Fall der ungenutzten haushaltsnahen Flexibilität im Jahr 2035

→ Tabelle 1

Flexibilitätserbringung durch	Stromerzeugung und installierte Leistung ¹⁾	Kosten ²⁾ im Jahr 2035 bei geringer Flexibilisierung [Mrd. Euro]
Zusätzliche Stromerzeugung aus Wasserstoff (Annahmen: mittlerer Wirkungsgrad 47 Prozent ³⁾ , Wasserstoffpreis 100 Euro/MWh)	15,3 TWh	3,3
Zusätzliche Stromerzeugung aus Erdgas (Annahmen: mittlerer Wirkungsgrad 49 Prozent ³⁾ , Gaspreis 35 Euro/MWh, CO ₂ -Preis 125 Euro/t)	5,1 TWh	0,6
Zusätzliche Kraftwerksleistung Wasserstoff (Annahmen: Investitionskosten 875 Euro/kW, Fixkosten: 18 Euro/kW ⁴⁾)	5,5 GW	0,5
Zusätzliche Kraftwerksleistung Erdgas (Annahmen: Investitionskosten 700 Euro/kW, Fixkosten 12 Euro/kW ⁴⁾)	1,85 GW	0,1
Großspeicher (Annahmen: Investitionskosten 300 Euro/kWh, Fixkosten 5 Euro/kWh)	28 GWh	0,9
Reduktion des Exports	31 TWh	Export korreliert mit geringen Strompreisen, daher ist der monetäre Wert gering.
		Summe: 5,4

Agora Energiewende (2023) basierend auf der Studie *Klimaneutrales Stromsystem 2035*. ¹⁾Vergleich der Szenarien mit hoher und geringer Flexibilisierung der Studie *Klimaneutrales Stromsystem 2035*. ²⁾ reale Werte, annuitätische Kosten mit 6 Prozent Zins und 20 Jahren Abschreibungsdauer (Zeilen 4 bis 6). ³⁾ Unter Berücksichtigung eines gemischten Einsatzes von Gas- und Dampfkraftwerken (55 Prozent Wirkungsgrad) und Gasturbinen (35 Prozent Wirkungsgrad). Reduktion der Wirkungsgrade bei Wasserstofffeuerung nach ETN global (2022): *Hydrogen Deployment in centralized power generation. A techno-economic case study /ETN 22/*. ⁴⁾ Kostenannahmen nach Lazard (2021): *Lazard's levelized costs of energy analysis – Version 15.0 /LAZ 21/*, Erhöhung bei Wasserstofffeuerung nach ETN global (2022): *Hydrogen Deployment in centralized power generation. A techno-economic case study /ETN 22/*.

Tabelle 1 zeigt detailliert die einzelnen Kostenbestandteile. In Abbildung 3 werden neben den Kosten mit den Basisannahmen auch verschiedene Sensitivitäten gezeigt. Es wurden die Brennstoffpreise, Zinsannahmen und Höhe der Investitionskosten variiert, um Unsicherheiten Rechnung zu tragen. Gerade die Preisrisiken bei Erdgas und Wasserstoff führen zu potenziell deutlich höheren systemischen Mehrkosten.

Die hier berechneten Kosten beziehen sich auf das Jahr 2035. Aber auch in den Jahren zuvor ist schon mit systemischen Mehrkosten zu rechnen, sollten die lastseitigen Flexibilitäten nicht nutzbar gemacht werden. Am stärksten ins Gewicht fallen die Brennstoffkosten für Erdgas und Wasserstoff. Für Wasserstoff sind für die frühen 2030er-Jahre

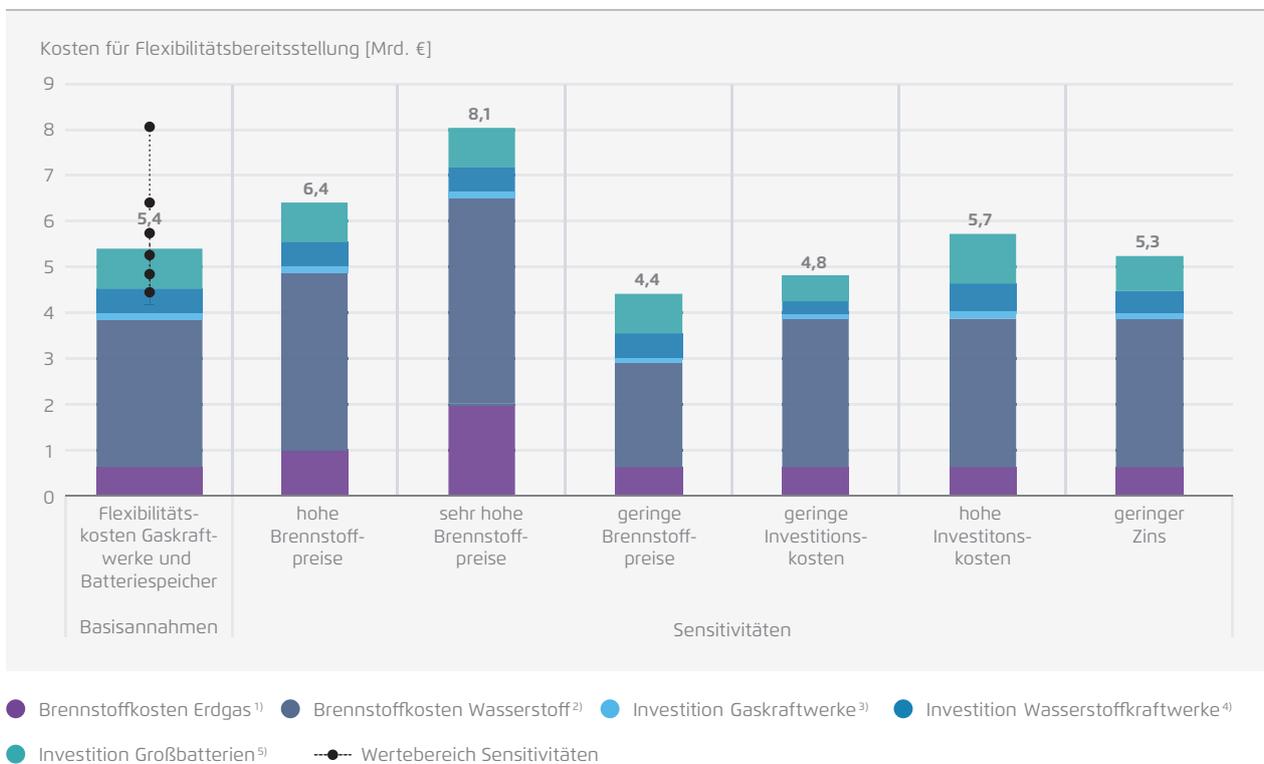
noch höhere Preise anzunehmen. Gleichzeitig wird insgesamt weniger Flexibilität benötigt werden, und damit wird der Effekt der Lastflexibilisierung geringer sein. In einer groben Schätzung kann man davon ausgehen, dass sich beide Trends aufheben und damit auch bereits in den Jahren vor 2035 mit ähnlich hohen Mehrkosten durch höheren Brennstoffverbrauch zu rechnen ist.

2.2 Aktuelle Rahmenbedingungen und gegenwärtige Hemmnisse für die Nutzung von Flexibilität

Inwieweit die Flexibilität von Geräten, wie Wärmepumpen, Heimspeicher oder Elektroautos, für das Gesamtsystem gewinnbringend eingesetzt werden

Alternative Flexibilitätskosten im Fall der ungenutzten haushaltsnahen Flexibilität im Jahr 2035 inklusive Sensitivitätsbetrachtungen

→ Abb. 3



Agora Energiewende (2023) basierend auf der Studie *Klimaneutrales Deutschland 2035*. Anmerkung: Annuitätische Kosten, reale Werte.
¹⁾gering: 35 €/MWh, hoch: 70 €/MWh, sehr hoch: 150 €/MWh; CO₂-Preis: 125 €/t (gering und hoch), 200 €/t (sehr hoch). ²⁾gering: 70 €/MWh, hoch: 120 €/MWh, sehr hoch: 140 €/MWh. ³⁾gering: 450 €/kW, hoch: 900 €/kW. ⁴⁾gering: 500 €/kW, hoch: 1.000 €/kW. ⁵⁾gering: 200 €/kW, hoch: 400 €/kW.

kann, hängt sehr stark von den Rahmenbedingungen ab. Im Folgenden werden die wesentlichen Rahmenbedingungen kurz vorgestellt und mit Blick auf etwaige Hemmnisse zur Nutzung der Flexibilität, die von ihnen ausgeht, eingeordnet.

2.2.1 Vergütung für die Bereitstellung haushaltsnaher Flexibilität

Die oben gezeigten Simulationen basieren auf der Annahme, dass Verbraucher, die über haushaltsnahe Flexibilitäten verfügen, ihre Flexibilität zur Verfügung stellen, sobald es sich finanziell für sie lohnt. Daher braucht es in einem Stromsystem, in dem ein solches Verhalten gewünscht ist, entsprechende preisliche Anreize.

Die Strompreise für Endkund:innen setzen sich aus dem Beschaffungspreis an der Börse inklusive Vertriebsmarge, Netzentgelten und weiteren Umlagen zusammen. Nimmt man einmal die Mittelwerte der Strompreise für Haushaltskunden der Jahre 2012 bis 2021 in den Blick, machen Beschaffung und Vertrieb rund 25 Prozent des Strompreises aus, Netzentgelte ebenfalls rund 25 Prozent und Umlagen und Steuern die verbleibenden 50 Prozent.¹⁵ Der Strompreis ist für den weit überwiegenden Teil der Haushalte für das ganze Jahr konstant und schafft somit keine preislichen Anreize zu Lastverschiebung.

Um die Flexibilität nutzbar zu machen, muss bei den Haushalten die Information über den Flexibilitätsbedarf zur Verfügung stehen und am besten über einen preislichen Anreiz, der den Mehrwert dieser Flexibilität im Gesamtsystem widerspiegelt, vergütet werden. Gleichzeitig muss eine Rückkopplung stattfinden und der Preis muss reagieren können, wenn ausreichend Flexibilität angeboten wird – also beispielsweise wieder steigen, wenn aller Überschussstrom verbraucht ist. Ein idealer Preisanreiz für die Nutzung haushaltsnaher Flexibilitäten spiegelt den nationalen und lokalen Flexibilitätsbedarf und –wert

zu jedem Zeitpunkt wider. Dazu gehört auch, dass die Preisentstehung transparent ist. Je besser das Preissignal das Gesamtsystem abbildet umso eher kann Flexibilität systemdienlich, also volkswirtschaftlich optimal, genutzt werden.

Um Preissignale an die Kund:innen weiterzugeben, kommen verschiedene Möglichkeiten in Betracht: Der Preisanreiz kann zum einen über die Weitergabe des Börsenstrompreises erreicht werden (siehe Abschnitt 2.2.1.1). Zum anderen können den Haushalten auch Anreize zum Ausgleich lokaler Engpässe oder Überschüsse weitergegeben werden. Dazu stehen verschiedenen Optionen zur Schaffung lokaler Anreize zur Diskussion, welche in Abschnitt 2.2.1.3 eingeordnet werden. Im Rahmen dieser Studie wird dabei konkret die Variante der variablen Netzentgelte (siehe Abschnitt 2.2.1.4) in Verbindung mit der Weitergabe des dynamischen Börsenstrompreises analysiert.

2.2.1.1 Dynamische Börsenstromtarife

Dynamische Börsenstromtarife geben den Kund:innen, die sich für einen solchen Vertrag mit ihrem Stromlieferanten entschieden haben, den aktuellen stündlichen oder viertelstündlichen Börsenstrompreis weiter. In Zeiten, in denen im Verhältnis zur Nachfrage viel Strom aus Erneuerbaren Energien im Angebot ist, ist der Preis an der Börse günstig. Mit dynamischen Stromtarifen können Kund:innen, die ihren Verbrauch in diese Zeiten verlegen, hiervon wirtschaftlich profitieren. Andersherum können sie ihren Verbrauch in Zeiten reduzieren, in denen Strom aus Erneuerbaren Energien im Vergleich zur Nachfrage eher knapp und Strom damit teuer ist. Das hilft dem Gesamtsystem, weil Stromangebot und –nachfrage effizient zusammengebracht werden.

Stromtarife, die die Entwicklung des Börsenstrompreises an die Kund:innen weitergeben, gibt es heute schon. Mit Ausnahme von Großverbrauchern werden diese jedoch kaum genutzt. Das liegt zum einen daran, dass Kund:innen heute noch keine substantiellen Verbrauchsbestandteile haben, die sie zeitlich verschieben können, um von den Marktpreisschwankungen zu profitieren. Zum Zweiten müssen Zähler vorhanden sein, die den Verbrauch zeitlich eng getaktet, zum Beispiel viertelstündlich, messen,

¹⁵ BDEW (2023): *BDEW-Strompreisanalyse, Juli 2023, Haushalte und Industrie* /BDEW 23/

sodass eine entsprechende Abrechnung von kürzeren Zeiträumen erfolgen kann. Beide Voraussetzungen werden in Zukunft häufiger gegeben sein. Durch den vermehrten Einbau von Heimspeichern, Wärmepumpen und der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge kann das Verbrauchsverhalten flexibler werden und die zunehmende Verbreitung von *Smart Metern* sorgt dafür, dass auch im haushaltsnahen Bereich der Verbrauch kleinteiliger gemessen und entsprechend abgerechnet werden kann.

Die Agora-Studie *Klimaneutrales Stromsystem 2035* zeigt, dass die am Strompreis orientierte, also „marktdienliche“ Nutzung von Lastverschiebung deutliche Vorteile für das Gesamtsystem und damit auch für die Stromverbraucher hat. Im Abschnitt 5.5 dieser Studie sind die finanziellen Vorteile, die in dem Fall für die Verbraucher entstehen, dargestellt.

Eine anstehende Novellierung des Energiewirtschaftsrechts¹⁶ sieht vor, dass dynamische Börsenstrompreise ab 1. Januar 2025 von allen Lieferanten angeboten werden müssen.

Aktuell besteht zwar theoretisch die Möglichkeit, dass Verbraucher unter Einsatz ihres Flexibilitätspotenzials von den schwankenden Börsenstrompreisen profitieren, jedoch sind die Hürden, um diese nutzen zu können, meist noch zu hoch. Zum einen ist häufig noch nicht genug Flexibilitätspotenzial vorhanden, weil es beispielsweise kein Elektroauto oder keine Wärmepumpe im Haushalt gibt. Gleichzeitig gibt es kaum entsprechende Produkte für die Kund:innen am Markt und es mangelt noch an der notwendigen Digitalisierung. Dies wird sich in Zukunft ändern, wie auch diese Studienergebnisse zeigen. Selbst wenn die im letzten Winter gesehene täglichen Preissprünge von über 100 Euro pro Megawattstunde bereits heute schon Anreiz genug sind, Flexibilität zum finanziellen Vorteil einzusetzen, ist davon auszugehen, dass es künftig zu systematischeren großen Preissprüngen beim Börsenstrompreis kommt. Damit führen

die geänderten Vorzeichen bei der Digitalisierung künftig dazu, dass das Einsetzen von haushaltsnahen Flexibilitäten verlässlicher lukrativ wird.

Die Rolle der finanziellen Optimierung der Flexibilitäten der Kund:innen wird dabei künftig vermutlich ein Dienstleister, in der Regel ein Aggregator, übernehmen, der die Bewirtschaftung der Flexibilitäten übernimmt und steuert, um die korrekten Mengen für die Kund:innen zu beschaffen und damit das Prognoserisiko zu minimieren.

2.2.1.2 Dynamischer Börsenstrompreis und seine Grenzen im aktuellen Marktdesign

Der beschriebene Nutzen einer effizienten Strompreisbildung mithilfe von dynamischen Stromtarifen, die allein die Erzeugungskosten reflektieren stößt in der Praxis jedoch häufig an seine Grenzen, wenn Engpässe im Netz nicht berücksichtigt werden.

Wenn beispielsweise aufgrund eines hohen Windenergieangebots in Norddeutschland der Strompreis deutschlandweit sinkt, wird unter Umständen zusätzlicher industrieller Verbrauch in Süddeutschland angereizt, der aber bei Kapazitätsbeschränkungen im Übertragungsnetz nicht immer durch den günstigen Windstrom gedeckt werden kann. Stattdessen entstehen häufig sogar Mehrkosten für *Redispatch*, indem stattdessen teure Gaskraftwerke im Süden den Strom produzieren müssen. In einem zunehmend dekarbonisierten Stromsystem verschärft sich das Problem, wenn statt Erdgas teurerer Wasserstoff in den Kraftwerken als Brennstoff eingesetzt wird.

Eine dynamische Weitergabe der Börsenstrompreise kann auch dann zu Problemen führen, wenn viele Verbraucher gleichzeitig von dessen Absenkung profitieren möchten. Wie beschrieben werden haushaltsnahe Flexibilitäten in Zukunft stark anwachsen und sind zunehmend für den Ausbau der Verteilnetze verantwortlich. Reagieren viele dieser Verbraucher dann gleichzeitig auf ein bestimmtes Preissignal, kommt das Netz an seine Grenzen, denn es ist nicht für den Maximalbezug aller Haushalte ausgelegt. Daher ist es wichtig, dass ein Preissignal nicht zu einer zu starken Gleichzeitigkeit führt.

¹⁶ Entwurf eines Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften: <https://dserver.bundestag.de/btd/20/073/2007310.pdf>

2.2.1.3 Mögliche Instrumente zur Schaffung lokaler Anreize im Stromsektor

Um einen effizienten Marktpreis unter Berücksichtigung der im vorigen Kapitel beschriebenen lokalen Gegebenheiten zu finden, müsste diese Limitation des Netzes entweder durch Netzausbau ausgeräumt oder bei der Preisbildung berücksichtigt werden.

Aufgrund der verschiedenen Ziele, zu deren Erreichung Flexibilität einen Beitrag leisten kann, wird in der deutschen Diskussion oft zwischen „netzdienlich“ oder „marktdienlich“ unterschieden. Werden die neuen Verbraucher wie Wärmepumpen oder Elektromobile dazu eingesetzt, die Last den Möglichkeiten des Netzes anzupassen, also zusätzliche Lastspitzen zu vermeiden und Lasttäler aufzufüllen, wird durch die Nutzung der Flexibilität das lokale Netz entlastet. Diese Nutzung der Flexibilität wird „netzdienlich“ genannt. Alternativ kann der Strommarkt als bestimmende Größe für die Nutzung der Flexibilität definiert werden. So gehen beispielsweise die Bundesnetzagentur und der Netzentwicklungsplan 2023¹⁷ von „marktdienlicher“ Nutzung der Flexibilität aus: Last wird entsprechend dem Börsenstrompreis verschoben und leistet so einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit.

Die Unterscheidung ist im Zuge des *Unbundlings* und mit der zunehmenden Dezentralisierung des Stromsektors entstanden, bringt aber, wie oben gezeigt, Widersprüche mit sich. Durch lokale Anreize im Stromsektor kann der vermeintliche Zielkonflikt durch einen aus Systemsicht insgesamt optimalen Betrieb aufgelöst werden. Dazu soll diese Studie einen Beitrag leisten, indem die Frage adressiert wird, wie haushaltsnahe, lastseitige Flexibilität unter Berücksichtigung der Verteilnetze für das gesamte Energiesystem sinnvoll genutzt werden kann.

Um dem Problem zu begegnen, kann die Preisbildung beispielsweise direkt am Großhandelsmarkt über eine Gebotszonenteilung erfolgen. Eine Alternative

dazu, bei der die Netzsituation des Übertragungsnetzes mit abgebildet wird, sind nodale Preise.¹⁸ Näher beschrieben und im Zusammenhang der Studie eingeordnet, werden im Folgenden die in Abbildung 4 angegebenen Instrumente, die die Engpasssituation auf Verteilnetzebene lösen können und die die Nachfrageseite berühren.

a) Lokale Flex-Märkte

Lokale Flex-Märkte sind Plattformen oder Systeme, die es Anbietern von Flexibilität – direkt oder mithilfe von Dienstleistern – ermöglichen, ihre Flexibilität anzubieten und für deren Bereitstellung einen Gegenwert zu erhalten. Diese Flexibilität kann dann vom Verteilnetzbetreiber netzengpassentlastend eingesetzt werden. Dafür ist es erforderlich, dass der Standort angegeben wird, um die Wirksamkeit auf die Netzentlastung einschätzen zu können. Neben der reinen Vermarktung der Flexibilitäten am Spotmarkt können hierbei Zusatzerlöse erwirtschaftet werden. Das Konzept der Flexibilitätsmärkte geht fließend in den *Redispatch 3.0* über, in dem über lokale Flex-Märkte auch Übertragungsnetzengpässe behoben werden sollen und der den verpflichtenden und kostenbasierten *Redispatch 2.0* ergänzen soll.

Verschiedene Pilotprojekte unter anderem im Rahmen des BMWi-Förderprogramms *Schaukasten intelligente Energie (SINTEG)* haben sich mit der Entwicklung von Konzepten für Märkte und Plattformen für lokale Flexibilität beschäftigt. Darunter sind auch Projekte, die das Ziel verfolgen auch kleinteiligere Formen der Flexibilitäten (beispielsweise die von Elektrofahrzeugen) für das Vermeiden von Netzengpässen einzusetzen. Ein Großteil der Projekte fokussierte sich hierbei auf das Engpassmanagement in der Mittelspannung. Die Flexibilitätsbereitstellung erfolgt dabei freiwillig.

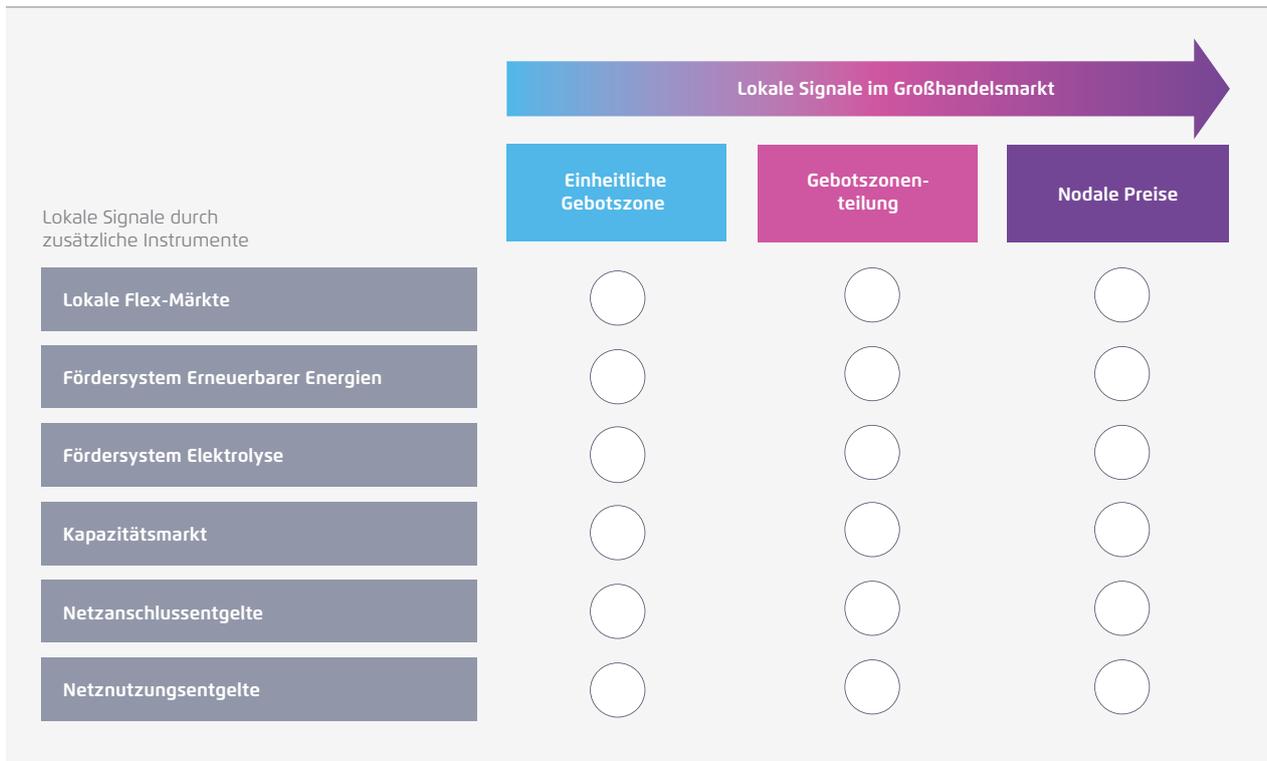
Eines der Hauptprobleme von lokalen Flex-Märkten ist, dass strategische Bieterverhalten (sogenanntes

¹⁷ Übertragungsnetzbetreiber (2023): *Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023 /NEP 23/*; Bundesnetzagentur (2023): *Versorgungssicherheit Strom /BNETZA-01 23/*

¹⁸ In nodalen Preissystemen wird ein individueller Preis für jeden Ein- oder Ausspeisepunkt des Übertragungsnetzes bestimmt. Hierdurch kann der Strompreis die aktuellen Netzrestriktionen mit abbilden.

Mögliche Instrumente zur Schaffung lokaler Anreize im Stromsektor

→ Abb. 4



Neon Neue Energieökonomik (2023)

Increase-Decrease Gaming) nicht ausgeschlossen werden kann. Strategisches Bieten kann dazu führen, dass Engpässe verstärkt werden, Windfall Profits und Implikationen für Terminmärkte entstehen und unerwünschte Investitionsanreize gesetzt werden.¹⁹

Je nach Konzept gibt es weitere Umsetzungshürden. Dazu zählen unter anderem, dass es neuer Registrierungs- und Zertifizierungsprozesse braucht, mit Hilfe derer sich die Mitmachenden als geeignet und zuverlässig einstufen lassen können. Die Kosten für die Vergütung der dezentralen Flexibilität und die Transaktionskosten sind unklar, beide beeinflussen die Teilnahmebereitschaft und damit das Effizienzsteigerungspotenzial.²⁰ Darüber hinaus müssen sich die Bilanzierungsregelungen ändern und das bedarf

einer abgestimmten Nutzungsreihenfolge des klassischen Redispatches und den Flex-Märkten.²¹ Letztlich braucht es neue IT-Plattformen, auf der Flex-Handel durchgeführt werden kann, und die damit einhergehenden sicheren Kommunikationswege.

Es besteht die Gefahr, dass aufgrund der Freiwilligkeit und der Hürden einer Teilnahme am System nicht genug Flexibilitäten aktiviert werden können, um Netzengpässe in Verteilnetzen wirkungsvoll zu reduzieren und Netzausbau dauerhaft zu vermeiden.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass in Pilotprojekten bereits Erfolge im Aktivieren von Flexibilitäten nachgewiesen werden konnten. Bis zur erfolgreichen Einführung sind jedoch noch viele praktische Fragen zu lösen, sodass eine Umsetzung beispielsweise bis zum Jahr 2030 unwahrscheinlich

19 Lion Hirth, Ingmar Schlecht, Christoph Maurer und Bernd Terteegen (2019): Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland /INC 01/

20 E-Bridge Consulting GmbH, Tennet TSO GmbH und TransnetBW GmbH (2022): Redispatch 3.0: Regulatorischer Rahmen, Markt- und Produktdesign /RED 03/

21 Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2020): Rechtliche Analyse des Altdorfer Flexmarktes /FFE 20/

erscheint. Es ist auch noch offen, wie hoch die Wirksamkeit ist, da häufig der Kosten- und Nutzeneffekt nicht beziffert wurde oder Projekte nur partielle Flexibilitäten betrachten.

b) Netzanschlussentgelte

Auch regional differenzierte Baukostenzuschüsse können den netzseitigen Aufwand signalisieren, der mit dem Anschluss eines Verbrauchers einhergeht, und damit sicherstellen, dass Nachfrage an den richtigen Stellen im Netz angereizt wird. Der Baukostenzuschuss, der den Aufwand der Anbindung widerspiegelt, ist in bestimmten Fällen schon heute Teil des einmaligen Anschlusspreises, den der Netzbetreiber vom Kundinnen und Kunden erhebt.

Er eignet sich auf der Lastseite, die in dieser Studie adressiert wird, aufgrund seiner Höhe eher wenig dafür, für haushaltsnahe Verbraucher eine Lenkungswirkung zu entfalten. Eher ist diese aufseiten der Einspeisung gegeben.²²

c) Netzentgelte

Netzentgelte zahlen bereits heute alle Verbraucher:innen. Sie werden vom jeweiligen Verteilnetzbetreiber vor Ort erhoben und in der Regel vom Stromlieferanten der Kundin oder des Kunden im Rahmen der Energieabrechnung erhoben. Die Netzentgelte für Stromverbraucher im Haushaltsbereich bestehen aus einem verbrauchsabhängigem Arbeitspreis und meist einem jährlichen Grundpreis und machten im ersten Halbjahr 2023 bei hohen Energiepreisen rund 20 Prozent des Strompreises aus.²³ Bei sinkenden Strompreisen steigt der Anteil der Netzentgelte auf etwa 25 bis 30 Prozent.

Da der Netzbetrieb mit einem Gebietsmonopol einhergeht, werden die Netzentgelte von der Bundesnetzagentur geprüft. Dabei gilt vereinfacht gesagt

die Regel, dass die Einnahmen aus den Netzentgelten die Kosten und einen festgelegten Gewinnaufschlag decken dürfen. Dabei werden von der Bundesnetzagentur die Kosten regelmäßig kritisch geprüft und Instrumente eingesetzt, um die Effizienz zu erhöhen.

Theoretisch haben die Verteilnetzbetreiber das beste Verständnis für den aktuellen Zustand ihres Netzes – die entsprechende Messtechnik vorausgesetzt – und wissen, welche Anforderungen erfüllt werden müssen, um die Kosten des Netzbetriebs zu decken. Aus diesem Grund sind sie in der besten Position, passgenaue lokale Preisanreize festzulegen. Die Netzentgelte können daher einen Anreiz schaffen, den Großhandelsstrommarkt sinnvoll zu ergänzen und die Herausforderungen in den Netzen in ein sinnvolles lokales Preissignal umzusetzen.²⁴ Welche Formen von Netzentgelten dabei denkbar sind, wird im Abschnitt 2.2.1.4 erläutert.

Ein weiterer großer Vorteil ergibt sich mit Blick auf die Umsetzung. Netzentgelte werden bereits heute in verschiedenen Ausprägungen für verschiedene Kundengruppen erhoben und zwischen den Marktakteuren abgerechnet. Der Prozess der Abrechnung, aber auch der davorliegenden Marktkommunikation ist bereits hochautomatisiert und abgesichert. Seit deutlich mehr als zehn Jahren wird dies täglich im breiten Markt der Energieversorgung demonstriert.

Alle hiergenannten Instrumente haben gemeinsam, dass sie über finanzielle Vorteile Anreize schaffen wollen, so dass Flexibilität nicht nur „marktdienlich“, sondern auch „netzdienlich“ eingesetzt wird. Ob das Instrument zum eigenen Vorteil genutzt wird oder nicht, ist dabei den Verbrauchern freigestellt und damit freiwillig.

2.2.1.4 Zeitlich variable Netzentgelte

Unter variablen Netzentgelten werden Netzentgelte verstanden, die sich in Abhängigkeit von Einflussfaktoren zeitlich ändern.

²² Agora Energiewende (2017): *Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger* /AGORA 17/

²³ Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2023): *BDEW-Strompreisanalyse, Juli 2023, Haushalte und Industrie* /BDEW 23/

²⁴ Neon Neue Energieökonomik (2023): *Zeitvariable Verteilnetzentgelte – Eine ökonomische Perspektive auf die deutsche Netzentgeltsystematik* /NEON-07 23/

Damit Netzentgelte einen Beitrag zur Berücksichtigung der Netzauslastung in der Preisbildung leisten können, müssen sie in der Lage sein, die Netzauslastung vor Ort adäquat widerzuspiegeln. Dafür gibt es die Möglichkeit, die Netzentgeltänderung anhand von erwartbaren Netzbelastungen vorzunehmen, beispielsweise indem eine immer wieder auftretende Engpasssituation in einer Abendstunde aufgrund von hoher Gleichzeitigkeit in der Abnahme von Strom mit höheren Netzentgelten belegt wird. Denkbar ist auch, dass Echtzeitmessungen den Status der Absenkung oder Erhöhung von Netzentgelten auslösen. Die Änderungen der Netzentgelte kann dann beispielsweise für bestimmte Zeiten, bestimmte Netzebenen und / oder bestimmte Regionen gelten.

Die in dieser Studie verwendeten Formen der variablen Netzentgelte sind in Abschnitt 3.3 beschrieben.

Der Flexibilitätsbedarf auf Niederspannungsebene wird, wie oben beschrieben, in den nächsten Jahren ansteigen. Der Ausbau der Elektromobilität und der vermehrte Einsatz von Wärmepumpen führen zu höherem Strombezug der einzelnen Gebäude. Ob das umliegende Verteilnetz davon überlastet wird, hängt davon ab, ob die Bezugsspitzen der verschiedenen Verbraucher im Netz gleichzeitig oder eher nacheinander auftreten. Durch variable Netzentgelte, wird ein Anreiz geschaffen, die Gleichzeitigkeit zu reduzieren und somit das Netz zu entlasten – ein Grund, warum in vielen Ländern variable Netzentgelte bereits zum Einsatz kommen.

Aus dem *ACER-Netzentgeltreport (2023)*²⁵ geht hervor, dass aktuell 21 der 27 EU-Mitgliedstaaten variable Netzentgelte im Verteilnetz einsetzen. In dem Bericht schlussfolgert die europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierer ACER, dass Netzentgelte auch die langfristigen Grenzkosten widerspiegeln sollen, die sich ergeben, wenn zusätzlicher Netzausbaubedarf durch Verbrauchsspitzen entsteht. ACER empfiehlt dabei, variable Netzentgelte für alle Verbraucher mit entsprechenden Zählern

einzuführen. Sie schlägt vor, dass nationale Regulierer die Auswirkung von zeitvariablen Entgelten auf die Spitzenlast untersuchen sollen.

So hat Dänemark in einem vor Kurzem veröffentlichtem Bericht²⁶ gezeigt, dass die dänische Form der variablen Netzentgelte Wirkung zeigt. In Dänemark gibt es täglich drei unterschiedlich hohe Netzentgelte, deren Zeitfester vorher festgelegt wurden, dabei gelten unterschiedliche Preise für Sommer und Winter. Das teuerste Preisfenster liegt jeweils in den frühen Abendstunden, wenn hohe Gleichzeitigkeiten auftreten, weil die Menschen nach Hause kommen und der Verbrauch ansteigt. Innerhalb von drei Jahren konnte erreicht werden, dass zehn Prozent des Verbrauches, der sonst innerhalb dieser Spitzenlastzeit aufgetreten ist, in lastärmere Zeiten verschoben werden konnte.

2.2.2 Rolle des Netzbetreibereingriffs nach § 14a EnWG zur Engpassbehebung

Mit dem zunehmenden Hochlauf von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen in einem Energiesystem, welches derzeit keine Anreize bietet, flexible Verbräuche netzentlastend zu verschieben, nimmt der Druck auf die Verteilnetze zu. Um im Notfall eine Überlastung des Netzes zu verhindern, möchte die Bundesnetzagentur die Verteilnetzbetreiber ab dem Jahr 2024 ermächtigen, in einem solchen Fall netzentlastend eingreifen zu dürfen.

Hierbei steht der § 14a des EnWG im Mittelpunkt, unter dem diese Neuregelungen gefasst werden sollen. Der Paragraph befasst sich seit dem Jahr 2009 mit der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen.²⁷ Als steuerbare Verbrauchseinrichtungen, die unter die Regelungen des § 14a des EnWG fallen, gelten insbesondere Wärmepumpen, nicht öffentlich zugängliche Ladepunkte für Elektro-mobile, Anlagen zur Erzeugung von Kälte oder zur Speicherung elektrischer Energie und Nachtstromspeicherheizungen. Voraussetzung ist, dass sie an das

25 ACER (2023): *Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe* /ACER 23/

26 Dansk Energi (2022): *Principnotat tarifmodel 3.0* /DANSK 22/

27 Der Paragraph befasst sich außerdem mit steuerbaren Netzanschlüssen.

Niederspannungsnetz angeschlossen sind. Alle verbindet, dass sie meist eine bestimmte Zeit auf einen Strombezug verzichten können und damit in Grenzen flexibel sind. Ein Elektromobil kann beispielsweise, wenn der Speicher nahezu voll ist und keine lange Fahrt ansteht, auch eine oder zwei Stunden früher oder später laden.

Auch die rechtliche Verankerung zeigt, dass der Einfluss der lastseitigen Flexibilitäten auf das Netz, die eben meist auch steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG sind, groß ist.

Netzbetreiber haben schon lange die Möglichkeit, Verbrauchern, deren Strombezug kurzzeitig unterbrechbar ist, ein reduziertes Netzentgelt nach § 14a EnWG anzubieten. Voraussetzung ist, dass diese im Gegenzug einer kurzzeitigen Unterbrechung zustimmen. Die jeweilige Verbrauchseinheit muss dafür mit einer separaten Messung versehen sein, damit nur für diesen Stromverbrauch das reduzierte Netzentgelt abgerechnet werden kann und weil dort das Steuersignal des Netzbetreibers für die Unterbrechung ankommt. Lastspitzen im Netz können so schon heute mithilfe von flexiblen Verbrauchern vermieden werden, beispielsweise indem eine Wärmepumpe in einer erfahrungsgemäß verbrauchsintensiven Stunde am Abend vom Netzbetreiber für ein bis zwei Stunden im Bezug unterbrochen wird. In der Regel erfolgt die Steuerung heute analog über im Stromnetz übertragene Rundsteuersignale.²⁸

Durch die zunehmende Elektrifizierung gewinnt die Frage einer effizienten Netzauslastung an Bedeutung. Weiterhin müssen, um eine bessere Netzauslastung zu erreichen, hohe Gleichzeitigkeiten im Verbrauchsverhalten vermieden werden. Doch die Zeitpunkte, in denen eine hohe Gleichzeitigkeit eine Lastspitze verursacht, die möglicherweise zum Engpass führen kann, lassen sich immer schwerer vorhersagen. Ein weiteres Problem, dem mit dem Netzengpassmanagement begegnet werden kann, ist, dass es bei dem zunehmenden Hochlauf an

haushaltsnahen Lasten zunehmend zur Ablehnung von Netzanschlussbegehren kommt. Künftig soll daher der Netzanschluss für eine solche Verbrauchseinrichtung nicht mehr mit der Begründung eines möglichen Engpasses verwehrt werden.

Die intelligente Einbindung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen wird daher immer wichtiger. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass in einem künftigen Energiesystem viel mehr dieser flexiblen Verbrauchseinrichtungen vorhanden sein werden. Aus diesem Grund befinden sich die Regelungen zum § 14a EnWG derzeit in der Überarbeitung durch die Bundesnetzagentur. Im November 2022 hat die Bundesnetzagentur ein Festlegungsverfahren hierzu eröffnet. In einem Eckpunktepapier vom 24. November 2022²⁹ hat sie präsentiert, wie sie sich das Zielmodell in der Umsetzung vorstellt. Demnach sollen alle steuerbaren Verbrauchseinrichtungen verpflichtet werden, im Falle eines drohenden Netzengpasses zu dessen Vermeidung beizutragen.

Die Koordination dessen übernimmt der Netzbetreiber; dafür muss er Zugriff auf die Verbrauchseinrichtung bekommen, indem er entweder den ganzen Netzanschlusspunkt steuern kann oder die einzelne steuerbare Verbrauchseinheit (zum Beispiel über die separate Messung der Wärmepumpe).

Der Netzbetreiber soll bis zum 1. Januar 2029 statisch steuern dürfen. Das heißt, dass er aufgrund einer rechnerisch ermittelten möglichen Netzengpasssituation eine Steuerung beispielsweise über eine Zeitschaltuhr vornehmen darf. Spätestens ab 1. Januar 2029 soll er jedoch dynamisch, das heißt anhand von Echtzeitmessungen über das Auslösen der Steuerung entscheiden. Daher muss der Netzbetreiber eine Echtzeitmessung entweder am Leitungsstrang oder am Transformator vornehmen, um die Netzbelastung festzustellen. Um bewerten zu können, welche steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Falle eines Engpasses unterbrochen werden müssen, bedarf es außerdem einer Zuord-

²⁸ Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2023): *Monitoringbericht 2022* /BNETZA 02 23/

²⁹ Bundesnetzagentur (2022): *Eckpunktepapier zur netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG* /BNETZA-11 22/

nung der jeweiligen Verbrauchseinrichtungen zu dem jeweiligen Betriebsmittel, welches die Engpasssituation anzeigt.

Im Gegenzug soll den betroffenen Verbrauchern auch weiterhin eine finanzielle Vergütung in Form einer Netzentgeltentlastung zustehen.

Im Juni 2023 hat die Bundesnetzagentur näher definiert, wie sie sich die netzorientierte Steuerung nach § 14a EnWG vorstellt³⁰ und konkretisiert, dass im Falle einer drohenden Überlastung der Betriebsmittel im Netz, der Netzbetreiber unter Auflagen verpflichtet ist, den Leistungsbezug aus dem Netz dieser steuerbaren Einheiten zu auf 4,2 Kilowatt pro steuerbare Verbrauchseinrichtung zu reduzieren. Die Bundesnetzagentur hat zudem einen Entwurf³¹ vorgelegt, wie dieser Einsatz belohnt werden soll. So können betroffene Verbraucher künftig entweder eine pauschale Netzentgeltreduzierung ergänzt um zeitvariable Netzentgelte erhalten³² oder wie bisher eine Prozentuale Netzentgeltreduzierung des Arbeitspreises erhalten³³. Die Berechnung des pauschalen Bonus ist festgelegt, wobei die Netzbetreiber die zeitvariablen Netzentgelte innerhalb vorgegebener Grenzen selbst festlegen können.

Der Festlegungsentwurf der Bundesnetzagentur sieht zum Schutz der Verbraucher vor, dass die Leistungsreduktion nach § 14a EnWG nur ein Notfallinstrument ist und die Netzbetreiber verpflichtet sind, die Engpasssituationen zu beheben, indem sie das Netz ausbauen.

2.2.3 Neue Anforderung an die Mess- und Steuerbarkeit

Die intelligente Einbindung von Flexibilitäten und ein effizienter und möglichst kostengünstiger Netzausbau erfordern ein höheres Maß an Digitalisierung als bisher. Zwar sind bereits viele Prozesse im Energiemarkt hoch digitalisiert. Die Digitalisierung im Niederspannungsnetz und bei den Zählern der Kund:innen vor Ort steht dem jedoch bislang nach.

2.2.3.1 Smart Meter

Intelligente Messsysteme, sogenannte *Smart Meter*, stellen einen wichtigen Baustein für das Gelingen der Energiewende dar. Sie ermöglichen es, den Verbrauch in Echtzeit zu erfassen und zu übermitteln.

Das hat Vorteile, weil Lieferanten und Netzbetreiber den Stromverbrauch ihrer Kund:innen besser einschätzen und prognostizieren können. Gleiches gilt neben dem Stromverbrauch auch für die Strom-einspeisung. Insgesamt helfen *Smart Meter* damit, beispielsweise Netzbelastungen besser erkennen oder vorhersehen zu können und tragen so zur Netzstabilität bei. Stromkund:innen profitieren darüber hinaus von *Smart Metern*, weil sie eine automatisierte Abrechnung und eine bessere Kostenkontrolle ermöglichen.

Ein intelligentes Messsystem besteht aus einer modernen Messeinrichtung, die sukzessive alle konventionellen Zähler ablöst, in Verbindung mit einem *Smart-Meter-Gateway*. Letzteres fungiert dabei als Kommunikationselement zwischen dem neuen Zähler und dem Messstellenbetreiber.

Bis Ende des Jahres 2021 waren in Deutschland rund 133.000 *Smart Meter*, das entspricht 0,3 Prozent aller Stromzähler, installiert. Damit liegt Deutschland im europäischen Vergleich weit hinten. Bei den meisten Stromkund:innen wird der Stromverbrauch jährlich gemessen und abgerechnet. Von den knapp 52 Millionen installierten Stromzählern in Deutschland sind 30 Millionen analoge Zähler (nach dem

30 Bundesnetzagentur (2022): *Festlegung zur Durchführung der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG (BK6-22-300) /BNETZA BK6/*

31 Bundesnetzagentur (2022): *Festlegung zu Netzentgelten bei Anwendung der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG gem. Festlegung BK6-22-300 (BK8-22/010-A) /BNETZA BK8/*

32 Voraussetzung ist, dass eine steuerbare Verbrauchseinrichtung über eine separate Messung oder über eine Messung gemeinsam mit dem Haushaltsverbrauch verfügt.

33 Voraussetzung ist, dass eine steuerbare Verbrauchseinrichtung über eine separate Messung verfügt.

Ferraris-Prinzip), welche manuell abgelesen werden.³⁴ Auch wenn es bereits einige elektronische und digitale Stromzähler gibt (zusammen rund 20 Millionen Stück), so ist davon nur ein geringer Teil mit Kommunikationstechnik ausgestattet und bietet somit keine Möglichkeit, Messwerte nach Bedarf an berechnete Marktteilnehmer zu übersenden.

Mit dem Messstellenbetriebsgesetz wurden im Herbst 2016 die Rahmenbedingungen für den Einsatz von intelligenten Messsystemen in Deutschland festgelegt. Mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende³⁵, welches im April 2023 beschlossen wurde, wurde der Rechtsrahmen für den *Smart-Meter-Rollout* noch einmal überarbeitet. Demnach sollen bis Ende des Jahres 2028 50 Prozent und bis Ende des Jahres 2030 95 Prozent der auszustattenden Haushalte, sogenannte Pflichteinbaufälle, mit *Smart Metern* ausgestattet sein. Im Gesetz sind Fälle, in denen ein *Smart Meter* eingebaut werden muss, definiert. Steuerbare Verbrauchseinrichtungen zählen unter anderem zu den Pflichteinbaufällen. Darüber hinaus können Verbraucher:innen auf eigenen Wunsch einen *Smart Meter* vom Messstellenbetreiber einbauen lassen.

Smart Meter sind eine wichtige Voraussetzung, wenn variable Netzentgelte und/oder dynamische Börsenstrompreise abgerechnet werden sollen, da sie im Gegensatz zu konventionellen Zählern Verbrauchswerte und Erzeugungswerte im 15-Minuten-Takt messen und bedarfsgerecht an berechnete Marktteilnehmer kommunizieren können. Neben der Abrechnung eignen sich diese Messdaten damit auch für die im Hintergrund notwendige Bilanzierung. Zudem können sie ein Preissignal an die Verbraucher übermitteln, wonach diese ihre flexiblen Lasten gewinnbringend einsetzen können.

Mit Blick auf das Netzengpassmanagement nach § 14a EnWG bieten *Smart Meter* zudem die Mög-

lichkeit, dass Netzbetreiber die Steuerung der Leistungsreduzierung über einen standardisierten Kanal vornehmen können, was zusätzliche Geräte, die hierfür derzeit eingesetzt werden, überflüssig macht. Aktuell wird die Steuerung meist per Rundsteuertechnik, einer einfachen, analogen Übertragungstechnik, umgesetzt. Diese erlaubt das Senden von Steuerungssignalen an die Verbraucher, aber ermöglicht keine Rückmeldung. Für ein System, in dem die lastseitigen Flexibilitäten einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten, sind die Funktionalitäten der Rundsteuertechnik daher unzureichend.

2.2.3.2 Digitalisierung des Verteilnetzes

Die zunehmenden Anforderungen, die durch den Zuwachs neuer Verbrauchsanlagen entstehen, führen dazu, dass die bisherigen Erfahrungswerte, auf die beim Bau und Betrieb von Verteilnetzen aufgesetzt werden konnte, nicht mehr passen.

Insbesondere in den unteren Spannungsebenen im Netz, der Mittel- und Niederspannung, kommt derzeit noch wenig Mess-, Überwachungs- und Kommunikationstechnik zum Einsatz. Das muss sich ändern, wenn Netzbelastungssituationen immer schwerer einzuschätzen sind und es erforderlich ist, beim Netzausbau zu priorisieren.

Durch den Einsatz von Automatisierungstechnologien können Netzbetreiber Prozesse wie Lastmanagement, Fehlererkennung und -behebung sowie die Integration neuer Energieerzeuger und -verbraucher optimieren. Um besser zu verstehen, wo Engpasssituationen auftreten könnten, helfen *Smart Meter*, die Echtzeitdaten über den Energieverbrauch liefern und über die Netzbelastung übermitteln können. Zusätzlich ist Mess- und Überwachungstechnik an Betriebsmitteln, wie etwa Ortsnetztransformatoren, notwendig. Fortschritte in der Datenanalyse ermöglichen es, große Mengen an Netzdaten zu verarbeiten und Muster zu identifizieren. Das kann helfen, Engpässe zu verhindern, Lasten besser zu verteilen und Wartungsarbeiten zu planen.

³⁴ Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2023): *Monitoringbericht 2022* /BNETZA 02 23/

³⁵ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023): *Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende* (GNDEW) /BMWK10 23/

2.2.4 Gegenwärtige Hemmnisse für die Nutzung von haushaltsnaher Flexibilität

Bisher wurde im Stromsektor die Flexibilität auf Übertragungsnetzebene bereitgestellt, indem konventionelle Kraftwerke durch ihre Reaktion auf den Börsenstrompreis zum Ausgleich von Last und Erzeugung beitragen: Ein hoher Preis zeigt hohe Nachfrage bei geringem Angebot aus Erneuerbaren Energien an und reizt Stromerzeugung an, während geringe oder negative Preise Strom-Überschuss anzeigen, welcher dann durch Speicherkraftwerke aufgenommen werden kann.

Mit der sich verändernden Erzeugungs- und Lastsituation in den niedrigen Spannungsebenen wird die Einbindung und Koordination der Flexibilität auf Verteilnetzebene notwendig, um das dort vorhandene Flexibilitätspotenzial zu heben und gleichzeitig lokalen Engpässen auch lokal begegnen zu können. Dabei muss insbesondere für die Nutzung der haushaltsnahen Flexibilität die Einbindung auf der niedrigsten Spannungsebene, die Niederspannungsebene, erfolgen.³⁶ Verbildlicht muss die Einbindung nicht mehr nur auf Autobahnniveau, sondern auch bis in kleine Anwohnerstraßen hinein funktionieren. Dafür fehlen heute die Rahmenbedingungen.

So wird auch heute die Flexibilität von beispielsweise Elektroautos und Wärmepumpen kaum genutzt. Dabei sind diese Verbrauchseinheiten in gewissem Maße „Eh-da“-Anlagen, da sie ja primär für andere Zwecke angeschafft werden. Der potenzielle Wert dieser Flexibilität steigt aber: Im dekarbonisierten Stromsystem nimmt der Bedarf an Flexibilität deutlich zu und wie oben gezeigt, kann die Nutzung der haushaltsnahen Flexibilität erhebliche Kosten auf Systemebene einsparen.

³⁶ Das Stromnetz gliedert sich in vier Spannungsebenen (plus drei Umspannebenen): Das Übertragungsnetz wird auf Höchstspannung (380 und 220 Kilovolt) betrieben. Die Verteilnetze umfassen die Hochspannung (110 Kilovolt), Mittelspannung (meistens 20 oder 10 Kilovolt) und Niederspannung (400/230 Volt). Auf der Hoch- und Mittelspannungsebene sind große industrielle Verbraucher sowie mittlere Erneuerbare-Energien-Anlagen und Kraftwerke angeschlossen. Die Niederspannungsnetze binden die Haushalte und Gewerbegebiete sowie dezentrale Photovoltaikanlagen an.

Heute fehlen dafür die Preisanreize. Zudem befindet sich die Mess- und Steuerbarkeit erst im Aufbau. Und schließlich zeigen die obigen Vorüberlegungen, dass die Nutzung der Flexibilität zu erhöhten Gleichzeitigkeiten und damit zu erhöhtem Netzausbaubedarf führen kann. Den Einsparungen durch Nutzung haushaltsnaher Flexibilitäten stehen also Kosten gegenüber, die bisher nicht bekannt sind und auch von der Ausgestaltung der Preisanreize abhängig sein werden.

2.3 Anforderungen an eine „optimale“ Einbindung der Flexibilität

Für die Einbindung der haushaltsnahen Flexibilität ist also im ersten Schritt zu prüfen, ob der Nutzen größer ist als die Kosten. Welche Infrastrukturausbauten und weitere Maßnahmen sind notwendig, um aus der Niederspannungsebene heraus zum Ausgleich des gesamten Stromsystems beizutragen? Wie kann eine möglichst volkswirtschaftlich optimale Einbindung aussehen?

Als mögliche Anreizstruktur für Flexibilität bewertet diese Studie variable Netzentgelte in Kombination mit dynamischen Stromtarifen, sowie kuratives Engpassmanagement durch Leistungsreduktion. Im dynamischen Stromtarif wird das Preissignal vom Großhandelsstrommarkt weitergegeben. Hierbei kann es sich in Zukunft prinzipiell auch um regional differenziertere Börsenstrompreise handeln. Auf der hier betrachteten Niederspannungsebene eignen sich variable Netzentgelte am besten als Anreizstruktur. Im Gegensatz zu lokalen Flexibilitätsmärkten, werden hierbei bestehende Strukturen genutzt und zudem besteht kein Risiko für strategisches Bieterverhalten. Schließlich können variable Netzentgelte auch in Niederspannungsnetzen angewandt werden, in denen für Flexibilitätsmärkte keine ausreichende Liquidität vorhanden ist.

Von besonderem Interesse ist hierbei das Zusammenwirken der beiden Preissignale: dem Börsenstrompreis in den dynamischen Tarifen und dem variablen Netzentgelt. Der für den Verbraucher relevante Preis ist die Summe dieser beiden Elemente zu jedem Zeit-

punkt. Soll das variable Netzentgelt das Verteilnetz beispielsweise in einem Zeitpunkt geringer Börsenstrompreise effektiv entlasten, muss das Preissignal aus den Netzentgelten das Börsenstrompreissignal überschreiten. Nur so kann dem Börsenpreis-Anreiz zum Mehrverbrauch entgegengewirkt werden. Unter

Annahme eines solchen zusammengesetzten Verbraucherpreises können die systemischen Effekte für verschiedene Ausprägungen bewertet werden. Wie kann das Verteilnetz am besten entlastet werden und wie kann zugleich trotzdem möglichst viel Flexibilität für den Markt zur Verfügung gestellt werden?

3 Untersuchte Szenarien und Betrachtungsjahre

Im Rahmen dieser Studie soll der Einfluss von haushaltsnahen Flexibilitäten, die an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind, in Deutschland untersucht werden. Als Ausgangsbasis für die Anzahl flexibler Verbraucher dient die Studie *Klimaneutrales Stromsystem 2035* (KNS2035). Dabei wird eine jeweils typische Dimensionierung der Verbrauchsanlagen, wie zum Beispiel die Batteriespeichergröße oder Wärmepumpenleistung, angenommen. Zudem wird davon ausgegangen, dass 25 Prozent der Elektrofahrzeuge und damit ein wesentlicher Anteil zukünftig bidirektional betrieben werden können. Bidirektionale Elektrofahrzeuge können wie Heimspeicher Strom zwischenspeichern und zu einem späteren Zeitpunkt entladen.

Je nach Stromtarif werden die flexiblen Verbraucher unterschiedlich betrieben. Die Studie unterscheidet grundlegend zwischen zwei Arten von Stromtarifstrukturen. Einerseits einem Tarif mit konstanten Strompreisbestandteilen und andererseits Tarifen mit variablem Beschaffungspreis. Eine Übersicht der verwendeten Tarifstrukturen in den jeweiligen Szenarien findet sich in Tabelle 2.

Der Tarif mit konstanten Bestandteilen entspricht aktuell den typischen Haushaltsstromtarifen. Die Börsenstrompreise werden nicht direkt an die Kund:innen weitergegeben, somit besteht für diese kein Anreiz etwaige vorhandene Flexibilitäten

systemdienlich einzusetzen. Dieses Szenario wird in dieser Studie als „lowFlex“ bezeichnet und bildet die Referenz.

Wie in Kapitel 2 erläutert, kann es sinnvoll sein, Flexibilitäten im größeren Umfang gewinnbringend für das Energiesystem einzusetzen. Als Anreiz in allen „Flex“-Szenarien dient ein Tarif mit variablen Beschaffungspreisen. Hierbei werden die Börsenstrompreise, die auf der Studie *Klimaneutrales Stromsystem 2035* basieren, direkt an die Kund:innen weitergegeben: Strom ist tendenziell immer dann günstig, wenn viel Wind- beziehungsweise Solarstrom vorhanden ist, und bei geringerer Erneuerbaren-Einspeisung teurer.

Zusätzlich können die Flexibilitäten auch netzdienlich eingesetzt werden. Als Anreizsystem dienen in dieser Studie zwei Varianten von variablen Netzentgelten. Die Zeitfenster mit hohen beziehungsweise niedrigen Netzentgelten werden im Szenario „Flex-zeitvarNe“ statisch und im Szenario „Flex-dynNe“ dynamisch je nach Auslastung des Netzes festgelegt.

Zusammensetzung der dynamischen Stromtarife je Szenario

→ Tabelle 2

Szenario	Beschaffungspreis	Netzentgelte	Zeitfenster der Netzentgelte
lowFlex	konstant	konstant	–
Flex	dynamisch*	konstant	–
Flex-zeitvarNe	dynamisch*	zeitvariabel	statisch
Flex-dynNe	dynamisch*	zeitvariabel	dynamisch

fFE (2023). *dynamischer Beschaffungspreis = direkte Weitergabe des Börsenstrompreises. Dafür werden *Dispatch*-Preise aus der Studie *Klimaneutrales Stromsystem 2035* verwendet, welche als Repräsentant der kurzfristigen Börsenstrompreise eingesetzt werden.

3.1 Konstanter Strompreis (Szenario „lowFlex“)

Im Szenario „lowFlex“ mit konstanten Strompreisen werden die flexiblen Verbrauchseinrichtungen rein bedarfsorientiert betrieben. Wenn eine Photovoltaikanlage vorhanden ist, wird die Betriebsweise der Flexibilitäten zudem auf die Stromerzeugung der Photovoltaikanlage angepasst, um den Eigenverbrauch zu erhöhen den Betrieb der Anlage damit finanziell zu optimieren. Zu diesem Zweck speichern Heimspeicher und bidirektionale Elektrofahrzeuge überschüssigen Photovoltaikstrom zwischen und entladen diesen zu einem späteren Zeitpunkt, um Haushaltslasten zu versorgen. Die Flexibilität der Verbrauchsanlagen wird nur im geringen Maß genutzt. Dieses Szenario beschreibt die aktuelle Tarifstruktur der Haushalte.

3.2 Dynamischer Beschaffungspreis (Szenario „Flex“)

Im Szenario „Flex“ wird von einem Anreizsystem durch Weitergabe des dynamischen Börsenstrompreises an Haushaltskund:innen ausgegangen (siehe Abschnitt 2.2). In Zukunft werden voraussichtlich nicht alle Verbraucher:innen dynamische Stromtarife in Anspruch nehmen, aus Sorge vor schwankenden Preisen und im Vergleich zum gewohnten Festpreis unter Umständen zumindest zeitweise teureren Strombezugskosten. Dynamische Beschaffungstromtarife bieten jedoch die Chance, von günstigen Strompreisen am Markt wirtschaftlich zu profitieren. Diese Chance bietet sich insbesondere Haushalten, die flexible Verbrauchseinrichtungen besitzen. Die Szenario-Annahme ist daher, dass nur Kund:innen

mit flexiblen Verbrauchseinrichtungen einen solchen Stromtarif wählen.

In Anlehnung an die Studie *Klimaneutrales Stromsystem 2035* und an die Diskussionen mit Expert:innen aus dem Begleitkreis zu dieser Studie, wurden die in Tabelle 3 aufgeführten Teilnahmequoten der Flexibilitäten festgelegt. Hieraus ergibt sich die Anzahl der Haushalte.

Es wird angenommen, dass 25 Prozent der Elektrofahrzeuge bidirektional be- und entladen werden können. Neben der Zwischenspeicherung von Photovoltaikstrom ist der Arbitragehandel, welcher auf die Maximierung der Erlöse der Verbraucher:innen abzielt, ein weiterer Anwendungsfall des bidirektionalen Ladens. Hierbei werden Unterschiede in den Börsenstrompreisen genutzt, es wird also bei niedrigen Börsenpreisen Strom eingekauft und bei hohen Preisen wieder verkauft. In diesem Szenario wird angenommen, dass im Jahr 2029 75 Prozent und in 2035 100 Prozent der bidirektionalen Elektrofahrzeuge am Arbitragehandel teilnehmen, um ihre Erlöse zu maximieren. Befindet sich zusätzlich auch ein Heimspeicher am jeweiligen Hausanschluss, so nimmt auch dieser am Arbitragehandel teil. Abbildung 5 verdeutlicht die aus diesen Betriebsweisen resultierende Lastveränderung. In der Abbildung 5 sind beispielhafte Lastgänge für einen Haushalt mit einem Elektrofahrzeug dargestellt. Im linken Teil der Abbildung 5 lädt das Elektrofahrzeug die benötigte Energie in den Mittagsstunden zu günstigen Börsenstrompreisen. Beim Arbitragehandel wird zu dieser Zeit mehr Energie geladen, die anschließend in den Abendstunden zu hohen Strompreisen in das Netz eingespeist wird. Zusätzlich wird nachts, zu günstigen Preisen, wieder nachgeladen.

Teilnahmequoten für dynamische Stromtarife

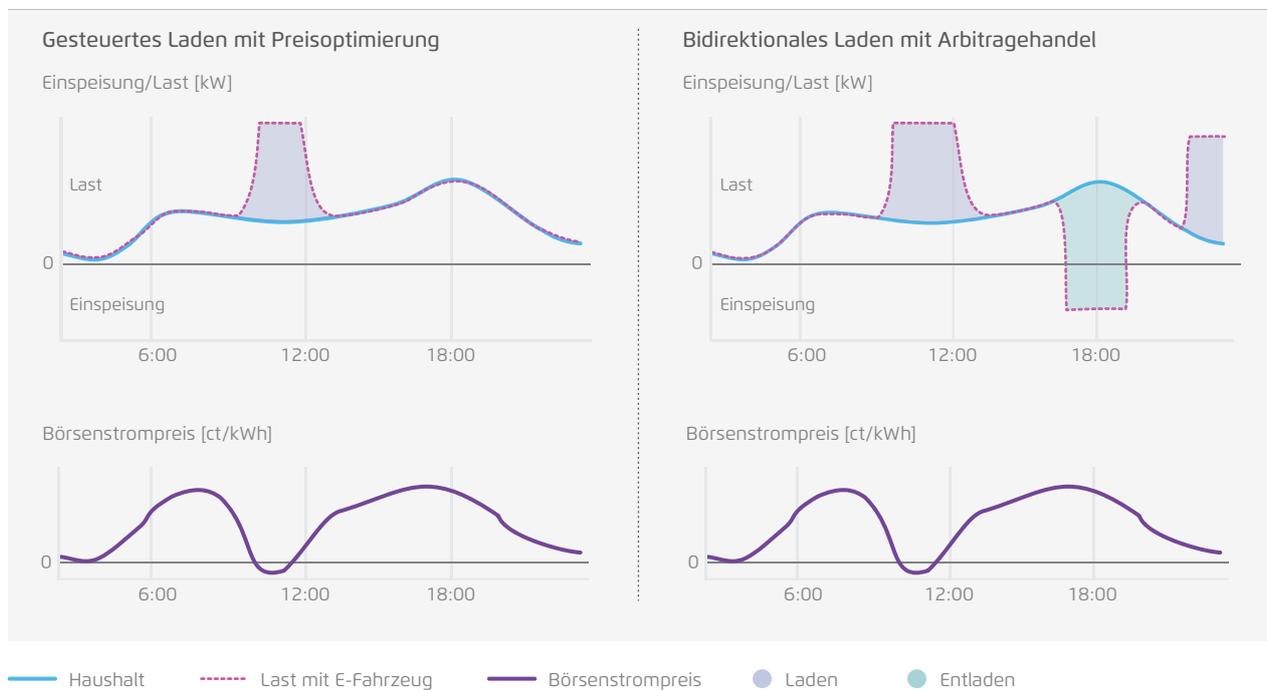
→ Tabelle 3

Flexible Verbrauchseinheit	2029	2035
Elektrofahrzeug (25 % bidi.)	56 %	75 %
Wärmepumpen	80 %	85 %
Heimspeichersysteme	38 %	65 %
Summe der Haushalte	26 %	52 %

fFe (2023)

Entnahme und Rückgabe von Strom ins Netz bei gesteuertem und bidirektionalem Laden mit dynamischem Beschaffungsstrompreis

→ Abb. 5



FfE (2023)

Um eine eichrechtskonforme Abrechnung der Flexibilitäten mit dynamischen Tarifen zu ermöglichen, bedarf es eines *Smart Meters* (siehe Abschnitt 2.2). Da nach dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende die Anzahl der installierten *Smart Meter* die angenommene Anzahl an Haushalten mit dynamischen Preisen übertrifft, wurden keine weiteren Einschränkungen aufgrund fehlender Mess- und Abrechenbarkeit im Szenario angenommen.

3.3 Dynamischer Beschaffungspreis mit variablen Netzentgelten (Szenarien „Flex-zeitvarNe“ und „Flex-dynNe“)

Neben der in Abschnitt 3.2 dargestellten, am Bör3senstrompreis orientierten Betriebsweise können flexible Verbraucher zusätzlich zu netzdienlichem Verhalten angereizt werden, um dazu beizutragen, potenzielle Netzüberlastungen zu vermeiden. Eine Möglichkeit der Umsetzung bieten variable Netzentgelte (siehe Abschnitt 2.2). Das Konzept variabler Netzentgelte soll dazu anreizen, Lasten aus Zeit-

fenstern mit hoher Netzauslastung in Zeitfenster mit geringerer Auslastung zu verschieben. Variable Netzentgelte sind damit eine präventive Maßnahme zur Entlastung der Netze. Sie werden in dieser Studie in zwei Ausprägungen betrachtet: zum einen zeitvariable Netzentgelte mit statischen Zeitfenstern (Szenario „Flex-zeitvarNe“) und zum anderen mit dynamisch-adaptiven Zeitfenstern (Szenario „Flex-dynNe“).

Netzentgelte mit statischen Zeitfenstern werden übergeordnet für jeweils ländliche und städtische Netzgebiete festgelegt, wohingegen Netzentgelte mit dynamischen Zeitfenstern individuell auf der Ebene des jeweiligen, von einem spezifischen Ortsnetztransformator versorgten Niederspannungsnetzes bestimmt werden. In beiden Fällen werden in Hochpreiszeitfenstern die Netzentgelte erhöht und in Niederpreiszeitfenstern reduziert. Die Anreizhöhe der Netzentgelte ist in Verbindung mit den dynamischen Bör3senstrompreistarifen zu bestimmen, um eine ausreichende Wirkung zu gewährleisten. So muss beispielsweise das erhöhte Netzentgelt den Preisrück-

gang im Börsenstrompreistarif (über-)kompensieren, um effektiv Last zu verschieben. In den Szenarien mit variablen Netzentgelten wird davon ausgegangen, dass diese für alle Haushalte gelten, die auch einen dynamischen Börsenstrompreistarif wählen. Somit ergeben sich die gleichen Teilnahmequoten wie in Tabelle 3. In Abbildung 6 ist die Bestimmung der Netzentgeltzeitfenster schematisch dargestellt. Eine detailliertere Beschreibung der angenommenen Ausgestaltung und Modellierung der variablen Netzentgelte findet sich in Abschnitt 4.2.3.

Zeitvariable Netzentgelte mit statischen Zeitfenstern (Szenario „Flex-zeitvarNe“)

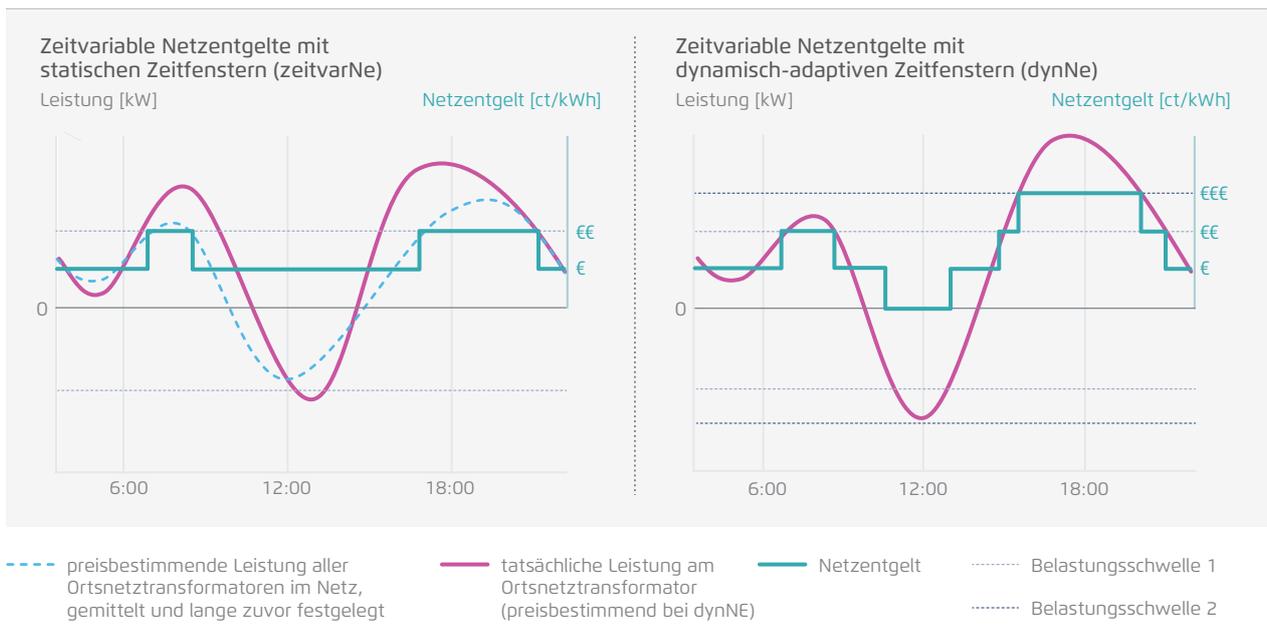
Die Zeitfenster mit hohen beziehungsweise niedrigen Netzentgelten werden bei den zeitvariablen Netzentgelten mit statischen Zeitfenstern vordefiniert. Als Basis hierfür dienen typische Auslastungen von Ortsnetztransformatoren, die beispielsweise anhand von historischen oder prognostizierten Daten bestimmt werden können. In Zeiten einer hohen prognostizierten lastbedingten Netzauslastung wird das Netzentgelt erhöht, bei hohen einspeisebedingten Auslastungen wird es reduziert. In der linken Grafik in Abbildung 6

ist die Bestimmung der Netzentgelt-Zeitfenster schematisch dargestellt. Übersteigt die erwartete Transformatorleistung einen vorgegeben Schwellenwert, wird das Netzentgelt erhöht. Das erhöhte Netzentgelt bleibt so lange auf diesem Niveau, bis der Schwellenwert entsprechend der typischen Auslastungskurve erneut unterschritten wurde. Die Preiszeitreihe variiert zwischen verschiedenen Tagen (Werktag, Wochenende/Feiertag), Regionen und den Jahreszeiten.

Praktisch würde dieser Prozess mit der netzgebietsübergreifenden Lastprognose der Netzbetreiber beginnen, auf dessen Basis die Netzentgelte mit statischen Zeitfenstern definiert werden (beispielsweise hohes Netzentgelt wegen hoher prognostizierter Last von 17 bis 19 Uhr) und den Verbraucher:innen als Zeitreihen zur Verfügung stehen. Analog zum schon bestehenden Prinzip der Hochlastzeitfenster (nach § 19 (2) StromNEV) können sich dann die Flexibilitäten entsprechend dieser Preiszeitreihen optimieren, wobei keine Rückmeldung des angepassten Fahrplans an den Netzbetreiber erfolgt. Flexibilitäten optimieren sich ohne Rückkopplung somit unter Umständen über den gesamten vordefinierten Zeitraum

Schematische Darstellung zur Ermittlung zeitvariabler Netzentgelte

→ Abb. 6



fFe (2023)

entsprechend der erhöhten Netzentgelte, obwohl sich die tatsächliche Netzbelastung bereits wieder auf einem stabilen Niveau befindet.

Zeitvariable Netzentgelte mit dynamisch-adaptiven Zeitfenstern (Szenario „Flex-dynNe“)

Bei der alternativen Methode werden die Hoch- und Tiefpreiszeitfenster jeweils basierend auf der prognostizierten Last je Ortsnetztransformator bestimmt. In einem ersten Schritt werden die Zeitfenster anhand der prognostizierten Transformatorauslastung ohne Berücksichtigung der Option variabler Netzentgelte bestimmt. Anschließend werden in einem iterativen, also sich nach und nach annäherndem, Prozess die Netzentgeltzeitfenster angepasst. Basierend auf der prognostizierten Netzauslastung werden die Fahrpläne der Flexibilitäten nacheinander neu optimiert und an den Netzbetreiber gemeldet (*Check-in-System*).³⁷ Der Netzbetreiber kann nach jeder Meldung die Auslastungsprognose und die Netzentgelte daraufhin anpassen. Somit variiert das Netzentgelt leicht zwischen den einzelnen Haushalten und die Prognose kann nach jeder Optimierung angepasst werden, um eine möglichst genaue Abbildung der Residuallast für die Berechnung variabler Netzentgelte zu erhalten.

Die Bestimmung der Netzentgelte ist schematisch auf der rechten Seite in Abbildung 6 dargestellt. Überschreitet die prognostizierte Transformatorleistung einen festgelegten Schwellenwert, wird das Netzentgelt erhöht. Sobald eine Überlastung prognostiziert wird, erfolgt eine weitere Erhöhung. Bei einer hohen negativen Auslastung wird das Netzentgelt reduziert, um den Verbrauch der Flexibilitäten anzureizen und die erzeugte Energie direkt im Netz zu verbrauchen.

In beiden Szenarien ist zudem ein dynamischer Börsenstrompreis, wie in Abschnitt 3.2 beschrieben, hinterlegt. Die Preisunterschiede der variablen Netzentgelte und der Börsenstrompreise stehen somit in

direkter Konkurrenz zueinander. Um eine Überlastung zu vermeiden, müssen die Netzentgeltsprünge groß genug gewählt werden, um die Preisunterschiede der Börsenpreise überlagern zu können.

In Abbildung 7 wird der Lastgang des in Abbildung 5 illustrierten Beispiels aufgegriffen und der exemplarische Haushalt mit Elektrofahrzeug reagiert zusätzlich zum Börsenstrompreis auf zeitvariable Netzentgelte. Weil viele flexible Verbrauchseinheiten vom günstigen Börsenstrompreis in einer sonnigen Mittagsstunde profitieren möchten, ist das Netz in der Mittagszeit stark ausgelastet. Die Netzentgelte werden daher zu dessen Entlastung erhöht. Übersteigen die erhöhten Netzentgelte die Preisvorteile des günstigen Börsenstrompreises, wird der Ladevorgang von der Mittagszeit in die Morgenstunden verschoben (linke Seite). Beim bidirektionalen Laden wird der Entladevorgang gegenüber der reinen Optimierung am Börsenstrompreis (vgl. Abbildung 5) ebenfalls angepasst. Das Elektrofahrzeug speist in Zeiten mit höheren Netzentgelten in das Netz ein und sorgt somit für eine Entlastung.

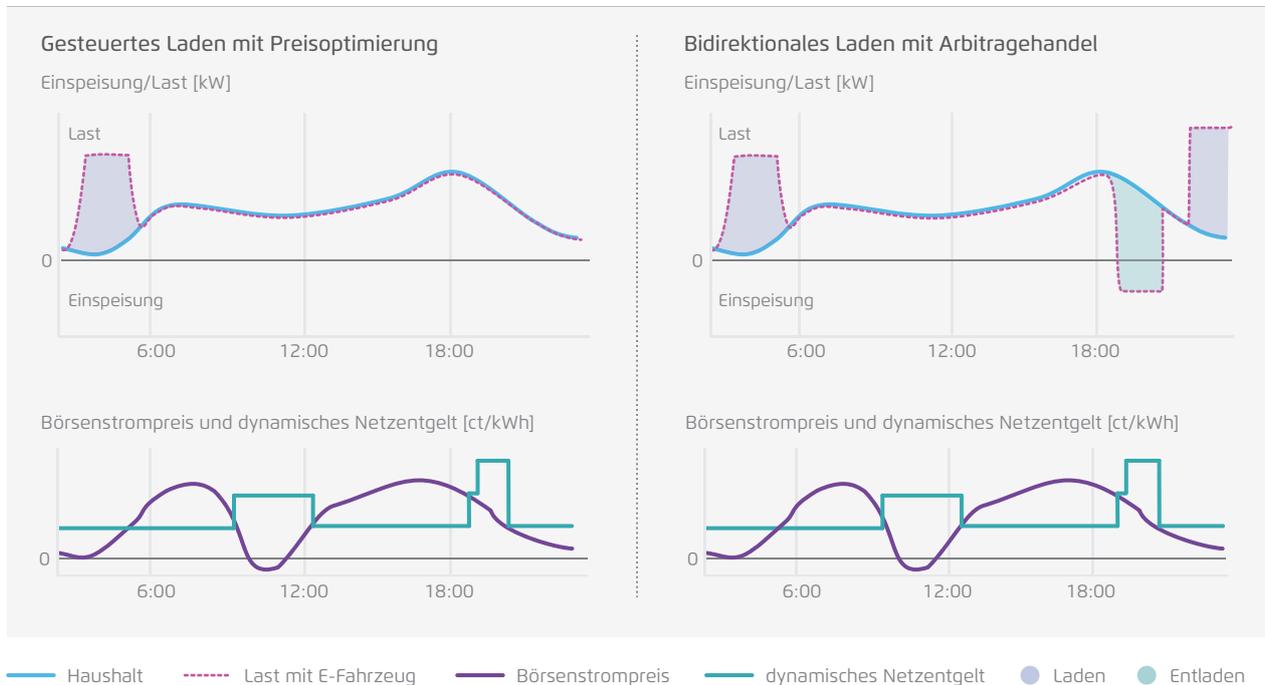
In der Umsetzung würden sich Kund:innen einen Vertragspartner (beispielsweise einen Energielieferanten und/oder Aggregator³⁸) suchen, der als Dienstleister ihre Flexibilitäten vermarktet. Dieser Vertragspartner kann dann aus beiden Preissignalen (Beschaffungspreis und Netzentgelt) ableiten, wann es sinnvoll ist, das Verschiebepotenzial der Kund:innen zu nutzen und es entsprechend einsetzen. Die hierdurch angestrebte finanzielle Optimierung wird dann im Rahmen der Energieabrechnung an die Kund:innen weitergegeben.

Um das Preissignal für das dynamische Netzentgelt zu erzeugen, beginnt der Verteilnetzbetreiber den Prozess mit der vortäglichen Prognose pro Ortsnetz, um potenzielle Überlastungen zu identifizieren. Die Prognose wird durch aktuelle Messdaten aus den Ortsnetz-

³⁷ Da jeder Haushalt nur einmal optimiert wird und die Reihenfolge der Fahrplanmeldungen variiert, ist das Risiko von *Increase-Decrease Gaming* als gering einzuschätzen. *Increase-Decrease Gaming* bezieht sich auf eine mögliche Bietstrategie von Flexibilitätsanbietern, die mögliche Netzengpässe durch strategisches Verhalten herbeiführen, um ihre Erlöse zu maximieren.

³⁸ Gemäß § 3 Absatz 1a der EnWG-Novelle 2021 ist der Aggregator eine „natürliche oder juristische Person oder rechtlich unselbstständige Organisationseinheit eines Energieversorgungsunternehmens, die eine Tätigkeit ausübt, bei der Verbrauch oder Erzeugung von elektrischer Energie in Energieanlagen oder in Anlagen zum Verbrauch elektrischer Energie auf einem Elektrizitätsmarkt gebündelt angeboten werden.“

Entnahme und Rückgabe von Strom ins Netz bei gesteuertem und bidirektionalem Laden mit dynamischem Beschaffungstropreis und dynamischen Netzentgelten → Abb. 7



FfE (2023)

transformatoren ergänzt, wodurch dem Verteilnetzbetreiber kurzfristig ein genaues Bild der Netzbelastung vorliegt. Auf Basis möglicher prognostizierter Transformatorüberlastungen werden dann dynamisch die Netzentgeltzeitfenster festlegt und an berechtigte Marktakteure (beispielsweise Energielieferanten und/oder Aggregatoren) übermittelt. Diese können ihre zu vermarktende Flexibilität daraufhin dem Netzbetreiber anbieten, woraufhin die Prognose des Netzbetreibers dann wieder dynamisch angepasst wird.

3.4 Kurativer Netzbetreibereingriff nach § 14a EnWG (Szenario-Zusatz „§ 14a“)

Eine weitere Methode zur Vermeidung von Netzengpässen stellt die Leistungsreduktion von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen durch den Netzbetreiber dar. In diesem Szenario ist, dass es sich hier nicht um einen preisinduzierten Anreiz zur Lasterhöhung oder -verringern durch die Kund:innen handelt, sondern um einen direkten Eingriff in den Verbrauch durch den Netzbetreiber.

Dieser Eingriff erfolgt kurativ, das heißt es handelt sich um eine „heilende“ Maßnahme, um kurzfristig einen drohenden Netzengpass zu verhindern.

Die Annahmen für die § 14a-Eingriffe im Rahmen dieser Studie orientieren sich am Festlegungsentwurf der Beschlusskammer 6 zur netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und Netzanschlüssen nach § 14a EnWG aus dem Juni 2023. Der Vorschlag zielt primär darauf ab, dass der Netzbetreiber den netzwirksamen Leistungsbezug von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in drohenden Netzengpassituationen reduzieren darf. Die Reduktion der steuerbaren Verbrauchseinrichtung erfolgt nur so weit, dass weiterhin eine Mindestbezugsleistung von 4,2 Kilowatt zur Verfügung steht. Befinden sich mehrere steuerbare Verbrauchseinrichtungen an einem Hausanschluss, werden die Mindestbezugsleistungen der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen addiert. Diese Form der Steuerung durch den Netzbetreiber darf nur im notwendigen Umfang durchgeführt werden, das heißt nur solange ein Betriebsmittel im Netz überlastet ist.

Die Reduktion der netzwirksamen Bezugsleistung kann entweder durch direkte Steuerung der steuerbaren Verbrauchseinrichtung oder durch ein *Home Energy Management System* (HEMS)³⁹ am Hausanschluss sichergestellt werden. Letzteres ermöglicht beispielsweise den optimierten Eigenverbrauch von Strom aus der Photovoltaikanlage und der im Fall einer Abregelung optimierten Verteilung der dem Hausanschluss zur Verfügung stehenden Leistung auf die in das HEMS inkludierten steuerbaren Verbrauchseinrichtungen.

Der klassische Haushaltsverbrauch fällt nicht unter die Kategorie der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und ist nicht von der Reduktion betroffen. Es wird hierbei, entsprechend dem vorliegenden Vorschlag der Bundesnetzagentur angenommen, dass alle steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Netzgebiet die gleiche Entlastungswirkung haben, um eine Diskriminierung einzelner Verbrauchseinrichtungen zu verhindern.

Neben den oben genannten vier Hauptszenarien wird der Einfluss des kurativen Netzbetreibereingriffes nach § 14a EnWG auf die Szenarien „Flex“ und „Flex-dynNe“ untersucht.

3.5 Betrachtungsjahre

Im Rahmen der Studie werden die Jahre 2029 und 2035 betrachtet. Die Wahl der Stützjahre ergibt sich aus mehreren Schlüsselfaktoren.

Deutschland hat während seiner G7-Präsidentschaft erfolgreich dafür geworben, dass die G7-Länder bis 2035 einen überwiegend dekarbonisierten Stromsektor anstreben. Zudem ist im Koalitionsvertrag der aktuellen Regierungskoalition verankert, dass bis zum Jahr 2030 80 Prozent des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen stammen soll. Diese Ziele

stellen entscheidende Weichenstellungen dar. Die Integration neuer flexibler Verbraucher und erneuerbarer Erzeugungsanlagen ist hierbei von zentraler Bedeutung und stellt hohe Anforderungen an den Ausbau der Stromnetze.

Das Jahr 2035 bildet ein wichtiges Etappenziel auf dem Weg zur Klimaneutralität. Um den zeitlichen Verlauf des benötigten Netzausbaus zu analysieren, wird das Jahr 2029 als Zwischenschritt gewählt. Bis dahin sollten zudem zwei wichtige Eckpunkte der Digitalisierung weiter fortgeschritten sein.

Erstens bildet die Zielvorgabe der Bundesregierung, bis Ende 2028 eine *Rollout-Quote* für *Smart Meter* von 50 Prozent zu erreichen, die Grundlage für die Einführung dynamischer Stromtarife. Diese ermöglicht es, Verbraucher:innen ihre Flexibilität gewinnbringend zu veräußern, indem sie ihren Stromverbrauch an Preisschwankungen anpassen. Damit tragen sie zur Flexibilität des Stromsystems bei.

Zweitens ist das Jahr 2029 auch deshalb ausgewählt worden, weil die Verteilnetzbetreiber bis spätestens im Jahr 2029 in der Lage sein müssen, ihr Niederspannungsnetz dynamisch zu steuern.⁴⁰ Das erfordert die Verfügbarkeit von Echtzeitdaten über die Belastung einzelner Netzabschnitte und schafft die Voraussetzung für die Umsetzung dynamischer Netzentgelte.

Insgesamt werden die Betrachtungsjahre 2029 und 2035 in dieser Studie ausgewählt, um den Übergang zu einem klimaneutralen, effizienten und flexiblen Stromsystem abzubilden. Sie ermöglichen eine gründliche Analyse der Auswirkungen auf die Niederspannungsnetze und berücksichtigen die technologischen Fortschritte sowie die Notwendigkeit, die Niederspannungsnetze an diese Anforderungen anzupassen.

³⁹ Ein *Home Energy Management System* dient als zentrales Steuerungsgerät zur Anpassung der Leistung damit verknüpfter Komponenten in einem Haushalt/Gebäude. Es entspricht von der Funktionsweise einem Lastmanagementsystem für die Heim-anwendung.

⁴⁰ Festlegung zur Durchführung der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzan-schlüssen nach § 14a EnWG (BK6-22-300), ein Inkrafttreten ist für den 01.01.2024 geplant.

4 Modellierung der Auswirkungen einer Integration von haushaltsnaher Flexibilität

Um die Nutzung der haushaltsnahen Flexibilitäten und deren Auswirkung auf das Verteilnetz in den in Kapitel 3 beschriebenen Szenarien zu bewerten, wird eine detaillierte Datengrundlage geschaffen und ein Verteilnetzmodell eingesetzt. Zunächst wird das deutsche Niederspannungsnetz in Form von Typnetzen charakterisiert und die flexiblen Verbrauchseinrichtungen werden räumlich zugeordnet. Daraus resultiert eine gebäudescharfe Datenbasis, auf welcher die Verhaltensweise der haushaltsnahen Flexibilitäten modelliert und der daraus resultierende notwendige Netzausbaubedarf in Deutschland ermittelt werden kann.

4.1 Datenbasis

Die geschaffene Datenbasis besteht aus den beiden Bestandteilen Verteilnetz und flexible Verbrauchseinheiten. Zur Berechnung der Lastflüsse im Verteilnetz wurden zunächst zwölf repräsentative Niederspannungs-Typnetze erstellt und jedes Wohngebäude in Deutschland einem dieser Typnetze zugeordnet. Aus dieser Zuordnung ergibt sich, wie oft jedes Typnetz in Deutschland vorkommt, was die Hochrechnung der Typnetze auf ganz Deutschland ermöglicht. Die in Kapitel 2 beschriebenen Hochlaufzahlen für die flexiblen Verbrauchseinheiten, also die Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Heimspeicher, wurden ebenfalls den Wohngebäuden und somit auch den Typnetzen zugeordnet. So kann jedes Typnetz mit typischen Gebäuden und den typischen Ausstattungen dieser Gebäude mit flexiblen Verbrauchseinheiten bestückt werden, so sodass schließlich die Auswirkungen der Flexibilitäten aufs Netz bewertet werden können.

4.1.1 Modellierung des gesamtdeutschen Niederspannungsnetzes

Das Verteilnetz in Deutschland gliedert sich in Hoch-, Mittel-, und Niederspannung, wobei das Niederspannungsnetz die meisten Leitungskilometer umfasst.

Auch die hier im Fokus stehenden haushaltsnahen Flexibilitäten sind ausschließlich an der Niederspannung angeschlossen, weshalb das Niederspannungsnetz detailliert analysiert wird. Ergänzt wird diese Analyse durch eine Abschätzung der Auswirkungen auf die Mittelspannung (Abschnitt 5.2.2). Die Hochspannungsebene ist für diese Studie nicht relevant, da hier die Überlastungseffekte aus der Einspeisung von Erneuerbaren Energien dominieren und im Verhältnis dazu wenige relevante Rückwirkungen von haushaltsnahen Lasten aus der Niederspannung zu erwarten sind.

Das deutsche Niederspannungsverteilnetz erstreckt sich über rund 1,27 Millionen Kilometer, es wird von über 880 Verteilnetzbetreibern bewirtschaftet und ist klassisch auf die Stromversorgung von Endabnehmer:innen ausgelegt.⁴¹ Die Struktur der Netze ist durch diverse regionale Faktoren, wie beispielsweise der historischen Bebauung, geprägt und versorgt eine individuelle Menge an Gebäuden. Jedoch weisen Niederspannungsnetze auch überregional Gemeinsamkeiten auf, wodurch die Clusterung respektive die näherungsweise Darstellung durch Repräsentanten möglich wird.

Typnetze. Um die Auswirkungen der haushaltsnahen Flexibilitäten auf gesamtdeutscher Ebene zu bewerten, ist es notwendig, auch die Charakteristik des gesamtdeutschen Niederspannungsnetzes abzubilden. Da reale Netzdaten nicht flächendeckend zur Verfügung stehen, wurden charakteristische Typnetze für die Simulation gewählt. Ein Typnetz entspricht dabei der charakteristischen Abbildung eines Niederspannungs-Ortsnetzes, weswegen im Ergebnisteil nur noch der Begriff des Ortsnetzes verwendet wird. Allgemein zielen Typnetze weniger darauf ab den exakten Netzzustand zu bestimmen, sondern in Hochrechnung eine spezifische Menge an Netztopologien möglichst gut zu repräsentieren. Sie

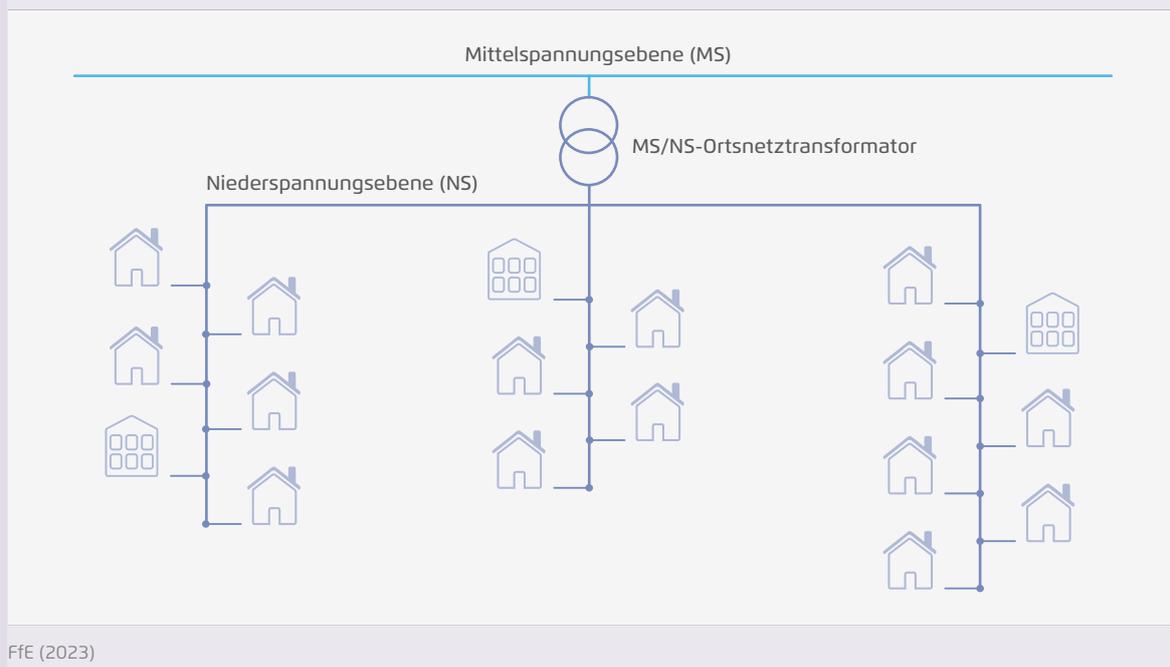
⁴¹ Bundesnetzagentur (2023) /BNETZA02 23/

→ Aufbau des Niederspannungsnetzes

Die Gesamtheit des deutschen Niederspannungsnetzes besteht aus vielen einzelnen Niederspannungsnetzen die über Ortsnetztransformatoren an die nächsthöhere Spannungsebene, die Mittelspannung, angeschlossen sind. Von diesen Niederspannungs-Ortsnetzen gibt es rund 900.000 in Deutschland, die von den rund 880 Verteilnetzbetreibern betrieben werden. Ein Ortsnetz versorgt zum Beispiel einen Ortsteil oder eine kleinere ländliche Siedlung (Versorgung von 1 bis zu über 300 Hausanschlüssen). Der Großteil der deutschen Niederspannungsnetze wird als Strahlennetze oder als physikalisch gleichzusetzende, offene Ringnetze betrieben. Die Straßenzüge werden hierbei ausgehend vom Ortsnetztransformator jeweils über einen individuellen Netzstrang versorgt. Ein Netzstrang besteht aus einer oder mehreren parallel verlegten Leitungen beziehungsweise Kabeln, welche den Straßenzug und über Abzweigungen die Gebäude an das Versorgungssystem anbinden (siehe Abbildung 8). Überlastungen im Netz können in verschiedenen Betriebsmitteln auftreten: Einzelne Leitungen können überlastet sein, die Spannung an individuellen Knotenpunkten kann die erlaubten Spannungsbereiche verlassen oder die Summe der durch die Verbraucher bezogenen Last überlastet den Ortsnetztransformator.

Schematischer Aufbau eines Ortsnetzes in der Niederspannung

→ Abb. 8



stellen besonders für den Vergleich von Szenarien ein praktikables Werkzeug dar.⁴² Die zwölf in dieser Studie analysierten Typnetze wurden mittels einer Literaturanalyse und eines Clusterprozesses in Hin-

blick auf gleiche Merkmale, wie beispielsweise der im Netzgebiet dominierenden Verbraucher, gebildet. Die ausgewählten Typnetze wurden in ihrer Ausprägung durch reale Netzdaten bestätigt.⁴³

42 FfE: Weiß et al. (2021) /FFE61 21/

43 FfE: Weiß et al. (2023) /FfE: Weiss 23/

Gebäudezuordnung. Damit die Entwicklung in den jeweiligen Typnetzen auf Deutschland hochgerechnet werden kann, wurden zunächst regionale Gebietskategorien definiert. Diese gliedern Deutschland auf Gemeindeebene in den städtischen, vorstädtischen und ländlichen Raum. Zusätzlich wurden aus einer Gebäudeklassifizierung⁴⁴ des deutschen Gebäudebestandes (rund 34 Millionen Gebäude) sämtliche Wohngebäude (rund 19 Millionen Gebäude) extrahiert und charakterisiert. Anhand von mittleren Abständen zwischen den Gebäuden, deren Anzahl an Wohneinheiten und den Gebietskategorien wurde jedem Gebäude ein spezifisches Typnetz zugeordnet und die Typnetze wurden über die Gebäude regional verteilt dieser Klassifizierung und die Charakteristiken der Typnetze sind detailliert im Anhang 7.1 beschrieben.

Hochrechnung auf Deutschland. Aus der Kopplung der Gebäude zu den Typnetzen erfolgte die Hochrechnung in den jeweiligen Gebietskatego-

rien. Daraus resultieren rund 550.000 individuelle Niederspannungsnetze (Ortsnetze). Die Methodik bildet somit rund 60 Prozent der 900.000 Niederspannungsnetze in Deutschland ab, welche die Wohngebäude (56 Prozent aller Gebäude) versorgen.⁴⁵ Auch die berechnete Gesamtnetzlänge mit rund 715.000 Kilometer liegt somit in einer realistischen Größenordnung und deckt rund 55 Prozent der 1.300.000 Kilometer realer Niederspannungsnetze, einschließlich gewerblicher Verteilnetze, ab.⁴⁶ Abbildung 9 zeigt Deutschland eingeteilt in die drei Gebietskategorien. Die darin verortete Anzahl an Gebäuden und hochgerechnete Anzahl an Ortsnetzen ist darunter gelistet. Trotz eindeutiger Flächenunterschiede resultiert in den Gebietskategorien eine ähnliche Größenordnung hinsichtlich der Gebäudeanzahl. Dies bestätigt die mit zunehmender Urbanisierung erwartbar höhere Flächenverdichtung. Gleichzeitig treten deutliche Unterschiede in der Anzahl kalkulierter Netztopologien auf. Das ist auf

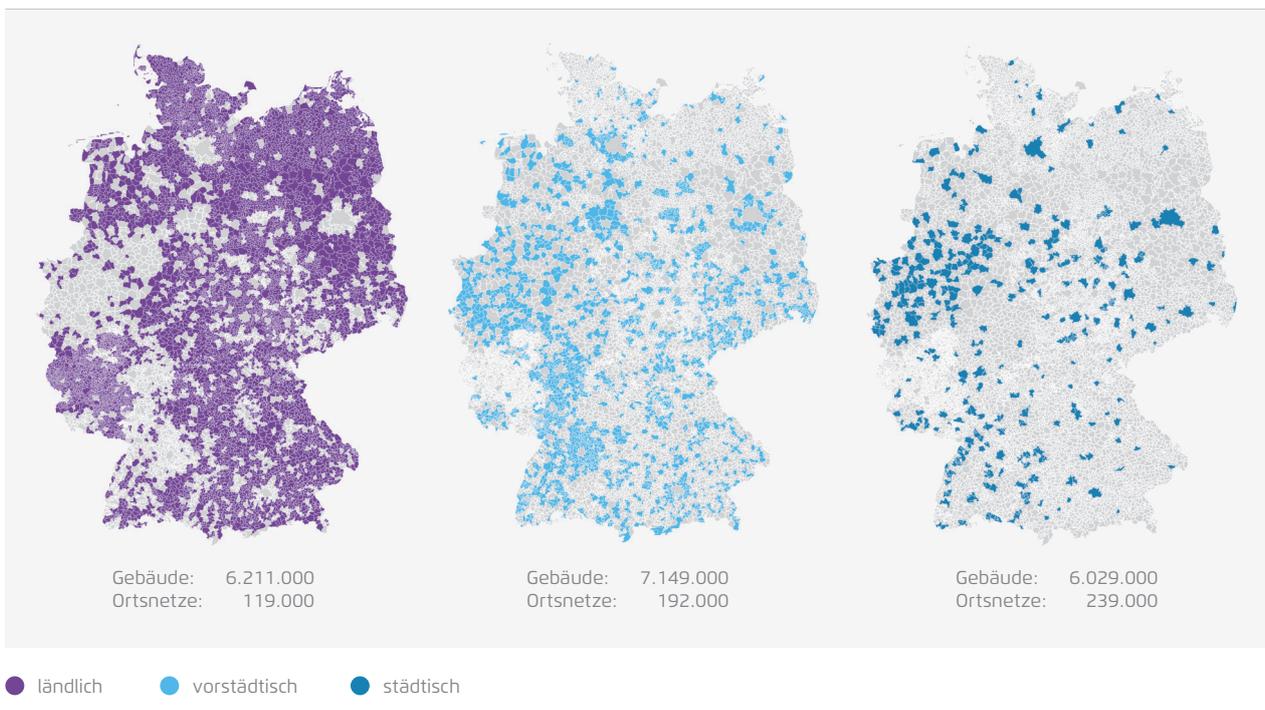
44 FfE: Greif et al. (2022) /FFE67 22/

45 Statista (2023) /STAT05 23P/

46 Bundesnetzagentur (2023) /BNETZA02 23/

Räumliche Unterteilung der Gebietskategorien

→ Abb. 9



FfE (2023)

die geringere Anzahl an Hausanschlüssen beziehungsweise größere Ballung der städtischen Gebäude zurückzuführen.

Durch die angewandte Methodik konnte der Bestand an Wohngebäuden in Deutschland abgebildet und dieser charakteristischen Typnetzen zugeordnet werden. Dies ermöglicht die repräsentative Abbildung aller deutschen Niederspannungsnetze, die primär Wohngebäude versorgen. Die genaue Charakteristik der Typnetze ist detailliert im Anhang 7.1 beschrieben. Die Unterteilung Deutschlands in die Gebietskategorien ländlicher, vorstädtischer und städtischer Raum ermöglicht die regionale Einordnung der Auswirkungen haushaltsnaher Flexibilitäten.

4.1.2 Räumliche Zuordnung der haushaltsnahen Flexibilitäten im Niederspannungsnetz

Neben der Kopplung von Wohngebäuden und Typnetzen wurden auch haushaltsnahe Flexibilitäten regionalisiert und den Wohngebäuden räumlich zugeordnet. Ausgangslage für die Verteilung der flexiblen Verbrauchsanlagen stellen die in Kapitel 2 dargestellten Hochlaufzahlen der Studie *Klimaneutrales Stromsystem 2035* dar. In diesem Schritt werden die Assets Gebäude-Photovoltaikanlagen, elektrische Heimspeichersysteme, Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge den Wohngebäuden zugeordnet. Die sich aus erneuter Hochrechnung auf Deutschland ergebenden Gesamtkennzahlen werden in Tabelle 4 mit den Ausgangsdaten aus der Studie *Klimaneutrales Stromsystem 2035* verglichen.

Photovoltaikanlagen wurden auf den gesamten Gebäudebestand in Deutschland (einschließlich Nichtwohngebäude) verteilt. Das zentrale Kriterium für die Verteilung und Dimensionierung der Anlagen war hierbei das verfügbare Photovoltaik-Dachflächenpotenzial. Zu kleine und zu große Dächer⁴⁷ wurden

ausgeschlossen, um den Hochlauf bis in die Stützjahre 2029/2035 primär auf Ein- und Zweifamilienhäusern zu priorisieren, welche in der Realität aufgrund eindeutiger Eigentumsverhältnisse Prozessual einfacher zu erschließen sind. Bei den Photovoltaik-Dachanlagen wurde rund ein Drittel der verteilten Anlagen Nichtwohngebäuden zugeordnet. Da der Fokus der Studie auf haushaltsnaher Flexibilität liegt, bleibt dieser Anteil unberücksichtigt.

Auf Basis der Photovoltaikverteilung erfolgte die Zuordnung elektrischer Heimspeichersysteme. Diese wurden stufenweise priorisiert auf Ein-/Zweifamilienhäuser, kleine Mehrfamilienhäuser und zu einem geringen Anteil auf Nichtwohngebäude mit Photovoltaik-Anlagen verteilt (Details siehe Anhang 7.1.2 und Anhang 7.2.1). Bei diesem Asset resultiert gegenüber der Gesamtleistung aus der Studie *Klimaneutrales Stromsystem 2035* eine geringfügige Abweichung, welche auf die Verteilung und die hinterlegte Logik zur Dimensionierung der Heimspeichersysteme, auf Basis der jeweiligen Photovoltaikanlagen-Größe, zurückzuführen ist.

Für die Wärmepumpen wird zwischen Großwärmepumpen und Wärmepumpen für einzelne Gebäude unterschieden. Großwärmepumpen werden anders betrieben als individuelle Anlagen und dienen auch zum Teil der Versorgung von Gewerbe und Industrie. Hier sind daher die Wärmepumpen für einzelne Gebäude relevant. Der Anteil der Wärmepumpen für Wohngebäude wird anhand des Wärmebedarfs berechnet. Der in den Stützjahren durch Wärmepumpen gedeckte Wärmebedarf laut der Studie *Klimaneutrales Stromsystem 2035* wird auf Basis der Gebäudeanzahl auf kleinräumige Regionen verteilt. Jedes Gebäude in diesen Regionen wird hinsichtlich seiner Eignung zur Wärmeversorgung mit einer Wärmepumpe bewertet. Auf Basis der Bewertung werden in den Regionen infolge so lange Wärmepumpen auf geeignete Wohngebäude verteilt, bis der zugehörige regionale Wärmebedarf gedeckt ist (Details siehe Anhang 7.1.2 und Anhang 7.2.2). Auch bei diesem Asset resultiert eine Abweichung gegenüber der zugrundeliegenden Studie, welche auf zusätzliche Rahmenbedingungen bei der räumlichen Zuordnung zurückzuführen ist. Diese führen zu einer insgesamt leicht

⁴⁷ Methodischer Ausschluss von Dachflächen für Eignung von Photovoltaikanlagen < 3 Kilowatt oder > 80 Kilowatt. Obergrenze wurde primär aus dem Grund definiert, um den Hochlauf auf einfach zu erschließenden Ein- und Zweifamilienhäusern zu priorisieren.

größeren Anzahl an Wärmepumpen, was aufgrund des übergeordnet identischen Wärmebedarfs jedoch vernachlässigbar ist.

Die Verteilung der Elektrofahrzeuge erfolgte in einem mehrstufigen Verfahren. Kleintransporter/Vans, gewerblich genutzte Fahrzeuge und private Fahrzeuge ohne private Lademöglichkeit wurden ausgeschlossen. Diese machen zusammen 28 Prozent aller Fahrzeuge aus. Private Fahrzeuge mit Lademöglichkeit zu Hause werden priorisiert entsprechend verschiedener Kriterien den Gebäuden zugeordnet. Hier werden beispielsweise zunächst Gebäude priorisiert, welche in Regionen mit einem im Bundesvergleich hohen Einkommen liegen, eine große Wohnung oder bereits Affinität zur Energiewende durch eine eigene Photovoltaikanlage aufweisen. Nach Erschließung dieser Gebäude, gewinnen dann weichere Faktoren, wie zum Beispiel eine private Parkgarage, bei der Zuordnung der Elektrofahrzeuge an Bedeutung. Die priorisierte Zuordnung erfolgt so lange, bis die für die Stützjahre erwartete Gesamtanzahl der Elektrofahrzeuge verteilt ist. Diese Logik fand auch im *Netzentwicklungsplan 2021–2035 Anwendung*.⁴⁸ Jedem Fahrzeug steht ein individueller Ladepunkt mit elf Kilowatt Anschlussleistung zur Verfügung, eine Mehrfachbelegung wurde nicht abgebildet. Die Aufschlüsselung und Verteilung der Fahrzeugklassen

erfolgten ebenfalls nach den beschriebenen Kriterien, wonach beispielsweise Gebäuden in Regionen mit hohem Einkommen tendenziell ein Oberklasse-Fahrzeug zugeordnet wird (Details siehe Anhang 7.1.2 und Anhang 7.2.1). Die Abweichung bei der hier berücksichtigten Anzahl der Elektrofahrzeuge gegenüber der zugrundeliegenden Studie resultiert aus den getroffenen Annahmen, wonach 14 Prozent der Fahrzeuge aufgrund einer gewerblichen Nutzung und weitere 14 Prozent aufgrund der fehlenden privaten Lademöglichkeit ausgeschlossen wurden. Letztere decken ihren Ladebedarf an Schnellladeinfrastruktur, wodurch sie im Kontext der Erbringung von Flexibilität nur einen marginalen Beitrag leisten.

Die in dieser Studie betrachteten Anzahlen und Leistungswerte der Flexibilitäten Photovoltaikanlagen sind in Tabelle 4 dargestellt. Die hierbei auffällig kleineren Gesamtzahlen bei Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen gegenüber der zugrundeliegenden Studie *Klimaneutrales Stromsystem 2035* sind vorrangig auf den Fokus der Studien auf haushaltsnahe Flexibilitäten zurückzuführen. Flexibilitätspotenziale in Gewerbe, der Industrie und Gewerbegebäuden zugeordnete Flexibilitäten werden im Rahmen dieser Studie nicht berücksichtigt.

Insgesamt zeigt sich bei der räumlichen Zuordnung der flexiblen Verbrauchseinrichtungen zu Wohngebäuden gegenüber den zugrundeliegenden Hochlauf-

48 FfE: Ebner et al. (2019)/FFE142 19/

Vergleich der in dieser Studie betrachteten haushaltsnahen, flexiblen Verbraucher mit den Ausgangswerten aller flexiblen Verbraucher gemäß der Studie *Klimaneutrales Stromsystem 2035* (KNS2035) → Tabelle 4

	2022		2029		2035	
	KNS2035	davon in dieser Studie	KNS2035	davon in dieser Studie	KNS2035	davon in dieser Studie
Photovoltaik-Dachanlagen [GW]	39	26	103	64	142	87
Heimspeichersysteme [GW]	2	3	22	26	51	53
Wärmepumpen [Mio.]	2	2	6	6	9	9
Elektrofahrzeuge [Mio.] (exkl. Nutzfahrzeuge)	1	1	16	11	33	21

FfE (2023)

zahlen der Studie *Klimaneutrales Stromsystem 2035* ein konsistentes Bild. Die modellierten Typnetze, Wohngebäude und Flexibilitäten bilden eine fundierte Datenbasis zur Bewertung der Auswirkungen haushaltsnaher Flexibilitäten im Verteilnetz.

4.2 Modellierung

Mit der geschaffenen Datenbasis werden die in Kapitel 3 definierten Szenarien in einem Verteilnetzmodell simuliert. So kann die Netzbelastung und der resultierende Netzausbaubedarf durch die Nutzung haushaltsnaher Flexibilität bewertet werden.

Die 12 Typnetze werden mittels Monte-Carlo-Verfahren⁴⁹ mit passenden Gebäuden, inklusive flexibler Verbrauchseinheiten, bestückt. Es werden 20 zufällige Gebäudeverteilungen je Typnetz gezogen und schließlich simuliert. Pro Szenario werden somit 240 Netzausprägungen berücksichtigt. Die Menge aus der die Gebäude zufällig, aber reproduzierbar, je Typnetz gezogen werden, ergibt sich aus der oben beschriebenen Kopplung der Typnetze und der Gebäuden: Jedem Typnetz ist eine Menge passender Gebäude zugeordnet. Die Simulation erfolgt über ein gesamtes Jahr in einer Zeitschrittweite von 15 Minuten, sodass auch saisonale Effekte, wie beispielsweise unterschiedlich hohe Wärmebedarfe, berücksichtigt werden.

Der Simulationsablauf umfasst die Schritte: Initialisierung und Datenimport, preisliche Optimierung der flexiblen Verbrauchseinheiten entsprechend der Preissignale des jeweiligen Szenarios, Lastflussrechnung inklusive Blindleistungsregelung⁵⁰ und schließlich Auswertung und Identifikation notwendiger

Netzausbaumaßnahmen.^{51, 52} Die Hochrechnung der Ergebnisse für die Typnetze auf die Gebietskategorien und somit auf ganz Deutschland erfolgt anschließend anhand der kalkulierten Häufigkeit der Typnetze, die sich aus der Gebäudezuordnung ergibt.

4.2.1 Finanzielle Optimierung der Verbraucher

Wie eingangs beschrieben, wird angenommen, dass ein Teil der Verbraucher mit flexiblen Verbrauchseinrichtungen auf dynamische Preissignale reagiert (siehe Tabelle 3). Sofern ein Haushalt mehrere flexible Verbrauchseinheiten hat, wie beispielsweise einen elektrischen Heimspeicher sowie ein Elektrofahrzeug, wird hier zudem angenommen, dass die Optimierung der Assets je Hausanschluss (Netzanschlusspunkt) über eine automatisierte Steuerung, wie beispielsweise ein *Home Energy Management System* erfolgt, um potenzielle Kostenersparnisse zu maximieren.

Für die Optimierung wird je Hausanschluss als Ausgangspunkt die Residuallast bestehend aus ursprünglichem Haushaltslastgang und, sofern vorhanden Photovoltaikerzeugung gebildet. Der Einsatz der Flexibilitäten, wie beispielsweise das Laden von Elektrofahrzeugen, wird unter Berücksichtigung diverser Randbedingungen in ein mathematisches Optimierungsproblem übersetzt, das die Kosten für den Haushalt minimiert.⁵³ Als Randbedingungen gehen die zu deckende Heizlast, die Mobilitätsbedarfe sowie Stromnachfrage der Haushalte ein, aber auch die technischen Parameter, wie beispielsweise Speichergrößen sowie Wirkungsgrade der einzelnen Assets. Im Resultat ergibt sich eine neue, kostenoptimierte Residuallast pro Hausanschluss. Die in der Optimierung relevanten Komponenten, Energie- und Informationsflüsse sind in Abbildung 10 vereinfacht dargestellt.⁵⁴ Die Charakteristika der individuellen Flexibilitäten sind detailliert im Anhang 7.2 beschrieben.

49 Die Monte-Carlo-Simulation ist ein stochastisches Verfahren, bei welchem wiederholt Zufallsstichproben einer Verteilung mithilfe von Zufallsexperimenten gezogen werden, um aufwendig lösbare Probleme mithilfe gezogener Stichproben numerisch anzunähern.

50 Wirkleistung entspricht der tatsächlichen Energie, die ein elektrisches Gerät in Arbeit umwandelt, während Blindleistung für die in einem Stromkreis benötigte, zusätzliche Energie steht, die nicht direkt in Arbeit umgesetzt wird, sondern zur Aufrechterhaltung der Spannung und des Stromflusses erforderlich ist. Detaillierte Informationen zu Annahmen zur Blindleistungsregelung finden sich in Abschnitt 4.2.2.

51 TUM: Müller (2023) /MÜL-02 22/

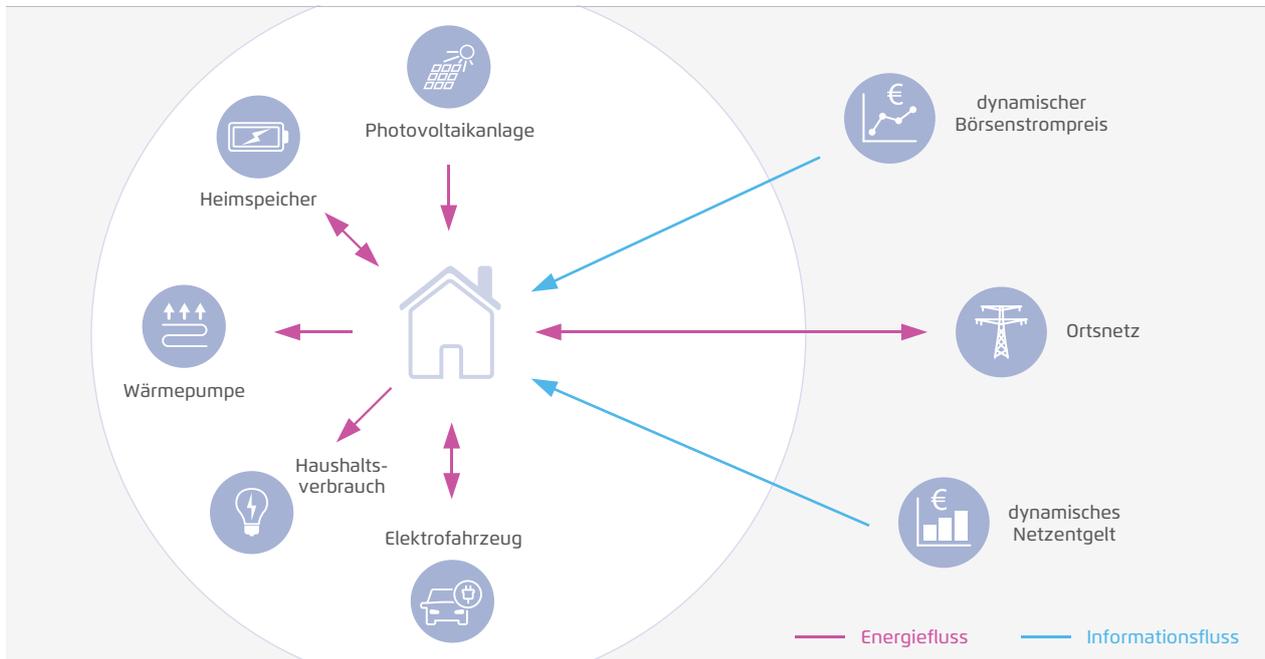
52 Detaillierte Informationen zum Modellierungsansatz und eine Einordnung gegenüber weiteren Möglichkeiten ist umfassend beschrieben in: FfE: Weiß et al. (2021) /FFE61 21

53 FfE: Müller et al. (2020) /FFE61 20/

54 TUM: Müller (2023) /MÜL-02 22/

Übersicht der finanziellen Optimierung am Hausanschluss

→ Abb. 10



FFE (2023)

Die verwendeten Stromtarife setzen sich zusammen aus dem Beschaffungstrompreis zuzüglich der weiteren Strompreisbestandteile: Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen. Je nach Szenario (siehe Kapitel 3) handelt es sich beim Beschaffungstrompreis um einen konstanten Wert („lowFlex“) oder den dynamischen Börsenstrompreis („Flex“-Szenarien). Auch die Netzentgelte fallen je nach Szenario variabel oder konstant aus. Der dynamische Börsenstrompreis basiert auf modellierten *Dispatch*-Preisen aus der Studie *Klimaneutrales Stromsystem 2035*.⁵⁵ Diese *Dispatch*-Preise werden in einem Strommarktmodell in stündlicher Auflösung berechnet und können als Repräsentant der kurzfristigen Börsenstrompreise (*Day-Ahead*-Spotmarkt) interpretiert werden. Die Börsenstrompreise sind in Abbildung 11 dargestellt. Mit steigendem Photovoltaikausbau sinken die Großhandelsstrompreise zur Mittagszeit in den Sommermonaten. Durch die erhöhte Stromnachfrage in

den Wintermonaten, beispielsweise durch eine hohe Anzahl an Wärmepumpen, steigt das Preisniveau an kalten Wintertagen. Dies zeigt sich besonders in der ersten Februarwoche, in der die Großhandelsstrompreise ihr Jahresmaximum erreichen. Diese Woche ist im Wetterjahr 2012 mit einer Durchschnittstemperatur von -10 Grad Celsius besonders kalt ausgefallen.

Für die weiteren Strompreisbestandteile der Haushalte wurden die Werte für das Jahr 2022 der BDEW-Strompreisanalyse⁵⁶ verwendet.

4.2.2 Lastflusssimulation zur Bestimmung der Netzausbaubedarfe

Die Bewertung der aus den Szenarien resultierenden Auswirkungen auf die Niederspannungsnetze erfolgte mit einer statischen Lastflussrechnung.⁵⁷ Diese ermöglicht die Bewertung der Netzbelastung und dient

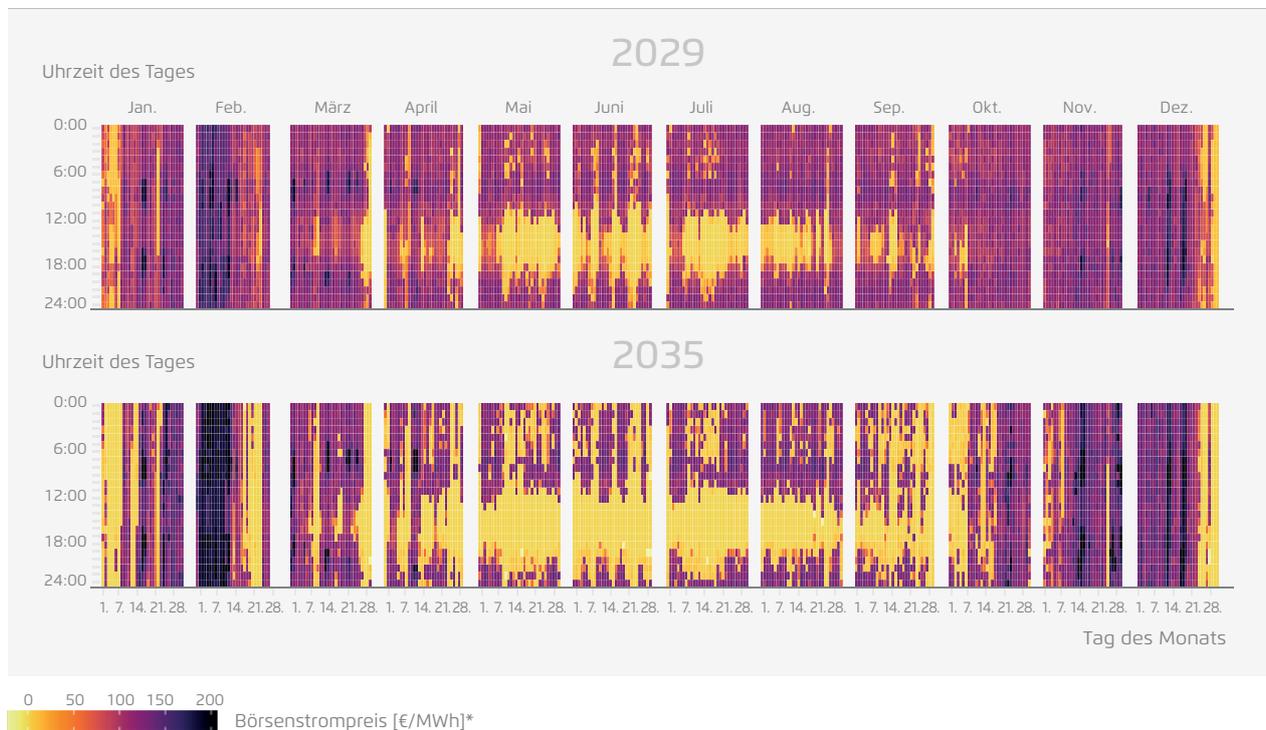
⁵⁵ Das in der Studie *Klimaneutrales Stromsystem 2035* eingesetzte Strommarktmodell berechnet *Dispatch*-Preise der Kraftwerke je Stunde. Diese können als Repräsentant des Spotmarktpreises, also des kurzfristigen Börsenstrompreises, für Strom verwendet werden.

⁵⁶ Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2023) /BDEU01 23P/

⁵⁷ Lastflusssimulation in der Modellumgebung *GridSim*. Detaillierte Informationen in: FFE: Weiß et al. (2021) /FFE61 21

Stündliche Börsenstrompreise für die Jahre 2029 und 2035

→ Abb. 11



Agora Energiewende (2023) basierend auf der Studie *Klimaneutrales Deutschland 2035*. Anmerkung: * Die dargestellten Preise basieren auf einem Dispatch-Modell. Die stündlichen Dispatch-Preise werden als Repräsentant des Spotmarktpreises, also des kurzfristigen Börsenpreises für Strom, verwendet.

somit als Grundlage für die Identifikation potenzieller Netzausbaubedarfe.

Eine der wichtigen Größen in der Lastflussrechnung ist die Blindleistung. Blindleistung kann im Gegensatz zur Wirkleistung zwar nicht direkt in Arbeit umgewandelt werden, wird aber – rechterhaltung der Spannung und des Stromflusses und somit insgesamt für die Netzstabilität benötigt Gerade in überlasteten Netzen besteht hoher Blindleistungsbedarf wird – abweichend vom Status quo – in dieser Studie davon ausgegangen, dass sich Photovoltaikanlagen, Heimspeichersysteme und Elektrofahrzeuge mittels spannungsabhängiger Blindleistungsbereitstellung beteiligen. Sämtliche dieser Komponenten basieren auf Umrichtern mit Leistungselektronik, die technisch in der Lage sind, zusätzlich zur Wirkleistung Blindleistung bereitzustellen. Während dies in höheren Spannungsebenen für Erzeugungsanlagen bereits etabliert wurde, ist es in der Niederspannung nur bei Photovoltaikanlagen verpflichtend. Ver-

teilnetzbetreiber und Wissenschaft empfehlen eine entsprechende Anpassung der sich derzeit in Überarbeitung befindenden technischen Anschlussregeln für Anlagen im Niederspannungsnetz VDE-AR-N 4105.^{58, 59, 60}

Zur Gewährleistung eines intakten Netzbetriebs ist insgesamt die Vermeidung von Netzengpässen notwendig. Für die Definition, ob die netztechnischen Grenzwerte eingehalten werden, respektive ob ein Netzgebiet überlastet ist, wurden die folgenden drei Kriterien verwendet:

- Transformatorauslastung > 100 Prozent,
- Leitungsauslastung > 100 Prozent,
- Spannung außerhalb des Bereichs von 94 bis 106 Prozent.

58 Deutsches Institut für Normung (2011) /DIN 11/

59 Energynavics (2015) /EN: Schier 15/

60 Illwerke vkw - Vorarlberger Energienetze (2014) /ILLWerk 14/

Im Fall der Verletzung dieser Kriterien müssen mittelfristig Maßnahmen ergriffen werden, um die Netzstabilität zu garantieren. Der Netzausbau ist hierbei das klassische Werkzeug der Verteilnetzbetreiber, wobei dieser mit hohen infrastrukturellen Kosten einhergeht. In dieser Studie werden verschiedene Maßnahmen zum Netzengpassmanagement bewertet, um Netzausbau temporär oder dauerhaft zu vermeiden. Als Referenz zur Bewertung dieser Maßnahmen dienen der klassische Netzausbau und die damit verbundenen Netzausbaukosten. Zur Berechnung dieses je Szenario notwendigen Netzausbaus werden für sämtliche Zeitschritte des simulierten Jahres die Überschreitungen der oben genannten Grenzwerte protokolliert und in einem schrittweise annähernden Verfahren durch das Verlegen paralleler Leitungsabschnitte, behoben. Im Anschluss wird der Ortsnetztransformator, im Fall einer Überlastung, durch ein Modell in der nächsthöheren Leistungsklasse ausgetauscht, sodass sämtliche kritische Netzzustände beseitigt werden. Der methodische Ablauf des Netzausbaus und die für Netzausbaumaßnahmen angenommenen Kosten sind detailliert im Anhang 7.2.2 beschrieben.

Eine potenzielle Option zur Reduktion des Netzausbaubedarfs stellt die netzdienliche Optimierung der Flexibilitäten dar. Als finanziellen Anreiz zur netzdienlichen Betriebsweise von *Flex Assets* wird in dieser Studie die variable Reduktion und Erhöhung der Netzentgelte analysiert.

4.2.3 Variable Netzentgelte im Rahmen der Modellierung

Wie bereits in Abschnitt 3.3 beschrieben, werden in dieser Studie zwei Ausgestaltungsformen von variablen Netzentgelten betrachtet. Da sich die variablen Netzentgelte in ihrer Höhe an der Verteilnetzauslastung orientieren, bedarf es zur Bestimmung ihrer Höhe der oben beschriebene Lastflusssimulation (siehe Abschnitt 4.2.2). Die daraus resultierenden Netzentgelte nehmen wiederum Einfluss auf die finanzielle Optimierung beim Verbraucher (siehe Abschnitt 4.2.1). Im Folgenden werden die dafür notwendigen Modellierungsschritte je Szenario be-

schrieben: Als Ausgangsbasis für die Berechnung der variablen Netzentgelte wurde das durchschnittliche Netzentgelt aus dem Jahr 2022 verwendet, welches bei 8,08 Cent pro Kilowattstunde lag.⁶¹

Zeitvariable Netzentgelte mit statischen Zeitfenstern (Szenario „Flex-zeitvarNe“)

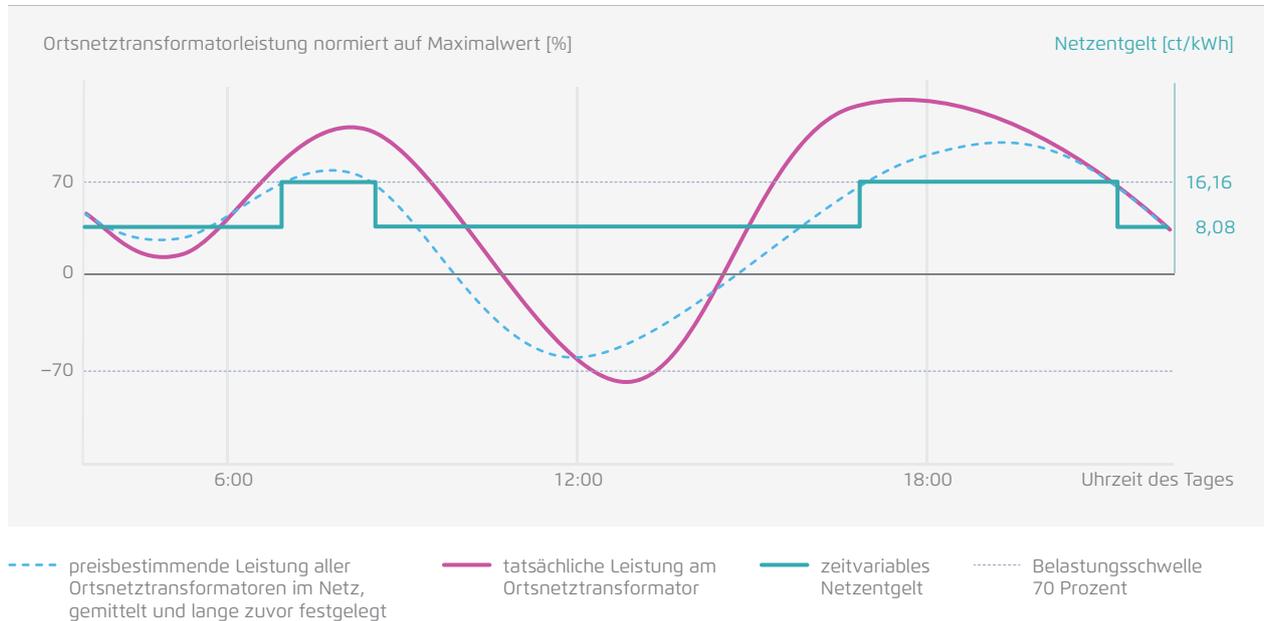
Die erste Variante der Ausgestaltung variabler Netzentgelte entspricht einem generalistischen, Netzgebiet-übergreifenden Ansatz. Zur Bestimmung der Netzentgeltzeitfenster wurde das betrachtete Jahr hierbei in sechs Typtage unterteilt. Diese wurden anhand der Jahreszeit (Sommer, Winter oder Übergangszeit) und der Tagesart (Werktag oder Wochenende/Feiertag) klassifiziert. Für den jeweiligen Typtag wurde für das betrachtete Netzgebiet ein mittlerer Transformatorlastgang basierend auf Simulationsdaten mit dynamischen Börsenstrompreisen, aber fixen Netzentgelten ermittelt (Szenario „Flex“). Basierend auf diesen Transformatorlastgängen wurden je Typtag die Preisfenster für die Netzentgelte festgelegt. Übersteigt die Transformatorlast an dem jeweiligen Typtag die Grenze von 70 Prozent der Maximallast aller Typtage, wurde für diese Zeit ein Hochpreiszeitfenster festgelegt. Wenn konträr einspeiseseitig -70 Prozent der Maximallast unterschritten wurden, wurde für diese Zeit ein Tiefpreisfenster festgelegt.

In den Hochpreiszeiten wurde das Netzentgelt von 8,08 Cent pro Kilowattstunde auf 16,16 Cent pro Kilowattstunde verdoppelt, um die Netzauslastung zu reduzieren. In den Tiefpreiszeiten wurde hingegen kein Netzentgelt berechnet, um den Verbrauch anzuregen, indem die eingespeiste Energie lokal verbraucht wird. Für die restlichen Zeitschritte wurde das Netzentgelt der Ausgangssituation angenommen. Hieraus resultiert eine Netzentgeltzeitreihe je Typtag, die anschließend zu einer Jahrespreiszeitreihe zusammengefügt wurde. Zusätzlich wurde berücksichtigt, dass Verteilnetzbetreiber häufig entweder eher ländliche oder städtische Gebiete versorgen, weshalb jeweils eine Preiszeitreihe für die eher ländlich bis vorstä-

⁶¹ Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2023) /BDEU01 23P/

Schematische Darstellung der Bestimmung der zeitvariablen Netzentgelte mit statischen Zeitfenstern

→ Abb. 12



FFE (2023)

tisch geprägten (Typnetz 1 bis 6 siehe Anhang 7.1.1) und vorstädtisch bis städtisch geprägten Netze (Typnetze 7 bis 12 siehe Anhang 7.1.1) erstellt wurde. In Abbildung 12 ist die schematische Bestimmung der Netzentgeltzeitfenster dargestellt. Die Zeitfenster werden in dem hier vorgestellten Modell für ein Jahr im Voraus von den Verteilnetzbetreibern festgelegt.

Zeitvariable Netzentgelte mit dynamischen Zeitfenstern (Szenario „Flex-dynNe“)

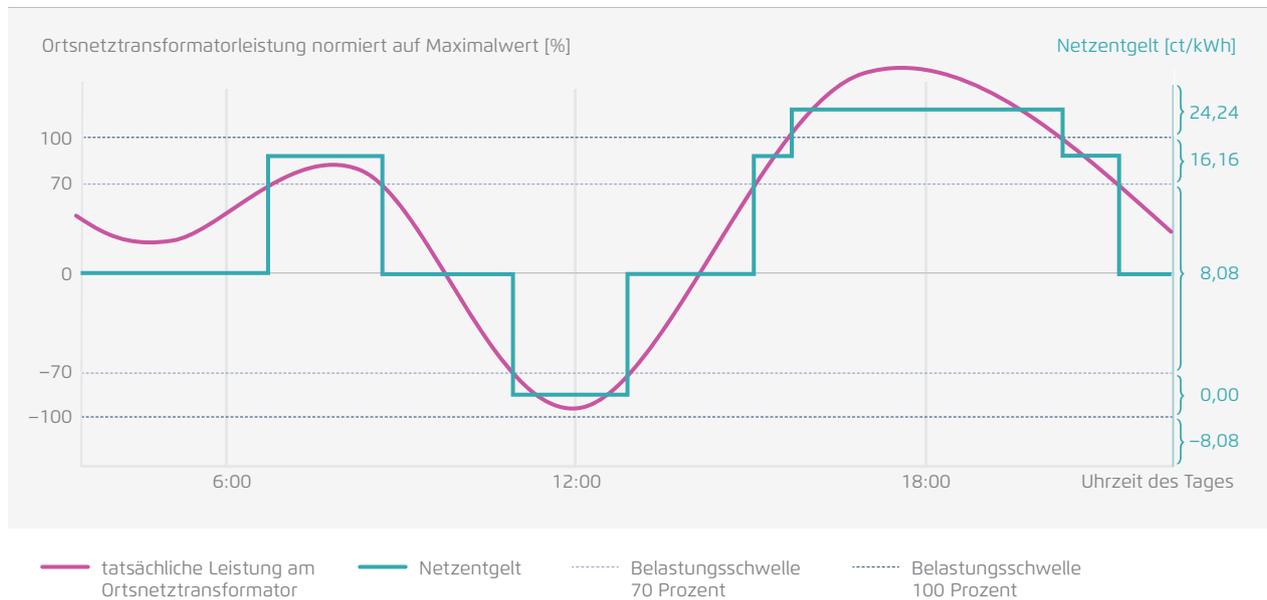
Die zweite Variante der zeitvariablen Netzentgelte entspricht einem lokalen, auf die jeweilige Netz-situation angepassten Ansatz, wobei die Hoch- und Tiefpreiszeitfenster jeweils kurzfristiger, basierend auf der tatsächlich prognostizierten Residuallast am Ortsnetztransformator, bestimmt werden. Dazu werden in einem ersten Schritt die Hoch- und Tiefpreiszeitfenster anhand der prognostizierten Transformatorauslastung so festgelegt, als würden sich die Haushalte ohne variable Netzentgelte, also nur anhand des dynamischen Börsenstrompreises finanziell optimieren (Szenario „Flex“). Die daraus resultierende, prognostizierte Belastung je Zeitschritt definiert die dynamischen Hoch- und Tiefpreiszeitfenster und bestimmt somit die Höhe des Netzentgeltes (Hoch-,

Basis- oder Tiefpreis) (siehe Abbildung 13). Anschließend wurden die Haushalte inklusive der sich ergebenden variablen Netzentgelten neu optimiert und die Prognose der Transformatorauslastung und damit die Hoch- und Tieflastzeitfenster nach jeder Optimierung eines Gebäudes angepasst (*Check-in-System*), um eine möglichst genaue Abbildung der Transformatorbelastung für die Berechnung variabler Netzentgelte zu erhalten und im Nebeneffekt Gleichzeitigkeiten durch Einführung variabler Netzentgelte zu vermeiden.

Im implementierten Modell werden zwei Grenzwerte für die Transformatorauslastung definiert – 70 und 100 Prozent –, bei denen die Netzentgelte angepasst werden. Wie Abbildung 13 zeigt, ergeben sich insgesamt fünf Bereiche, da diese Grenzwerte sowohl im Last- als auch im Einspeisefall erreicht werden können. Der erste Bereich ist der Normalbereich, in dem die Auslastung des Ortsnetztransformators nicht im kritischen Bereich liegt. In diesem Bereich gelten die üblichen Netzentgelte. In den kritischen Bereichen, wenn die Auslastung über dem definierten Grenzwert von 70 Prozent liegt, wurde das Netzentgelt im Lastfall

Schematische Darstellung der Bestimmung der dynamischen Netzentgelte in Abhängigkeit der Ortsnetztransformatorauslastung

→ Abb. 13



ffE (2023)

gegenüber der Ausgangssituation von 8,08 Cent pro Kilowattstunde auf 16,16 Cent pro Kilowattstunde verdoppelt und im Einspeisefall auf 0 Cent pro Kilowattstunde festgesetzt. Dadurch ist der Anreiz in beiden Fällen – sowohl bei zu hoher Last als auch bei Einspeisung – gleich groß. Diese Anpassung dient dazu die Transformatorauslastung in den unkritischen Bereich zurückzuführen.

Im Falle einer prognostizierten Transformatorüberlastung wurde das Netzentgelt im Lastfall erneut um denselben Wert auf 24,24 Cent pro Kilowattstunde erhöht und erreicht somit im Beispiel das Dreifache des Ursprungswerts. Analog dazu wurde im Einspeisefall das Netzentgelt weiter reduziert und dient als Anreiz für zusätzlichen Bezug, wodurch das Netzentgelt insgesamt negativ wird und -8,08 Cent pro Kilowattstunde beträgt. Dadurch wurde für jede bezogene Kilowattstunde das ursprüngliche Netzentgelt erstattet. Dieser Anreiz für Bezug fördert einen lokalen Verbrauch und soll den Netzausbau vermei-

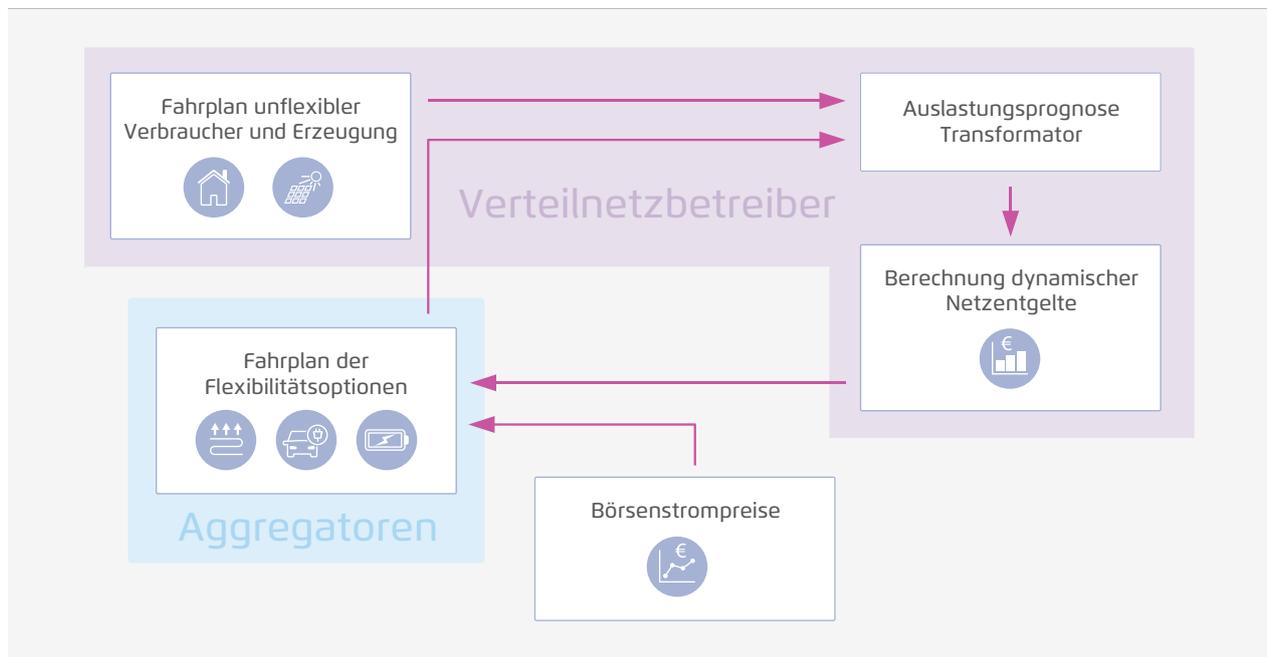
Im hier modellierten, vereinfachten Modell erfolgt eine einmalige Optimierung anhand der dynamischen Preise und dynamischen Netzentgelte und anschließende Meldung des Fahrplans der Flexibili-

tätsoptionen für jeden Hausanschluss. Innerhalb eines Ortnetzes wird dieser Prozess für alle beteiligten Hausanschlüsse schrittweise durchgeführt. Durch die nach jedem Schritt erneut durchgeführte Berechnung der variablen Netzentgelte variieren diese geringfügig von Hausanschluss zu Hausanschluss. Der Prozess zur Bestimmung der Netzentgelte ist in Abbildung 14 dargestellt.

Insgesamt beschreibt dieser Ansatz ein mögliches zukünftiges Energiesystem, in dem Marktteilnehmer (beispielsweise Aggregatoren), welche die Optimierung der Flexibilitäten anhand des Gesamtpreisniveaus aus Börsenstrompreis und dynamischen Netzentgelt unter Berücksichtigung der Kund:innenwünsche übernehmen und mit den Verteilnetzbetreibern im Austausch stehen. Denkbar wäre die Durchführung des skizzierten, sich schrittweise annähernden Prozesses am Vortrag, in dem die Transformatorauslastung anhand von Fahrplänen der Flexibilitätsoptionen unter Einbezug der *Day-Ahead*-Strompreise prognostiziert wird und damit die Netzentgelthöhe bestimmt. So ist es möglich, Netzzustände genauer vorherzusagen und mithilfe eines adaptiven Netzentgeltes für einen Ausgleich zu sorgen.

Prozess zur Bestimmung dynamischer Netzentgelte

→ Abb. 14



ffE (2023)

4.2.4 Kurativer Netzbetreibereingriff nach § 14a EnWG

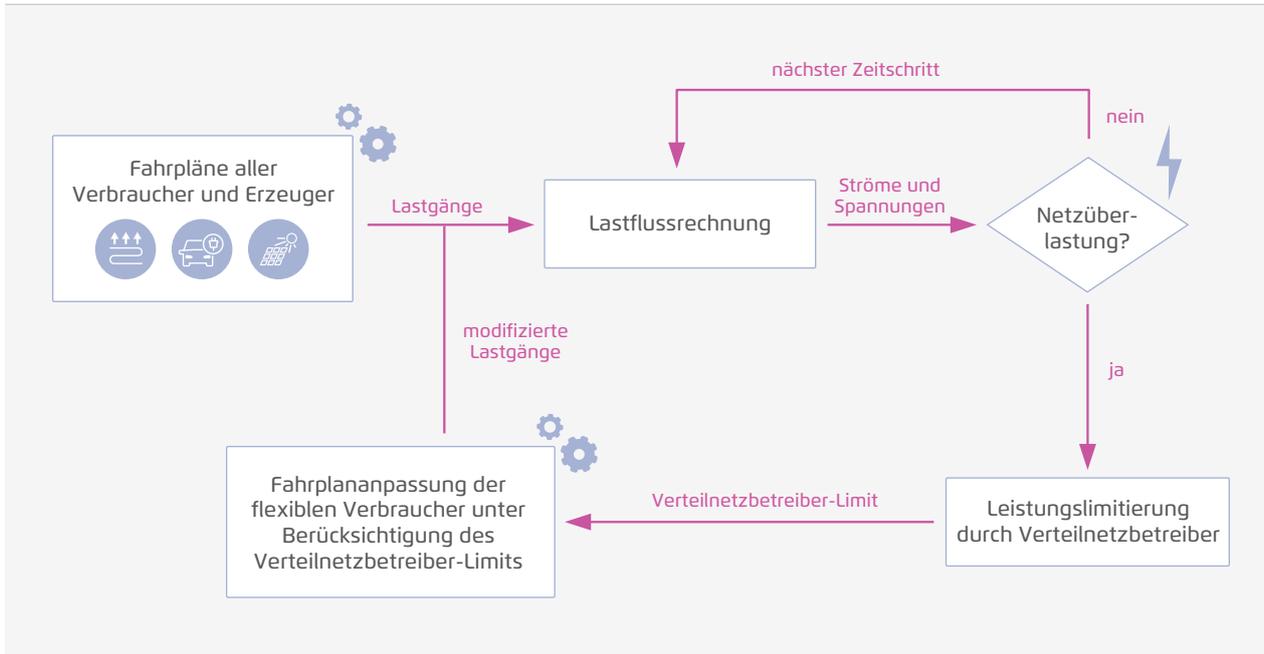
Neben dem Schaffen von Anreizen zur Netzentlastung über variable Netzentgelte, wurde auch der kurative Netzbetreibereingriff nach EnWG § 14a in der Modellierung integriert, welcher ein direktes Werkzeug zur Netzengpassbehebung darstellt. Dieser in Abschnitt 3.4 beschriebenen Entwürfe von § 14a EnWG des Netzbetreibereingriffs werden derzeit von der Bundesnetzagentur ausgestaltet und ist ein Werkzeug welches ausschließlich den Netzbetreibern zur Verfügung steht. In der Modellierung wurde für steuerbare Verbrauchseinrichtungen die im Entwurf festgelegte Leistungsreduktion angewandt, sobald ein Netzengpass bevorstand (Details siehe Abschnitt 7.2.2). Den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen steht dabei jedoch zu jedem Zeitpunkt noch eine Mindestbezugsleistung zur Verfügung. Hierbei wurden nur Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen als steuerbare Verbrauchseinrichtungen angenommen und somit auch nur deren Mindestbezugsleistung berücksichtigt. Heimspeicher, deren Hauptzweck darin besteht, den Eigenverbrauch der Photovoltaikanlage zu erhöhen und nicht Strom aus

dem Netz zu beziehen, wurden bei der Berechnung der Mindestbezugsleistung nicht berücksichtigt.

Der Ablauf des Netzbetreibereingriffes innerhalb der Simulation ist in Abbildung 15 dargestellt. Wird während der Lastflussrechnung eine lastseitige Betriebsmittelüberlastung festgestellt, wird ein Netzbetreibereingriff vorgenommen. Hierbei wird die netzwirksame Leistung in drei Stufen – analog zum Einspeisemanagement bei Erneuerbare-Energien-Anlagen – auf 60 Prozent, 30 Prozent oder 0 Prozent der installierten Leistung der steuerbaren Verbrauchseinrichtung abzüglich der Mindestbezugsleistung reduziert. Die Reduktion beginnt mit der ersten Stufe und wird bei Bedarf schrittweise erhöht. Die Reduktion wird im Fall der Netzüberlastung diskriminierungsfrei auf sämtliche steuerbare Verbrauchseinrichtungen im jeweiligen Niederspannungs-Ortsnetz angewandt und entspricht somit einer Steuerung bezogen auf die Auslastung des jeweils versorgenden Ortsnetztransformators. Eine Reduktion individueller Stränge oder Hausanschlüsse wurde im Rahmen der Modellierung nicht berücksichtigt, da eine so feingranulare Steuerung als schwer umsetzbar eingeschätzt wird.

Ablauf des kurativen Netzbetreibereingriffes in der Modellierung

→ Abb. 15



FfE (2023) basierend auf TUM: Müller (2023) /MÜL-02 22/.

Im Fall des Netzengpasses wird unter Berücksichtigung der Leistungslimitierung nun eine erneute Optimierung für einen Zeitraum von 48 Stunden durchgeführt. Diese erneute Optimierung ist notwendig, da durch die Leistungslimitierung Lasten in spätere Zeitschritte verschoben werden. Die Speicherfüllstände der elektrischen und thermischen Speicher müssen nach der erneuten Optimierung im letzten Zeitschritt mit den Speicherfüllständen der Referenzsimulation übereinstimmen. Dies gewährleistet, dass die resultierenden Jahresverbräuche der

Verbraucher nach der Lastverschiebung konsistent zum Ausgangszustand sind. Um bei langandauernden Eingriffen eine zu starke Abkühlung der Häuser mit Wärmepumpe zu vermeiden, wird der Netzbetreibereingriff abgebrochen, sobald mehr als 18 Prozent des täglichen Wärmebedarfs nicht mehr gedeckt werden können. Das entspricht in etwa einer Absenkung der Raumtemperatur von drei Grad Celsius.⁶²

⁶² Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022) /BMWK27 22P/

5 Ergebnisse

Die Nutzung von haushaltsnaher Flexibilität schafft an vielen Stellen Vorteile für das Energiesystem (siehe Abschnitt 2.1.2), kann aber mit zusätzlichen Belastungen für die Stromnetze verbunden sein. Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der Netzmodellierung vorgestellt, die zeigen, wie das Niederspannungsnetz in den verschiedenen Szenarien beansprucht wird und welcher Ausbaubedarf sich hieraus ergibt. In einer Gesamtbetrachtung werden diese Ergebnisse im Folgenden den Vorteilen einer Nutzung der Flexibilitätspotenziale gegenübergestellt. Im Anschluss werden die Modellierungsergebnisse im Detail ausgewertet und die gewonnenen Erkenntnisse dargestellt.

5.1 Einordnung der Netzmodellierungsergebnisse in das Gesamtsystem

Ein künftiges Energiesystem erfordert in hohem Maße Flexibilität, um die variable Erzeugung von Windkraft und Solarenergie auszugleichen und Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Wie die Modellierungsergebnisse zeigen, bringt die Nutzung haushaltsnaher Flexibilität erhöhte Netzausbaukosten mit sich, die in Abschnitt 5.1.1 beschrieben werden. Dem stehen allerdings vermiedene Kosten entgegen, die andere Formen der Flexibilitätsbereitstellung mit sich bringen würden (siehe Abschnitt 5.1.2).

Wie in Kapitel 2 beschrieben, reicht es aufgrund von lokalen Engpässen im Netz nicht aus, lediglich Erzeugung und Bedarf auf nationaler Ebene zeitlich in Gleichklang zu bringen, um das System volkswirtschaftlich optimal zu betreiben. Vielmehr sind zur Vermeidung ansonsten auftretender Netzengpässe darüber hinaus lokale Anreize erforderlich. Der Vorteil nachfrageseitiger Flexibilität liegt darin, dass diese sowohl einen Beitrag zur effizienten Marktpreisfindung als auch für eine gute Netzauslastung erbringen kann. In Abschnitt 5.1.3 wird dargestellt, inwieweit die jeweiligen Szenarien dazu beitragen, Last systemdienlich zu verschieben.

Die Analyse zeigt: Das Nutzen der vorhandenen haushaltsnahen Flexibilitäten lohnt sich in der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung – trotz des damit einhergehenden höheren Netzausbaus. Wird nur wenig dieser Flexibilität genutzt (Szenario „lowFlex“), muss die Flexibilitätsbereitstellung im Wesentlichen von deutlich teureren Gaskraftwerken übernommen werden. Wird auf der anderen Seite zu viel Flexibilität auf der Nachfrageseite angereizt (Szenario „Flex“) kommt es zu unverhältnismäßig hohen Netzausbaubedarfen. Als ideal erweist sich daher eine Weiterentwicklung des „Flex“-Szenarios um zeitvariable Netzentgelte mit dynamischen Zeitfenstern (Szenario „FlexdynNe“), womit es gelingt, sowohl die Signale des Börsenstrompreises als auch die jeweilige Netz-situation vor Ort zu vereinen. Insgesamt können so jährliche Kosten von mehr als fünf Milliarden Euro eingespart werden.

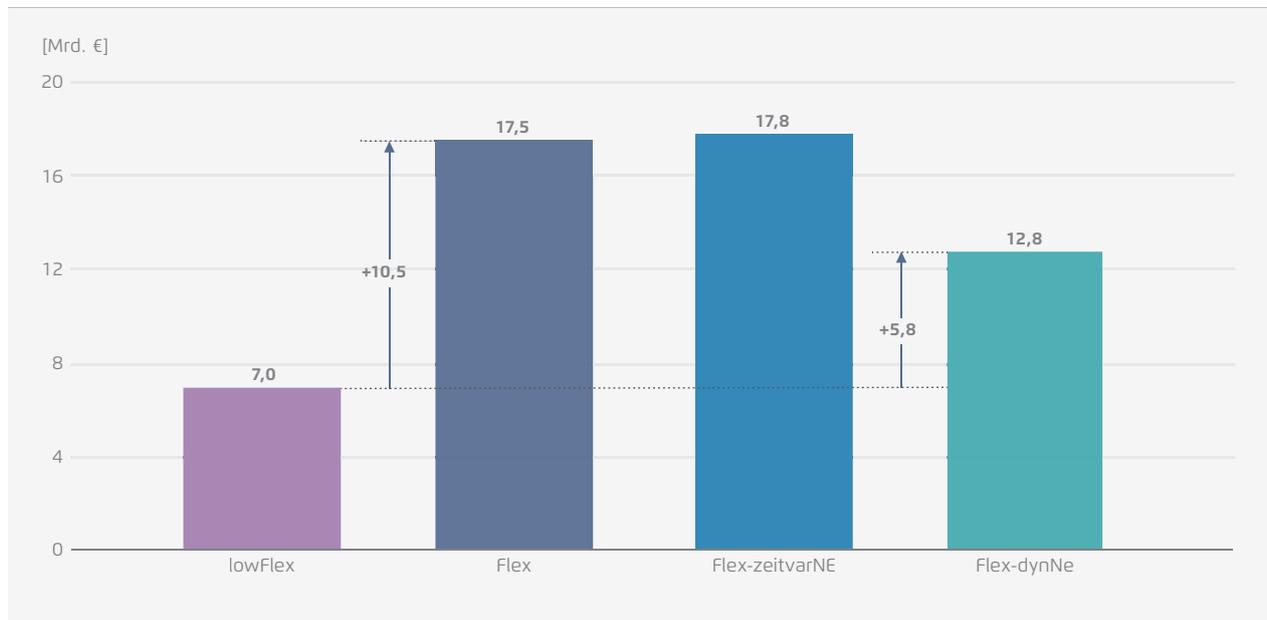
5.1.1 Einfluss der haushaltsnahen Flexibilität auf die Netzausbaukosten

In den kommenden Jahren wird durch die Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors ein starker Anstieg an Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen in den Niederspannungsnetzen erwartet. Hinzu kommt ein hoher Zubau an Photovoltaikanlagen und elektrischen Heimspeichersystemen. Damit diese Komponenten in die Niederspannungsnetze integriert werden können und es nicht zu Überlastungen von Betriebsmitteln kommt, müssen die Niederspannungsnetze erheblich ausgebaut werden.

Das Volumen des erforderlichen Netzausbaus zur Beseitigung von Netzengpässen hängt maßgeblich vom Ausmaß und den Anreizen zu markt-beziehungsweise netzdienlicher Flexibilitätsbereitstellung durch diese „neuen Verbraucher“ ab. Um den erforderlichen Netzausbau – und die entsprechenden Kosten – zu quantifizieren, wurden die Lastflüsse im Niederspannungsnetz für Szenarien mit unterschiedlichen Flexibilitätsanreizen für die Betrachtungsjahre 2029

Netzausbaukosten bis zum Jahr 2035*

→ Abb. 16



FFE (2023). Anmerkung: * kumuliert bis zum Jahr 2035, reale Werte.

und 2035 simuliert (zu den Details der Szenarien und Modellierung siehe Kapitel 3 und 4). Bei Identifikation von Netzüberlastungen respektive Netzausbaubedarf, wurde das jeweilige Ortsnetz ausgebaut, um die Netzengpässe dadurch vollständig zu beheben. Die Kosten unterscheiden sich nach Art des Netzausbaus (Verlegen von Kabeln oder Transformatorausbau). Dabei wurden die inflationsbedingten Preissteigerungen der letzten Jahre berücksichtigt, es wurde aber keine Fortschreibung der zukünftigen Preissteigerungen vorgenommen (siehe Abschnitt 7.2.2).

In den betrachteten Niederspannungs-Ortsnetzen⁶³ (Details siehe Abschnitt 4.1) kommt es im Szenario „lowFlex“, in dem die Flexibilität nur in geringem Umfang genutzt wird, bis zum Jahr 2035 in 31 Prozent der Netze zu Ausbaubedarf. Die Investitionskosten für den Ausbau belaufen sich bis zum Jahr 2035 auf rund 7 Milliarden Euro. Das Anreizen der

Flexibilitäten durch Börsenpreissignale (Szenario „Flex“) erhöht den Ausbaubedarf in den Niederspannungsnetzen bis zum Jahr 2035 um 150 Prozent auf 17,5 Milliarden Euro, da es bei hoher Erneuerbaren-Einspeisung und folglich niedrigen Börsenstrompreisen zu erheblichen Nachfrageerhöhungen kommt (zum Kostenvergleich siehe Abbildung 16).

Zeitvariable Netzentgelte (Szenario „Flex-zeitvarNe“), die anhand von statischen Zeitfenstern mit Hoch- und Tiefpreisen basierend auf Typtageslastgängen gebildet werden, haben keinen positiven Effekt auf die Ausbaukosten. Das liegt daran, dass es bei einer hohen Durchdringung von Flexibilitäten, die neben zeitvariablen Netzentgelten mit statischen Zeitfenstern auch über einen dynamischen Beschaffungsstrompreis angereizt werden, zu sehr unterschiedlichen Zeitpunkten zu Überlastungen kommen kann. Ein zeitvariables Netzentgelt mit einem auf Durchschnittswerten basierenden, lange im Voraus festgelegten Zeitfenster bildet die jeweilige Netzbelastung durch flexible Verbrauchseinrichtungen, die auf den tagesaktuellen, volatilen Beschaffungsstrompreis reagieren, nicht treffend genug ab und vermeidet damit Überlastungen nicht zuverlässig.

⁶³ Die Gesamtheit des deutschen Niederspannungsnetzes, betrieben von den rund 880 Verteilnetzbetreibern, besteht aus vielen einzelnen Ortsnetzen (rund 550.000 Stück, in denen sich primär Haushalte und deren Flexibilitäten befinden) die über Ortsnetztransformatoren an die nächsthöhere Spannungsebene angeschlossen sind. Letztgenannte stellen hier die Grundgesamtheit dar.

Dynamische Netzentgelte (Szenario „Flex-dynNe“), die sich an der jeweiligen Transformatorauslastung orientieren, haben einen substanziellen netzdienlichen Einfluss, da sie besonders starken Ausschlägen der Börsenstrompreise bei drohender Netzüberlastung wirksam begegnen können. Die Ausbaurückstellungen verringern sich in diesem Szenario gegenüber dem Szenario „Flex“ bis zum Jahr 2035 um 27 Prozent auf 12,8 Milliarden Euro. Dynamische Netzentgelte helfen Last- und Einspeisungsspitzen zu reduzieren und haben somit vor allem auf den Ausbaubedarf der Ortsnetztransformatoren einen positiven Einfluss, mindern aber auch den Ausbaubedarf aufgrund von Leitungsüberlastungen und Spannungsbandverletzungen.

Allein der Hochlauf von flexiblen Verbrauchern führt bis zum Jahr 2035 zu Netzausbaukosten in Höhe von 7,0 Milliarden Euro (Szenario „lowFlex“). Das Nutzen der haushaltsnahen Flexibilitäten führt zu einer signifikant erhöhten Belastung der Niederspannungsnetze. Die erforderlichen Netzausbaukosten steigen infolge dessen um 10,5 Milliarden Euro auf 17,5 Milliarden Euro (Szenario „Flex“). Dynamische Netzentgelte, deren Höhe sich an der jeweiligen Transformatorauslastung orientiert, reduzieren diese Zusatzkosten um beinahe die Hälfte auf 5,8 Milliarden Euro, wodurch Netzausbaukosten in Höhe von 12,8 Milliarden Euro resultieren (Szenario „Flex-dynNe“). Zeitvariable Netzentgelte, die anhand von statischen Zeitfenstern gebildet werden (Szenario „Flex-zeitvarNe“), verringern im von Windenergie und Photovoltaik dominierten klimaneutralen Stromsystem 2035 die Netzauslastung nicht und bringen damit auch keine Kostenersparnisse beim Verteilnetzausbau.

5.1.2 Einordnung der Netzausbaukosten in das Gesamtsystem (Agora Energiewende)

Der Vergleich zwischen den Szenarien zeigt, dass die Nutzung der haushaltsnahen Flexibilität die Investitionskosten für Netzausbau um insgesamt 5,8 bis 10,5 Milliarden Euro bis zum Jahr 2035 erhöht. Gleichzeitig können durch die systemweite Nutzung der Flexibilität von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und Heimspeichern Brennstoffkosten und weitere Kosten eingespart werden (siehe Abschnitt 2.1.2).

Für die systemische Gesamtkostenbetrachtung, werden alle Investitionskosten, und damit auch die Netzausbaukosten, annuitätisch betrachtet. So kann für das Zieljahr 2035 ein volkswirtschaftlicher Vergleich erfolgen.

Abbildung 16 zeigt die „Übernacht“-Investitionskosten, also die kumulierten Ausbaurückstellungen der Netze ohne Verzinsung, die für den Ausbau bis ins Jahr 2035 erforderlich sind, um sie engpassfrei zu betreiben. Bei dem angestellten Vergleich der jährlichen Kosten, wird – anders als in der vereinfachten Darstellung in Abbildung 16 – berücksichtigt, dass die Investitionen nicht in einem Jahr getätigt werden und die Infrastruktur über mehrere Jahrzehnte genutzt werden kann. Dazu wird eine Nutzungsdauer von 40 Jahren und eine Verzinsung von fünf Prozent⁶⁴ für die Netzinvestitionen angenommen.

Zudem müssen neben den oben genannten Netzausbaukosten weitere Kosten berücksichtigt werden. Das sind einerseits die Kosten, die durch die Nutzung von der Flexibilität von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und Heimspeichern außerhalb von Wohngebäuden entstehen. Durch die Fokussierung auf die Wohngebäude sind ein Teil der flexiblen Verbrauchseinheiten nicht in der Modellierung berücksichtigt (siehe Abschnitt 4.1.2). In Summe wird ein knappes Viertel zusätzlicher Anschlussleistung von flexiblen Verbrauchseinheiten nicht abgebildet. Dabei handelt es sich vor allem um Elektrofahrzeuge, die beispielsweise auch am Arbeitsplatz geladen werden, sowie um gewerblich genutzte Wärmepumpen. Entsprechend werden die zusätzlichen Investitionen in Netzausbau für Gewerbegebiete auf knapp 25 Prozent der Netzausbaukosten für Wohngebäude abgeschätzt.

Zudem sind zusätzlich anfallende Kosten für den Betrieb der Niederspannungsnetze zu berücksichtigen. Diese Betriebskosten werden mit 20 Prozent der annuitätischen Investitionskosten angenom-

⁶⁴ Die Eigenkapitalverzinsung für Verteilnetzbetreiber inklusive Wagniszuschlag beläuft sich auf rund sieben Prozent Nominalzinssatz. Nach Abzug der langfristigen Inflationserwartung von zwei Prozent ergibt sich somit fünf Prozent als Realzinssatz.

men.⁶⁵ Sie umfassen die Wartung zusätzlicher Betriebsmittel aber auch den digitalisierteren Betrieb der Verteilnetze, der für die Einführung der dynamischen Netzentgelte notwendig ist. Der zweite Aspekt ist dabei nur schwer von den bereits stattfindenden Veränderungen abzugrenzen, denn der *Smart-Meter-Rollout* und die Anforderungen für den kurativen Netzbetreibereingriff nach § 14a EnWG beinhalten bereits viele der notwendigen Bausteine (siehe Kapitel 6 zur Umsetzung).

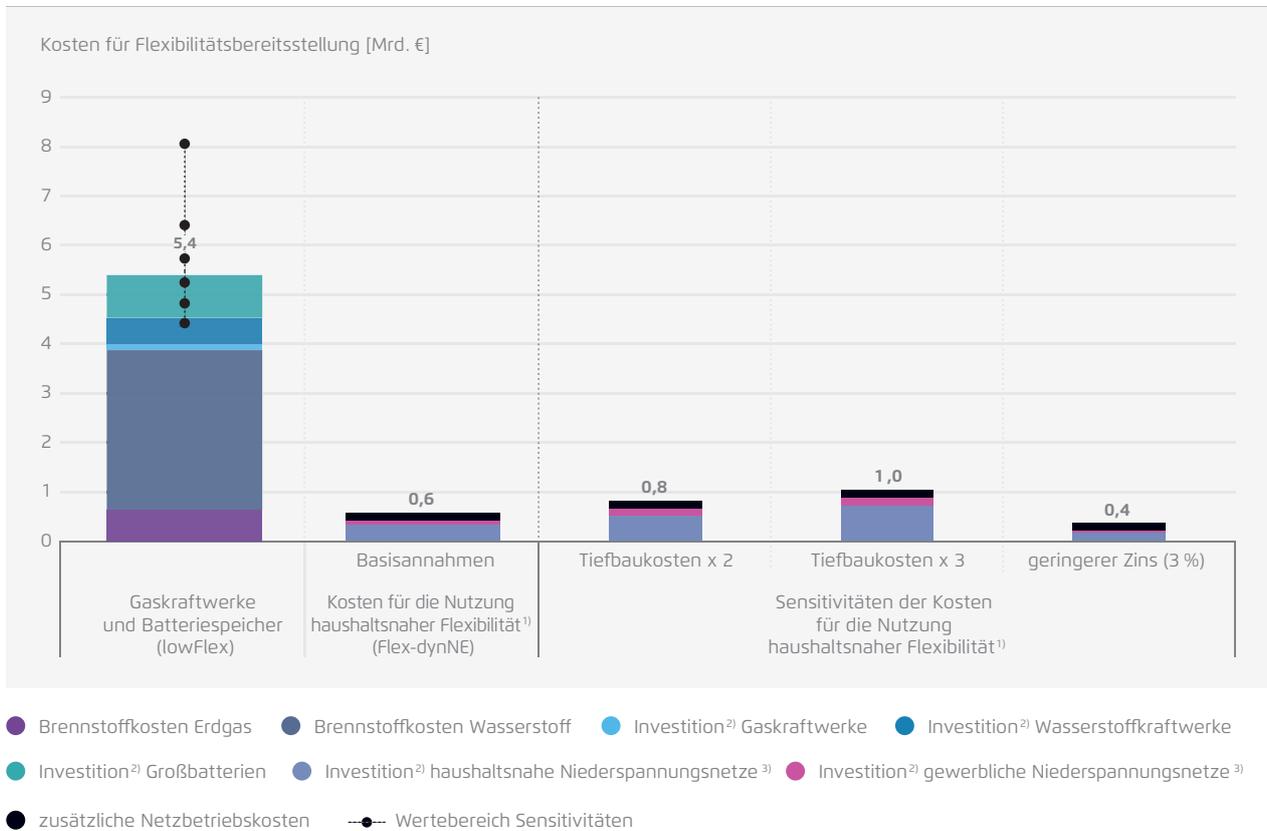
Da durch die dynamischen Netzentgelte keine zusätzlichen Ortsnetztransformatoren zwischen Nieder- und Mittelspannung für die Nutzung der haushaltsnahen Flexibilität ausgebaut werden müssen (siehe Abschnitt 5.1.3), ist anzunehmen, dass im Szenario „Flex-dynNE“ kein Netzausbedarf auf Mittelspannungsebene aufgrund der Flexibilisierung anfällt. Der Netzausbaubedarf sinkt mit den dynamischen Netzentgelten gegenüber dem Szenario „Flex“, aufgrund der reduzierten Spitzenlast der einzelnen Ortsnetztransformatoren. Die gleichzeitig auf Mittelspannungsebene anfallende Leistung fällt damit ebenfalls deutlich geringer aus.

65 Laut *Consentec und frontier Economics (2019) /CONSEFR2019/* betragen die konventionellen Betriebskosten eines durch Elektromobilität überlasteten Niederspannungsnetzes sechs bis neun Prozent der Kapitalkosten. Für die Umsetzung des dynamischen Netzentgeltes wird eine Verdopplung der bisherigen Betriebskosten angenommen.

Abbildung 17 zeigt deutlich, dass das Nutzen haushaltsnaher Flexibilität deutlich kostengünstiger ist, als die Flexibilitätsbereitstellung durch Gaskraftwerke und Großbatteriespeicher (siehe Abschnitt 2.1.2).

Annuitätischer Kostenvergleich der Optionen zur Flexibilitätsbereitstellung

→ Abb. 17



Agora Energiewende (2023). Annuitätische Investitionskosten, reale Werte. ¹⁾Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und Batterie-Heimspeicher in haushaltsnahen und gewerblichen Niederspannungsnetzen. ²⁾annuitätische Betrachtung. ³⁾40 Jahre Nutzungsdauer.

Durch das Einsparen insbesondere von Brennstoffkosten können jährlich knapp fünf Milliarden Euro gespart werden. Die Abbildung zeigt auch, dass unter Berücksichtigung möglicher Kostenveränderungen, wie beispielsweise höhere Tiefbaukosten, der Netzausbau weiterhin volkswirtschaftlich sinnvoll ist. Auch geringere Wasserstoffpreise, wie in den Sensitivitäten der alternativen Flexibilitätskosten berechnet, verändern das Ergebnis nicht grundlegend.

Das volkswirtschaftlich insgesamt günstigere System spiegelt sich außerdem in geringeren Börsenstrompreisen wider und so profitiert auch jeder und jede einzelne Verbraucher:in von den geringeren Beschaffungskosten (siehe Abschnitt 5.5).

Der finanzielle Vorteil der Nutzung der haushaltsnahen Flexibilität übersteigt die damit einhergehenden zusätzlichen Netzausbaukosten fast um das Zehnfache. Auf Basis eines angepassten Verteilnetzes kann das Potenzial der haushaltsnahen Flexibilität ausgeschöpft werden. Die Investition in die Netzinfrastruktur ermöglicht laufende Einsparungen von Brennstoffkosten und reduziert damit auch Abhängigkeiten in der Beschaffung und Preisrisiken.

5.1.3 Verschobene Energiemengen durch die Nutzung haushaltsnaher Flexibilitäten

Wie in den vorhergehenden Abschnitten gezeigt, ermöglicht der Netzausbau die Flexibilisierung der haushaltsnahen Lasten, was auf nationaler Ebene im erheblichen Umfang Brennstoffkosten einspart. Diese Kostenersparnis kann sich entfalten, wenn das erhebliche Potenzial der zunehmenden haushaltsnahen Flexibilitäten genutzt wird, indem es dem Markt zugänglich gemacht werden kann (siehe Kapitel 2). Konkret richten sich die Verbraucher:innen dabei mit ihrer Nachfrage teilweise nach dem Börsenstrompreis und verschieben damit ihre Last aus Zeiten mit geringem Erneuerbare-Energien-Angebot in Zeiten mit hoher Stromverfügbarkeit und damit niedrigen Preisen. Im Folgenden wird dargestellt, welche Lastverschiebung hierdurch in den verschiedenen Szenarien realisiert werden kann.

Abbildung 18 zeigt den viertelstündlichen, aufsummierten Bezug und die Rückgabe von Strom der verschiedenen flexiblen Verbrauchsanlagen ins Netz gemittelt über das gesamte Jahr für die Szenarien „lowFlex“ und „Flex“. Im Szenario „lowFlex“, indem sich die Verbrauchsanlagen überwiegend rein bedarfsorientiert verhalten, dominieren die Wärmepumpen die Schwankungen im Verbrauch. Diese nutzen die höhere Außentemperatur am Nachmittag, um effizienter zu arbeiten (siehe Abschnitt 7.2.1). Am Abend geben in diesem Szenario Heimspeicher eingespeicherte Energie im Rahmen der Eigenverbrauchsoptimierung zurück und führen insgesamt zu einer leichten Bezugsreduktion. Durch die Optimierung der Assets auf den Börsenpreis (Szenario „Flex“) steigt der Verbrauch mittags deutlich an, da die Preise dort im Mittel niedrig sind. Der Verbrauch der Wärmepumpen ändert sich dabei kaum, weil sich diese auch hier vorrangig an der Außentemperatur orientieren. Heimspeicher und Elektrofahrzeuge speisen zu Zeiten mit hohen Preisen ins Netz ein. Durch den Stromhandel der Elektrofahrzeuge und Heimspeicher erhöhen diese den Energieaustausch mit dem Netz, in beide Richtungen (Bezug und Einspeisung) deutlich.

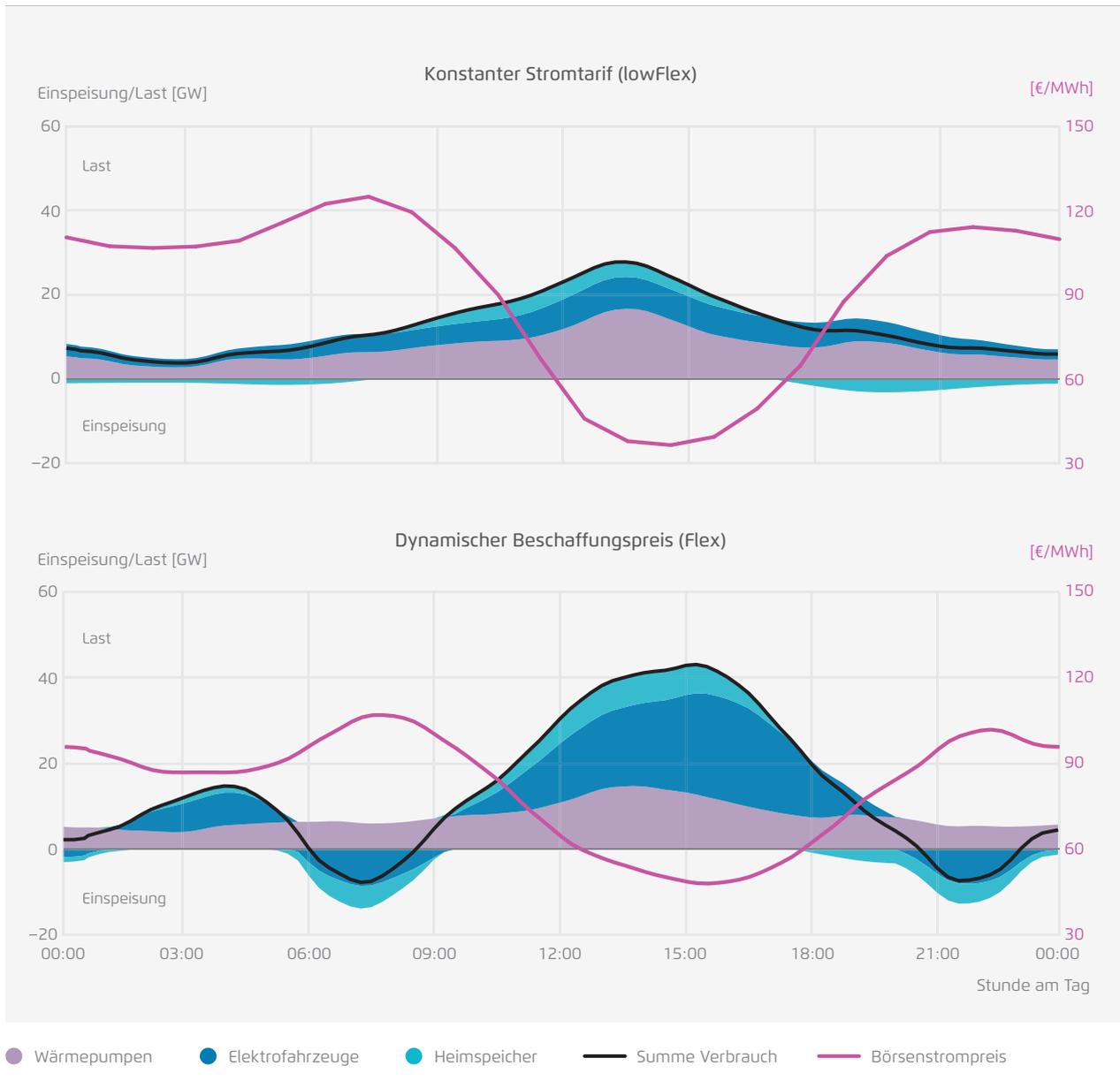
Durch Vergleich der viertelstündlichen Verbräuche der flexiblen Verbrauchseinheiten in den verschiedenen Szenarien wird die Gesamtmenge an verschobener Energie je Richtung beziehungsweise Vorzeichen⁶⁶ berechnet. Dazu werden die zwei Zeitreihen (Szenario „lowFlex“ und „Flex“) der flexiblen Verbrauchsanlagen in Summe an der Schnittstelle zur Mittelspannung verwendet, um die für den Strommarkt verfügbare Flexibilität für die verschiedenen Szenarien zu bewerten. Die Lastgänge je Typnetzkonstellation werden dann auf Deutschland hochaggregiert.

Insgesamt werden durch die Weitergabe der Börsenstrompreise an die haushaltsnahen flexiblen Verbraucher (Szenario „Flex“) im Vergleich zum Szenario „lowFlex“ mehr als 100 Terawattstunden Last erhöht und entsprechend auch wieder reduziert (siehe Abbildung 19). Diese rund 100 Terawattstunden Flexibi-

⁶⁶ Richtungen: Richtung Lasterhöhung beziehungsweise Einspeiseverringerung und Richtung Lastverringerung beziehungsweise Einspeiseerhöhung.

Summenlastgang der flexiblen Verbrauchseinrichtungen im Jahr 2035 gemittelt auf einen Tag

→ Abb. 18



FfE (2023)

lität entsprechen mit Blick auf das Jahr 2035 mehr als zehn Prozent des Gesamtstrombedarfs aller Verbraucher:innen.⁶⁷ Im Detail ist außerdem zu beobachten, dass in diesem Szenario 121 Terawattstunden Lasterhöhung und nur 107 Terawattstunden Lastreduk-

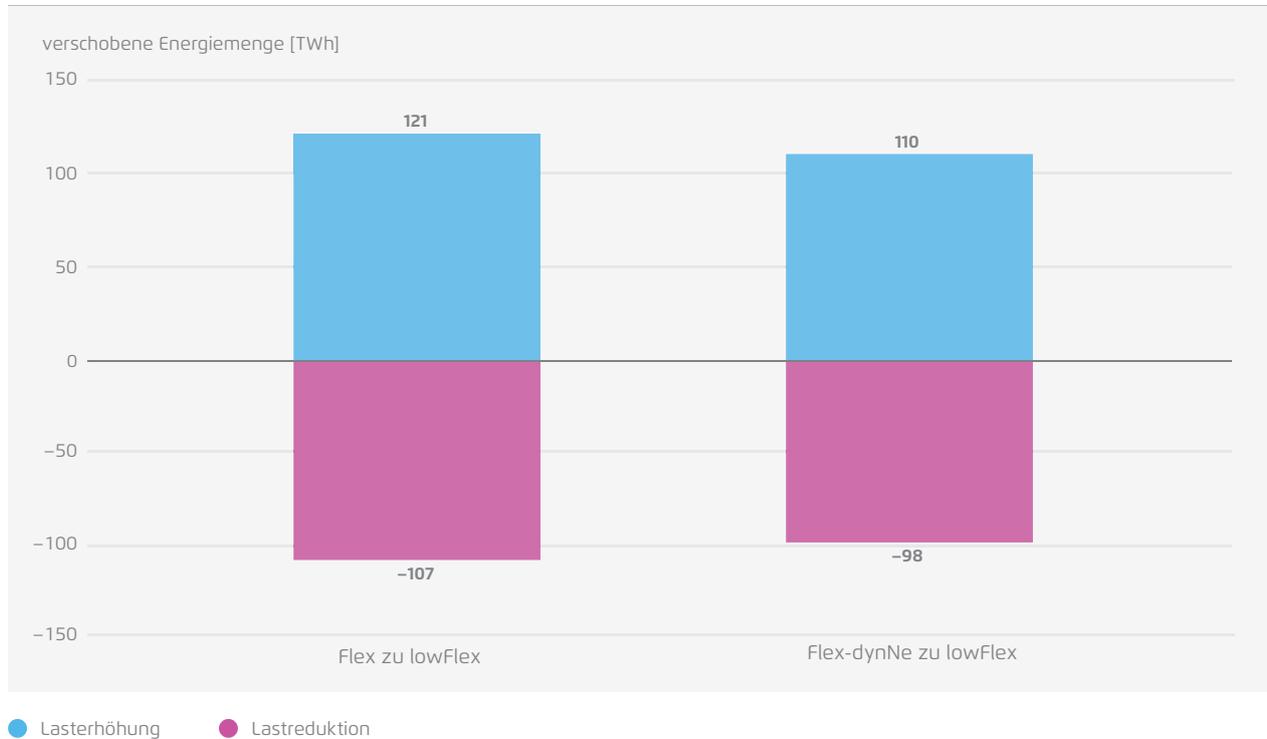
tion stattfinden – es wird also mehr Energie aus dem Mittelspannungsnetz bezogen als zurückgespeist. Grund dafür sind höhere Verluste im Netz durch die Ein- und Ausspeichervorgänge der Elektrofahrzeuge und Heimspei

⁶⁷ Der Strombedarf im Jahr 2035 beträgt laut der Studie *Klimaneutrales Stromsystem 2035* 884 Terawattstunden.

Wird nun zusätzlich durch das dynamische Netzentgelt (Szenario „Flex-dynNe“) die Flexibilität netzschonender genutzt, reduziert sich das Flexibilitätspoten-

Energiemengen, die haushaltsnahe Flexibilitäten im Jahr 2035 dem Markt zur Verfügung stellen können

→ Abb. 19



FfE (2023). Anmerkung: Im Vergleich zur Tabelle 5 sind hier die Netzverluste berücksichtigt, die sich am Transformator ergeben.

zial, verglichen mit der maximalen Flexibilität im Szenario „Flex“, nur geringfügig: Es finden 109 Terawattstunden Lasterhöhung und 98 Terawattstunden Lastreduktion statt. Die auf der Mittelspannungsebene verfügbare Flexibilität wird also geringfügig reduziert: Es werden weniger als zehn Prozent der verfügbaren Flexibilität zugunsten netzdienlicher Flexibilität für die Niederspannung verschoben, während der Großteil der Flexibilität weiterhin marktdienlichen Nutzen spendet. Das erlaubt die Schlussfolgerung, dass trotz der erbrachten Netzentlastung ein erheblicher Teil der verschobenen Energie zusätzlichen Mehrwert für die Marktpreisfindung liefert.

Auch die Einführung von zeitvariablen Netzentgelten (Szenario „Flex-zeitvarNe“) hat zur Folge, dass ein Teil der Flexibilität als Reaktion auf das Netzentgelt verschoben wird. Da diese Variante des Netzentgelts aber nicht ausreichend differenzierte Signale für die lokale Netzentlastung enthält, werden die Niederspannungsnetze nicht entlastet und es besteht weiterhin hoher Netzausbaubedarf.

Den Hauptbeitrag zur Verschiebung der Last auf Basis dynamischer Netzentgelte und damit die größte Rückwirkung auf den Strommarkt leisten die Elektrofahrzeuge

Verfügbarkeit haben Heimspeicher einen geringeren Anteil an der Verschiebemenge, da deren installierte Leistung und Kapazität gegenüber den Elektrofahrzeugen deutlich geringer ist. Der Energiebezug der Wärmepumpen wird im Vergleich zu dem der Elektrofahrzeuge, trotz ebenfalls hoher installierter Leistung, nur in geringem Maße verschoben, was auf drei Punkte zurückzuführen ist. Erstens weisen die Gebäude in der Übergangszeit einen deutlich geringeren Wärmebedarf auf – im Sommer stellen die Wärmepumpen lediglich Trinkwarmwasser bereit. Zweitens optimiert sich die Wärmepumpe zusätzlich auf den effizientesten Betriebspunkt, der das Heizen in wärmeren Stunden des Tages bevorzugt. Somit laufen die Wärmepumpen zumeist bereits zur mittäglichen Tiefpreiszeit. Drittens kann an kalten Wintertagen der Bezug zeitlich kaum verschoben werden: Die Wärmepumpen sind dann fast rund um

Beitrag der jeweiligen flexiblen Verbrauchseinrichtungen zur Flexibilitätserbringung im Jahr 2035 in Terawattstunden (Lasterhöhung/Lastreduktion) → Tabelle 5

Szenario im Vergleich zu „lowFlex“	Wärmepumpen		Elektrofahrzeuge		Heimspeicher		Alle*	
	Last-erhöhung	Last-reduktion	Last-erhöhung	Last-reduktion	Last-erhöhung	Last-reduktion	Last-erhöhung	Last-reduktion
Flex	5,6	5,5	79,4	71,6	26,6	24,1	108,6	98,2
Flex-dynNe	5,3	5,2	73,9	66,6	22,4	20,3	98,6	89,2

FfE (2023). * Die Summe fällt etwas niedriger aus als die Einzelsummen, da sich die Leistungen untereinander kompensieren können, wenn sich durch die dynamischen Tarife die Leistung einer Komponente erhöht und eine andere reduziert (im Vergleich zum Szenario "lowFlex").

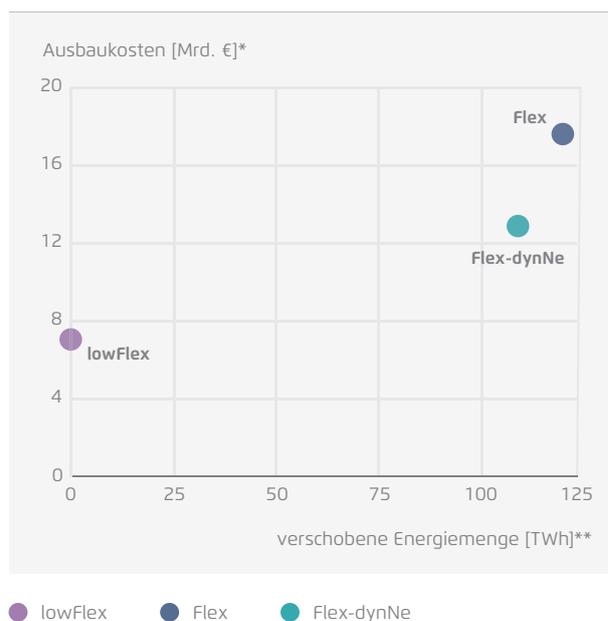
die Uhr in Betrieb sind, um den hohen Wärmebedarf zu decken.

Die hier ausgewiesenen Flexibilitätspotenziale sind Ergebnis der *Bottom-up*-Modellierung und stellen Maximalwerte dar, da von einer ideal funktionierenden Kostenoptimierung je Hausanschluss ausgegangen wird und Speicher vereinfacht abgebildet wurden. So können durch Teillastverluste oder Mindestladeleistungen etwas höhere Verluste auftreten. Größeren Einfluss hat aber die Anzahl der Ladezyklen, die im Modell nicht beschränkt werden, weswegen das Modellergebnis auch einen erheblichen Anstieg der Ladezyklen zeigt. Die Ladezyklen für Elektrofahrzeuge werden vom Szenario „lowFlex“ zum Szenario „Flex“ fast verdreifacht. In der Praxis werden die Ladezyklen von Elektrofahrzeugen und auch Heimspeichern wahrscheinlich eingeschränkt, um der Batteriealterung vorzubeugen. Nimmt man überschlägig an, dass nur die Hälfte der verdreifachten Ladezyklen zugelassen werden und dabei dann nur die Hälfte des Flexibilitätspotenzials der Elektrofahrzeuge zur Verfügung steht, so wäre immer noch ausreichend Flexibilität für den Markt verfügbar.

Es lässt sich also schlussfolgern, dass die potenzielle Flexibilität für den Markt in relevanter Größenordnung⁶⁸ vorhanden ist. Wie bereits gezeigt wurde, geht dies mit einem erhöhten Ausbaubedarf in den Nie-

derspannungsnetzen und somit auch höheren Ausbaubaukosten einher. Abbildung 20 stellt diese beiden Aspekte der Flexibilisierung in Relation zueinander. Hierbei wird noch einmal deutlich, dass durch die dynamischen Netzentgelte die Ausbaubaukosten gegenüber dem Szenario „Flex“ deutlich reduziert werden können, bei nur geringfügiger Reduktion der markt-dienlich verschobenen Energiemenge.

Gegenüberstellung der verschieb- → Abb. 20
baren Energiemenge und der
dazugehörigen Netzausbaubaukosten
im Jahr 2035



68 Die Modellierung der verschiebbaren Energiemengen der haushaltsnahen Flexibilitäten ergibt 230 Terawattstunden (Summe der absoluten Mengen von positiver und negativer Verschiebung). Damit liegt die Menge über der in der Studie *Klimaneutrales Stromsystem 2035* ermittelten Verschiebemenge von 160 Terawattstunden. Die Abweichung ist auf die unterschiedlichen methodischen Ansätze bei höherem Detaillierungsgrad in dieser Studie zurückzuführen.

FfE (2023). Anmerkung: * kumuliert bis ins Jahr 2035, reale Werte. ** verschobene Energiemenge gegenüber dem Szenario „lowFlex“.

In einem Anreizsystem, das die Fluktuation der Börsenstrompreise an flexible Kund:innen weitergibt, würden im Jahr 2035 100 Terawattstunden oder über zehn Prozent des Gesamtstromverbrauchs durch Lastanpassungen der haushaltsnahen Flexibilitäten Elektroauto, Photovoltaik-Heimspeicher und Wärmepumpe verschoben werden. In Zeiten mit viel Strom aus Erneuerbaren Energien kann eine Erhöhung der Stromnachfrage über einen günstigeren Preis angereizt werden, während sich die Nachfrage in Knappheitssituationen verringern würde. Die verschobenen Energiemengen sind damit ausreichend, um die oben genannten Brennstoffeinsparungen zu realisieren. Die hier vorgeschlagene Ausgestaltung der Netzentgelte ermöglicht eine sehr effiziente Reduktion der Netzbelastung. Das Niederspannungsnetz kann deutlich entlastet werden während der Einsatz marktdienlicher Flexibilität nur um etwa 10 Terawattstunden oder knapp zehn Prozent reduziert wird. Den größten Anteil an der Lastverschiebung haben Elektrofahrzeuge.

5.2 Netzbelastungen

Die im vorhergehenden Abschnitt dargestellten Netzausbaubedarfe wurden auf Grundlage der Netzmodellierung ermittelt. Dafür wurden die Netzbelastung in den einzelnen Szenarien berechnet und die daraus resultierenden notwendigen Verstärkungsmaßnahmen abgeleitet. Sofern in den Szenarien Netzausbaubedarf resultierte, wurden die Netze mit dem Ziel der vollständigen Beseitigung von Netzengpässen ausgebaut. Die folgenden Abschnitte geben Aufschluss darüber, wann die Netzbelastung auftritt (Abschnitt 5.2.1), welche Betriebsmittel überlastet sind (Abschnitt 5.2.2) und welcher Verbrauchsanlagentyp diese Überlastung verursacht (Abschnitt 5.2.3).

Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass die Netzbelastung aufgrund der zunehmenden Verbrauchseinheiten, wie Wärmepumpen, Elektromobilität und Heimspeicher, massiv zunehmen wird. Wird die Flexibilität nur in geringem Umfang genutzt (Szenario „lowFlex“), sind Wärmepumpen die hauptsächlichen Treiber für Netzbelastungen. In den flexibilitätsanreizenden Szenarien werden sie von den Elektrofahr-

zeugen abgelöst, weil diese durch höhere Anschlussleistungen und durch die angereizte Optimierung auf einen dynamischen Strompreis hohe Gleichzeitigkeiten und damit eine hohe Gesamtnetzbelastung aufweisen werden. Dynamische Netzentgelte können helfen, diese Nachteile deutlich zu reduzieren, indem sie in jedem vierten der Niederspannungsnetze sämtliche Engpässe verhindern.

5.2.1 Netzbelastung nach Zeitpunkt

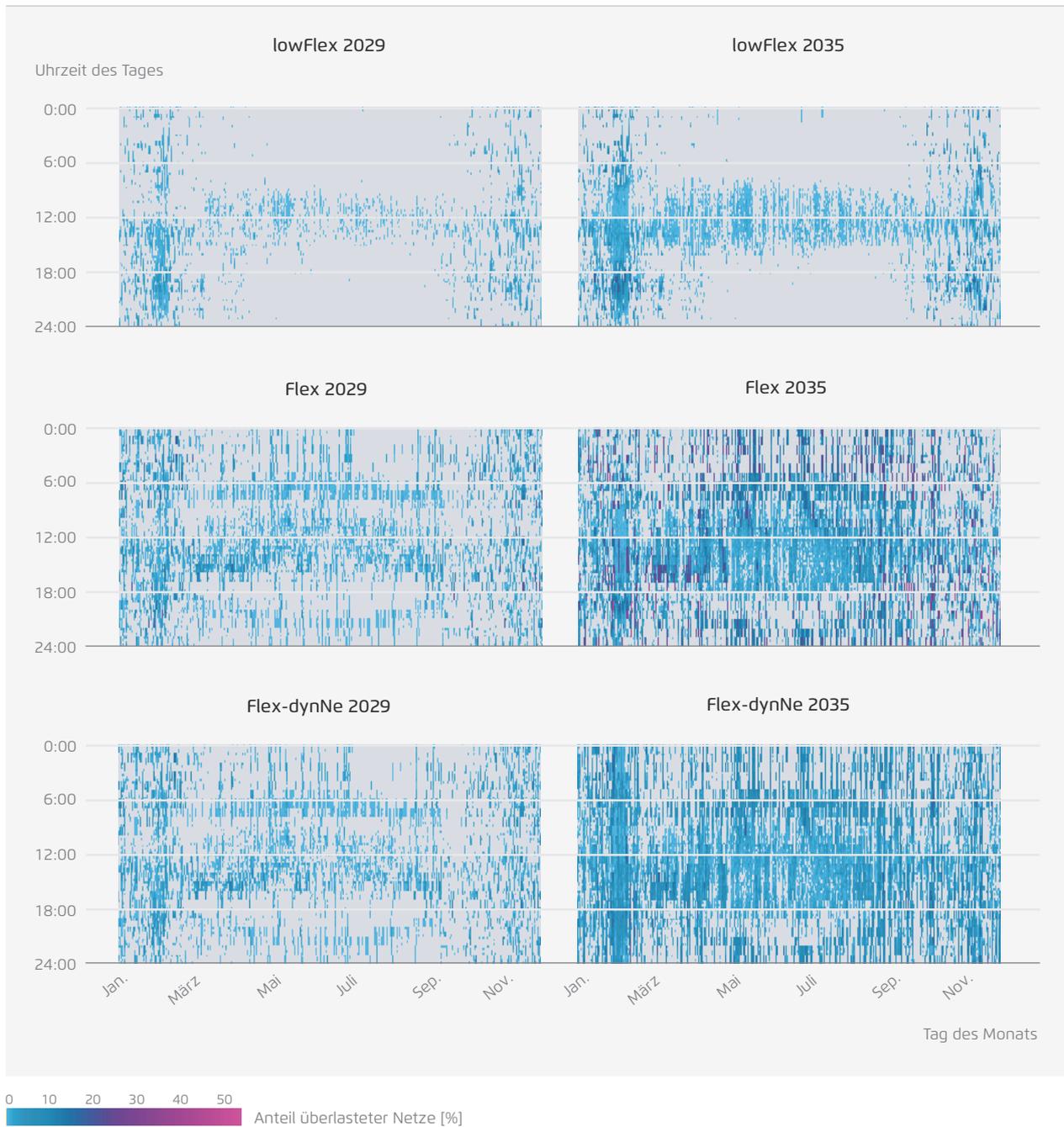
Um die Wirksamkeit der verschiedenen Szenarien mit Blick auf deren Einfluss auf die Netzbelastung aufzuzeigen, bietet sich ein Blick auf den Zeitpunkt des Auftretens an.

Dabei zeigt sich, dass der Zuwachs an Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen und Photovoltaikanlagen in Verbindung mit Heimspeichern selbst dann schon zu einer deutlichen Überlastung des Verteilnetzes führt, wenn noch keine Flexibilitätsanreize gesetzt werden. In diesem Fall (Szenario „lowFlex“) treten sowohl im Jahr 2029, als auch im Jahr 2035 die Überlastungen hauptsächlich abends während der Wintermonate auf, wie in Abbildung 21 zu sehen ist. Hierbei sticht besonders die erste Februarwoche hervor, die im betrachteten Wetterjahr 2012 mit einer Durchschnittstemperatur von -10 Grad Celsius besonders kalt war. Zu diesem Zeitpunkt ist der Heizwärmebedarf besonders hoch und zudem fallen die hohen Strombezüge der Wärmepumpen mit der abendlichen Ladespitze der Elektrofahrzeuge zusammen. Mit fortschreitendem Ausbau der Elektromobilität und Wärmepumpen vom Jahr 2029 bis ins Jahr 2035 steigt somit auch die Netzbelastung. Das Netz ist dann aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit der Verbraucher überlastet. Die Überlastungen in den sommerlichen Mittagsstunden sind auf die Einspeisung aus Photovoltaik-Dachanlagen zurückzuführen.

Im Szenario „Flex“ sind die Zeitpunkte der Überlastung stark abhängig von den Spreads der Börsenstrompreise. Wie in Kapitel 3 beschrieben, werden Großhandelsstrompreise in den Sommermonaten stark von der Photovoltaikerzeugung beeinflusst. Es kommt zu niedrigen Preisen in den Mittagsstun-

Anteil der Netzüberlastungen im Jahresverlauf in viertelstündlicher Auflösung

→ Abb. 21



FfE (2023)

den. Mit steigendem Anteil Erneuerbarer Energien im Jahr 2035 steigen auch die Börsenpreisspreads. Die resultierenden, geringen Preise führen zu einer hohen, gleichzeitigen Ladeleistung der Elektrofahrzeuge und zur Überlastung der Netze. In den Abend- und Morgenstunden werden wiederum höhere Börsenstrompreise erreicht und die bidirektionalen Elektro-

fahrzeuge sowie Heimspeicher, die hiervon profitieren wollen, speisen in das Netz ein. Dies führt in einem Teil der Netze zu einspeisebedingten Überlastungen. Allerdings liegen auch in den Szenarien mit Flexibilitätsanreizen die Zeitpunkte mit den meisten überlasteten Netzen hauptsächlich in den Wintermonaten.

Die Einführung von Flexibilitätsanreizen in Verbindung mit dynamischen Netzentgelten hat zur Folge, dass punktuell extreme Netzüberlastungen reduziert werden können. Das zeigt sich im Jahr 2035 vornehmlich in den Abend- und Morgenstunden. Netzüberlastungen können wirkungsvoll reduziert werden, weil in Belastungssituationen der hohen Gleichzeitigkeit, die bei der reinen Weitergabe des Börsenstrompreises gegeben ist, durch höhere Netzentgelte entgegengewirkt wird.

5.2.2 Netzbelastung nach Betriebsmitteln

mittel überlastet sind, wie lang und oft das der Fall ist und auf welches Problem das zurückzuführen ist: Überlastung in Bezugs- oder Einspeiserichtung,

sowie Spannungsbandverletzung, Leitungsüberlastung oder Transformatorüberlastung.

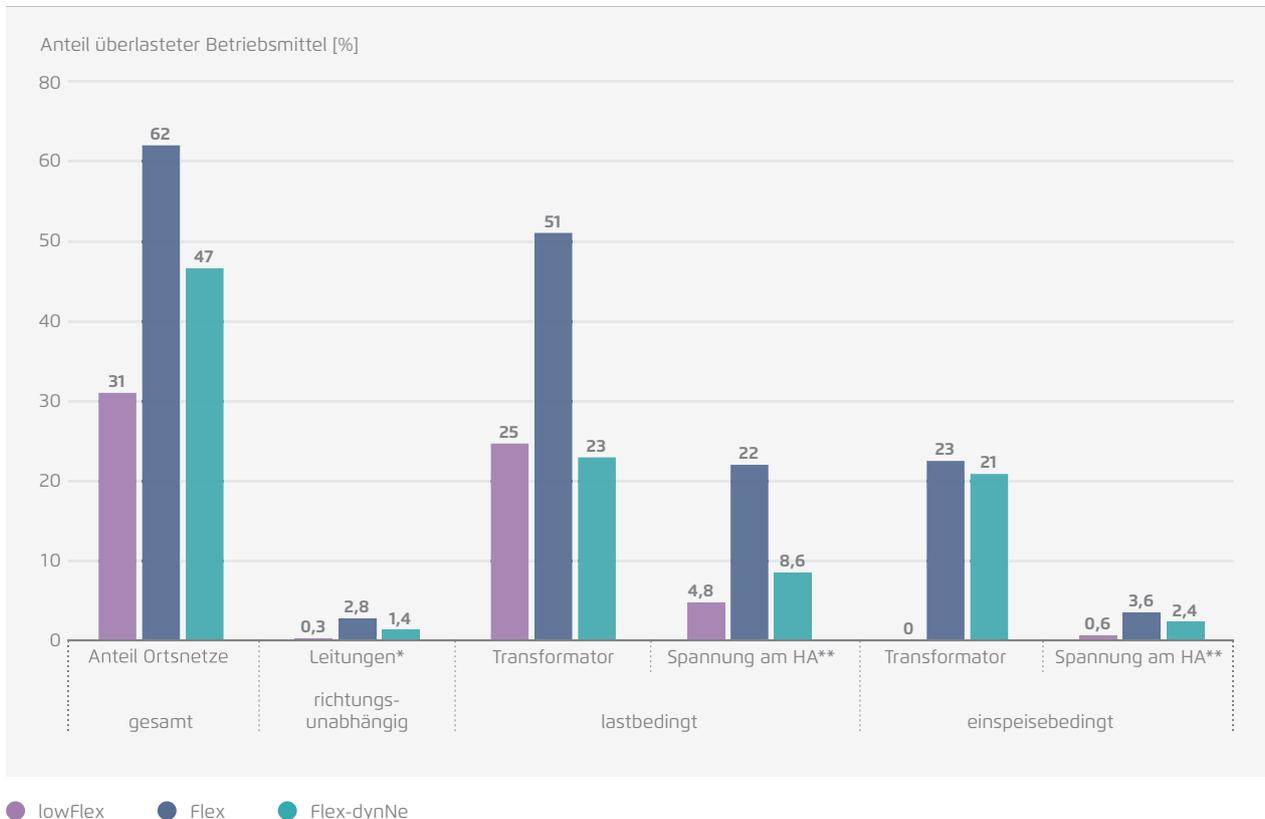
Abbildung 22 zeigt den Anteil der überlasteten Ortsnetze⁶⁹ für das Jahr 2035 und die Anteile der jeweils belasteten Betriebsmittel.

Bereits bei geringer Flexibilisierung (Szenario „lowFlex“) sind 31 Prozent der Netze überlastet und benötigen Netzausbau. Das heißt, in fast jedem dritten Niederspannungs Ortsnetz ist mindestens ein Betriebsmittel überlastet. Durch die marktliche

⁶⁹ Die Gesamtheit des deutschen Niederspannungsnetzes, betrieben von den rund 880 Verteilnetzbetreibern, besteht aus vielen einzelnen Ortsnetzen (rund 550.000 Stück, in denen sich primär Haushalte und deren Flexibilitäten befinden), die über Ortsnetztransformatoren an die nächsthöhere Spannungsebene angeschlossen sind. Letztgenannte stellen hier die Grundgesamtheit dar.

Anteil überlasteter Betriebsmittel im Jahr 2035

→ Abb. 22



FFE (2023). Anmerkung: * thermische Überlastung bezogen auf die Länge aller modellierten Leitungen. ** Hausanschlüsse (HA) mit einspeisebedingter oder lastbedingter Spannungsbandverletzung.

Flexibilisierung (Szenario „Flex“) verdoppelt sich die Anzahl überlasteter Ortsnetze auf 62 Prozent. Die Einführung dynamischer Netzentgelte (Szenario „Flex-dynNe“) reduziert die Überlastung, sodass nur in knapp der Hälfte (47 Prozent) aller Ortsnetze Ausbaubedarf besteht.

Insgesamt dominieren in allen Szenarien lastbedingte Engpässe, verursacht durch die zunehmende Elektrifizierung des Wärme- und des Mobilitätssektors. Unabhängig vom Szenario gehen die Überlastungen primär auf die Überlastungen der Ortsnetztransformatoren zurück, gefolgt von Spannungsproblemen und zuletzt einem geringen Anteil an thermisch überlasteten Leitungen.⁷⁰

Besonders die lastbedingte Transformatorüberlastung steigt deutlich durch marktliche Anreize für die Flexibilitäten, und zwar von 25 Prozent der Betriebsmittel im Szenario „lowFlex“ auf 51 Prozent im Szenario „Flex“. Durch dynamische Netzentgelte kann die Erhöhung der Belastung der Ortsnetztransformatoren kompensiert werden. Die dynamischen Netzentgelte werden aus der prognostizierten Auslastung des Ortsnetztransformators ermittelt. Die Entgelte werden immer dann erhöht, wenn die Transformatorauslastung kritisch wird. Dies zeigt direkt Wirkung und so kann im Szenario „Flex-dynNe“ der Anteil überlasteter Ortsnetztransformatoren von 51 auf 23 Prozent gesenkt werden, womit sie sogar knapp unterhalb des Wertes von 25 Prozent des Szenarios „lowFlex“ liegen.

Durch den hohen Strombezug sinkt entlang einer Leitung das Spannungsniveau. Analog zur Transformatorüberlastung in Lastrichtung treten in den drei Szenarien Unterschreitungen des für einen stabilen Netzbetrieb erforderlichen Spannungsbereichs auf. Ohne Flexibilitätsanreize (Szenario „lowFlex“) weisen rund 5 Prozent der 19 Millionen Wohngebäude zu geringe Spannungen auf. Durch Flexibilitätsanreize (Szenario „Flex“) steigen diese auf 22 Prozent. Die

Dynamisierung der Netzentgelte hat erneut einen positiven Einfluss und reduziert den Anteil betroffener Hausanschlüsse auf 8,5 Prozent.

Durch die Flexibilisierung nehmen auch einspeisebedingte Engpässe deutlich zu. Dies ist der Arbitrageaktivität der Elektrofahrzeuge und Hausspeicher zuzuschreiben, die in Zeiten hoher Börsenstrompreise Strom verkaufen. Zu Zeitpunkten mit hohem Strompreis nehmen einspeisebedingte Transformatorüberlastungen durch die Flexibilisierung zu. Entsprechend kommen auch in mehr Netzen kritisch hohe Spannungen vor, aber insgesamt sind Spannungsüberschreitungen selten. Im Szenario „lowFlex“ kommt es bei weniger als einem Prozent der Hausanschlüsse aufgrund von Photovoltaikeinspeisung zu Verletzungen der oberen Spannungsgrenze. Im Szenario „Flex“ sind 4 Prozent aller Hausanschlüsse betroffen, was durch dynamische Netzentgelte auf 2 Prozent reduziert wird.

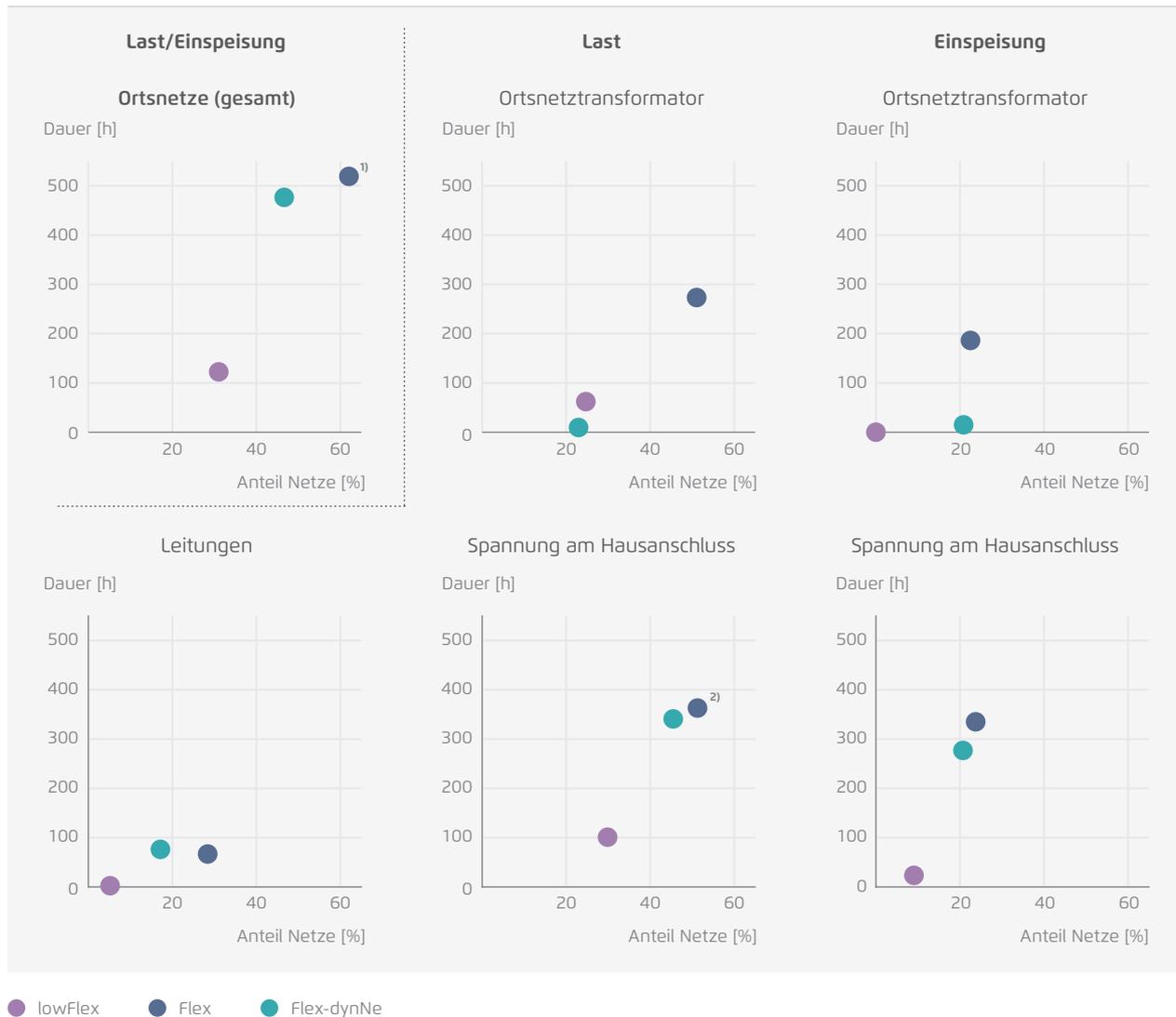
Negative Netzentgelte wirken sich positiv auf einspeisebedingte Überlastungen aus, die in den Szenarien mit Flexibilisierung primär in den Morgenstunden und Abendstunden auftreten. Zu diesen Zeiten sind die Börsenstrompreise häufig hoch. Bidirektionale Elektrofahrzeuge und Heimspeicher, die am Arbitragehandel teilnehmen, nutzen dies aus und speisen in das Stromnetz ein. Entstehen dadurch Überlastungen in den Niederspannungsnetzen, können diese durch negative Netzentgelte ausgeglichen werden, um Netzausbau zu vermeiden. Das negative Netzentgelt führt dazu, dass bei der Rückspeisung kein Netzentgelt erstattet wird, sondern für die Einspeisung entrichtet werden muss. Das kann zu kritischen Zeitpunkten die Einspeisung des Stroms unrentabel machen.

Auch die thermische Überlastung von Leitungen, die durch Einspeisung oder Verbrauch hervorgerufen werden kann, ist selten. Im Szenario „lowFlex“, in dem kaum Flexibilitätsanreize gegeben sind, sind nur geringe Anteile aller Leitungen thermisch überlastet. Im Jahr 2035 betrifft dies 0,26 Prozent der gesamten betrachteten Leitungslänge inklusive der Hausanschlussleitungen. Durch das maximale Anreizen der Flexibilitäten im Szenario „Flex“ steigt der Anteil

⁷⁰ Durch die Abbildung des Niederspannungsnetzes mit Typnetzen, die aus gängigen Standardkabeln, mit insbesondere gegenüber älteren Netzen hoher Strombelastbarkeit, bestehen, werden Leitungsüberlastungen tendenziell unterschätzt.

Überladungsdauer und Anteil betroffener Netze im Jahr 2035 inklusive der Betriebsmittel, die zur Überladung führen

→ Abb. 23



FFE (2023). Lesebeispiel: Im Szenario „Flex“ tritt in 62 Prozent¹⁾ der Netze und durchschnittlich in 520 Stunden pro Jahr mindestens eine Überlastungsart auf. Dabei kommt es in 51 Prozent²⁾ der Netze im Mittel in 363 Stunden pro Jahr an mindestens einem Hausanschluss zu lastbedingten Spannungsbandverletzungen.

überlasteter Leitungsmeter auf 2,8 Prozent und kann durch den Einsatz von dynamischen Netzentgelten (Szenario „Flex-dynNe“) halbiert werden.

Insgesamt lässt sich feststellen, dass sich die dynamischen Netzentgelte – obwohl diese lediglich anhand der prognostizierten Ortsnetztransformatorauslastung bestimmt werden – auch positiv auf Leitungsüberlastungen und Spannungsbandverletzungen auswirken, jedoch ist der Effekt gering.

In vereinzelt Fällen kann es sogar zu einer Verstärkung der Überlastungen der Leitungen kommen (siehe Abschnitt 5.3): Wird eine Überlastung des Ortsnetztransformators über längere Zeit prognostiziert, wie dies zum Beispiel in Netzen mit hohem Wärmepumpenanteil in den Wintermonaten der Fall sein kann, stellt sich ein dauerhaft hohes Netzentgelt ein. Somit fehlt der Anreiz Lasten oder Einspeisung der Elektrofahrzeuge und Heimspeicher ins Netz

aktiv zu verschieben und die Netzentgelte verlieren ihre Lenkungswirkung.

Da es für die Beurteilung einer Überlastung wichtig ist, wie lange und wie häufig eine Überlastung auftritt, zeigt Abbildung 23 zusätzlich zu dem Anteil der betroffenen Netze beziehungsweise die überlasteten Betriebsmittel die durchschnittliche Dauer der Überlastung.

Ein Punkt weit oben rechts in der Abbildung 23 bedeutet, dass viele Ortsnetze entweder gesamt oder mit Blick auf das jeweilige Betriebsmittel im Durchschnitt lange überlastet sind, was für einen Netzausbau spricht. Eine kurze Überlastung kann unter Umständen auch über andere Maßnahmen wie beispielsweise der Spitzenlastkappung auf Erzeugungsseite oder durch Netzengpassmanagement auf Verbrauchsseite nach § 14a EnWG behoben werden.

Insgesamt sind in dem Szenario mit der größten Flexibilitätsverschiebung (Szenario „Flex“) mehr als die Hälfte aller Ortsnetze überlastet und das im Durchschnitt über 500 Stunden im Jahr. Das sind im Schnitt rund 1 Stunde und 20 Minuten pro Tag. Im Szenario mit den geringsten Flexibilitätsanreizen (Szenario „lowFlex“) beträgt die durchschnittliche Überlastungsdauer der jeweiligen Betriebsmittel lediglich etwas über 100 Stunden pro Jahr. Im Szenario mit Flexibilisierung und dynamischen Netzentgelten (Szenario „Flex-dynNe“) sind insgesamt etwas weniger Netze überlastet, diese dann aber im Durchschnitt nach wie vor knapp 500 Stunden im Jahr. Die Reduktion der Überlastung durch dynamische Netzentgelte ist zum großen Teil auf die Entlastung der Ortsnetztransformatoren zurückzuführen.

Wie Abbildung 23 zeigt, treten sowohl einspeisebedingte als auch lastseitige Transformatorüberlastungen durch Anwendung von dynamischen Netzentgelten nur in wenigen Stunden im Jahr auf. Nach der angewandten Ausbaumethodik (siehe Anhang 7.2.2) werden die Ortsnetztransformatoren auch bei nur kurzer Überlastung verstärkt. Um in diesen Fällen einen Transformatortausch zu vermeiden und dennoch einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, könnte in diesen Zeitpunkten eine Leistungslimitie-

rung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Rahmen des Engpassmanagements nach § 14a EnWG eine Überlastung vermeiden (siehe Abschnitt 3.4).

Aufgrund des hohen Anteils und der Dauer der Transformatorüberlastungen im Szenario „Flex“ ist davon auszugehen, dass sich die Flexibilisierung auch auf die Mittelspannung auswirkt. Da die Transformatorauslastung durch die dynamischen Netzentgelte deutlich reduziert wird, wirken sich die dynamischen Netzentgelte auch positiv auf die Belastung in der Mittelspannung aus. Es kommt dank der dynamischen Netzentgelte durch Flexibilisierung mutmaßlich zu keiner Mehrbelastung der Mittelspannung, denn die Transformatorbelastung und damit Auswirkung auf die Mittelspannung ist im Szenario „Flex-dynNE“ geringer als ohne Flexibilisierung („lowFlex“).

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass in den betrachteten Szenarien durch den starken Anstieg an Verbrauchern vor allem lastbedingte Engpässe wie untere Spannungsbandverletzungen und lastseitige Transformatorüberlastungen auftreten. Durch die zusätzliche Einspeisung durch bidirektionale Elektrofahrzeuge und Heimspeicher, die am Arbitragehandel teilnehmen, treten in den Szenarien mit Flexibilisierung auch einspeisebedingte Transformatorüberlastungen auf. Durch den Einsatz dynamischer Netzentgelte können dem entgegenwirkend vor allem Ortsnetztransformatoren entlastet werden, da diese als Eingangsgröße zur Bestimmung der Netzentgelte dienen. Die verbleibenden Transformatorüberlastungen treten hierbei nur in wenigen Stunden im Jahr auf. Zusätzlich werden auch obere Spannungsbandverletzungen deutlich reduziert, da diese häufig in Kombination mit einspeisebedingten Transformatorüberlastungen auftreten.

5.2.3 Verursacher der Netzbelastung

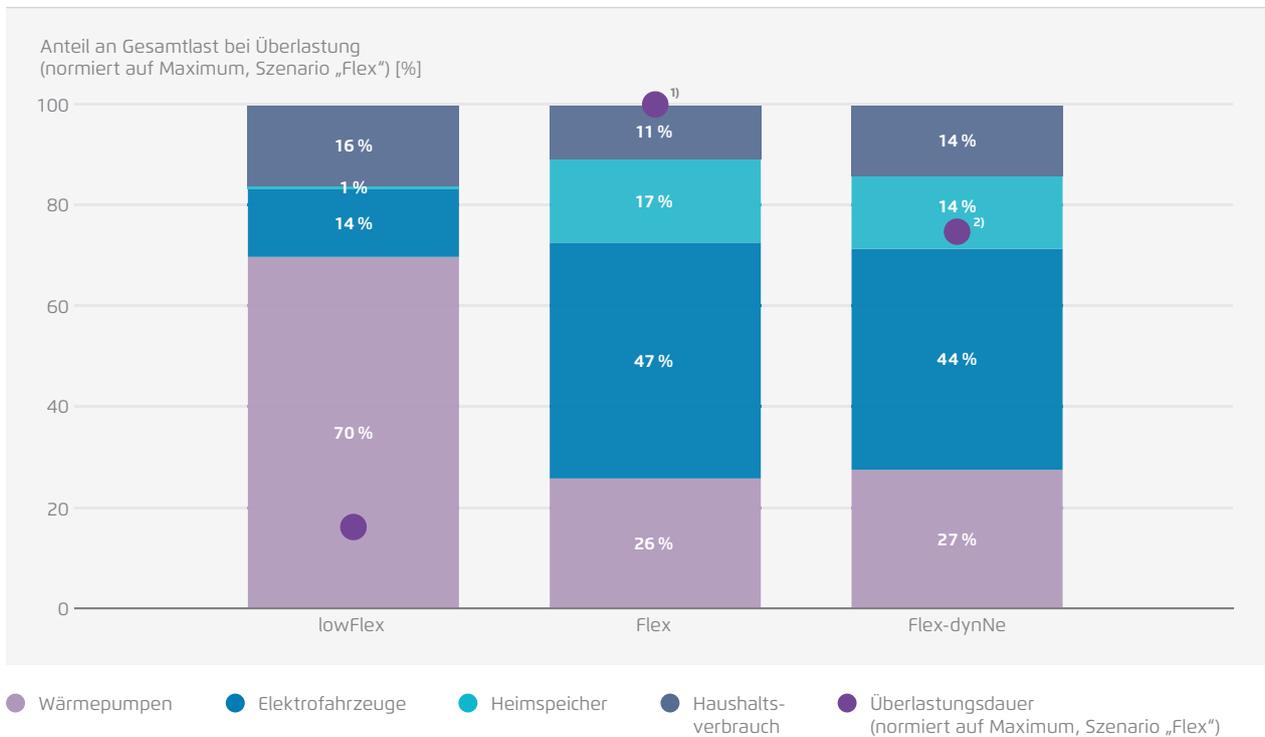
Wie beschrieben, stellt der zunehmende Hochlauf der haushaltsnahen, potenziell flexiblen, Verbrauchseinrichtungen hohe Anforderungen an die Leistungsfähigkeit der Verteilnetze.

In Abbildung 23 sind die Anteile der einzelnen Komponenten an der gesamten auftretenden Last in den Zeitpunkten der Überlastungen dargestellt. Der ebenfalls dargestellte Anteil der überlasteten Zeit, in der Legende als „Überlastungsdauer“ bezeichnet, variiert über die Szenarien (siehe auch Abbildung 23) und ist auf die maximale Dauer der Überlastung, die im Szenario „Flex“ auftritt normiert. Ohne preisliche Anreize zur Lastverschiebung auf Basis des Börsenstrompreises (Szenario „lowFlex“) werden die Überlastungen hauptsächlich von den Wärmepumpen verursacht. Zu einer Überlastung kommt es vor allem an kalten Wintertagen (siehe auch Abbildung 18), wenn die Wärmepumpen alle gleichzeitig auf hoher Last laufen. In Summe liegt der Lastanteil der Wärmepumpen in den kritischen Zeitpunkten bei 70 Prozent. Elektrofahrzeuge machen hierbei nur etwa 14 Prozent der Gesamtlast aus.

Elektrofahrzeuge und Heimspeicher können auf Flexibilitätsanreize sehr gut reagieren. Das führt im Szenario „Flex“ zu einer hohen Gleichzeitigkeit beim Laden und Entladen und damit deutlich häufiger zur Überlastung als in dem Szenario ohne solche Anreize. Der Lastanteil der Elektrofahrzeuge steigt während der kritischen Zeitschritte auf 47 Prozent und der Heimspeicher von 1 Prozent auf 17 Prozent.

Dynamische Netzentgelte führen dazu, dass die Flexibilität der Elektrofahrzeuge und Heimspeicher netzschonender eingesetzt wird. Dadurch reduziert sich deren Anteil an Überlastungen gegenüber dem Szenario ohne dynamische Netzentgelte geringfügig. Im Gegenzug steigt dann der Anteil der unflexiblen Haushaltslast und der Wärmepumpen leicht. An sehr kalten Tagen reagieren die Wärmepumpen nur be-

Anteil der flexiblen Verbrauchsanlagen und der unflexiblen Haushaltsverbräuche an der Gesamtlast und die Überlastungsdauer bei lastbedingten Überlastungen im Jahr 2035 → Abb. 24



FfE (2023). Lesebeispiel: Die prozentuale Überlastungsdauer beträgt im Szenario mit dynamischem Börsenpreis 100 Prozent¹⁾, da sie auf die maximale Überlastungsdauer normiert wurde. Mit dynamischen Netzentgelten wird sie um 25 Prozent auf 75 Prozent²⁾ reduziert. In den verbleibenden Zeitpunkten mit Überlastung sind die Elektrofahrzeuge und Heimspeicher in geringerem Maß für die Überlastungen verantwortlich.

dingt auf die Netzentgelte, weil diese dauerhaft hoch sind und damit keine Lenkungswirkung mehr entfachen können. Da die Häuser aber geheizt werden sollen, ist die Möglichkeit zur Lastverschiebung über längere Zeiträume eingeschränkt.

Einspeisebedingte Überlastungen sind in Abbildung 24 nicht dargestellt. Sie treten hauptsächlich in den flexiblen Szenarien auf und werden im Wesentlichen durch die Flexibilitäten, die am Arbitragehandel teilnehmen, hervorgerufen. Gut 50 Prozent der kritischen Einspeiseleistung entfällt hierbei auf bidirektionale Elektrofahrzeuge und gut 25 Prozent auf Heimspeicher. Die restliche Leistung entfällt auf die Photovoltaikanlagen. Durch den Einsatz dynamischer Netzentgelte können auch einspeisebedingte Überlastungen deutlich reduziert werden (siehe auch Abbildung 23). Die Anteile an der kritischen Einspeiseleistung verändern sich hierbei kaum.

Die Verteilnetze sind im Jahr 2035 durch den Zuwachs an haushaltsnaher Last regelmäßig überlastet. In allen betrachteten Szenarien dominieren lastbedingte Engpässe. Ohne Nutzung der Flexibilität (Szenario „lowFlex“) sind Wärmepumpen die hauptsächlichlichen Treiber von Netzüberlastungen. In den flexibilitätsanreizenden Szenarien treiben hauptsächlich Elektrofahrzeuge die Überlastung in die Höhe. Neu dazu kommen einspeisebedingte Überlastungen durch die gleichzeitige Entladung von bidirektionalen Elektrofahrzeugen (Szenario „Flex“ und „Flex-dynNe“) und Heimspeichern bei hohen Börsenstrompreisen. Hierbei sind ebenfalls die Elektrofahrzeuge aufgrund ihrer hohen Leistung hauptsächlichlicher Treiber der Überlastung.

5.3 Notwendige Verstärkungsmaßnahmen

Damit die Netze in der Zukunft weiterhin engpassfrei betrieben werden können, bedarf es des Ausbaus von Leitungen und Ortsnetztransformatoren. Diese werden, sofern die Schwellwerte ihrer technischen Betriebsgrenzen überschritten werden, durch das Verlegen paralleler Leitungen oder durch den Austausch des Transformators mit einem mit höherer Nennlei-

stung hinsichtlich der neuen Belastungssituation ausgerüstet. In den nachfolgenden Abschnitten werden die resultierenden Netzausbaukosten (Abschnitt 5.3.1 beleuchtet. Nach übergeordneter Aufschlüsselung der in den Szenarien auftretenden Netzausbaukosten je Gebietskategorie, erfolgt eine spezifische Einordnung der erforderlichen Kosten für Leitungs- und Transformatorausbau (Abschnitt 5.3.2 und 5.3.3). Es folgt eine Prüfung, ob andere Netzentgeltspreads, als die hier angenommenen, möglicherweise zusätzlich Netzausbaukosten vermeiden können, sowie ein Exkurs über den Einfluss regelbarer Ortsnetztransformatoren.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass der Leitungsausbaue den größten Kostenfaktor darstellt, welcher durch den Einsatz dynamischer Netzentgelte signifikant reduziert werden kann. Die Einführung dynamischer Netzentgelte kann damit einen deutlichen Beitrag dazu leisten, dass der Ausbau für die Verteilnetzbetreiber erreichbar ist. Durch die zusätzliche Einbindung der Flexibilitäten verschiebt sich die Belastung auf die Niederspannungsnetze zunehmend vom ländlichen in den städtischen Raum.

5.3.1 Aufschlüsselung der Ausbaukosten nach Betriebsmitteln und Gebietskategorien

Zur Behebung der Spannungsbandprobleme und Leitungsüberlastungen (siehe Abschnitt 4.2.2) bedarf es des Ausbaus der Niederspannungsleitungen. Dieser macht einen Großteil der anfallenden Kosten aus. Die Ausbaumaßnahmen der Leitungen teilen sich einerseits in die Materialkosten für die Leitungen und andererseits in die Kosten für deren Verlegung auf, die vom Grabungsaufwand dominiert sind. Im Vergleich zu den Anschaffungs- und Installationskosten neuer Ortsnetztransformatoren ist der finanzielle Aufwand aufgrund der Grabungskosten deutlich höher. Dies hat zur Folge, dass die Kosten für die Leitungsverlegung in allen Szenarien am höchsten sind, wie Abbildung 25 entnommen werden kann.

Durch die Flexibilisierung steigen die Kosten sowohl für die Leitungsverstärkung als auch für den Tausch

von Ortsnetztransformatoren an. Im Szenario „Flex“ muss bis zum Jahr 2035 bei 51 Prozent der Niederspannungsnetznetze,⁷¹ also in mehr als 225.000 Ortsnetzen, die Trafokapazität erhöht werden, wodurch deren installierte Leistung gegenüber heute um 63 Prozent steigt (von 196 auf 320 Gigawatt). Die benötigte Transformatorleistung übersteigt dann in etwa 3,3 Prozent der Netze (rund 18.000 Stück) die angenommene maximale Leistungsklasse von 1.000 Kilowatt, sodass die Erweiterung nicht über einen schlichten Austausch des Transformators in der vorhandenen Station durchgeführt werden kann. Dies hat zur Folge, dass neue Transformatorstationen gebaut werden müssen, wodurch im Regelfall eine Netzneuplanung resultiert. Hierbei wird das Netz aufgeteilt und ein Teil der Stränge entsprechend

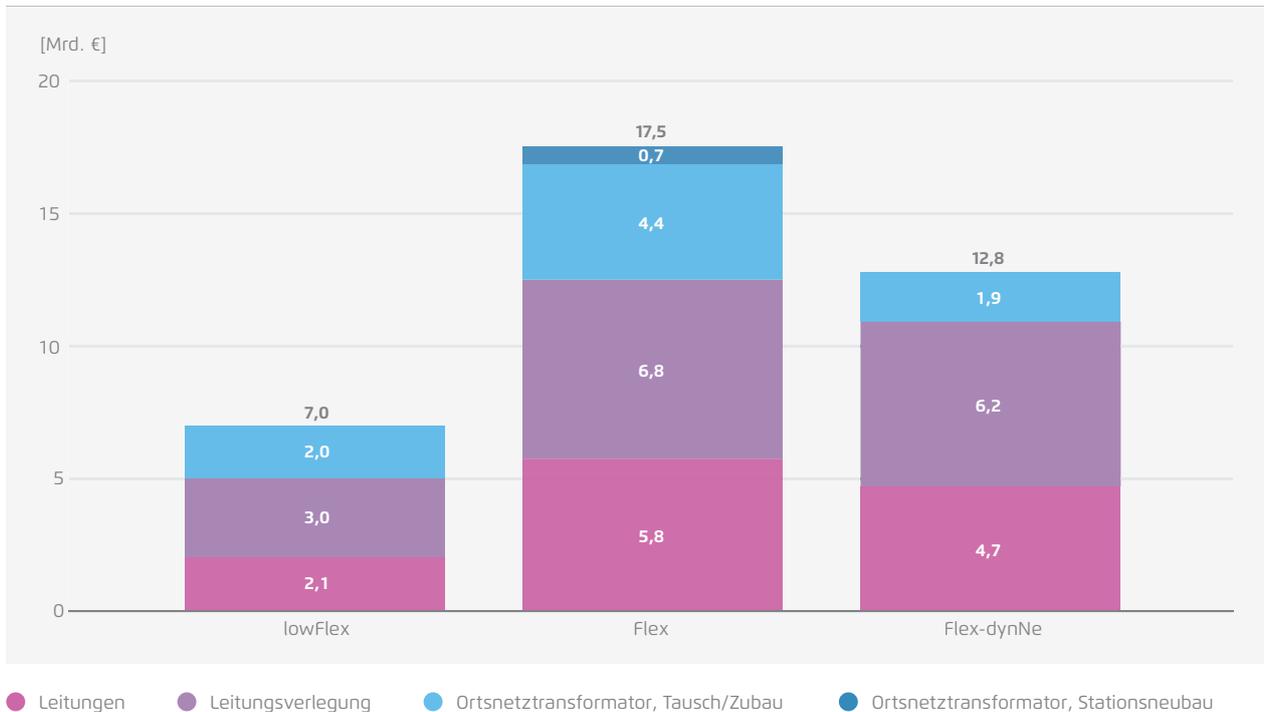
der lokalen Gegebenheiten über den neuen Ortsnetztransformator aus dem Mittelspannungsnetz versorgt, wodurch die Belastung im ursprünglichen Ortsnetz deutlich vermindert wird.

Durch dynamische Netzentgelte können insbesondere die Investitionskosten für den Transformator-tausch bis zum Jahr 2035 von 4,4 Milliarden Euro auf 1,9 Milliarden Euro gesenkt werden. Die Kosten für Ortsnetztransformatoren sind damit sogar um 100 Millionen Euro geringer als im Szenario mit dem geringsten Flexibilitätseinsatz (Szenario „lowFlex“). Das bedeutet, dass die dynamischen Netzentgelte die durch die marktliche Flexibilisierung erhöhte Transformatorauslastung wirkungsvoll kompensieren beziehungsweise sogar leicht überkompensieren. Außerdem ist in Szenario „Flex-dynNe“ im Gegensatz zum Szenario „Flex“ kein Bau von neuen Transformatorstationen nötig. Die dynamischen Netzentgelte wirken sich auch positiv auf den Bedarf an neuen Leitungen aus: Die Kosten für den Leitungsausbau reduzieren sich in Summe im Vergleich zum Szenario

71 Die Gesamtheit des deutschen Niederspannungsnetzes, betrieben von rund 880 Verteilnetzbetreibern, besteht aus vielen einzelnen Ortsnetzen (rund 550.000 Stück, in denen sich primär Haushalte und deren Flexibilitäten befinden), die über Ortsnetztransformatoren an die nächsthöhere Spannungsebene angeschlossen sind. Letztgenannte stellen hier die Grundgesamtheit dar.

Netzausbaukosten nach Betriebsmittel bis zum Jahr 2035*

→ Abb. 25



fE (2023). Anmerkung: * kumuliert bis zum Jahr 2035, auf eine Nachkommastelle gerundet, reale Werte.

„Flex“ um fast 13 Prozent von 12,5 Milliarden Euro auf 10,9 Milliarden Euro.

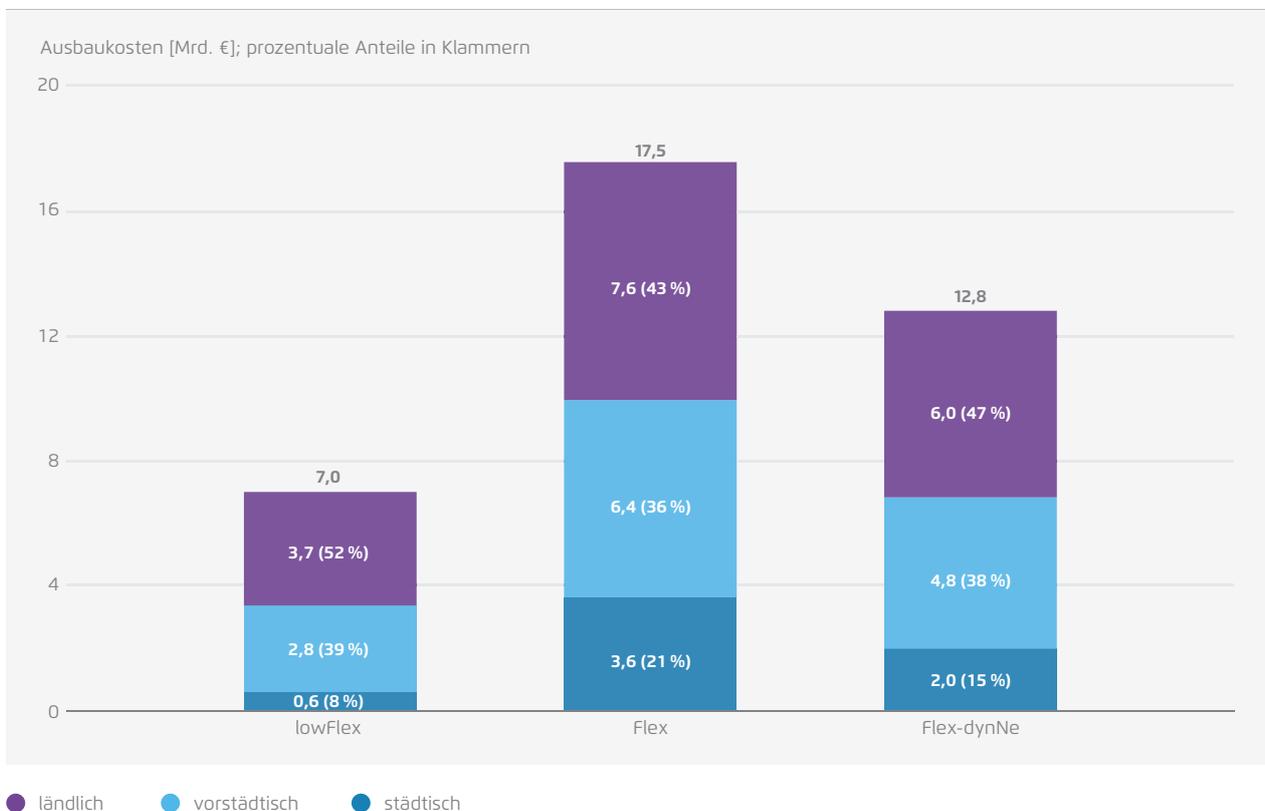
Der beschriebene Ausbaubedarf fällt dabei nicht in allen Ortsnetzen gleich aus. Um diesen Effekt zu veranschaulichen, werden im Folgenden die oben genannten Gesamtinvestitionen differenziert nach Gebietskategorien gezeigt. Abbildung 26 schlüsselt die Ausbaukosten für die untersuchten Gebietskategorien, auf, um zu verdeutlichen, wo am meisten in den Netzausbau investiert werden muss.

Im Szenario „lowFlex“ fallen mehr als 50 Prozent der Ausbaukosten im ländlichen Raum an, gefolgt von den vorstädtischen Netzgebieten mit etwa 40 Prozent. Das ist auf die längeren Leitungsabschnitte in diesen Netzgebieten in Kombination mit einer hohen Anzahl an Verbrauchseinrichtungen und daraus resultierenden Spannungsbandverletzungen zurückzuführen.

Das Nutzen der haushaltsnahen Flexibilitäten führt im ländlichen und vorstädtischen Raum zu knapp einer Verdopplung der Netzausbaukosten im Szenario „Flex“. Beide Gebietskategorien tragen auch absolut betrachtet die höchsten Netzausbaukosten. Relativ resultiert durch das Nutzen der Flexibilität in städtischen Netzen eine besonders starke Erhöhung der Kosten. Das liegt daran, dass die städtischen Netze einen hohen Durchdringungsgrad von Elektrofahrzeugen aufweisen. Durch die börsenpreisoptimierte Ladestrategie kommt es zu hohen gleichzeitigen Ladeleistungen und die Ausbaukosten in den Städten erhöhen sich um den Faktor sechs von 600 Millionen Euro auf 3,6 Milliarden Euro bis zum Jahr 2035. Ergänzt man im Stromtarif die dynamischen Börsenpreise um dynamische Netzentgelte, wird das Netz entlastet und die Ausbaukosten werden deutlich reduziert – am stärksten wirkt sich dies in den städtischen Netzen mit einer Kostenreduktion

Netzausbaukosten je Gebietskategorie bis zum Jahr 2035*

→ Abb. 26



ffE (2023). Anmerkung: * kumuliert bis zum Jahr 2035, auf eine Nachkommastelle gerundet, reale Werte.

um 44 Prozent aus. Diese Reduktion ist insbesondere durch einen geringeren Bedarf an neuen Ortsnetztransformatoren (siehe Abschnitt 5.3.3) zu erklären.

Der Großteil der Ausbaurkosten in den Niederspannungsnetzen bis zum Jahr 2035 entsteht durch die Verlegung von zusätzlichen Leitungen. Die Installationskosten sind hierbei im Vergleich zu Ortsnetztransformatoren aufgrund der notwendigen Tiefbauarbeiten deutlich höher. Bei flexibler Lastreaktion auf dynamische Stromtarife steigen die Netzausbaurkosten für Leitungen und Ortsnetztransformatoren. Dynamische Netzentgelte, die ein Preissignal bei hoher Netzauslastung transportieren, wirken sich kostendämpfend auf den Netzausbaubedarf aus. Dies betrifft insbesondere den Transformatorausbau, der auf dem Niveau mit wenig genutzter Flexibilität (Szenario „lowFlex“) gehalten werden kann.

In sämtlichen Szenarien nimmt der Anteil der Kosten nach Gebietskategorie von ländlich über vorstädtisch zu städtisch ab. Die Ausbaurkosten nehmen durch die Flexibilisierung in städtischen Netzen im Verhältnis am stärksten auf das Sechsfache zu. Die aufgrund der höheren Durchdringung von Elektromobilität steigende Netzbelastung, mit der sich städtische Regionen konfrontiert sehen, kann mithilfe von dynamischen Netzentgelten deutlich reduziert werden.

5.3.2 Einordnung des erforderlichen Leitungszubaus

Das Verteilnetz muss in den nächsten Jahren deutlich erweitert werden, damit die neuen Verbraucher integriert werden können und deren Flexibilität genutzt werden kann. Wie oben festgestellt, reduzieren dynamische Netzentgelte den Netzausbaubedarf, insbesondere für Ortsnetztransformatoren, aber weniger für Leitungen.

Abbildung 27 zeigt in der linken Grafik den Ausbaubedarf an Leitungslänge bis zum Jahr 2035 je Szenario, den es braucht, um Engpässe in diesem Bereich zu vermeiden. Die Länge aller Leitungen im Nieder-

spannungsnetz beträgt heute 1,27 Millionen Kilometer, die Wohngebiete machen davon 715.000 Kilometer aus (siehe Abschnitt 4.1.1). Bis ins Jahr 2035 ist, selbst wenn die haushaltsnahe Flexibilität kaum genutzt wird (Szenario „lowFlex“), eine Erweiterung um mindestens 10 Prozent notwendig. Um die Flexibilitäten im Szenario „Flex“ zu nutzen, müssen insgesamt rund 204.000 Kilometer beziehungsweise bei Umsetzung dynamischer Netzentgelte (Szenario „Flex-dynNe“) 175.000 Kilometer Leitungen zugebaut werden, was einer Erweiterung des Netzes um knapp 30 Prozent beziehungsweise 25 Prozent entspricht. In allen Szenarien entfällt ungefähr die Hälfte des Leitungsausbaubedarfes auf den ländlichen Raum, rund 40 Prozent wird in vorstädtischen Netzgebieten benötigt.

Neben den reinen Leitungskilometern werden auch die Verlegungskilometer in Abbildung 27 ausgewiesen. Niederspannungsleitungen werden in der Regel unterirdisch verlegt, weswegen die Kosten des Tiefbaus einen erheblichen Teil der Ausbaurkosten ausmachen. Da die Annahme jedoch ist, dass Leitungen parallel verlegt werden können, sind weniger Grabungsmeter als Leitungsmeter notwendig.⁷² Auch hier zeigt sich, dass preisliche Anreize zur Lastverschiebung auf Basis des Börsenstrompreises den Ausbaubedarf erhöhen.

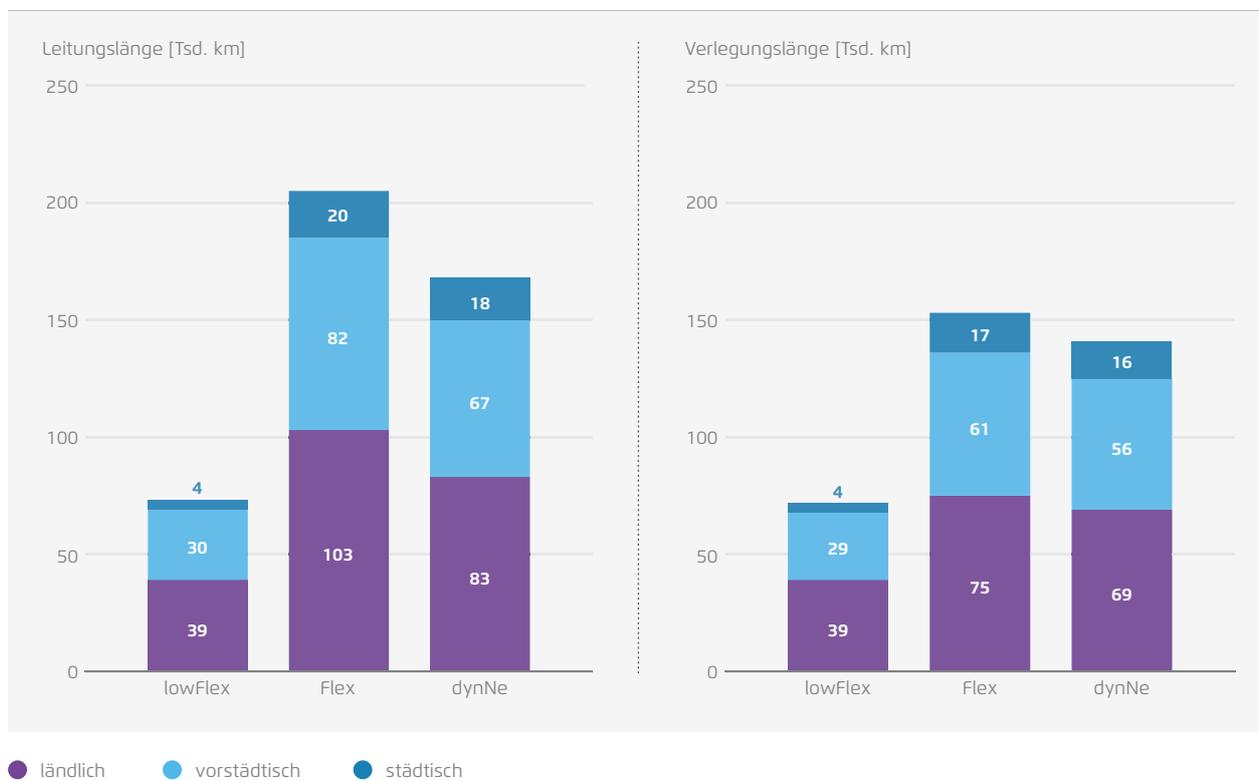
Der Bedarf an zusätzlichen Stromleitungen im Verteilnetz um den Faktor vier. Da in den städtischen Netzen deutlich höhere Grabungskosten (siehe Annahmen zu Grabungskosten im Anhang 7.2.2) anfallen, macht dies einen Großteil der städtischen Netzausbaurkosten aus.

Der entlastende Effekt der dynamischen Netzentgelte ist bei den Leitungen weniger stark ausgeprägt als bei den Ortsnetztransformatoren. Die Anzahl der überlasteten Netzstränge wird nur in geringem Umfang reduziert, wodurch weiterhin hohe Grabungskosten resultieren, wenngleich insgesamt weniger Leitungen parallel verlegt werden müssen.

⁷² Im Fall des Ausbaus von Leitungsabschnitten wird dieser häufig mit hohem „Puffer“ vorgenommen, um zukünftigen Überlastungen vorzubeugen und damit erneute Grabungsarbeiten zu vermeiden. Vorausschauend werden teils Leerrohre verlegt, welche das nachträgliche Einziehen weiterer Leitungen ermöglichen, oder Kabel mit überproportional hohen Querschnitten.

Ausbaubedarf an Leitungs- und Verlegungslänge bis zum Jahr 2035

→ Abb. 27



FfE (2023)

Um die Machbarkeit des Netzausbaus abzuschätzen, wird in Abbildung 28 der Ausbaubedarf für die Jahre 2029 und 2035 mit dem historischem Netzausbau verglichen.

In dieser Studie werden nur Niederspannungsnetze mit haushaltsnahen Flexibilitäten betrachtet, die rund 60 Prozent der Gesamtnetzlänge des deutschen Niederspannungsnetzes ausmachen. Die hier getroffene Annahme für die Ermittlung des Ausbautrends ist, dass sich der historische Ausbau⁷³ gleichmäßig auf alle Niederspannungsnetze verteilt.

Das Niederspannungsnetz wurde seit dem Jahr 2010 im Durchschnitt pro Jahr um 13.700 Kilometer beziehungsweise um 1 Prozent der Netzlänge erweitert. In den letzten Jahren ist eine Ausbaubeschleunigung zu beobachten, seit dem Jahr 2017

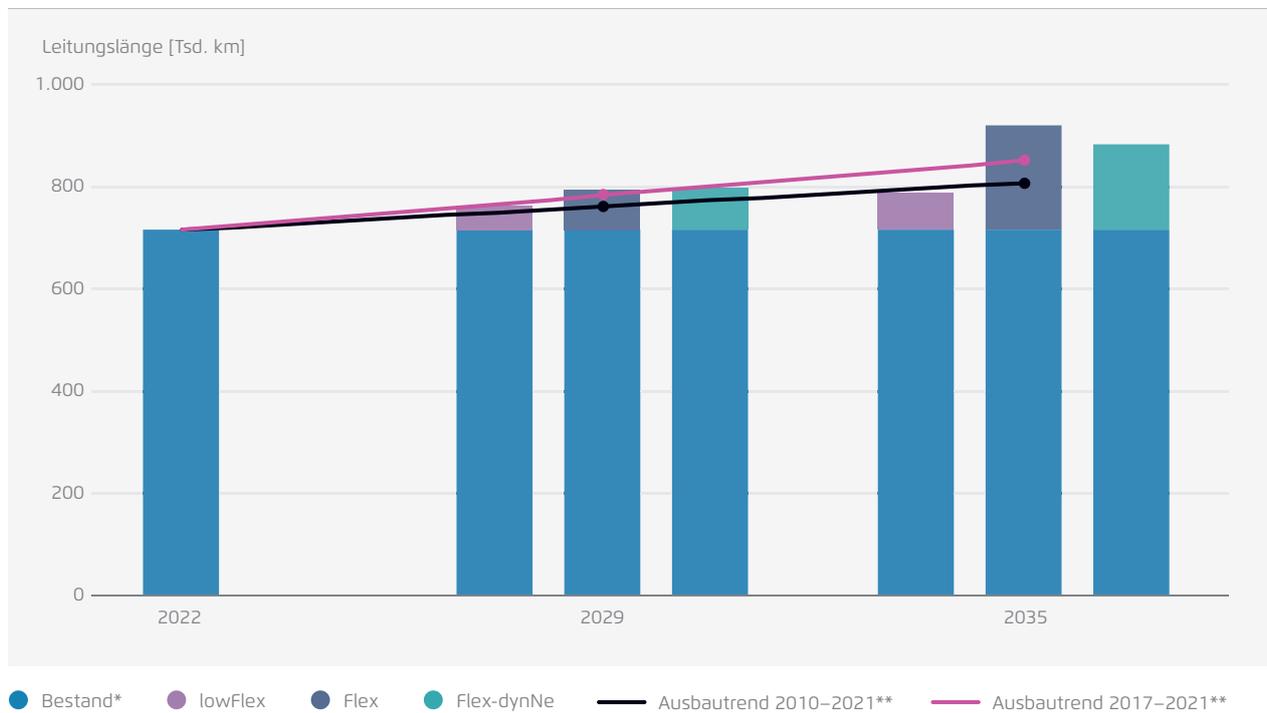
sind es rund 20.000 Kilometer beziehungsweise 1,6 Prozent pro Jahr. Wie Abbildung 28 zeigt, ermöglicht diese Ausbaugeschwindigkeit das Erreichen des notwendigen Netzausbaus bis zum Jahr 2035 nur im Szenario „lowFlex“. Mit Flexibilisierung und dynamischen Netzentgelten (Szenario „Flex-dynNe“) wird der notwendige Netzausbau um 20.000 Kilometer nur knapp nicht erreicht.

Ohne Flexibilisierung der Assets müssen zwei Drittel der benötigten Leitungen bis zum Jahr 2029 zugebaut werden. Dies entspricht einer Ausbaurrate von fast 6.900 Kilometer pro Jahr beziehungsweise 1 Prozent der Netzlänge vom Jahr 2022 bis ins Jahr 2029 und erscheint damit im historischen Vergleich machbar. Im Szenario „Flex“ liegt die benötigte Ausbaurrate bis ins Jahr 2029 bei etwa 10.400 Kilometer oder 1,4 Prozent pro Jahr. Mit Blick auf das Jahr 2035 steigt der Ausbaubedarf deutlich an. Verteilt man den sich dann ergebenden Ausbaubedarf gleichmäßig auf alle Jahre, steigt die benötigte Leitungslänge pro Jahr

73 Bundesnetzagentur (2023) /BNETZA02 23/

Ausbaubedarf an Leitungen verglichen mit dem historischen Ausbautrend

→ Abb. 28



ffE (2023). Anmerkung: * haushaltsnahe Niederspannungsnetze. ** Annahme: 56 Prozent der fortgeschriebenen historischen Ausbaumaßnahmen finden in haushaltsnahen Niederspannungsnetzen statt. Das entspricht dem heutigen Anteil der haushaltsnahen Netze an der Gesamtleitungslänge in der Niederspannung.

zwischen 2022 und 2035 auf fast 15.800 Kilometer oder 2,2 Prozent an.

Durch dynamische Netzentgelte kann die benötigte Ausbaugeschwindigkeit auf 12.900 Kilometer oder 1,8 Prozent pro Jahr reduziert werden. Allerdings erhöht sich der Ausbaubedarf bis ins Jahr 2029 leicht. Da die Bestimmung der dynamischen Netzentgelte auf der Transformatorauslastung basiert, kommt es in einzelnen Netzen bis zum Jahr 2029 durch die Verschiebung der Lasten nicht zu einer Reduktion, sondern zu einer Erhöhung der Leitungsauslastung und Spannungsbandverletzungen.

Der Großteil des Bedarfes an Leitungsausbau fällt in den ländlichen und vorstädtischen Netzregionen an. Die erforderliche Ausbaugeschwindigkeit, um haushaltsnahe Flexibilität im vollen Umfang zu nutzen, übersteigt den historisch beobachteten Ausbau. Die Einführung von dynamischen Netzentgelten kann den notwendigen Ausbaubedarf um knapp 15 Prozent reduzieren. Damit erscheint der hier berechne-

te, zukunftsfähige Ausbau, gemessen an der Ausbaugeschwindigkeit seit 2017, machbar.

5.3.3 Einordnung des erforderlichen Transformatorausbaus

In Deutschland gibt es rund 900.000 Niederspannungstransformatoren, von denen 550.000 Ortsnetztransformatoren in Netzen liegen, welche primär Haushalte und deren Verbrauchsanlagen versorgen, die Flexibilität bereitstellen können. Davon befinden sich 22 Prozent der Ortsnetztransformatoren im ländlichen Raum, 35 Prozent im vorstädtischen und 43 Prozent im städtischen (siehe Abschnitt 4.1.1). Diese Ortsnetztransformatoren haben zusammen eine Kapazität von 196 Gigawatt. Wie in Abschnitt 5.2 gezeigt, sind davon je nach Szenario zwischen 23 bis 51 Prozent überlastet und müssen somit ausgebaut werden

Im Szenario „lowFlex“ müssen bis ins Jahr 2035 135.700 Ortsnetztransformatoren, also ein Viertel

des betrachteten Bestands, ausgetauscht und dabei die Kapazität um 32,7 Gigawatt erhöht werden (siehe Abbildung 29). Der Ausbaubedarf besteht hier erneut vorrangig in ländlichen und vorstädtischen Regionen.

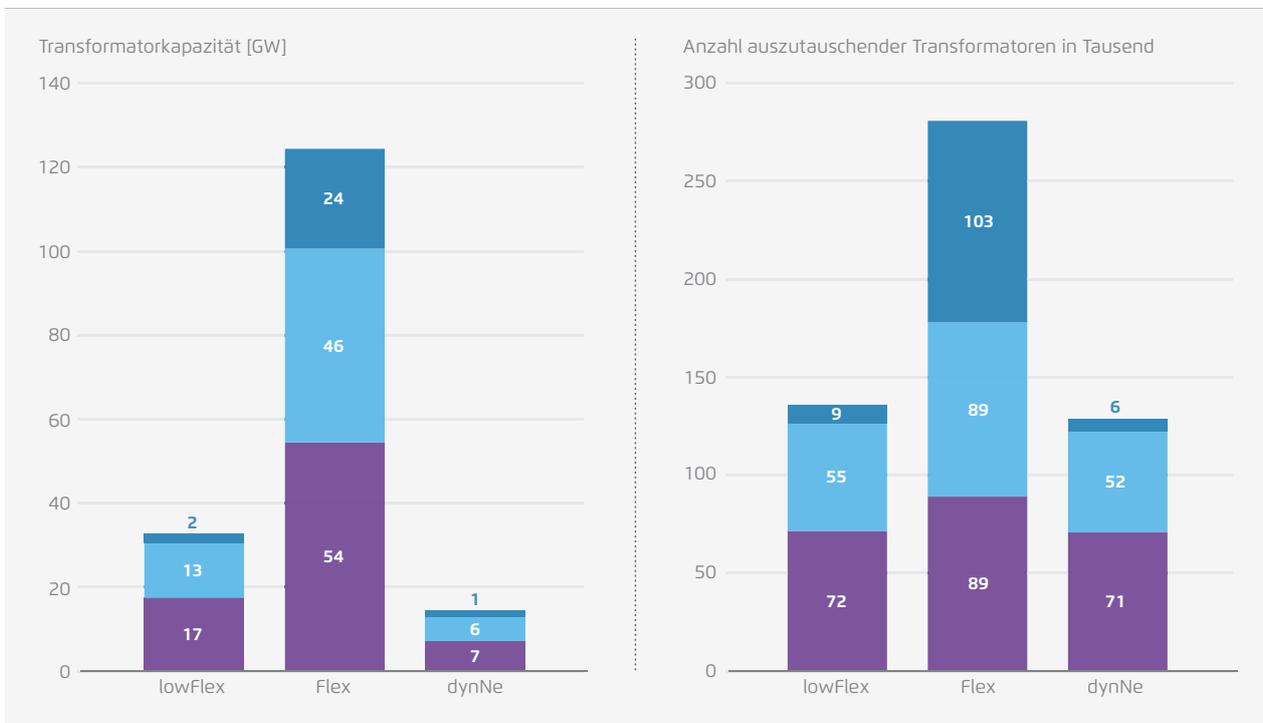
Durch die rein marktorientierte Betriebsweise der haushaltsnahen Flexibilitäten im Szenario „Flex“ würde sich die Anzahl der auszutauschenden Ortsnetztransformatoren auf 280.800 Stück nahezu verdoppeln. Es kommt zu einer nahezu Vervierfachung der zugebauten Transformator Kapazität auf 124,4 Gigawatt. Somit müssen etwa 50 Prozent der Ortsnetztransformatoren ausgetauscht werden und die installierte Leistung muss um 63 Prozent erhöht werden. Besonders deutlich ist der erhöhte Austauschbedarf in den städtischen Netzen, da sich in dieser Region aufgrund der größeren Ballung, der dadurch geringeren Anzahl an Gebäuden je Netz und folglich der höheren Anzahl an Netzen, die meisten Ortsnetztransformatoren befinden. Hier sind über 100.000 Ortsnetz-

transformatoren ausbaubedürftig. Aufgrund des hohen Leistungsbedarfs müssen 1.700 neue Transformatorstationen in den städtischen Regionen gebaut werden. Besonders im städtischen Raum stellt die Errichtung neuer Transformatorstationen, sowie deren Anschlüsse, aufgrund der hohen Verdichtung und dem damit einhergehenden Platzmangel ein komplexes Unterfangen dar. In Bezug auf die Kapazität der Ortsnetztransformatoren wird jedoch mit 54,5 Gigawatt ein Großteil im ländlichen Raum benötigt, da hier proportional mehr Verbraucher pro Ortsnetztransformator verortet sind. Die ländlichen Netze repräsentieren 21,6 Prozent der betrachteten Niederspannungsnetze und beinhalten überproportional viele flexible Verbraucher: 26 Prozent der Elektrofahrzeuge und 34 Prozent der Wärmepumpen.

Dynamische Netzentgelte (Szenario „Flex-dynNe“) reduzieren die Auslastung der Ortsnetztransformatoren deutlich. Es besteht damit kein zusätzlicher

Zugebaute Transformator Kapazität und Anzahl auszutauschender Ortsnetztransformatoren bis zum Jahr 2035

→ Abb. 29



● ländlich ● vorstädtisch ● städtisch

FfE (2023)

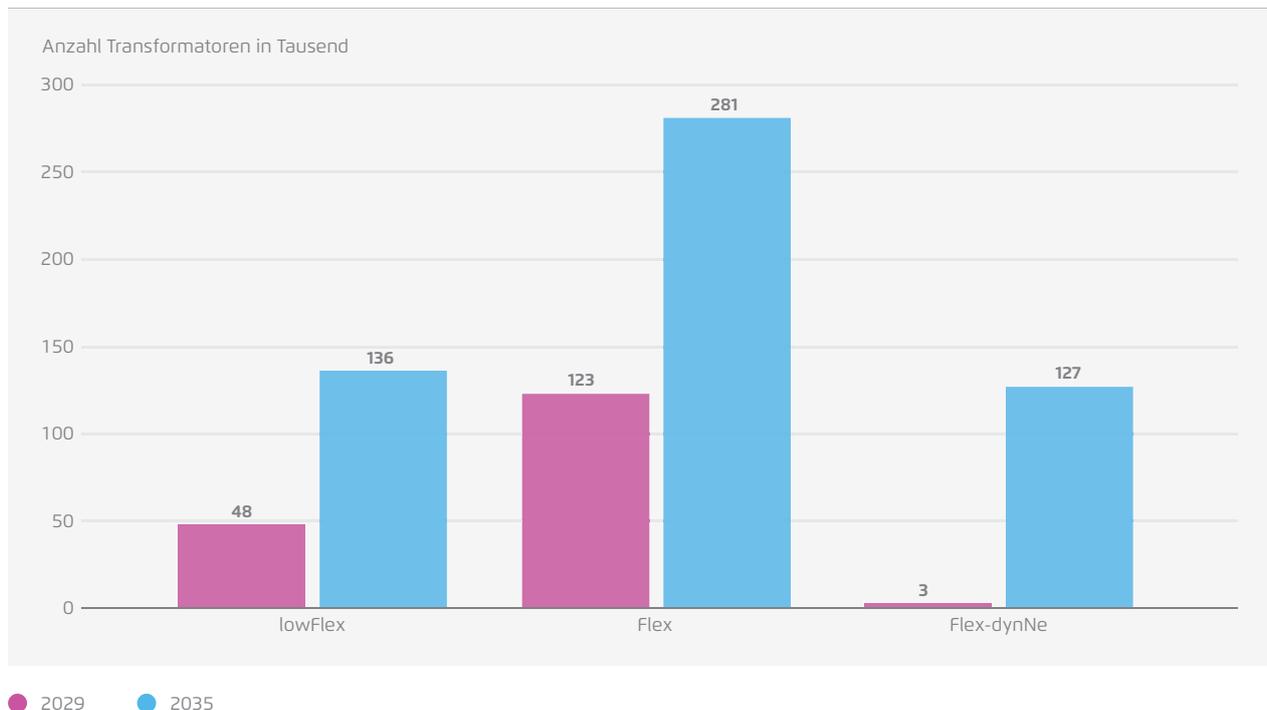
Bedarf an Ortsnetztransformatoren im Vergleich zu dem Szenario, in dem die Flexibilitätpotenziale nicht genutzt werden (Szenario „lowFlex“). Die benötigte Anzahl kann sogar um 9.000 reduziert werden. Insgesamt müssen 127.000 Ortsnetztransformatoren ausgetauscht werden, was einem Austausch von rund 10.500 Stück pro Jahr entspricht. Gegenüber dem Szenario „Flex“ kann vor allem in den städtischen Gebieten die Anzahl der bis 2035 auszutauschender Ortsnetztransformatoren deutlich von über 100.000 auf 6.000 reduziert werden. Die Ortsnetztransformatoren, die ausgetauscht werden, sind zudem durch die dynamischen Netzentgelte nur leicht überlastet. Daher werden insgesamt nur 14,3 Gigawatt an zusätzlicher Transformator Kapazität benötigt. Bezogen auf die 127.000 auszutauschenden Ortsnetztransformatoren entspricht dies einer Erweiterung von durchschnittlich 110 Kilowatt pro Ortsnetztransformator.

In Abbildung 30 ist die Anzahl auszutauschender Ortsnetztransformatoren bis zum Jahr 2029 und 2035 dargestellt.

Es zeigt sich, dass im Gegensatz zum Ausbaubedarf der Leitungen der Ausbau der Ortsnetztransformatoren langsamer ansteigt. Im Szenario „lowFlex“ müssen rund zwei Drittel der Ortsnetztransformatoren erst ab dem Jahr 2029 verstärkt werden. Bei einer gleichmäßigen Verteilung des Ausbaubedarfes auf den kompletten Zeitraum müssen pro Jahr rund 10.500 Ortsnetztransformatoren (entspricht rund zwei Prozent) ersetzt werden. Durch das Nutzen der haushaltsnahen Flexibilitäten muss die Ausbaugeschwindigkeit der Ortsnetztransformatoren auf 21.600 Ortsnetztransformatoren pro Jahr mehr als verdoppelt werden. Das entspricht einem Austausch von rund vier Prozent aller Transformatoren im heutigen Bestand. Durch den Einsatz dynamischer Netzentgelte (Szenario „Flex-dynNe“) kann der Ausbaubedarf bis zum Jahr 2029 deutlich auf gerade einmal 3.000 Ortsnetztransformatoren reduziert werden. Bis zum Jahr 2035 muss im Fall ohne Flexibilisierung und im Fall der Flexibilisierung in Verbindung mit dynamischen Netzentgelten aufgrund der zunehmenden Anzahl an Verbrauchern in etwa die gleiche Größen-

Anzahl auszutauschender Ortsnetztransformatoren

→ Abb. 30



FfE (2023)

ordnung an Ortsnetztransformatoren ausgetauscht werden (rund zwei Prozent des Bestands pro Jahr).

Ein Großteil der zugebauten Transformatorkapazität wird in den ländlichen und vorstädtischen Netzgebieten benötigt, da hier proportional mehr Verbraucher je Ortsnetztransformator angeschlossen sind. Im Szenario „Flex“ verteilt sich die Anzahl auszutauschender Ortsnetztransformatoren nahezu gleichmäßig auf die drei Gebietskategorien, obwohl die meisten Ortsnetztransformatoren in den städtischen Gebieten verortet sind. Mit dynamischen Netzentgelten kann die benötigte Austauschgeschwindigkeit der Ortsnetztransformatoren bis zum Jahr 2035 auf ein ähnliches Niveau wie ohne Flexibilisierung der haushaltsnahen Lasten gesenkt werden, bei zeitgleicher Halbierung der zusätzlich benötigten Transformatorkapazität. Gerade in Ballungsräumen kann das dazu beitragen, dass die teils schwierige Platzsuche für neue Transformatoren entfällt. Im Vergleich mit dem Szenario „Flex“ wird deutlich, dass die notwendige Ausbaugeschwindigkeit durch dynamische Netzentgelte signifikant verringert werden kann. Der Ausbaubedarf entspricht im Jahr 2035 dem Niveau des Jahres 2029 im Szenario „Flex“.

5.3.4 Auswirkungen veränderter Netzentgeltspreizungen

Die Ausgestaltung der dynamischen Netzentgelte hat großen Einfluss auf deren Wirkung. In diesem Abschnitt wird untersucht, welche Rolle die Höhe der Netzentgeltspreizung spielt, denn um Netzengpässe zu vermeiden, müssen in kritischen Zeitpunkten die dynamischen Netzentgelte den Preissprüngen (Spreads) der Börsenstrompreise entgegenwirken.

In den bereits vorgestellten Ergebnissen wurde eine Spreizung zwischen den Entgeltstufen von 100 Prozent angenommen (siehe Abschnitt 4.2.3). Ab einer prognostizierten Transformatorauslastung wird somit das Netzentgelt von 8,08 Cent pro Kilowattstunde um 100 Prozent auf 16,16 Cent pro Kilowattstunde erhöht und bei einer prognostizierten Überlastung auf 24,24 Cent pro Kilowattstunde (siehe Abschnitt 4.2.3). Die Höhe der Preissprünge im Netzentgelt ist dabei

für das ganze Jahr gleich festgelegt. Gleichzeitig weist der in der Modellierung verwendete Börsenstrompreis Preisspreizungen von rund 10 Cent pro Kilowattstunde im Durchschnitt pro Tag auf, in Extremfällen aber auch Preisspreads im Tagesverlauf von bis zu 20 Cent pro Kilowattstunde. In der Basisannahme betragen die Netzentgeltsprünge also rund 80 Prozent des mittleren Tagesspreads im Börsenstrompreis im Jahr 2035.

Es stellt sich die Frage, ob die Netzentgeltsprünge passend gewählt sind. Hierfür wurde die Simulation des Szenarios „Flex-dynNe“ mit abweichenden Netzentgeltspreizungen berechnet: Mit halb so hohen Netzentgeltsprüngen von dann 40 Prozent des mittleren Tagesspreads im Börsenstrompreis, mit doppelt und mit vierfach so hohem Entgeltsprüngen (160 Prozent und 320 Prozent des mittleren Tagesspreads im Börsenstrompreis).

Wie in Abbildung 31 zu erkennen ist, reduziert sich die benötigte Transformatorkapazität mit steigender Differenz in den Netzentgelten bis das Minimum von 6,24 Gigawatt bei 160 Prozent des mittleren Börsenstrompreisspreads erreicht ist. Bereits im Ausgangsszenario mit ein wird weniger Transformatorkapazität als im Szenario „lowFlex“ zugebaut (siehe Abschnitt 5.2.2). Eine geringere Netzentgeltspreizung (40 Prozent) ist nicht ausreichend, um die Transformatorauslastung wirksam zu reduzieren. Bei einer Netzentgeltdifferenz von 320 Prozent gegenüber dem mittleren Börsenstrompreisunterschied müssen im Vergleich zu 160 Prozent mit 7.700 Ortsnetztransformatoren (9,5 Prozent) deutlich mehr ausgebaut werden. Der Unterschied zur Basisannahme (80 Prozent) beträgt bei einer Spreizung von 320 Prozent bereits in der ersten Preisstufe 32,32 Cent pro Kilowattstunde und übersteigt somit alle Börsenpreissprünge. Dadurch ist das Netzentgelt immer das dominierende Preissignal. Dies kann bei dem verwendeten Ansatz in einzelnen Fällen zu einer Übersteuerung und einer Überlastung des Ortsnetztransformators führen. In den betrachteten Fällen ist diese Überlastung allerdings nur von kurzer Dauer und Intensität.

Da die Netzentgelte auf Basis der Transformatorauslastung bestimmt werden, führt eine Erhöhung

Zugebaute Transformatorkapazität und Anzahl auszutauschender Ortsnetztransformatoren im Szenario „Flex-dyn“ mit verschiedenen Netzentgeltsprüngen bis zum Jahr 2035

→ Abb. 31



FFE (2023). Anmerkung: * Netzentgeltsprung je Belastungsstufe. Fällt bei Wechsel von Normallast zu mittlerer Belastungsstufe an sowie erneut bei Wechsel von mittlerer Belastungsstufe zur höchsten Belastungsstufe. Der Netzentgeltsprung beträgt im Basisfall 8,08 ct/kWh und liegt damit bei rund 80 Prozent des mittleren täglichen Börsenpreisspreads (10 ct/kWh). Lesebeispiel: Die beiden unteren Abbildungen, die identisch sind, zeigen die absolute Höhe des mittleren täglichen Börsenpreisspreads, welcher konstant ist, und der Höhe des Netzentgeltsprungs, der variiert und sich von links nach rechts erhöht. Die Abbildungen oben zeigen, dass der Aufwand für die Erhöhung der Transformatorkapazität (oben links) und die Anzahl der auszutauschenden Ortsnetztransformatoren (oben rechts) auf das Minimum reduziert wird, wenn dieses Verhältnis auf 160 Prozent erhöht wird.

der Spreads nicht zwangsläufig zur Reduktion von Leitungsüberlastungen oder Spannungsbandverletzungen. Abbildung 32 zeigt, dass der Ausbaubedarf an Leitungsmetern sich sogar von 155.000 Kilometern bei einem Netzentgeltspreid von 40 Prozent auf 173.000 Kilometer bei einem Netzentgeltspreid von 320 Prozent erhöht. Dies resultiert in höheren Ausbaukosten für Leitungen.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Netzentgeltsprünge in Größenordnung der zu erwartenden Preisunterschiede an der Strombörse gewählt werden müssen. Ist die Netzentgeltspreizung ähnlich groß wie die mittleren täglichen Preisspreads an der Strombörse, entfaltet das dynamische Netzentgelt seine größte Wirkung und die Netzbelastung kann

deutlich reduziert werden. Das ist mit der Basisannahme (80 Prozent) gewährleistet. Ist diese Schwelle jedoch erreicht, können überproportional große Entgeltspreizungen (320 Prozent, also dreimal so hoch wie die täglichen Börsenpreisspreads) zu gegenläufigen Effekten führen und die Netzbelastung wieder geringfügig erhöhen.

5.3.5 Der Einfluss ausgewählter Annahmen auf den Netzausbau

Die im Ergebnisteil ermittelten Netzausbaukosten fußen auf den getroffenen Annahmen zur Auslegung und dem Betrieb von Verteilnetzen, die im Rahmen der Studie genannt und beschrieben werden. Da einige

Ausbaubedarf an Leitungs- und Verlegungslänge im Szenario „Flex-dynNe“ mit verschiedenen Netzentgeltsprüngen bis zum Jahr 2035

→ Abb. 32



● Netzentgeltsprung* im Vergleich zum mittleren täglichen Börsenspreisspread

● mittlerer täglicher Börsenspreisspread ● Netzentgeltsprung

FFE (2023). Anmerkung: * Netzentgeltsprung je Belastungsstufe. Fällt bei Wechsel von Normallast zu mittlerer Belastungsstufe an sowie erneut bei Wechsel von mittlerer Belastungsstufe zur höchsten Belastungsstufe. Der Netzentgeltsprung beträgt im Basisfall 8,08 ct/kWh und liegt damit bei rund 80 Prozent des mittleren täglichen Börsenspreisspreads (10 ct/kWh). Lesebeispiel: Die beiden unteren Abbildungen, die identisch sind, zeigen die absolute Höhe des mittleren täglichen Börsenspreisspreads, welcher konstant ist, und der Höhe des Netzentgeltsprungs, der variiert und sich von links nach rechts erhöht. Die Abbildungen oben zeigen, dass der Aufwand für die Leitungskilometer (oben links) und die Verlegungskilometer (oben rechts) auf das Minimum reduziert werden können, wenn dieses Verhältnis auf 40 Prozent reduziert wird.

ausgewählte Annahmen eine erhebliche Auswirkung auf die daraus resultierenden Netzausbaukosten haben, werden diese im Folgenden noch einmal gemeinsam in den Blick genommen und die Auswirkung der hier getroffenen Annahmen wird quantifiziert.

a) Größeres erlaubtes Spannungsband

Das erlaubte Spannungsband beim Verbraucher beträgt gemäß der Norm EN 50160 +/- 10 Prozent der Nennspannung. Die Aufteilung von Spannungsgrenzwerten auf die Niederspannungs- und Mittelspannungsebene sowie die Umspannebene Mittelspannung/Niederspannung erfolgt durch den Verteilnetzbetreiber. In der vorliegenden Studie wird die Umspannebene Mittelspannung/Niederspannung und die Niederspannungs-Ebene detailliert betrach-

tet und analog zu anderen Studien (beispielsweise der *dena-Verteilnetzstudie* (2012) ein Spannungsband von +/- 6 Prozent als zulässig erachtet. Dieser Wert teilt sich wie folgt auf: +/- 4 Prozent für die Niederspannungsebene und +/- 2 Prozent für den Ortsnetztransformator. In der Literatur wird teilweise auch das Spannungsband gleichmäßig auf die Mittelspannungs- und Niederspannungsebene aufgeteilt, was zu einem erlaubten Bereich von +/- 5 Prozent führt. Aufgrund der expliziten Abbildung der Niederspannungsebene inklusive des Ortsnetztransformators in dieser Studie wurde der Wert +/- 6 Prozent gewählt.

b) Kabel mit höherem Querschnitt

In der vorliegenden Studie wurde für den Ausbau ein Kabel mit einem hohen Querschnitt von

240 mm² verwendet (NAYY-J 4x240). Der Kabelquerschnitt hat erhebliche Auswirkungen auf die spezifischen Leitungskosten. In der vorliegenden Studie wurde für den Ausbau ein Kabel mit einem hohen Querschnitt von 240 mm² verwendet (NAYY-J 4x240). Da die Kabelkosten nicht ansatzweise in Relation zu den damit verbundenen Tiefbaukosten stehen, ist die Annahme eines größeren Querschnittes sinnvoll. Werden andere Kabel mit geringerem Querschnitt verwendet, führt dies zu höheren Verlegungskosten.

c) Maximale Leistung des Ortsnetztransformators

In der vorliegenden Studie wurden überlastete Transformatoren durch Standardtransformatoren bis zu einer maximalen Leistung von 1.000 Kilowatt ersetzt (gemäß Planungs- und Betriebsgrundsätzen für städtische Verteilnetze, Leitfadens zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen von der Bergischen Universität Wuppertal, und Rückmeldung von Verteilnetzbetreibern). Falls dies nicht ausreichend war, wurde eine zusätzliche Station geplant. Es gibt auch Studien (vgl. beispielsweise Agora Verkehrswende (2019): *Verteilnetzausbau für die Energiewende*), die ausschließlich einen Standardtransformator mit 630 Kilowatt verwenden. Eine größere maximale Leistung bringt Vorteile mit sich, weil der Stationsneubau in einigen Fällen vermieden werden kann. Häufiger reicht ein Austausch in bestehender Station aus. Damit können Kosten für den Stationsbau vermieden werden und es entsteht zudem weniger Aufwand in der Planung, weil nicht erst verfügbare Flächen gefunden und entsprechende Leitungszugänge neu gelegt werden müssen.

d) Blindleistungsregelung

Es wurden die in Kapitel 4.2.2 ausführlich beschriebenen Blindleistungsregelungen in die Modellierung mit einbezogen. Dieses Verhalten kann seit der letzten Anpassung der technischen Anschlussregeln für Anlagen im Niederspannungsnetz VDE-AR-N 4105 und VDE-AR-N 4100 vom Verteilnetzbetreiber gefordert werden. Eine konservativere Annahme wäre

es, keine Blindleistungsregelung durch Anlagen in der Niederspannung anzunehmen.

e) Aufteilung der Leistungskosten in Kabel und Verlegung

Werden die Leitungskosten entsprechend aufgeteilt, kann dem Umstand, dass Kabel in der Praxis parallel verlegt werden, begegnet werden. Die Tiefbaukosten fallen dann nur einmal an. In anderen Studien werden die Kosten als ein Element gesehen und somit entstehen bei parallelen Kabeln deutlich höhere Kosten.

Würde man jeweils die oben genannten konservativeren Annahmen zugrunde legen, beliefen sich die Netzausbaukosten auf 28,4 Milliarden Euro statt der ausgewiesenen 17,5 Milliarden Euro Netzausbaukosten im Flex-Szenario und damit auf einen um 10,9 Milliarden Euro höheren Wert. Diese höheren Netzausbaukosten, welche unter konservativeren Annahmen zum Netzbetrieb und Netzausbau berechnet wurden, sind mit bisherigen Studienergebnissen vergleichbar (vgl. beispielsweise Agora Verkehrswende (2019): *Verteilnetzausbau für die Energiewende*). Zusätzlich hat die angewandte, gängige Methodik der – hier zwölf – Typnetze, deutlichen Einfluss auf die resultierenden Netzausbaukosten. Da die Stärke der deutschlandweit verlegten Niederspannungsleitungen nicht bekannt ist, wurden die verwendeten Typnetze mit relativ robusten typischen Leitungen (Aluminium-Kabel 4x150 mm² in der Verteilung und 4x50 mm² bei Hausanschlüssen) abgebildet. Durch die eher robusten Kabel kann es zu einer Unterschätzung des Netzausbaubedarfs kommen.

Insgesamt wird deutlich, wie maßgeblich die Kosten des Verteilnetzausbaus von Entscheidungen in der technischen Umsetzung beeinflusst werden.

5.3.6 Exkurs: Einfluss von regelbaren Ortsnetztransformatoren auf den Netzausbaubedarf

Um Spannungsprobleme in den Griff zu bekommen hat sich in den letzten Jahren der Tausch eines konventionellen gegen einen regelbaren Ortsnetztransformator (rONT) zu einem gängigen Vorgehen

von Verteilnetzbetreibern etabliert – teils alternativ, teils zusätzlich zum klassischen Netzausbau durch Leitungsverlegung. Insbesondere wenn sowohl eine kritische Auslastung des Ortsnetztransformators als auch Spannungsbandverletzungen in einem Ortsnetz erwartet werden, kann ein regelbarer Ortsnetztransformator die günstigste Alternative zum konventionellen Netzausbau sein oder diesen ergänzen.

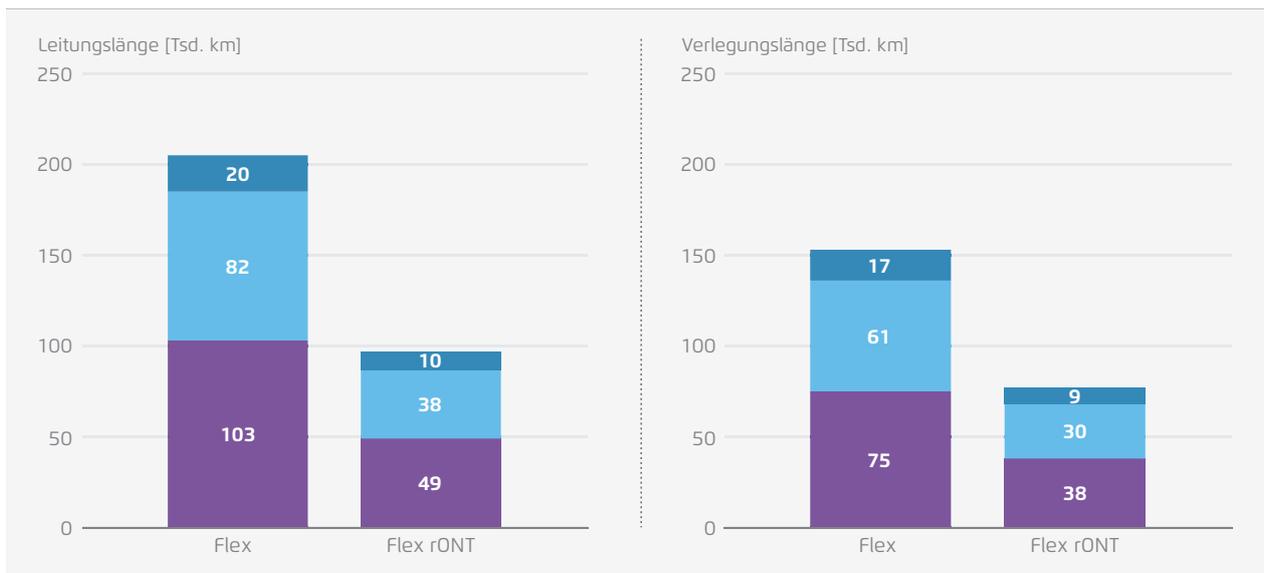
Ein regelbarer Ortsnetztransformator kann, im Gegensatz zu einem konventionellen Ortsnetztransformator, während des Betriebs das Übersetzungsverhältnis anpassen und dadurch die Spannung im Ortsnetz (auf der Niederspannungsseite) verändern. So kann der Überschreitung der zulässigen Spannungsgrenzen durch hohe Last beziehungsweise Einspeisung entgegen gewirkt werden. Ein weiterer Vorteil eines regelbaren Ortsnetztransformators besteht darin, dass die Regelung im einfachsten Fall lokal und unabhängig von Informations- und Kommunikationstechnik oder Messdaten von *Smart Metern* stattfindet, die zusätzlichen Aufwand, Abhängigkeiten und Komplexität bedeuten. Ein regelbarer Ortsnetztransformator ist in vielen

Fällen ein sinnvolles Upgrade, welcher konventionellen Netzausbau vermindern kann. Aufgrund höherer Investitionskosten gegenüber einem konventionellen Ortsnetztransformator ist auch dessen Wahl stets von den lokalen Gegebenheiten abhängig und dessen Einbau ist – beispielsweise im Fall wenig fluktuierender Spannung – auch nicht zwangsläufig sinnvoll.

Um den Einfluss eines regelbaren Ortsnetztransformators auf seine netzentlastende Wirkung beziehungsweise auf das Vermeiden von Netzausbaukosten abzuschätzen, wurden in allen Netzen, in denen im Szenario „Flex“ der Ortsnetztransformator getauscht werden muss und gleichzeitig ein Leitungsausbaubedarf aufgrund von Spannungsbandverletzungen besteht, der Ortsnetztransformator durch einen regelbaren Ortsnetztransformator ersetzt. Es wird angenommen, dass dadurch die Mittelspannungs- und Niederspannungsebene im Wesentlichen voneinander entkoppelt sind. Der zulässige Spannungsbereich kann deshalb in der Simulation von ± 6 auf ± 10 Prozent der Nennspannung erweitert werden, womit in beide Richtungen 4 Prozent mehr Spannungsabweichung zulässig sind.

Ausbaubedarf an Leitungs- und Verlegungslänge bis zum Jahr 2035 mit und ohne regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT)

→ Abb. 33



● ländlich ● vorstädtisch ● städtisch

FfE (2023)

Dies hat zur Folge, dass die benötigten Leitungsmeter sowie die Verlegungslänge bis zum Jahr 2035 um rund 50 Prozent reduziert werden, wie Abbildung 33 dargestellt ist. Das kann besonders in Ballungsräumen, in denen die Leitungsverlegung mit hohen Aufwänden verbunden ist, interessant sein.

Von den 280.000 zu tauschenden Ortsnetztransformatoren werden 222.000 durch einen regelbaren Ortsnetztransformator ersetzt. Bei Investitionskosten von 28.000 Euro⁷⁴ für einen regelbaren Ortsnetztransformator (zum Vergleich: die Kosten für einen konventionellen Ortsnetztransformator liegen bei rund 15.000 Euro) und gleichbleibenden Kostenannahmen für die übrigen Betriebsmittel belaufen sich die Ausbaurkosten bis zum Jahr 2035 auf 14,1 Milliarden Euro. Dies entspricht einer deutli-

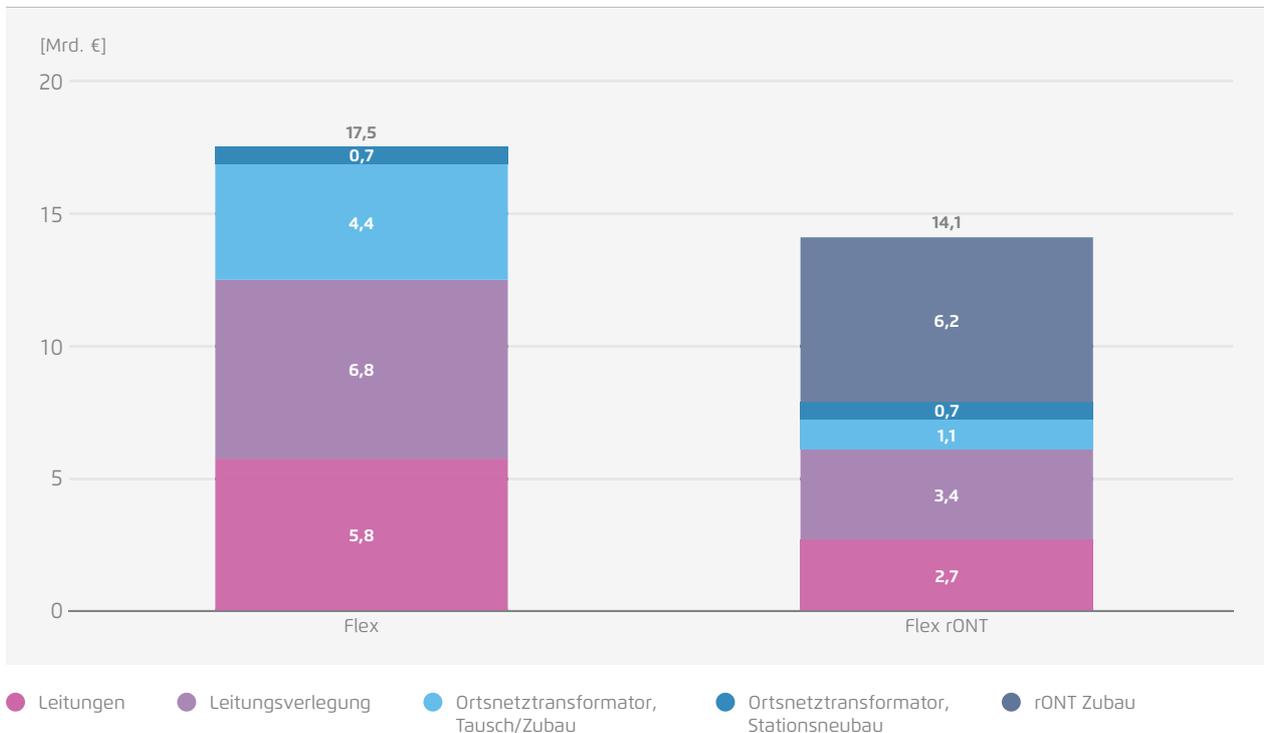
chen Kostenreduktion von etwa 20 Prozent gegenüber den Ausbaurkosten ohne regelbare Ortsnetztransformatoren (siehe Abbildung 34).

Ein flächendeckender Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren kann die benötigten Leitungen und somit die Ausbaurkosten bei uneingeschränkter Flexibilisierung (Szenario „Flex“) um 20 Prozent deutlich reduzieren. Die Reduzierung von Leitungsverlegungen kann insbesondere in Ballungsräumen, in denen hohe Grabungen besonders aufwendig und kostenintensiv sind, attraktiv sein. Auch in Netzen mit hoher fluktuierender Belastung, wie beispielsweise mit hoher Photovoltaikeinspeisung stellen regelbare Ortsnetztransformatoren ein sinnvolles Werkzeug zur Einhaltung der Spannungsgrenzwerte dar. Ein verpflichtender Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren ist jedoch nicht zu empfehlen, da diese aufgrund der deutlich

⁷⁴ Kostenannahmen siehe Tabelle 13

Ausbaurkosten bis zum Jahr 2035 mit und ohne regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT)*

→ Abb. 34



FfE (2023). Anmerkung: * kumuliert bis zum Jahr 2035, reale Werte.

höheren Investitionskosten gegenüber konventionellen Ortsnetztransformatoren in Netzen, in welchen die Vorteile der Regelbarkeit nicht zur Geltung kommen, eine überdimensionierte Lösung darstellen.

5.4 Einfluss des kurativen Netzbetreibereingriffs nach § 14a EnWG

Als weiteres netzentlastendes Instrument steht die netzorientierte Steuerung im Rahmen des Netzengpassmanagements nach § 14a EnWG zur Verfügung. Diese stellt eine Notfallmaßnahme dar: Netzbetreiber begrenzen die Leistung von Verbrauchern mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen temporär, um eine Netzüberlastung zu vermeiden (siehe Abschnitt 2.2).

In diesem Abschnitt wird die Auswirkung eines Netzengpassmanagements nach § 14a EnWG in der von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Form auf die verschiedenen Szenarien betrachtet. Netzausbau wird nur in dem Maß vorgenommen, das erforderlich ist, um die minimal ausgebauten Netze in Kombination mit Netzbetreibereingriffen engpassfrei betreiben zu können – ohne diese Eingriffe würden Überlastungen in erheblichem Umfang auftreten. Diese theoretische Analyse ist gleichzusetzen mit der Berücksichtigung des Netzbetreibereingriffs in der Netzausbauplanung (das Notfallinstrument wäre ein Planungsinstrument). Diese theoretische Betrachtung erlaubt es, die aus den Eingriffen resultierenden Einschränkungen für die Verbraucher zu quantifizieren und zu identifizieren. Zudem kann gezeigt werden, inwieweit Netzbetreiber mithilfe dieses Instruments gegenüber dem in den übrigen Abschnitten angenommenen Netzausbau-Standard, der das Ziel hat auftretende Engpässe komplett zu beheben, Zeit gewinnen können.

Es wird deutlich, dass die die Netzbetreibereingriffe im Rahmen von § 14a EnWG teilweise erhebliche Einschränkungen für die Kund:innen mit sich bringen, wenn die Netze nur minimal ausgebaut werden. Ein Ausbau auf den engpassfreien Zustand ohne Netzbetreibereingriffe, wie in den vorangegangenen Abschnitten dargestellt ist, sollte daher in jedem Fall

angestrebt werden. Die Ergebnisse zeigen jedoch, dass die Netzbetreiber durch den Einsatz der Leistungslimitierung nach § 14a EnWG Zeit gewinnen könnten, um notwendige Netzausbaumaßnahmen umzusetzen; die Analyse hilft zudem, Netzausbaumaßnahmen dort zu priorisieren, wo andernfalls regelmäßige und länger anhaltende Eingriffe erforderlich wären. Die Beibehaltung des Engpassmanagements nach § 14a EnWG als dauerhaftes Notfallinstrument auch bei einem engpassfrei ausgebauten Netz ermöglicht es darüber hinaus auf unvorhergesehene Ereignisse zu reagieren

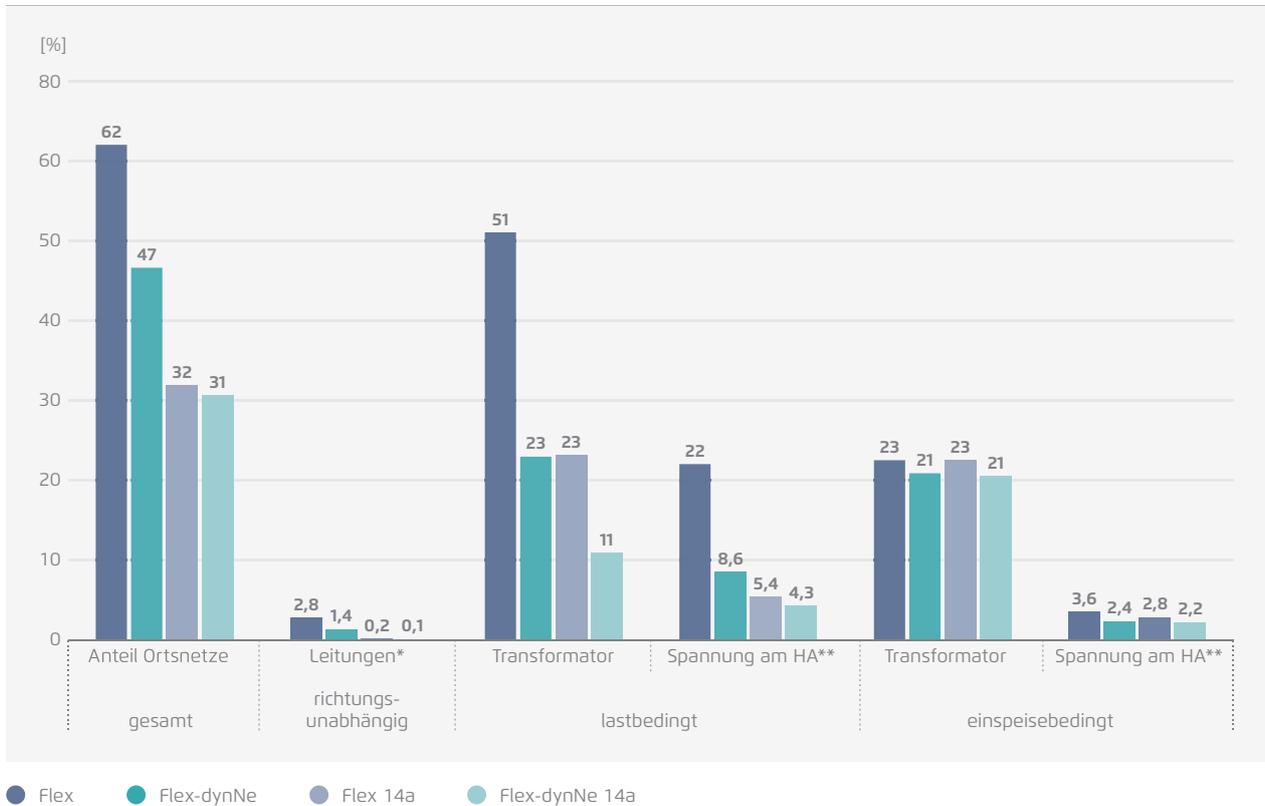
5.4.1 Auswirkungen des Netzbetreibereingriffs nach § 14a EnWG auf die Netzbelastung

Grundsätzlich ist zu bedenken, dass die hier angebotenen Simulationen von einem optimal abgestimmten, fehlerfrei ablaufenden Systembetrieb aufseiten der Verbraucher und des Verteilnetzes ausgehen. Doch Abbildung 35 zeigt, dass durch die zusätzlichen Netzbetreibereingriffe selbst in diesem optimistischen Fall nicht alle Überlastungen behoben werden können.

Zum einen können, wenn das Netz nicht weiter ausgebaut wird, einspeisebedingte Überlastungen, wie obere Spannungsbandverletzungen oder Überlastung der Ortsnetztransformatoren bei Rückspeisung in die Mittelspannung, nicht vermieden werden. Das liegt darin begründet, dass die Eingriffe sich nur auf die Bezugslast auswirken und im Rahmen von § 14a EnWG keine Reduktion der Einspeiseleistung vorgesehen ist. Zum anderen treten weiterhin lastbedingte Überlastungen auf, da den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen immer eine Mindestleistung zur Verfügung steht, die nicht reduziert werden kann (siehe Abschnitt 4.2.4). Dies ist vor allem bei einer hohen Anzahl an Verbrauchseinrichtungen, die preisorientiert gesteuert werden (Szenario „Flex“), der Fall. Des Weiteren wird in der Modellierung bei einer langen Leistungslimitierung der Wärmepumpen ab einer Abkühlung des Gebäudes um drei Grad Celsius der Netzbetreibereingriff unterbrochen, um eine nicht zumutbare Abkühlung der Gebäude zu vermeiden (siehe Abschnitt 4.2.4).

Anteil überlasteter Betriebsmittel im Jahr 2035 mit und ohne Netzbetreibereingriff (nach § 14a EnWG)

→ Abb. 35



FfE (2023). Anmerkung: * thermische Überlastung bezogen auf Länge aller modellierten Leitungen. ** Hausanschlüsse (HA) mit einspeisebedingter oder lastbedingter Spannungsbandverletzung.

Da die Eingriffe im Rahmen des Netzengpassmanagements nach § 14a EnWG durch die Netzbetreiber die Netze nicht komplett entlasten können, besteht weiterhin Ausbaubedarf. Auch im Falle eines Maximalausbaus, wie in den oberen Abschnitten berechnet, kann das Engpassmanagement nach § 14a EnWG als Notfallinstrument seine Berechtigung haben, falls unerwartete Ereignisse auftreten.

5.4.2 Rückwirkungen auf die Verbraucher:innen im Fall des Minimalausbaus in Verbindung mit dem Netzbetreibereingriff nach § 14a EnWG

Unter der Annahme, dass das Netz nur minimal entsprechend der oben gezeigten Ergebnisse ausgebaut wird, ergeben sich maximale Rückwirkungen auf die Nutzer des Netzes.

Mit dem minimalen Netzausbau werden die Netze häufig nur unter wiederkehrender Verwendung der Netzbetreibereingriffe engpassfrei betrieben. Durch die Analyse der Rückwirkungen auf die Verbraucher lässt sich bewerten, ob die Verzögerung des Netzausbaus durch minimalen Ausbau und Netzbetreibereingriffe ein pragmatischer, längerfristig tragbarer Lösungsweg wäre. Es zeigt sich, dass es in Netzen teilweise zu sehr hohen Eingriffsdauern kommt und somit der Netzbetreibereingriff nach § 14a EnWG maximal als Zwischenlösung für zeitlich nicht umsetzbaren Netzausbau und als Notfallmaßnahme herangezogen werden sollte.

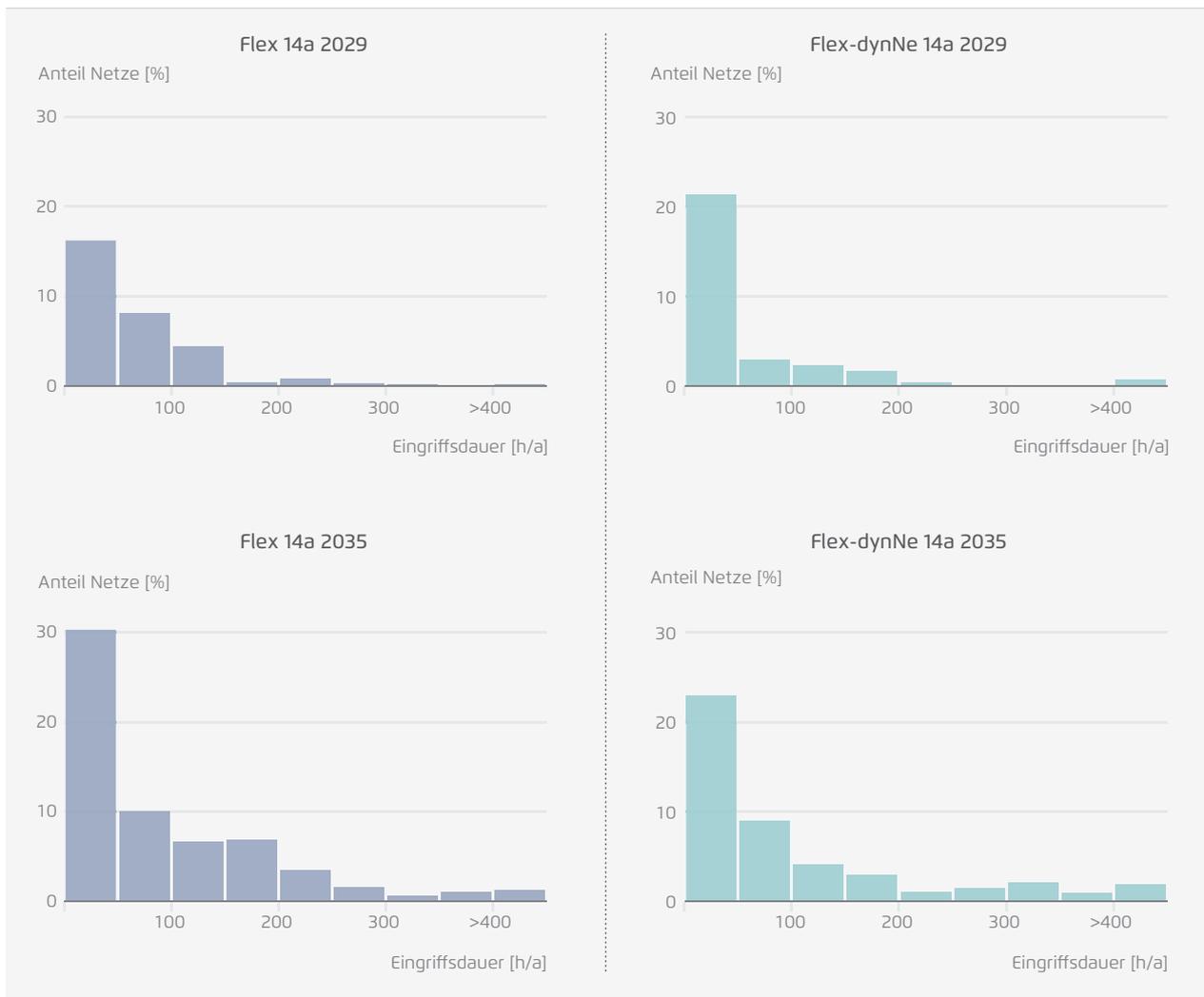
Insgesamt betrachtet, kommt es in den meisten Ortsnetzen⁷⁵ nur in wenigen Stunden im Jahr zu

⁷⁵ Die Gesamtheit des deutschen Niederspannungsnetzes, betrieben von den rund 880 Verteilnetzbetreibern, besteht aus vielen einzelnen Teilnetzen (rund 550.000 Stück, in denen sich primär Haushalte und deren Flexibilitäten befinden), die über Ortsnetztransformatoren an die nächsthöhere Spannungsebene angeschlossen sind. Letztgenannte stellen hier die Grundgesamtheit dar.

Eingriffen. In den betroffenen Ortsnetzen sind es durchschnittlich 59 Stunden im Jahr 2029 und 100 Stunden im Jahr 2035. Kommen zusätzlich dynamische Netzentgelte zum Einsatz, können die durchschnittlichen Eingriffsdauern im Jahr 2029 auf 55 Stunden reduziert werden. Für das Jahr 2035 ergibt sich eine mittlere jährliche Eingriffsdauer von 117 Stunden. Hierbei ist zu beachten, dass mit

Einschränkungen der Verbraucher:innen durch Netzbetreibereingriffe (nach § 14a EnWG) bei minimalem Netzausbau

→ Abb. 36



● Flex 14a ● Flex-dynNe 14a

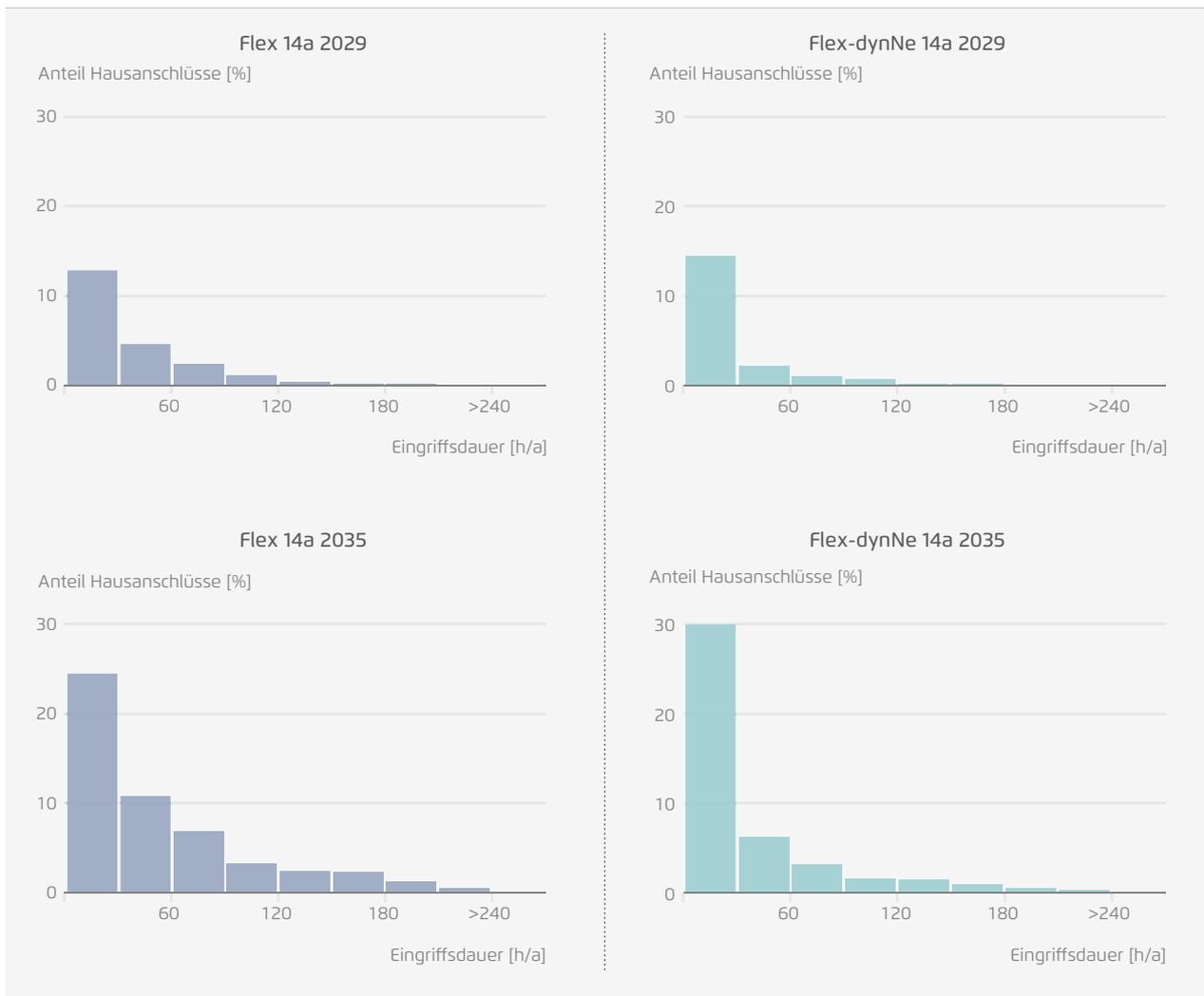
FFE (2023). Lesebeispiel: Im Szenario „Flex 14a“ im Jahr 2035 kommt es in 30 Prozent der Netze zu einer Einschränkungsdauer von bis zu 50 Stunden pro Jahr und in 10 Prozent der Netze von 51–100 Stunden pro Jahr. Diese Eingriffsdauer bedeutet, dass der Netzbetreiber eine Leistungslimitierung angeordnet hat, die Verbraucher:innen diese Einschränkung aber nicht unbedingt wahrnehmen, weil beispielsweise das Elektrofahrzeug gerade nicht geladen werden muss.

dynamischen Netzentgelten nur 47 Prozent anstatt 62 Prozent der Netze von den Eingriffen betroffen sind. Vor allem die Ortsnetze mit geringen Überlastungen können durch dynamische Netzentgelte entlastet werden. Die Mittelwerte geben jedoch keine Auskunft über Extremwerte, daher ist die Verteilung der Eingriffsdauer in Abbildung 36 dargestellt. In rund 1,2 Prozent der Ortsnetze kommt es zu Eingriffsdauern von mehr als 400 Stunden. Hierbei

können Werte von bis zu 2.200 Stunden pro Jahr erreicht werden: In diesen Ortsnetzen ist ein schneller Ausbau unumgänglich.

Dabei wird nicht jeder Eingriff von den Netznutzern auch als solcher wahrgenommen, da beispielsweise in den Zeitpunkten einer Abregelung das Elektrofahrzeug nicht geladen werden muss oder die Wärmepumpe nicht läuft (siehe Abschnitt 4.2.4).

Effektive Einschränkungen der Verbraucher:innen durch Netzbetreibereingriffe (nach § 14a EnWG) bei minimalem Netzausbau → Abb. 37



● Flex 14a ● Flex-dynNe 14a

FfE (2023). Lesebeispiel: Im Szenario „Flex 14a“ im Jahr 2035 kommt es bei ca. 25 Prozent der Hausanschlüsse (HA) zu effektiven Einschränkungen von bis zu 30 Stunden pro Jahr und bei ca. 10 Prozent der Hausanschlüsse von 31–60 Stunden pro Jahr. Den Verbraucher:innen steht in dieser Zeit nur eine reduzierte Leistung für die flexiblen Verbrauchseinheiten zur Verfügung.

Somit fällt die effektive Betroffenheit der Kund:innen geringer als die Eingriffsdauern aus, wie in Abbildung 37 dargestellt ist.

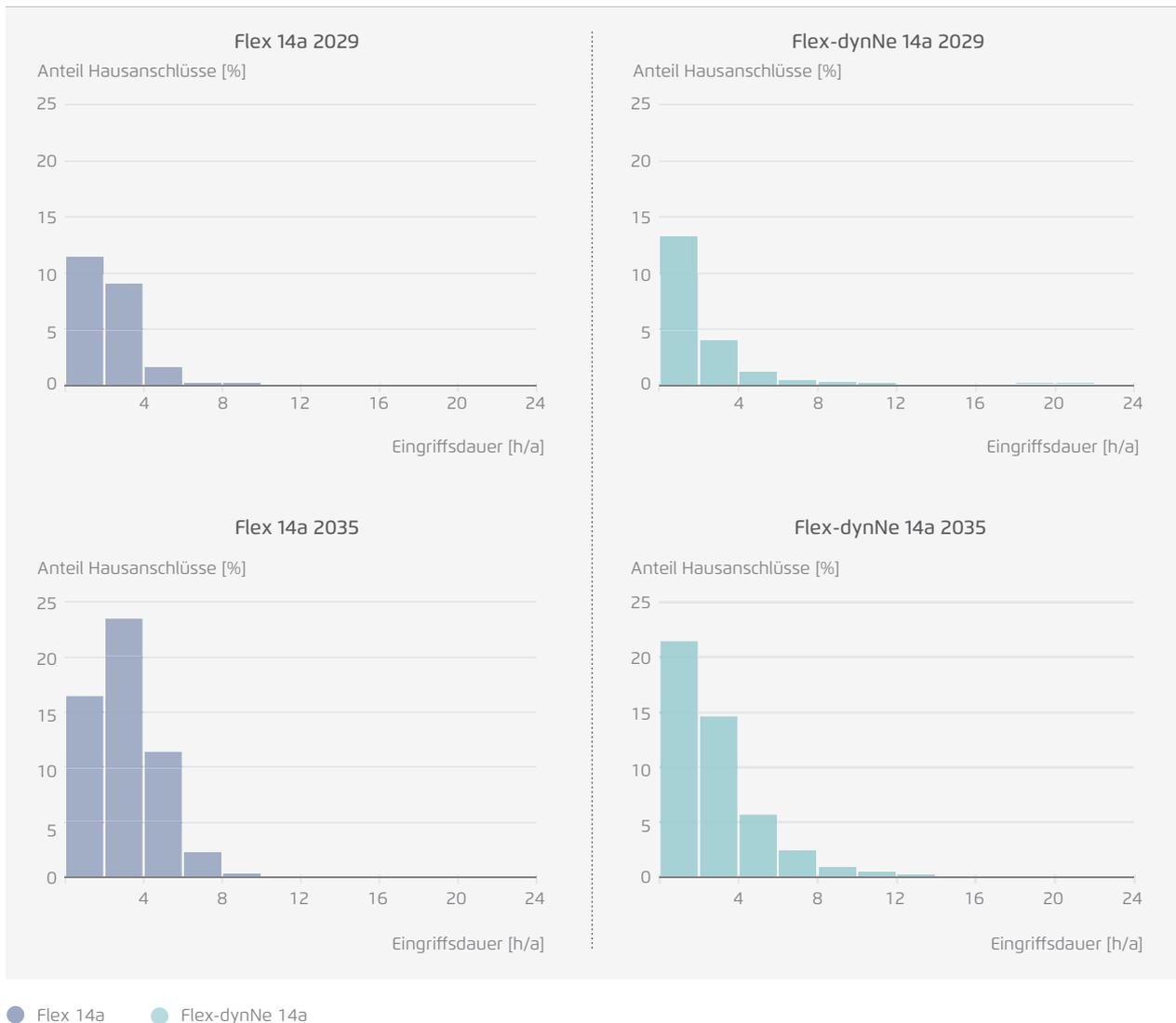
Es wird deutlich, dass dynamische Netzentgelte in Kombination mit dem Engpassmanagement nach § 14a die Dauer der effektiven Einschränkung der

Verbraucher:innen gegenüber dem reinen Engpassmanagement deutlich senken.

Die dahinterliegenden Zahlen zeigen, dass die Kund:innen in den betroffenen Ortsnetzen im Szenario „Flex 14a“ im Durchschnitt zwischen 26 Stunden im Jahr 2029 und 49 Stunden im Jahr 2035 betroffen sind. Durch dynamische Netzentgelte reduziert sich

Maximale tägliche Einschränkungen der Verbraucher:innen durch Netzbetreibereingriffe im Rahmen des Netzengpassmanagements (nach § 14a EnWG) bei minimalem Netzausbau

→ Abb. 38



FfE (2023). Lesebeispiel: Im Szenario „Flex 14a“ im Jahr 2035 liegt die maximale tägliche Einschränkung der Verbraucher:innen bei ca. 16 Prozent der Hausanschlüsse zwischen 0 und 2 Stunden und bei ca. 23 Prozent der Hausanschlüsse zwischen 2 und 4 Stunden. Den Verbraucher:innen steht in dieser Zeit nur eine reduzierte Leistung für die flexiblen Verbrauchseinheiten zur Verfügung.

die durchschnittliche Betroffenheit auf 16 (2029) beziehungsweise 30 Stunden (2035). Die maximale effektive Eingriffsdauer je betroffenem Hausanschluss liegt im Mittel über alle Hausanschlüsse bei rund zwei Stunden pro Tag. In stark ausgelasteten Ortsnetzen werden vereinzelt Eingriffsdauern bis zu 22 Stunden am Tag erreicht. Die Verteilung der maximalen Eingriffsdauern pro Tag ist in Abbildung 38 dargestellt. Es zeigt sich, dass durch dynamische Netzentgelte die maximal auftretende Eingriffsdauer an den betroffenen Hausanschlüssen meistens unterhalb von zwei Stunden liegt. Das unterstreicht nochmals den positiven Effekt der dynamischen Netzentgelte.

Der Netzbetreibereingriff nach § 14a EnWG führt – auch in Verbindung mit dynamischen Netzentgelten (Szenario „Flex-dynNe 14a“) – zu häufigen und vereinzelt langen Einschränkungen für Netzkund:innen, was einen weiteren Netzausbau erforderlich macht. Dynamische Netzentgelte in Verbindung mit dem Engpassmanagement nach § 14a,

können die Dauer der einschränkenden Eingriffe deutlich reduzieren.

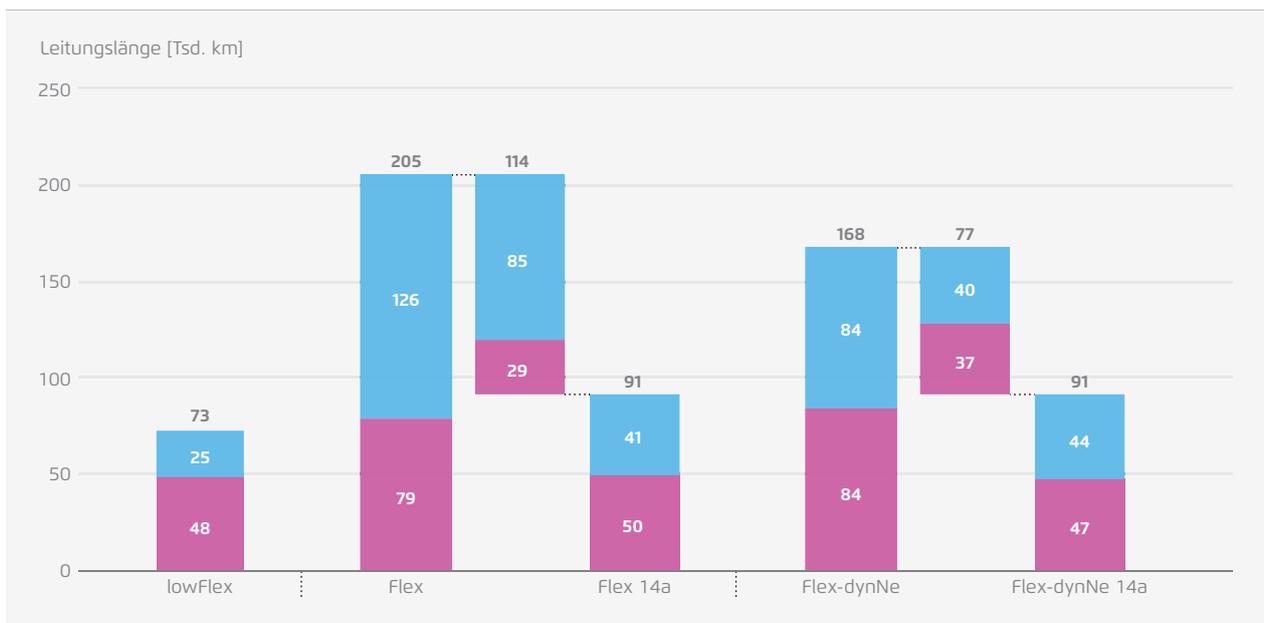
5.4.3 Mögliche Ausbauverzögerung im Fall des Minimalausbaus in Verbindung mit dem Netzbetreibereingriff nach § 14a EnWG

Gemäß dem aktuellen Entwurf für die Novellierung des § 14a EnWG ist vorgesehen, dass nach einer Leistungslimitierung durch den Netzbetreiber, das jeweilige Netz auf den engpassfreien Zustand ausgebaut werden muss. Die zeitliche Dringlichkeit des Netzausbaus ist jedoch nicht geregelt. Solange ermöglicht die Abregelung nach § 14a EnWG einen weiterhin stabilen Netzbetrieb sowie die Priorisierung des Netzausbaus auf jene Ortsnetze, welche trotz Netzbetreibereingriff nicht engpassfrei betrieben werden können.

Das Potenzial für die mögliche Reduktion des Ausbaubedarfes der Leitungen ist in Abbildung 39 und

Auswirkungen des Netzbetreibereingriffes (nach § 14a EnWG) auf den Ausbaubedarf an Leitungen bis zum Jahr 2029 und 2035

→ Abb. 39

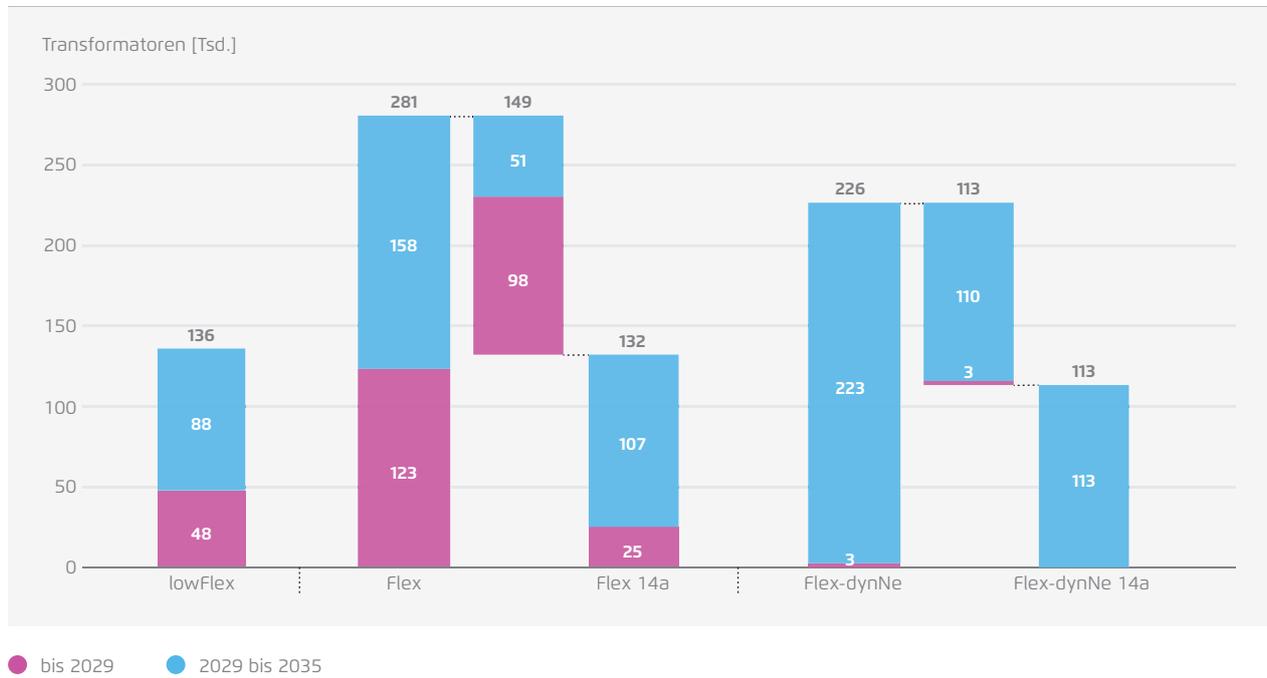


● bis 2029 ● 2029 bis 2035

FfE (2023)

Auswirkungen des Netzbetreibereingriffes (nach § 14a EnWG) auf den Ausbaubedarf an Ortsnetztransformatoren bis zum Jahr 2029 und 2035

→ Abb. 40



ffE (2023)

für den Austausch der Ortsnetztransformatoren in Abbildung 40 dargestellt.

Die Ausbaugeschwindigkeit der Leitungen im Szenario „Flex“ könnte in dem Fall des Minimalausbaus in Verbindung mit dem Engpassmanagement nach § 14a EnWG theoretisch deutlich reduziert werden, allerdings mit teils hohen Unterbrechungen für die Verbraucher:innen. Bis zum Jahr 2035 müssten rund 44 Prozent der engpassbehafteten Leitungskilometer in jedem Fall ausgebaut werden, wodurch mehr als die Hälfte des erforderlichen Leitungsausbaus bei Ausbaurverzögerungen mithilfe des Netzbetreibereingriffes nach § 14a EnWG abgedeckt werden könnte. Der zusätzliche Einsatz von dynamischen Netzentgelten (Szenario „Flex-dynNe 14a“) führt zu keiner weiteren Reduktion des Ausbaubedarfes bis zum Jahr 2035. Allerdings wird der Bedarf bis 2029 leicht um rund 3.000 Kilometer reduziert.

Würde also das Netzengpassmanagement nach § 14a EnWG in der Netzausbauplanung berücksichtigt werden, erfolgt ein Minimalausbau. Das Ausbauniveau würde dann nicht wesentlich höher liegen

als im Fall ohne das Anreizen von Flexibilitäten und damit auch unterhalb der historischen Ausbauraten (siehe Abschnitt 5.3.2).

Die Anzahl auszutauschender Ortsnetztransformatoren kann im Szenario „Flex 14a“ durch die Leistungslimitierung durch den Netzbetreiber auf das gleiche Niveau wie im Szenario „lowFlex“ abgesenkt werden. Durch die Kombination von dynamischen Netzentgelten mit dem kurativen Netzbetreibereingriff (Szenario „Flex-dynNe 14a“) müssten theoretisch bis zum Jahr 2029 keine Ortsnetztransformatoren ausgetauscht werden und der an sich schon vergleichsweise geringe Bedarf an neuen Ortsnetztransformatoren bis zum Jahr 2035 kann hierbei leicht reduziert werden. Unter der Annahme des Minimalausbaus im Netz kann der Austausch an Ortsnetztransformatoren sowohl im Szenario „Flex 14a“ als auch im Szenario „Flex-dynNe“ (mit und ohne „14a“) signifikant verzögert und insgesamt auf dem Niveau ohne preisliche Anreize zur Lastverschiebung auf Basis des Börsenstrompreises gehalten werden.

Die Analysen zeigen, dass, würde anstelle der Einführung dynamischer Netzentgelte nur das Netzengpassmanagement nach § 14a EnWG umgesetzt, der erforderliche Netzausbau auf dem Niveau des Szenarios verbliebe, das nur in geringem Maß das Nutzen von Lastflexibilitäten (Szenario „lowFlex“) vorsieht.

Wie im Abschnitt zuvor gezeigt, ist der hier angenommene Minimalausbau keine Alternative, da es weiterhin zu teilweise hohen Eingriffsdauern bei den Verbraucher:innen kommt.

Zusammenfassend lässt sich somit feststellen, dass das Instrument des Netzbetreibereingriffes nach § 14a EnWG Spielraum für eine zeitliche Verschiebung eines erheblichen Teils des Ausbaubedarfes eröffnet. Das Potenzial zur Verschiebung des Leitungsaubaus ist besonders groß. Das ermöglicht, dass der Fokus zuerst auf Netze mit hohem Ausbaubedarf gelegt werden kann, in denen es ansonsten zu hohen Eingriffsdauern kommen würde. In Kombination mit dynamischen Netzentgelten könnten die Einschränkungen auf Verbraucher:innen in den verbleibenden

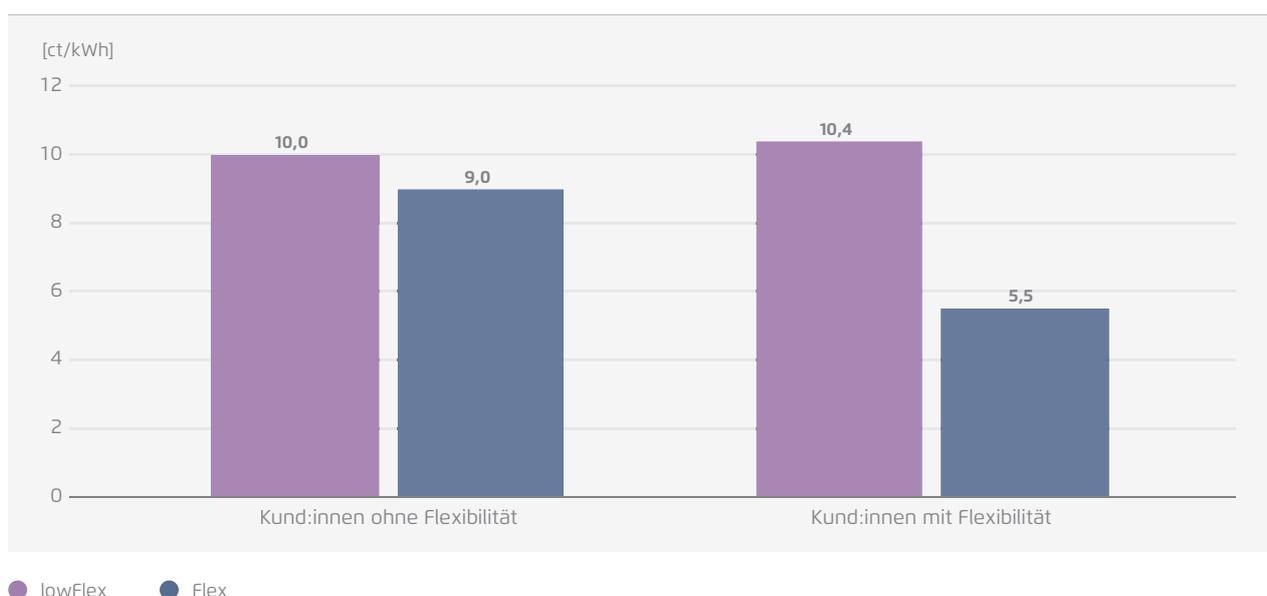
Netzen zusätzlich minimal gehalten werden und, der Einbau neuer Ortsnetztransformatoren bis zum Jahr 2029 könnte über das Jahr 2029 hinaus verschoben werden.

5.5 Auswirkungen der Flexibilisierung auf Verbraucher:innen

Ausgehend von der Energiesystemstudie *Klimaneutrales Stromsystem 2035* wurde im vorangegangenen Teil der Studie, der Fokus daraufgelegt, inwieweit haushaltsnahe Lasten flexibilisiert werden können und was das für den Ausbau der Niederspannungsnetze bedeutet. Dabei konnten deutliche Vorteile für das Gesamtsystem nachgewiesen werden, wenn Flexibilitätpotenziale in diesem Bereich genutzt werden.

Wenn es um die Umsetzung von Handlungsvorschlägen geht, ist die Auswirkung auf die Verbraucher ein zentraler Punkt. Nachdem im Abschnitt 5.4.2 bereits die Verbrauchseingriffe des Netzbetreibermanagements nach § 14a EnWG betrachtet wurden, erfolgt

Durchschnittliche Beschaffungspreise von Kund:innen mit und ohne Flexibilität → Abb. 41 im Jahr 2035



FfE (2023). Anmerkung: reale Werte.

im Folgenden eine Analyse zu den finanziellen Auswirkungen.

Tabelle 3 zeigt den Anteil der teilnehmenden flexiblen Verbrauchseinheiten an dynamischen Preissignalen. Das sind 26 Prozent der Haushalte im Jahr 2029 und 52 Prozent im Jahr 2035. Für diese Haushalte wird davon ausgegangen, dass die flexiblen Verbrauchseinheiten so gesteuert werden, dass minimale Stromkosten anfallen. Davon profitieren die Nutzer, während alle Mobilitäts-, Wärme- und Strombedarfe gedeckt werden.

Abbildung 41 zeigt den durchschnittlichen Beschaffungspreis unflexibler und flexibler Verbraucher:innen.

Im Szenario „Flex“ liegt der mittlere Spotpreis an der Strombörse 2035 bei 8,1 Cent pro Kilowattstunde (Studie *Klimaneutrales Stromsystem 2035*). Der Strombeschaffungspreis eines durchschnittlichen Verbrauchers mit flexiblen Verbrauchsanlagen liegt bei 5,53 Cent pro Kilowattstunde, während im Szenario „lowFlex“ der gleiche Verbraucher ohne dynamischen Stromtarif für die Strombeschaffung 10,4 Cent für eine Kilowattstunde bezahlen müsste. Ein herkömmlicher, nicht flexibler Haushalt bezahlt zum Vergleich etwa 9 Cent pro Kilowattstunde für die Beschaffung.

Im Szenario, in dem die Flexibilität im Gesamtsystem nicht gehoben wird, ist der durchschnittliche Börsenstrompreis bereits an sich höher (9,2 Cent pro Kilowattstunde statt 8,1 Cent pro Kilowattstunde) – das System ist teurer und das spiegelt sich in den Preisen wider. Das bedeutet, dass sogar die Haushalte ohne flexible Verbrauchseinheiten von der Nutzung der haushaltsnahen Flexibilität profitieren: Im Szenario „lowFlex“ bezahlen die nicht-flexiblen Haushalte 10 statt 9 Cent pro Kilowattstunde für die Beschaffung.

Darüber hinaus bringt die Einführung von dynamischen Netzentgelten, weitere Vorteile mit sich. Wie in den vorhergehenden Analysen beschrieben, reduziert die Einführung von dynamischen Netzentgelten die Kosten für den notwendigen Netzausbaubedarf

beträchtlich. Auch eine Analyse der mittleren Auslastung der Ortsnetztransformatoren zeigt, dass im Szenario mit dynamischen Netzentgelten eine höhere Auslastung als in den anderen Szenarien auftritt. Dies bedeutet, dass die Infrastruktur besser ausgenutzt wird und sich damit das Kosten- und Nutzenverhältnis für die Kund:innen verbessert.

Die Kund:innen mit flexiblen Verbrauchsanlagen, die beiden hier getroffenen Annahmen durch das Ausnutzen von günstigen Netzentgeltzeitfenstern und das Entlasten der Netze durch gezielte Einspeisung der bidirektionalen Elektrofahrzeuge und Heimspeicher, mitwirken, können dabei das durchschnittliche Netzentgelt im Vergleich zum Netzentgelt der unflexiblen Haushalte um 11 Prozent reduzieren. Absolut betrachtet zahlen die Kund:innen mit flexiblen Verbrauchsanlagen aufgrund des deutlich höheren Energiebezugs in Summe fast 40 Prozent mehr Netzentgelt pro Jahr im Vergleich zu den Kund:innen ohne diese Flexibilität.

Durch die Nutzung von Niedrigpreiszeitfenstern in dynamischen Tarifen können Kund:innen mit flexiblen Verbrauchsanlagen fast 50 Prozent des Beschaffungspreises einsparen. Durch die Nutzung der Flexibilität werden Börsenstrompreisspitzen vermieden, und es resultiert ein insgesamt geringerer mittlerer Börsenstrompreis, der auch Kund:innen ohne entsprechende Flexibilität zugutekommt. Durch die Flexibilisierung und das Nutzen günstiger Netzentgeltfenster kann sich das durchschnittliche Netzentgelt für einen flexiblen Haushalt zusätzlich deutlich reduzieren. Durch den erhöhten Energiebezug für Elektrofahrzeug, Wärmepumpe & Co. zahlt dieser Haushalt pro Jahr dennoch höhere Netzkosten als ein unflexibler Haushalt.

6 Praktische Aspekte der Umsetzung

Die in den vorangegangenen Kapiteln dargelegten Analysen haben den Mehrwert einer Kopplung von dynamischem Börsenstrompreis-Signal mit dynamischen Netzentgelten aufgezeigt: Die Einführung dynamischer Netzentgelte kann Netzausbaukosten im Verteilnetz deutlich reduzieren, ohne die Bereitstellung marktdienlicher haushaltsnaher Flexibilität maßgeblich einzuschränken. Gesamtsystemisch wird so erheblicher Nutzen generiert, indem der Bedarf an alternativen, deutlich teureren Flexibilitätsoptionen, insbesondere die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken verringert werden kann. Es stellt sich jedoch die Frage, inwieweit es auch in der Praxis umsetzbar ist, auf eine solche Netzentgelt-systematik umzusteigen.

Wie dynamische Netzentgelte umgesetzt werden könnten, ist bereits im Abschnitt 4.2.3 beschrieben. Im Folgenden wird der Prozess noch etwas detaillierter beleuchtet und mit Blick auf die bereits erfüllten und noch zu realisierenden Umsetzungsbausteine eingeordnet.

a) Erstellen der Auslastungsprognose

Im Zentrum für die Bestimmung der Netzentgelthöhe steht die Auslastungsprognose am Ortsnetztransformator. Um zunächst einmal genaue Kenntnisse über die Auslastung am Ortsnetztransformator zu erlangen, ist eine entsprechende Netzzustandsmessung an jedem Transformator inklusive einer sicheren Kommunikationsanbindung an die Leitstelle des Netzbetreibers erforderlich. Die Informationen über die Netzauslastung landen dort in einem entsprechenden Datenverarbeitungssystem, welches die Informationen bedarfsgerecht auswertet und abgeleitet aus Erfahrungswerten Prognosen erstellen kann. Da für das dynamische Steuern im Rahmen des Engpassmanagements nach § 14a EnWG, welches voraussichtlich ab dem Jahr 2029 verpflichtend wird, eine solche Ausstattung erforderlich ist, können diese Voraussetzungen dann als gegeben angenommen werden.

Die Auslastungsprognose, auf deren Basis die Netzentgelte dynamisch bestimmt werden, wird auf Basis der Messwerte am Ortsnetztransformator (Erfahrungswerte), und der Prognosen des Verbraucherverhalten der flexiblen und unflexiblen Verbraucher für den Folgetag erstellt. Die Prognose wird abgeleitet aus den Fahrplänen der unflexiblen Verbraucher, die der Netzbetreiber ohnehin im Rahmen der Bilanzierung prognostiziert. Hinzu kommt als neues Element, dass flexible Verbraucher mit ihren prognostizierten Fahrplänen die Auslastung maßgeblich beeinflussen. Die Erstellung und der Versand der Fahrpläne würden Dienstleister, beispielsweise Aggregatoren, für Kund:innen mit flexiblen Verbrauchseinrichtungen übernehmen. Deren Aufgabe ist es unter Berücksichtigung der Kundenwünsche eine finanzielle Optimierung für die Kundin oder den Kunden mit Blick auf den dynamischen Beschaffungsstrompreis und die dynamischen Netzentgelte vorzunehmen. Die Rolle eines solchen Dienstleisters ist im EnWG bereits angelegt.

Damit klar ist, welcher Verbraucher welchen Engpass be- oder entlasten kann, ist die Zuordnung jedes Verbrauchers zu seinem zugehörigen Ortsnetztransformator erforderlich. Solche Lokations-IDs kommen heute schon zum Einsatz und dienen dem Zweck, die Verbindung so zu setzen, dass die IT-Systeme diese eindeutig zuordnen können. Der Netzbetreiber wird im Rahmen des dynamischen Steuerns nach § 14a EnWG ohnehin eine Verbindung jedes Kunden und jeder Kundin zum zugehörigen Ortsnetztransformator benötigen. Die Neuerung bestünde lediglich darin, dass die ID auch über die Marktkommunikation an berechnete Dritte – beispielsweise den Aggregator – gegeben werden kann, damit dieser die Zugehörigkeit kennen.

b) Netzentgeltermittlung, Datenbereitstellung und Abrechnung

Dem Netzbetreiber würde dann die neue Rolle zukommen, aus der Prognose die Netzentgeltstufen abzuleiten und die Fahrpläne der flexiblen Verbrau-

cher mit entsprechenden Preisen zu versehen. Damit Dienstleister wissen, ob sie ihre Flexibilitätsoptionen einbringen wollen oder nicht, muss der Preis transparent einsehbar sein. Hier bieten sich Webservices an, wie es sie heute beispielsweise schon beim *Redispatch 2.0* gibt.

Die Abrechnung der verschiedenen Preise im Abrechnungssystem des Netzbetreibers bedarf einer Verbindung des Preises mit dem Fahrplan, der den Zuschlag im Rahmen des Check-in-Systems bekommen hat. Dies stellt eine machbare Erweiterung eines schon heute hochautomatisierten Prozesses dar. Sowohl die Abrechnung der Netzentgelte beim Netzbetreiber als auch deren Prüfung beim Lieferanten, der in der Regel die Gesamtrechnung an die Kundin oder den Kunden stellt, läuft prozessoral wie gehabt.

Die Daten für die notwendige Bilanzierung aller Verbräuche würde weiterhin gemäß der Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS) abgewickelt und wäre von den dynamischen Netzentgelten unberührt.

Ein *Smart Meter* ist eine wichtige Voraussetzung für dynamische Netzentgelte, da nur mit einem solchen Zähler entsprechend kleine Zeitabschnitte gemessen und in der Folge abgerechnet und bilanziert werden können. Das Gerät bietet darüber hinaus alle wichtigen Marktkommunikationsfälle, wie beispielsweise den Versand der sogenannten Zählerstandgangmessung, über eine sichere Kommunikationsanbindung.

c) Steuerung der haushaltsnahen, flexiblen Lasten bei den Kund:innen

Da ein solches Preisanreizsystem erfordert, dass Kund:innen ständig auf schwankende Preise reagieren müssen, ist ein hoher Automatisierungsgrad erforderlich, der eine entsprechende Digitalisierung voraussetzt.

Es ist daher anzunehmen, dass sich perspektivisch mehr *Home Energy Management Systeme (HEMS)* durchsetzen werden. Diese können Kund:innen beziehungsweise deren Dienstleister in die Lage versetzen, genau auszutauschen, welchen Bedarf die

Kundin oder der Kunde hat und welches Flexibilitätspotenzial verfügbar ist. Sie ermöglichen aber auch das wichtige Element der Steuerbarkeit der flexiblen Verbrauchsanlagen. Denn um den angemeldeten Fahrplan zu erfüllen, müssen die flexiblen Verbrauchsanlagen auch entsprechend gesteuert werden können, was über ein *HEMS* möglich ist. Hier ist beispielsweise denkbar, dass der Netzbetreiber das Signal für die Steuerung über einen bereits vorhandenen sogenannten CLS-Kanal an den *Smart Meter* der Kund:innen schickt, der *Smart Meter* wiederum über eine *Home Area Network*-Schnittstelle das Signal an das *HEMS* weitergibt und dieses letztlich die Assets steuert.

Da bei einer starken Verbreitung von *HEMS* die Systemanfälligkeit wächst, beispielsweise indem durch einen Angriff auf ein solches System die Steuerungsmöglichkeit für bestimmte Verbrauchseinrichtungen manipuliert wird, spricht viel dafür zu monitoren, welche *HEMS* in Deutschland in welcher Zahl zum Einsatz kommen, und eine abgeschwächte Zertifizierung der Systeme vorzuschreiben.

d) Ein möglicher Übergang hin zu dynamischen Netzentgelten

Die aktuellen Anpassungen der Netzentgeltgestaltung im Rahmen des § 14a EnWG sehen zeitvariable Netzentgelte mit statischen Zeitfenstern vor. Diese erweisen sich in der vorliegenden Analyse also als nicht ausreichend präzise, um die Ortsnetze zu entlasten, können aber ein wichtiger Schritt sein, um Prozesse und Geschäftsmodelle zu etablieren.

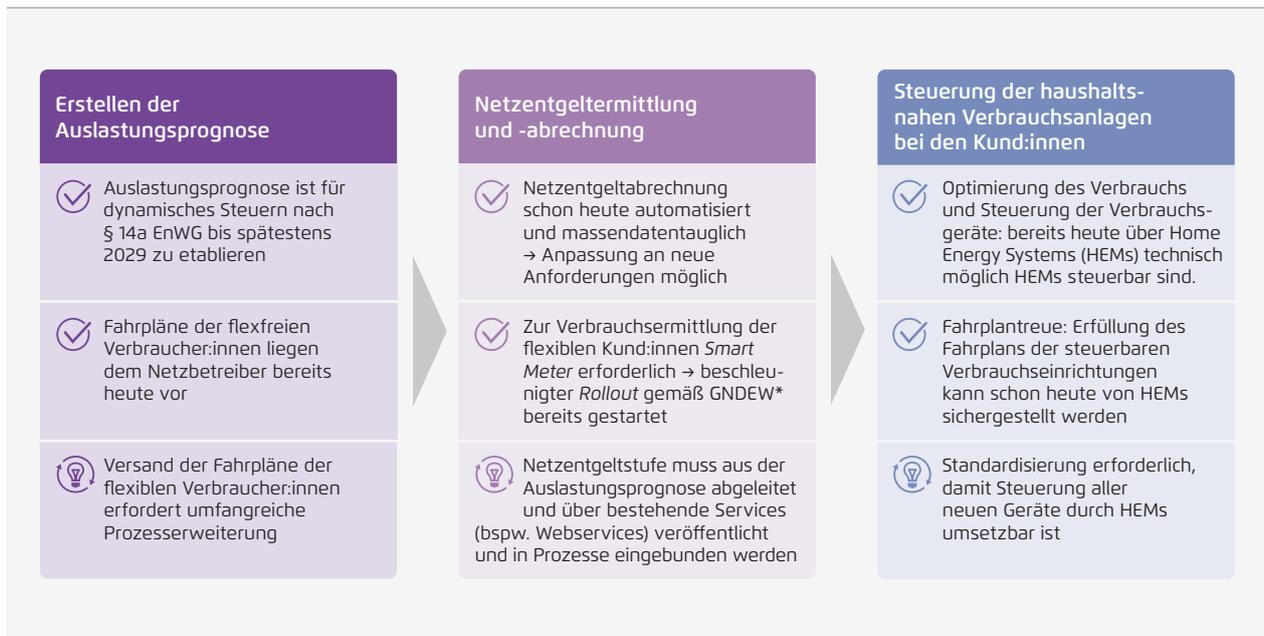
Im Übergang von zeitvariablen Netzentgelten mit statischen Zeitfenstern, die basierend auf typischen Tagen und für größere Regionen bestimmt werden, zu lokalen auf Vortagesprognosen beruhenden dynamischen Netzentgelten sind folgende Schritte relevant. Zunächst sollte bei der Erstellung der Hoch- und Tieflastzeitfenster eine möglichst aktuelle Wetterprognose, anstatt der Annahme „typischer Tage“ berücksichtigt werden. Im nächsten Schritt sollten für die Lastprognose die Börsenstrompreise berücksichtigt werden, um so das Verbrauchsverhalten der flexiblen Verbraucher zu

berücksichtigen. Diese Präzisierung der Netzentgelte würde bereits zu einer Teilentlastung der Netze führen, vermutlich selbst dann, wenn keine regionale Differenzierung innerhalb eines Netzgebiets stattfindet. Die lokale Differenzierung auf Ortsnetztransformator-Ebene ermöglicht dann schließlich ausreichend genaue Prognosen, und das im letzten Schritt einzuführende *Check-in-System* erlaubt es, Überreaktionen zu vermeiden.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass der Einführung dynamischer Netzentgelte keine unlösbaren technisch-administrativen Hürden entgegenstehen. Tatsächlich müssen die meisten der notwendigen Veränderungen zur Digitalisierung der Verteilnetze, durch die Implementierung des Netzengpassmanagements nach § 14a EnWG und des beschleunigten *Smart-Meter-Rollouts*, ohnehin auf den Weg gebracht werden.

Notwendige Prozessbausteine inklusive bereits erzielter Fortschritte und zusätzlichem Weiterentwicklungsbedarf

→ Abb. 42



Agora Energiewende (2023)

7 Anhang

7.1 Weitergehende Informationen zur Datenbasis

Die in der Studie geschaffene Datenbasis basiert auf diversen, etablierten Methoden zur Regionalisierung und Verschneidung verschiedenster Eingangsdaten. Nachfolgend werden die wissenschaftlichen Grundlagen zur Charakterisierung der Typnetze (Abschnitt 7.1.1) und der räumlichen Zuordnung der haushaltsnahen Flexibilitäten (Abschnitt 7.1.2) erörtert.

7.1.1 Charakterisierung der Typnetze für das gesamtdeutsche Niederspannungsnetz

Cluster für die Netztopologien. Für die Erstellung der Typnetze werden im ersten Schritt charakteristische Netztopologien, aus aktuellen Forschungsergebnissen aus dem Projekt „unIT-e² – Reallabor für verNETZte E-Mobilität“⁷⁶ abgeleitet. Dort wurden charakteristische Netzcluster des Niederspannungsverteilnetzes auf Basis einer Meta-Clusteranalyse erstellt. Dazu wurde der Stand der Forschung zu verschiedenen Ansätzen der Literatur zur Clusterung von Verteilnetzen evaluiert und es wurden 18 Meta-Cluster aus diversen Datenquellen anhand von drei Dimensionen identifiziert:⁷⁷

- durchschnittliche (Leitungs-)Länge zwischen einzelnen Netzverknüpfungspunkten beziehungsweise der angeschlossenen Gebäude als Maß der räumlichen Verdichtung
- durchschnittliche Anzahl von Wohn-/Gewerbeeinheiten pro Hausanschluss als Maß der Höhe der Kubatur
- durchschnittliche Scheinleistung je Netzverknüpfungspunkt als Maß der darin angeschlossenen Komponenten respektive Versorgungsaufgabe

Die letztgenannte Dimension kann im Rahmen dieser Studie nicht verwendet werden, da die Information über die Scheinleistung nicht aus öffentlich verfügbaren Daten abgeleitet werden konnte. In der Folge dieser methodischen Anpassung reduziert sich die Anzahl der Cluster auf 15, wovon die drei mit Fokus auf gewerblicher Nutzung ebenfalls ausgeschlossen werden. Aus den ursprünglich 18 identifizierten Clustern wurden somit in dieser auf Haushalte fokussierten Studie zwölf Cluster zur Charakterisierung des Verteilnetzes einbezogen.

Die Zuordnung der zwölf charakteristischen Cluster zu den Gebietskategorien „städtisch“, „vorstädtisch“ und „ländlich“ erfolgt nicht trennscharf, sondern es wurde ein fließender Übergang zugelassen, welcher sich an der gegebenen Bebauungsstruktur orientiert. Nur eindeutig ländliche und eindeutig städtische Cluster werden in der Gebietskategorie des jeweils anderen Typs nicht zugelassen. Im vorstädtischen Raum wird als Bindeglied zwischen diesen beiden Gebietskategorie keine Beschränkung hinsichtlich der Zuordnung von Clustern vorgenommen (siehe Tabelle 6).

Erstellung der Typnetze. Die Typnetze sollen die Charakteristik der Meta-Cluster möglichst repräsentativ abbilden. Die in der Literatur als repräsentativ eingestuft Cluster wurden als Referenz definiert und daraus wurden Mittelwerte und Bandbreiten verschiedener netztopologischer Kenngrößen abgeleitet. Unter Berücksichtigung diverser Kriterien, wie beispielsweise der Repräsentativität einzelner Topologien für eine spezifische Region, wurden aus den Kennwerten neue, charakteristische Typnetze abgeleitet.⁷⁸ Für die Abbildung wurde das Ziel gesetzt, einerseits das mittlere Verteilnetz mit einer spezifischen Charakteristik repräsentativ abzubilden, andererseits auch topologisch extremere Ausprägungen respektive deren potenzielle Netzüberlastungs-

⁷⁶ FfE: Zahler et al. (2023) /FFE04 23/

⁷⁷ FfE: Springmann et al. (2023) /FfE: Spring 23/

⁷⁸ FfE: Weiß et al. (2023) /FfE: Weiss 23/

Zuordnung der charakteristischen Netztopologie-Cluster zu den Gebietskategorien

→ Tabelle 6

Nr.	Bezeichnung			
1	verteilte Ein-/Zweifamilienhaus-Siedlung	●	●	
2	Ein-/Zweifamilienhaus-Siedlung mittlerer Dichte	●	●	
3	Streusiedlung	●	●	
4	kompakte Ein-/Zweifamilienhaus-Siedlung	●	●	●
5	verteilte Mehrfamilienhaus-Siedlung	●	●	●
6	Mehrfamilienhaus-Siedlung mittlerer Dichte	●	●	●
7	verteiltes Ein-/Zweifamilienhaus, Mischgebiet	●	●	●
8	Ein-/Zweifamilienhaus Mischgebiet, mittlerer Dichte	●	●	●
9	kompaktes Ein-/Zweifamilienhaus, Mischgebiet	●	●	●
10	kompakte Mehrfamilienhaus-Siedlung		●	●
11	urbane Mehrfamilienhaus-Siedlung		●	●
12	Hochhaus-Siedlung		●	●

● ländlich ● vorstädtisch ● städtisch

ffE (2023)

zustände in den Typnetzen zu berücksichtigen. Um dieses Ziel zu erreichen, wurde bei der Dimensionierung und Belegung der Stränge der Typnetztopologien die gesamte topologische Bandbreite der Referenznetze je Cluster berücksichtigt. Die Stranglängen der Typnetze wurden nach folgendem Schema erstellt:

- Für den ersten Strang des Typnetzes wurde das Maximum der mittleren Stranglängen der Referenznetze je Cluster kalkuliert, um die an langen Strängen auftretenden Spannungsbandverletzungen zu berücksichtigen.
- Für den zweiten Strang des Typnetzes wurde das Minimum der mittleren Stranglängen der Referenznetze je Cluster kalkuliert, um die minimal auftretenden Netzbelastungszustände zu berücksichtigen und zeitgleich den ersten Strang bilanziell auszugleichen.
- Für den dritten Strang des Typnetzes wurde der Mittelwert der mittleren Stranglängen der Referenznetze je Cluster kalkuliert, um die im Mittel auftretenden Netzbelastungszustände zu berücksichtigen.
- Für die Stranglänge aller folgenden Stränge wurde ein um den Mittelwert normalverteilter Wert kalkuliert.

Die Netze wurden hierbei vereinfacht als Strahlennetze modelliert, da aus den Referenznetzen keine eindeutigen Regeln für die Modellierung von Maschen beziehungsweise auch für den Betrieb als Maschennetz abgeleitet werden konnten.⁷⁹

Ausgehend von den kalkulierten Strängen wurde die mittlere Anzahl an Hausanschlüssen (also Netzverknüpfungspunkten) berechnet und diese wurden zur Anbindung der Gebäude im Netz verortet. Die Verteilung der Hausanschlüsse auf die Stränge erfolgte nach dem äquivalenten Muster wie die Kalkulation der Stranglängen.

Der Ortsnetztransformator beziehungsweise die Transformatorscheinleistung wurde aus den Referenznetzen berechnet und zur nächstgelegenen Standard-Transformatorgröße gerundet. In Testsimulationen, welche den Status quo der Komponenten abbilden, wurde geprüft, ob die Ortsnetztransformatoren ausreichend groß dimensioniert wurden. Im Fall einer unverhältnismäßig hohen Auslastung

⁷⁹ Mehrere Topologien aus der Literatur wurden als offene Ringnetze betrieben, welche Strahlennetztopologien physikalisch gleichzusetzen sind.

Charakteristik der Typnetze

→ Tabelle 7

Nr.	Bezeichnung	Netzlänge ¹⁾ [m]	Stränge	HA ²⁾	WE/HA ³⁾	Trafo [kVA] ⁴⁾
1	verteilte Ein-/Zweifamilienhaus-Siedlung	2.489	6	65	1,17	250
2	Ein-/Zweifamilienhaus-Siedlung mittlerer Dichte	2.570	6	103	1,16	400
3	Streusiedlung	1.206	4	26	1,01	250
4	kompakte Ein-/Zweifamilienhaus-Siedlung	2.002	6	94	1,11	400
5	verteilte Mehrfamilienhaus-Siedlung	1.828	6	36	4,62	400
6	Mehrfamilienhaus-Siedlung mittlerer Dichte	1.805	8	46	3,77	800
7	verteiltes Ein-/Zweifamilienhaus, Mischgebiet	954	4	25	1,13	400
8	Ein-/Zweifamilienhaus, Mischgebiet mittlerer Dichte	593	4	24	1,29	250
9	kompaktes Ein-/Zweifamilienhaus, Mischgebiet	135	2	8	1,13	160
10	kompakte Mehrfamilienhaus-Siedlung	1.233	4	40	5,63	400
11	urbane Mehrfamilienhaus-Siedlung	1.466	6	24	9,32	630
12	Hochhaus-Siedlung	1.042	5	10	18,42	400

FfE (2023) ¹⁾gesamte Länge aller Leitungen der Typnetze (abzüglich Hausanschlüsse). ²⁾HA = Hausanschlüsse/Netzverknüpfungspunkte (im jeweiligen Netzgebiet). ³⁾WE/HA = mittlere Anzahl an Wohneinheiten je Hausanschluss (im jeweiligen Netzgebiet). ⁴⁾kVA = Kilovoltampere; äquivalent zu Kilowatt.

wurde ein Ortsnetztransformator aus der nächsthöheren Leistungsklasse integriert.

Es resultierten zwölf Typnetztopologien, welche sich charakteristisch eindeutig voneinander unterscheiden und den erwartbaren Mustern entsprechen. Nachfolgende Tabelle 7 verdeutlicht die topologische Vielfalt und individuelle Charakteristik der ausgewählten Typnetze. Detaillierte Steckbriefe zu jeder Typnetz-Topologie sowie die Knoten-Kantenmodelle der Topologien stehen öffentlich zur Verfügung.⁸⁰

Die in der Tabelle als rein städtisch klassifizierten Typnetze (Nr. 10 – 12) versorgen in Relation zu rein ländlichen Typnetzen (Nr. 1 – 3) deutlich weniger Hausanschlüsse. Wie die Anzahl an Wohneinheiten je Hausanschluss verdeutlicht, ist an dieser geringen Anzahl an Hausanschlüssen aufgrund der hohen Verdichtung im urbanen Raum, im Mittel jedoch eine deutlich höhere Anzahl an Wohneinheiten angebunden. Im Vergleich der absoluten Anzahl versorgter Wohneinheiten wird diese Verdichtung

eindeutig. In den städtischen Typnetzen resultiert eine Bandbreite zwischen rund 184 bis 225 Wohneinheiten je Netzgebiet, gegenüber rund 26 bis 119 Wohneinheiten je ländlichem Netzgebiet. Auch in der Fläche decken die rein städtischen Netze somit ein kleineres Gebiet ab. Nachfolgende Abbildung 43 verdeutlicht dies. Die Stranglänge sowie deren Belegung mit Hausanschlüssen im ländlichen Raum (Nr. 1 – 3) zeigen größere Durchschnittswerte als im städtischen Raum (Nr. 10 – 12) auf. Des Weiteren wird die größere Heterogenität ländlicher Topologien (Nr. 1 – 3) deutlich, welche sich aus den größeren Bandbreiten der Stranglänge sowie deren Belegung mit Hausanschlüssen ableitet.

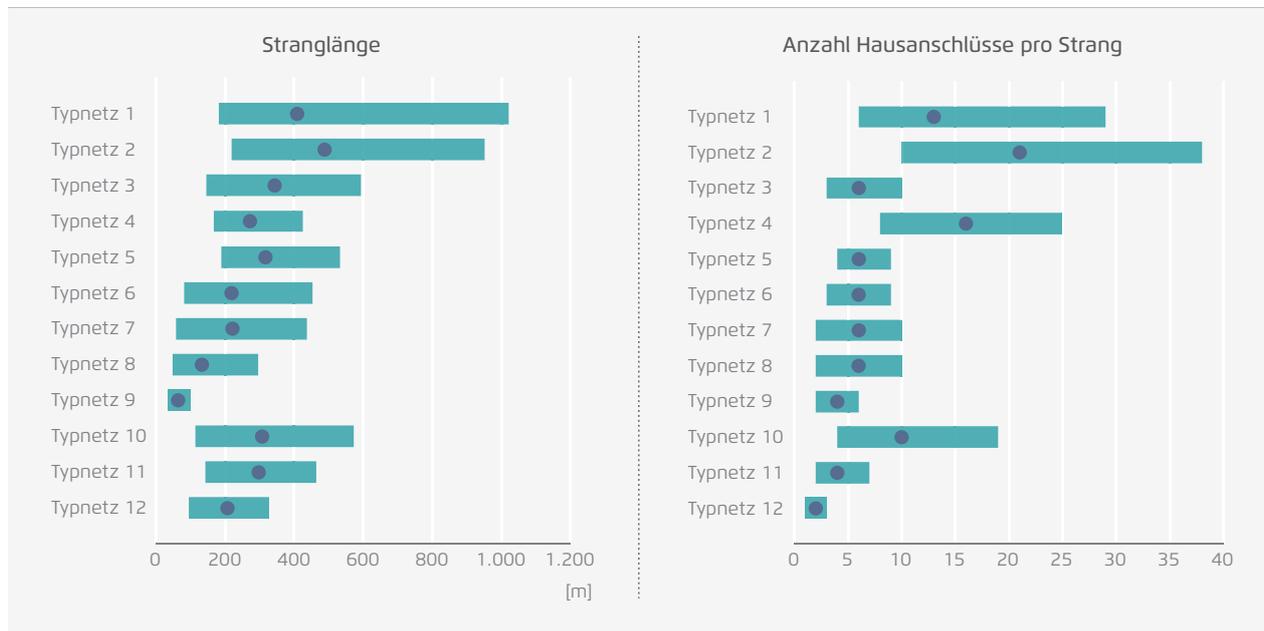
Gebäudezuordnung und Hochrechnung. Für die Kalkulation der Häufigkeit der individuellen Typnetztopologien wurde der gesamte Gebäudebestand Deutschlands auf Basis verschiedener Regionsdaten analysiert. Auf Basis der im Projekt *Wärmepumpen-Ampel*⁸¹ durchgeführten Klassifizierung wurden aus dem gesamten Gebäudebestand (rund 34 Millionen Gebäude) die als Wohngebäude

80 FfE: Weiß et al. (2023) /FfE: Weiss 23/

81 FfE: Greif et al. (2022) /FFE67 22/

Abgedeckte Bereiche der Charakteristik der Typnetztopologien

→ Abb. 43



● Mittelwert

FfE (2023)

klassifizierten Gebäude extrahiert.⁸² Für die insgesamt 19,4 Millionen Wohngebäude wurde dann jeweils die Anzahl der Wohneinheiten und die mittlere Distanz zu den Nachbargebäuden berechnet. Die Anzahl der Wohneinheiten und Klassifizierung der Gebäude wurde aus dem FfE-Gebäudemodell herangezogen.⁸³ Für jedes Gebäude wurden die Abstände der Gebäudemittelpunkte zu sämtlichen Nachbargebäuden in unmittelbarer Nähe (≤ 100 Meter) und in direkter Sichtweite (nicht durch andere Gebäude verdeckt) kalkuliert und gemittelt. Zusätzlich wurde für jedes Gebäude die jeweilige, regionalstatistische Raumtypologie⁸⁴ entsprechend der Klassifizierung des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr ermittelt. Diese 17 siedlungsstrukturellen Raumtypologien wurden anschließend in die drei Gebietskategorien *ländlich*, *vorstädtisch* und

städtisch zusammengefasst. Abbildung 43 zeigt die Definitionsräume der weiteren Parameter für diese Zuordnung. Es wird deutlich, dass die Belegung über die berechneten Parameter nicht direkt möglich ist, da mehrere Cluster einen ähnlichen Definitionsräum aufweisen. Im seltenen Fall einer nicht eindeutigen Zuordnung, über die Definitionsräume oder ein eindeutiges Nachbargebäude, wurde das Gebäude zufällig einem der passenden Typnetze zugeordnet. Insgesamt resultieren aus dem Prozess der Hochrechnung rund 550.000 Typnetztopologien, welche je ein Niederspannungs-Ortsnetz abbilden und somit den Anteil der rund 900.000 deutschen Ortsnetze abbilden, welche primär Haushalte und deren Flexibilitäten versorgen.

7.1.2 Räumliche Zuordnung der Photovoltaikanlagen und haushaltsnahen Flexibilitäten

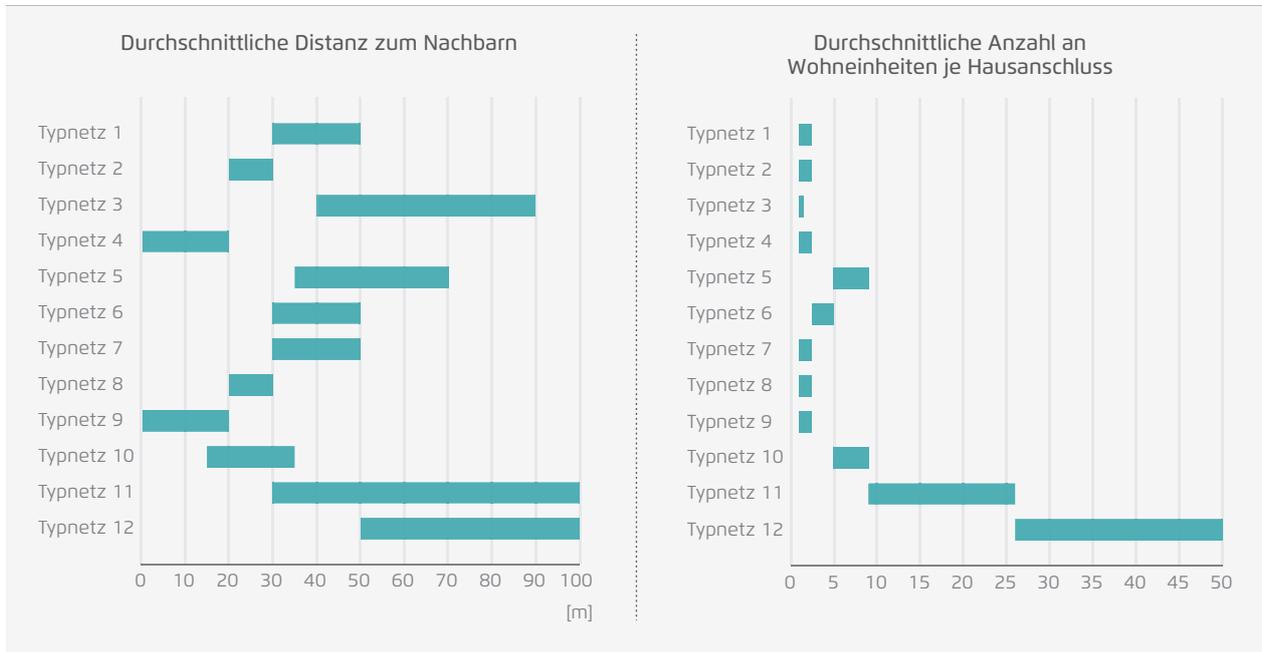
Zusätzlich zur Zuordnung der Wohngebäude zu den Typnetzen wurden auch die haushaltsnahen Flexibilitäten regionalisiert und den Wohngebäuden zugeordnet. Basierend auf den Szenarien der Studie

82 TUM: Greif (2023) /TUM: Greif 23/

83 TUM: Schmid (2018) /SCHM01 18/

84 RegioStaR 17: Differenzierteste Raumtypologie auf der Gemeindeebene von der Metropole bis zu kleinstädtisch, dörflichen Räumen in ländlichen Regionen – insgesamt 17 Typen. Nach: Bundesministerium für Verkehr, und digitale Infrastruktur (2021) /BFV01 21P/

Definitionsräume der Parameter zur Zuordnung der Gebäude zu den Typnetzen → Abb. 44



ffE (2023)

Klimaneutrales Stromsystem 2035 (vgl. Kapitel 2) wurden die Komponenten Photovoltaik Anlagen, elektrische Heimspeichersysteme, Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge auf die Gebäude und Wohneinheiten nach regionalem Schlüssel zugeordnet.

Photovoltaikanlagen. Bei der in Abschnitt 4.1.2 beschriebenen Verteilung der Photovoltaik Anlagen wurden alle Gebäude in Deutschland nach dem primären Kriterium der Dachfläche mit entsprechend großen Photovoltaik Anlagen ausgestattet. Eine konsistente Verteilung der Photovoltaik Anlagen auf die Gebäude über die definierten Stützjahre hinweg wurde gewährleistet. Tabelle 8 zeigt die Verteilung der installierten Photovoltaik-Leistung auf die Gebäude in den Typnetzen und über die Stützjahre. Es wird deutlich, dass im Status quo die durchschnittliche Leistung in von Photovoltaik Anlagen auf Gebäuden in exklusiv ländlichen Netzen höher ist als in exklusiv städtischen Netzen. Das ist auf den historisch bedingten Zubau von Photovoltaik Anlagen auf vorrangig Ein- und Zweifamilienhäuser zurückzuführen, welche aufgrund der eindeutigen Eigentumsverhältnisse in der räumlichen Verteilung auch zunächst priorisiert wurden. Im Zuge der hohen

Durchdringung der Photovoltaik werden zukünftig zunehmend auch die Dachflächen von Mehrparteienhäuser erschlossen, wodurch im Stützjahr 2035 die durchschnittliche Photovoltaik-Leistung aufgrund der größeren Dachflächen in städtischen Netzen größer ist als jene in ländlichen Gebieten.

Heimspeichersysteme. Die in Abschnitt 4.1.2 beschriebene Verteilung elektrischer Heimspeichersysteme erfolgt ausschließlich auf Gebäude mit Photovoltaik Anlagen. Auch hier wurden mehrere Kriterien angesetzt, welche die Verteilung an die Bedingungen der Realität annähert, wie beispielsweise eine Bevorzugung kleinerer Ein- und Zweifamilienhäuser gegenüber Mehrfamilienhäusern. Die Dimensionierung der Speichersysteme orientierte sich an der jeweiligen Größe der Photovoltaikanlage, wodurch aufgrund der über die Jahre zunehmenden Anlagengröße im Mittel auch höhere Leistungen der Speichersysteme resultieren (durchschnittlich: 3,51 Kilowatt 2022; 4,28 Kilowatt 2029; 4,95 Kilowatt 2035). Die Speicherkapazität (Kilowattstunde, kWh) steht im Verhältnis eins zu eins zur Peak-Leistung der Photovoltaik Anlage (kWp). Die maximale Lade- und Entladeleistung beträgt

Verteilung der installierten Photovoltaik-Leistung auf Gebäude in unterschiedlichen Typnetzen

→ Tabelle 8

Typnetz Nr.	Zulässige Region	Mittlere Dachfläche je Gebäude [m ²]	Mittlere installierte Leistung je Gebäude [kWp]		
			2022	2029	2035
1	 	50,04	1,63	3,68	4,51
2	 	50,91	1,73	3,50	4,24
3	 	63,51	1,89	4,08	5,08
4	  	49,46	1,62	3,30	4,06
5	  	76,35	1,81	4,49	6,36
6	  	76,34	1,06	3,71	5,61
7	  	44,53	1,10	3,10	4,33
8	  	43,74	0,68	2,06	3,44
9	  	45,94	0,87	2,41	3,71
10	 	69,09	0,57	2,43	4,23
11	 	87,19	0,76	3,06	6,01
12	 	171,32	1,09	5,01	9,11
gewichteter Mittelwert:			1,34	3,30	4,33

 ländlich  vorstädtisch  städtisch

FfE (2023)

Verteilung der Heimspeichersysteme auf Gebäude in unterschiedlichen Typnetzen

→ Tabelle 9

Typnetz Nr.	Zulässige Region	Mittlere Anzahl an Heimspeichersystemen je Gebäude		
		2022	2029	2035
1	 	0,06	0,36	0,55
2	 	0,05	0,34	0,51
3	 	0,05	0,35	0,51
4	  	0,06	0,32	0,53
5	  	0,02	0,21	0,54
6	  	0,01	0,15	0,48
7	  	0,04	0,32	0,60
8	  	0,03	0,21	0,50
9	  	0,01	0,27	0,50
10	 	0,01	0,07	0,40
11	 	0,01	0,05	0,44
12	 	0,03	0,11	0,40
gewichteter Mittelwert:		0,04	0,31	0,55

 ländlich  vorstädtisch  städtisch

FfE (2023)

etwa 44 Prozent der Kapazität. Eine konsistente Verteilung der elektrischen Heimspeichersysteme auf Gebäude mit Photovoltaik Anlagen über die Stützjahre hinweg wurde gewährleistet. Tabelle 9 zeigt die Verteilung der Heimspeichersysteme auf die Gebäude in den Typnetzen und über die Stützjahre. Die implementierte Verteilungslogik spiegelt sich auch in den Durchdringungsgraden wider. Im Status quo liegt eine sehr niedrige Durchdringungsrate vor, wobei Gebäude mit einer geringen durchschnittlichen Anzahl an Wohneinheiten priorisiert wurden. Deutlicher wird diese Priorisierung von Ein- und Zweifamilienhäuser gegenüber den Mehrfamilienhäusern im Stützjahr 2029, da hier eine höhere Durchdringung in ländlichen Typnetzen zu sehen ist. Im letzten modellierten Stützjahr 2035 ist die mittlere Anzahl der Heimspeicher je Gebäude in allen Typnetzen ähnlich. Hier ist das Kriterium ausschlaggebend, dass Speichersysteme ausschließlich auf Gebäude mit Photovoltaik Anlagen verteilt werden, wodurch auch Mehrparteienhäuser mit Photovoltaik Anlage ein Heimspeichersystem zugeordnet bekommen.

Wärmepumpen. Die in Abschnitt 4.1.2 beschriebene Verteilung der Wärmepumpen erfolgt auf Gebäude, welche nach Logik der FfE- *Wärmepumpenampel*⁸⁵ als geeignet für eine Wärmepumpe eingestuft wurden. Auf Basis verschiedener, regionalisierter Eingangsdaten wurde darin für unterschiedliche Wärmequellen das regionale Potenzial bestimmt und mit dem etwaigen Bedarf der Wohngebäude abgeglichen. Es resultiert eine Einordnung zur Eignung der Wohngebäude für Wärmepumpen, auf deren Basis so lange Wärmepumpen verteilt wurden, bis die Gesamtzahl aller Wärmepumpen verteilt ist.⁸⁶ Auch hier wurde eine möglichst realitätsgetreue Verteilung angestrebt, weshalb neben der grundsätzlichen Eignung Randbedingungen bezüglich der Gebäudegröße definiert wurden. Die Verteilung auf zu große Gebäude mit mehr als zwei Wohneinheiten im Jahr 2022 sowie mehr als zehn Wohneinheiten

85 FfE: Greif et al. (2022) / FFE67 22/

86 FfE: Greif et al. (2022) / FFE67 22/

Verteilung der Wärmepumpen in unterschiedlichen Typnetzen

→ Tabelle 10

Typnetz Nr.	Zulässige Region	Mittlere Anzahl an Wohneinheiten je Gebäude	Mittlere Anzahl an Wärmepumpen je Gebäude		
			2022	2029	2035
1	 	1,17	0,11	0,31	0,48
2	 	1,16	0,13	0,4	0,58
3	 	1,01	0,20	0,55	0,77
4	  	1,11	0,17	0,50	0,71
5	  	4,62	0,04	0,18	0,28
6	  	3,77	0,02	0,17	0,26
7	  	1,13	0,13	0,32	0,47
8	  	1,29	0,09	0,31	0,48
9	  	1,13	0,12	0,34	0,54
10	 	5,63	0,02	0,11	0,18
11	 	9,32	0,01	0,08	0,12
12	 	18,42	0,05	0,15	0,22
gewichteter Mittelwert:			0,11	0,31	0,47

 ländlich  vorstädtisch  städtisch

Ffe (2023)

ten⁸⁷ im Jahr 2029 und 2035 wurde ausgeschlossen. Eine konsistente Verteilung der Wärmepumpen auf die Gebäude über die Stützjahre hinweg wurde gewährleistet. Tabelle 10 zeigt die Verteilung der Wärmepumpen auf die Gebäude in den Typnetzen und über die Stützjahre. Aus den Durchdringungsgraden werden die definierten Restriktionen deutlich. Ein- und Zweifamilienhäuser werden über die Stützjahre konsistent priorisiert, wobei in den späteren Stützjahren die gelockerte Restriktion auch die Ausstattung kleinerer Mehrparteienhäuser mit Wärmepumpen zulässt. Dies ist besonders im Stützjahr 2035 ersichtlich, wobei Netze mit einer geringen durchschnittlichen Anzahl an Wohneinheiten (Nr. 1, 4, 7, 9) in Relation zu den weiteren Netzen mit größerer Kubatur deutlich höhere Durchdringungsgrade aufweisen.

Elektrofahrzeuge. Die in Abschnitt 4.1.i – Ebene Verteilung von Elektrofahrzeugen und deren Fahrzeugklasse basiert auf mehreren, etablierten Methoden zur stufenweisen, kleinräumigen Regionalisierung und Verteilung. Die in der Studie *Klimaneutrales Stromsystem 2035* beschriebene Mantelzahl für Elektrofahrzeuge in den Stützjahre wurde zunächst auf Basis eines Verteilungsschlüssels unter Berücksichtigung von soziodemographischen Kriterien wie beispielsweise dem Durchschnittseinkommen, inklusive der Fahrzeugklassen, auf Ebene der Landkreise verteilt.⁸⁸ In nächster Instanz wurden die Fahrzeuge mittels der Logik, welche auch im *Netzentwicklungsplan 2021 – 2035* Anwendung fand, auf ein 10.000 Quadratmeter-Raster regionalisiert, wobei diverse Einflussparameter, wie beispielsweise das mittlere Durchschnittseinkommen, berücksichtigt wurden.⁸⁹

87 erwarteter, technologischer Fortschritt für die Versorgung von für Wärmepumpentechnologie grundsätzlich geeigneten Gebäuden

88 Verteilungslogik basierend auf: FfE: Guminski et al. (2023) / FFE16 23/

89 Verteilungslogik basierend auf: FfE: Ebner et al. (2019) / FFE142 19/

Verteilung der Elektrofahrzeuge in unterschiedlichen Typnetze

→ Tabelle 11

Typnetz Nr.	Zulässige Region	Mittlere Anzahl an Wohneinheiten je Gebäude	Mittlere Anzahl an Elektrofahrzeugen je Wohneinheit		
			2022	2029	2035
1	 	1,17	0,03	0,36	0,74
2	 	1,16	0,03	0,31	0,66
3	 	1,01	0,04	0,35	0,82
4	  	1,11	0,04	0,25	0,63
5	  	4,62	0,01	0,14	0,28
6	  	3,77	0,02	0,29	0,50
7	  	1,13	0,04	0,43	0,89
8	  	1,29	0,04	0,46	0,88
9	  	1,13	0,04	0,50	1,05
10	 	5,63	0,02	0,20	0,37
11	 	9,32	0,02	0,22	0,39
12	 	18,42	0,01	0,16	0,27
gewichteter Mittelwert:			0,03	0,37	0,76

 ländlich  vorstädtisch  städtisch

In einem letzten Schritt erfolgte die Zuordnung der Fahrzeuge zu den Gebäuden und Wohneinheiten, wobei je Wohneinheit maximal zwei Elektrofahrzeuge (Erst-/Zweitwagen) zulässig waren. Eine konsistente Verteilung der Elektrofahrzeuge auf die Wohneinheiten über die Stützjahre hinweg wurde gewährleistet. Tabelle 11 zeigt die Verteilung der Elektrofahrzeuge auf die mittlere Anzahl an Wohneinheiten in den Typnetzen und über die Stützjahre. Es wird deutlich, dass die Verteilung von Elektrofahrzeugen primär auf Ein- und Zweifamilienhäuser erfolgt. Dies ist auf die Verteilungslogik zurückzuführen, wonach Wohneigentum respektive große Wohnflächen, ein ausschlaggebendes Kriterium in der frühen Phase des Hochlaufs darstellt. Im Stützjahr 2035 liegt der Durchdringungsgrad auf Ebene der Gebäude auch in städtisch geprägten Netzen (Nr. 10 – 12) erwartungsgemäß höher

7.2 Weitergehende Informationen zur Modellierung

Die nachfolgenden Abschnitte geben einen detaillierten Einblick in die Dimensionierung und den Betrieb der flexiblen Verbrauchsanlagen im Rahmen der Simulation sowie die Annahmen für die Lastflusssimulation. Im Abschnitt 7.2.1 werden zunächst die Dimensionierung und die Möglichkeiten des Betriebs der verschiedenen Flexibilitäten beschrieben: Hausspeichersysteme, Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge. Im folgenden Abschnitt 7.2.2 sind tiefergehende Beschreibungen zu den Rahmenbedingungen der Lastflusssimulation (siehe Abschnitt 4.2.2) dargestellt. Hier werden die Kriterien für Netzüberlastungen, Netzausbau und dessen Kosten sowie die Mindestbezugsleistung bei Netzbetreibereingriff nach § 14a EnWG erörtert.

7.2.1 Finanzielle Optimierung der Verbraucher: Lastprofile und Betriebsweise

Als Ausgangspunkt für die finanzielle Optimierung der Verbraucher wird je Hausanschluss die Residuallast bestehend aus ursprünglichen Haushaltslastgang sowie dem statischen Lastgang einer Photovoltaik-

Erzeugung gebildet, sofern diese am Hausanschluss vorkommt⁹⁰ Nach Optimierung ergibt sich je Hausanschluss eine veränderte Residuallast, welche in die Lastflusssimulation eingeht. Für die detaillierte Bewertung von haushaltsnahen Flexibilitäten aus Sicht der Nutzer wurde ein Optimierungsmodul genutzt. In diesem wird der Einsatz von Flexibilitäten, wie beispielsweise das Laden von Elektrofahrzeugen, unter Berücksichtigung diverser Rahmenbedingungen in ein mathematisches Optimierungsproblem übersetzt. Je nach Anwendungsfall resultiert ein lineares oder gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem, welches in der Simulation kostenoptimiert gelöst wird.⁹¹ Die Modellierung der Lastgänge der optimierten Flexibilitäten werden in den folgenden Abschnitten detailliert beschrieben.

Heimspeichersysteme

Die Heimspeicher haben den primären Zweck, die überschüssige Photovoltaik-Energie für eine spätere Nutzung zwischenzuspeichern. Übersteigt die Stromproduktion der Photovoltaik-Anlage den Stromverbrauch in Gebäude, wird der Heimspeicher geladen. Sobald die Photovoltaik-Erzeugung nicht mehr zur Deckung des Bedarfs ausreicht, wird der Speicher mit der benötigten Leistung entladen. Sowohl die Ladung als auch Entladung ist durch den Speicherfüllstand (0 bis 100 Prozent) und die maximale Ein- und Ausspeicherleistung begrenzt. Bei positiver Residuallast des Gebäudes wird der Speicher entladen. Für die Modellierung wird ferner ein Batteriewirkungsgrad von 94 Prozent im Lade- und Entladefall angewendet, wodurch sich ein Gesamtwirkungsgrad von 88,4 Prozent ergibt. Dies entspricht in etwa den Mittelwerten der Speichersysteme seit 2018.⁹² Eine Selbstentladung des Batteriespeichers wird in der Modellierung nicht berücksichtigt.

Wird dem Haushalt ein dynamischer Stromtarif zugeordnet, wird der Heimspeicher zusätzlich für den Arbitragehandel eingesetzt. Zusätzlich zur Erhöhung des Photovoltaik-Eigenverbrauchs wird der Speicher

⁹⁰ FfE: Müller et al. (2020) /FFE61 20/

⁹¹ TUM: Müller (2023) /MÜL-02 22/

⁹² Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (2022) /HTW01 22/

in Zeiten billiger Strompreise geladen und bei hohen Preisen entladen.

Wärmepumpen

Für die Simulation der Wärmepumpen wurde je Gebäude ein Wärmebedarf bestimmt. Zur Ermittlung des Heizwärmebedarfs wurden die Daten des Wärmepumpenatlas⁹³ verwendet. Die Daten beinhalten den modellierten Bedarf aktueller Gebäude. Zusätzlich hierzu wurde eine Sanierung der Gebäude angenommen. Die jährlichen Sanierungsraten und die aus der Sanierung resultierenden spezifischen Heizwärmebedarfe wurden aus dem Szenario KNDE2045 der Studie *Klimaneutrales Stromsystem 2035*⁹⁴ übernommen.

Zur Erstellung des Heizwärmelastgangs wird mithilfe des spezifischen Heizwärmebedarfs und der Wohnfläche der jährliche Raumwärmebedarf ermittelt und nach BDEW⁹⁵ und FfE⁹⁶ mithilfe des Standardlastprofilverfahrens für Gaskunden auf die einzelnen Tage des Jahres verteilt, wobei die gewichtete Temperatur der letzten drei Tage und die Art des Gebäudes berücksichtigt werden. Zusätzlich wird berücksichtigt, dass sanierte und neue Gebäude, die seit 2000 errichtet wurden, erst ab einer durchschnittlichen Temperatur von unter 14 Grad Celsius beheizt werden müssen und ältere Gebäude ab 15 Grad Celsius. Der tägliche Wärmebedarf wird anschließend mittels einer Verteilungsfunktion nach Hellwig⁹⁷ über den Tag verteilt. Daraus ergibt sich ein Wärmebedarfsprofil in stündlicher Auflösung für das gewählte Gebäude.⁹⁸ Der Trinkwarmwasserbedarf wird passend zu den Aktivitätsprofilen der Bewohner:innen mittels des Haushaltslastganggenerators⁹⁹ erzeugt.

Die Wärmepumpen werden nach Planungsgrundsätzen^{100, 101, 102} und basierend auf der maximalen Heizlast am Tag mit Normaußentemperatur nach Norm¹⁰³ dimensioniert. Es werden ausschließlich drehzahleregelte Luftwärmepumpen abgebildet, weil diese Art von Wärmepumpen mit einem Marktanteil in Deutschland von 87 Prozent¹⁰⁴ die meistverbreitete Wärmepumpentechnologie ist. Da in den Simulationen das Speicherpotenzial der Gebäudemasse nicht abgebildet wird, wird jede Wärmepumpe mit einem Kombispeicher für Raumwärme und Trinkwarmwasser mit einem Volumen von 700 Litern für Einfamilienhäuser, 1.000 Liter für Zweifamilienhäuser und 1.500 Liter für Mehrfamilienhäuser angenommen. Die Speicherverluste betragen 0,03 Prozent des gespeicherten Energieinhalts pro Stunde. Die Temperatur des Speichers darf 65 Grad Celsius nicht überschreiten und 55 Grad Celsius möglichst nicht unterschreiten. Die Vor- und Rücklauftemperatur des Heizkreislaufes ist abhängig vom Gebäudebaualter und beträgt für Gebäude, die vor 1996 errichtet wurden, 55 Grad Celsius und 45 Grad Celsius. Bei Gebäuden, die nach 1996 erbaut wurden oder saniert wurden, betragen Vor- und Rücklauftemperatur 45 Grad Celsius und 35 Grad Celsius.¹⁰⁵ Die Arbeitszahl der Wärmepumpe ist von der Vorlauftemperatur des Gebäudes und der Außentemperatur abhängig und wird anhand von Kennlinien berechnet.

Die Wärmepumpen werden optimiert auf die Leistungszahl betrieben. Das bedeutet, dass bei einer hohen Leistungszahl der thermische Speicher geladen wird, um in Zeitpunkten mit niedriger Leistungszahl die benötigte Wärme bereitzustellen. Diese Betriebsweise trifft für alle Haushalte ohne dynamischen Stromtarif zu. Bei einem dynamischen Stromtarif werden bei der Optimierung zusätzlich die Börsenstrompreise berücksichtigt.

Die Leistungszahl ist auf Grund der höheren Außentemperatur in den Mittagstunden höher. Der ther-

93 FfE: Greif et al. (2021) /FFE50 21/

94 Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2022): *Klimaneutrales Deutschland 2045*. /AGORA 22a

95 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2015) /BDEW 15/

96 FfE: Hinterstocker et al. (2015) /FFE56 15/

97 TUM: Hellwig (2003) /HELLO1 03/

98 genauere Informationen: FfE: Köppl et al. (2017) /FFE45 17/

99 FfE: Müller et al. (2020) /FFE61 20/

100 Elektrotechnik Hildebrand (2013) /ETHB01 13/

101 Institut für Energie- und Umweltforschung (2014) /IFEU02 14/

102 Buderus Heiztechnik (2014) /BUDH01 14/

103 DIN Deutsches Institut für Normung (2003) /DIN02 03/

104 Wärmepumpenabsatz 2022 /BWBE01 23P/

105 FfE: Köppl et al. (2017) /FFE45 17/

mische Speicher wird geladen. Bei der zusätzlichen Berücksichtigung der Börsenstrompreise in der Optimierung verschiebt sich der Lastgang der Wärmepumpe leicht in Zeitpunkte mit niedrigen Preisen. Allerdings ist die Flexibilität beschränkt, da die Leistungszahl einen großen Einfluss auf die benötigte elektrische Energie hat.

Elektrofahrzeuge

Die Elektrofahrzeuge werden in drei Fahrzeugklassen (Klein-, Mittelklasse- und Oberklassewagen) eingeteilt, die sich anhand ihres Verbrauchs und ihrer Batteriekapazität unterscheiden. Die Prozentanteile basieren auf den Zulassungsdaten des Kraftfahrt-Bundesamtes¹⁰⁶ und sind in Tabelle 12 aufgeführt. Jedem Fahrzeug steht zu Hause eine eigene Lademöglichkeit mit einer maximalen Ladeleistung von 11 Kilowatt zur Verfügung.

Die Fahrprofile der Elektrofahrzeuge wurden passend zu den Haushaltslastgängen mittels eines Haushaltslastganggenerators¹⁰⁷ erstellt und sind somit konsistent zum Aktivitäts- und Haushaltslastprofil. Die Mobilitätskenngrößen wie Wegdauern, Wegstrecken und Pkw-Benutzung basieren auf der Studie „*Mobilität in Deutschland*“¹⁰⁸ von 2017.

Die Elektrofahrzeuge werden analog zu den Batteriespeichern mittels eines Speichermodells, jedoch mit zusätzlichem Energieverbrauch für Fahrten und eingeschränkter Verfügbarkeit aufgrund der Abwesen-

heit vom Wohnort, abgebildet. Es wird analog zu den Batteriespeichern ein konstanter Ladewirkungsgrad von 94 Prozent angenommen. Des Weiteren wird ein minimaler Batteriefüllstand, auch Sicherheits-*State-of-Charge* genannt, von 30 Prozent vorgegeben, der schnellstmöglich nach Anstecken des Fahrzeugs erreicht werden muss, um ein Mindestmaß an Mobilität sicherzustellen. Zusätzlich wird ein Wunsch-*State-of-Charge* von 70 Prozent vorgegeben, der bei Abfahrt des Fahrzeugs mindestens erreicht werden soll. Falls die nächste Fahrt einen höheren Ladezustand voraussetzt, wird der Wunsch-*State-of-Charge* angepasst.^{109, 110}

In den Simulationen wurden vier verschiedene Ladestrategien der Elektrofahrzeuge berücksichtigt: Direktladen, Photovoltaik-Überschussladen, preisoptimiertes Laden und preisoptimiertes, bidirektionales Laden.

Die einfachste Variante ist das Direktladen. Hierbei wird das Fahrzeug, sobald es angesteckt ist, mit maximaler Leistung geladen, bis die Batterie vollständig aufgeladen ist oder das Fahrzeug abfährt. Ist am Hausanschluss eine Photovoltaik Anlage vorhanden, lädt das Fahrzeug primär die überschüssige Energie der Photovoltaik Anlage. Ist der *State-of-Charge* beim Anstecken unterhalb von 30 Prozent, wird bis zu dieser Schwelle sofort mit maximaler Leistung geladen. Falls der Photovoltaik-Überschuss nicht ausreicht, um das Fahrzeug während der Standzeit auf den Wunsch-*State-of-*

106 Kraftfahrt-Bundesamt (2021) /KBA04 21/

107 FfE: Müller et al. (2020) /FFE61 20/

108 infas et al. (2018) /INFAS01 18/

109 FfE: Köppl et al. (2017) /FFE45 17/

110 FfE: Müller et al.(2021) /FFE44 21/

Anteile der Fahrzeugklassen für Elektrofahrzeuge

→ Tabelle 12

	Anteil [%]	Batteriekapazität [kWh]	Durchschnittlicher Verbrauch [kWh/100km]
Kleinwagen	27,6	38	15,7
Mittelklassewagen	40,6	60	17,7
Oberklassewagen	31,8	100	25,5

FfE (2023)

Charge aufzuladen, wird vor Abfahrt mit maximaler Leistung auf diesen geladen.

Beim preisoptimierten Laden werden die Ladevorgänge in Zeitpunkte mit niedrigen Börsenstrompreisen verschoben, um die Energiekosten möglichst gering zu halten. Ist das Elektrofahrzeug fähig bidirektional zu Laden, nimmt es am Arbitragehandel teil. Hierbei entlädt das Fahrzeug in Zeiten mit hohen Börsenstrompreisen in das Netz, um Gewinne zu erzielen. Durch das bidirektionale Laden steigt der Energiedurchsatz deutlich an.

7.2.2 Annahmen und Ablauf der Lastflusssimulation

Im Folgenden werden weitergehende Informationen zu Randbedingungen der Simulation, wie den Kriterien der Netzüberlastung, dem durchgeführten Netzausbau und der Mindestbezugsleistung bei kurativem Netzbetreibereingriff dargestellt.

Netzüberlastung

In Abschnitt 4.2.2. sind die Kriterien für Netzüberlastung definiert:

- Transformatorauslastung > 100 Prozent
- Leitungsauslastung > 100 Prozent
- Spannung außerhalb des Bereichs von 94 bis 106 Prozent

Die ersten beiden Kenngrößen beziehen sich jeweils auf die Nennwerte zur maximalen Betriebsmittelauslastung je Phase. Die Spannungsgrenzwerte sind im Gegensatz zur gültigen Norm¹¹¹ auf 94 bis 106 Prozent der Nennspannung begrenzt, da keine explizite Simulation der übergeordneten Mittelspannungsebene stattfindet¹¹². Für Letztere werden vereinfacht ± 4 Prozent des Spannungsbandes reserviert, woraus sich die in der Norm zulässige Spannungsschwankung von ± 10 Prozent ergibt. Eine detaillierte Darstellung der daraus resultierenden Aufteilung des

Spannungsbandes über die Netzebenen ist in Abbildung 45 dargestellt.

Netzausbau

Um den Netzausbaubedarf zu bestimmen, wird erst die Netzüberlastung berechnet sowie dokumentiert und anschließend wird die Überlastung dann iterativ durch Netzausbau behoben.

Für Spannungsverletzungen an Anschlussknoten werden die sechs extremsten Spannungswerte in beide Richtungen, Über- und Unterspannung, protokolliert. Für Betriebsmittelüberlastungen bei Leitungen und Ortsnetztransformatoren werden ebenfalls die extremsten Überlastungen je Leitungsabschnitt und Ortsnetztransformator protokolliert.

Als Erstes werden die Überlastungen von Leitungen durch parallele Leitungen behoben. Das Vorgehen ist iterativ: Nach dem Legen einer parallelen Leitung wird mit erneuter Lastflussrechnung auf weiterhin bestehende Überlastung geprüft und gegebenenfalls mit weiteren parallelen Leitungen ausgebaut. Eine Begrenzung der Anzahl parallel verlegter Leitungen besteht nicht. Als parallel verlegtes Kabel wird ein gängiges Aluminiumkabel mit 240 Quadratmillimeter Querschnitt und rund 360 Ampere Nennstrom pro Phase verwendet (Typbezeichnung NAYYJ 4x240).

Im Anschluss wird bei Überlastung des Ortsnetztransformators ein typischer Ortsnetztransformator der nächsthöheren Leistungsklasse installiert. Die berücksichtigten Standardgrößen der Ortsnetztransformatoren sind 160, 250, 400, 630, 800 und 1.000 Kilovoltampere. Der Ausbau erfolgt jeweils auf die nächste Stufe. Falls der Ortsnetztransformator in den kritischen Zeitschritten auch nach Tausch auf bis zu 1.000 Kilovoltampere Scheinleistung noch überlastet ist, wird angenommen, dass eine zusätzliche Transformatorstation installiert werden muss, mittels der das bestehende Ortsnetz aufgeteilt wird.

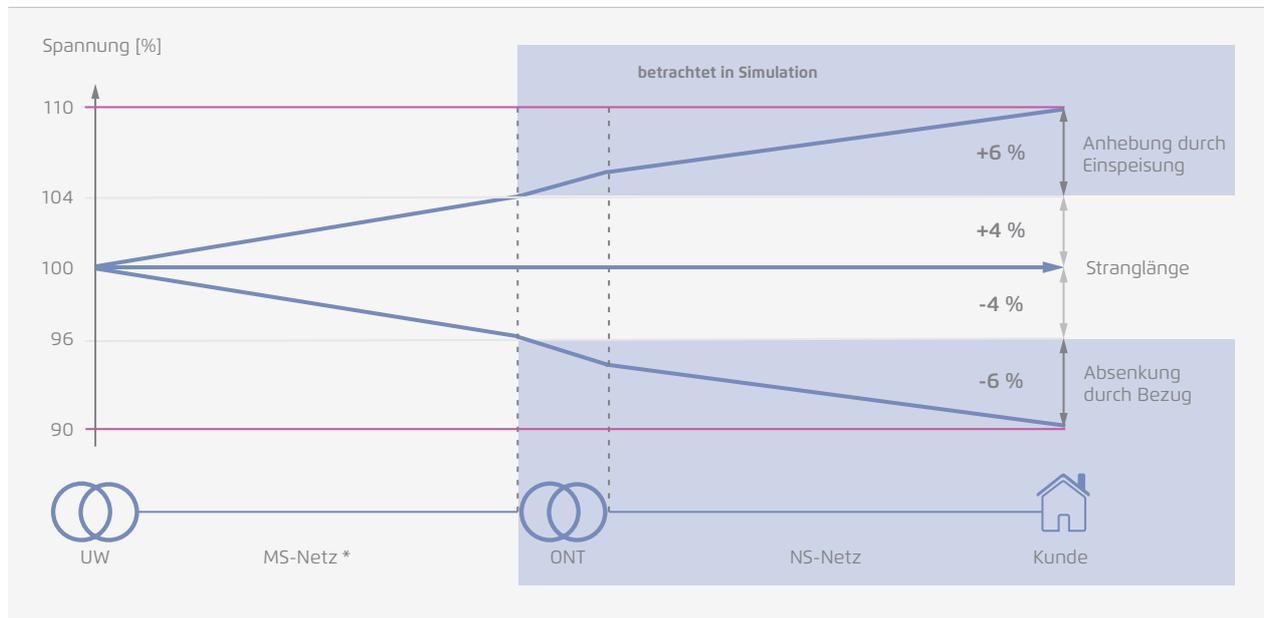
Nun werden die verbleibenden Spannungsbandverletzungen, die durch parallele Leitungen bei Leitungsüberlastungen noch nicht behoben wurden, durch parallele Leitungen behoben, analog dem Ausbau bei Leitungsüberlastungen. Da durch einen

¹¹¹ Deutsches Institut für Normung (2011) /DIN 11/

¹¹² Analoge Grenzwerte in Deutsche Energie-Agentur (2012) /DENA19 12/

Aufteilung des zulässigen Spannungsbands gemäß DIN 50160 vom Umspannwerk (UW) bis zum Kunden in der Niederspannung (NS)

→ Abb. 45



FfE (2023). * Mittelspannungsnetz

Tausch des Ortsnetztransformators und die Behebung von Spannungsproblemen, in einzelnen Fällen erneut Überlastungen auftreten können, wird nochmals auf Überlastung in den kritischen Zeitschritten der drei Kategorien geprüft und gegebenenfalls mit identischem Vorgehen erneut ausgebaut.

Für die Kosten der einzelnen Posten des Netzausbaus werden die in Tabelle 13 gelisteten Werte verwendet. Für Kabel wird hier unterschieden, ob explizit ein neues Kabel im Boden verlegt werden muss (Grabungskosten) oder ob nur ein weiteres Parallelkabel in einen bereits ausgebauten Kabelschacht eingezogen wird, falls hier Platz ist. Es wird somit vereinfacht zwischen Grabungs- und Materialkosten unterschieden, wobei eine zusätzliche Aufteilung zwischen städtischen sowie ländlich/vorstädtischen Raum vorgenommen wurde, da besonders im städtischen Raum, beispielsweise durch das Aufbrechen von Asphalt signifikante Mehrkosten entstehen.

Für die Kosten beim Transformatorausbau wird vereinfacht angenommen, dass der Tausch der Ortsnetztransformatoren auf eine höhere Stufe, unab-

hängig von deren Leistungsklasse, mit den gleichen Kosten verbunden ist. Typischerweise steigen die Kosten der Transformatoren nur geringfügig je Leistungsklasse an und die leistungsunabhängigen Installationskosten überwiegen. Ausgebaute, kleinere Transformatoren werden aufgrund ihrer langen technischen Lebensdauer gegebenenfalls an anderer Stelle weiter genutzt. Im Fall des Stationsneubaus fallen höhere Kosten an, da hier beispielsweise zusätzliche Fläche erschlossen werden muss, eine Einhausung, Sekundärtechnik und meist weitere Mittel- und Niederspannungskabelverlegung für den Anschluss der Station nötig sind.

Die Kosten basieren auf mehreren Quellen (u. a. ^{113,114,115,116}) und Annahmen von inflationsbedingter Preissteigerung der letzten vier Jahre.

113 Navigant et al. (2019) /AGORA 19/

114 FfE: Wohlschlager et al. (2015) /FFE23 15/

115 Technische Universität München (2013) /TUM01 13/

116 Bergische Universität Wuppertal (2021) /BUW01 21/

Annahmen für spezifische Netzausbaukosten

→ Tabelle 13

	ländlich / vorstädtisch	städtisch
Kabelverlegungskosten in Euro pro Kilometer	39.000	87.000
Kabelmaterialkosten* in Euro pro Kilometer	28.000	
Tausch des Ortsnetztransformator in Euro pro Stück	15.000	
regelbarer Ortsnetztransformator in Euro pro Stück	28.000	
neue Transformatorstation** in Euro pro Stück	51.000	

FfE (2023). *Kabeltypbezeichnung NAYY-J 4x240. **neue Ortsnetzstation inklusive Transformator und weiterer Komponenten.

Gleichzeitigkeitsfaktor für Mindestladeleistung von Elektrofahrzeugen beim Netzbetreibereingriff nach § 14a EnWG

→ Tabelle 14

Anzahl Elektrofahrzeuge je Hausanschluss	1	2	3–5	5–10	> 10
Gleichzeitigkeitsfaktor	1,00	0,90	0,75	0,50	0,40

FfE (2023)

Mindestbezugsleistung beim Netzbetreibereingriff nach § 14a EnWG

Beim Netzbetreibereingriff nach § 14a EnWG steht nach aktuellem Entwurf jeder steuerbaren Verbrauchseinrichtung eine Mindestbezugsleistung von 4,2 Kilowatt zur Verfügung. Befinden sich mehrere steuerbare Verbrauchseinrichtungen an einem Hausanschluss, wird davon ausgegangen, dass diese nicht dauerhaft gleichzeitig Strom beziehen. Die der Verbrauchseinrichtung zur Verfügung stehende Mindestbezugsleistung wird bei mehreren Verbrauchseinrichtungen am identischen Hausanschluss anhand eines Gleichzeitigkeitsfaktors reduziert. Sind an einem Hausanschluss mehrere Elektrofahrzeuge wurden die Gleichzeitigkeitsfaktoren aus Tabelle 14 angenommen. Die Mindestbezugsleistung berechnet sich aus der Summe der Mindestleistungen der Elek-

trofahrzeuge multipliziert mit dem Gleichzeitigkeitsfaktor. Bei Wärmepumpen wurde ein Gleichzeitigkeitsfaktor von eins verwendet, um die Bereitstellung von Heizwärme in den Wintermonaten nur minimal zu beeinflussen. Somit ergibt sich die reduzierbare Leistung des jeweiligen Hausanschlusses aus der installierten Leistung der steuerbaren Verbrauchseinrichtung abzüglich der Mindestbezugsleistung.

8 Literatur

- ACER 23** ACER (2023): *Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe*, https://www.acer.europa.eu/Publications/ACER_electricity_network_tariff_report.pdf.
- AGORA 17** Agora Energiewende (2017): *Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger*, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/Agora_Abgaben_Umlagen_WEB.pdf.
- AGORA 19** Navigant, Kompetenzzentrum Elektromobilität und RE-xpertise: *Verteilnetzausbau für die Energiewende - Elektromobilität im Fokus: Studie im Auftrag von Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und The Regulatory Assistance Project (RAP)*, 2019.
- AGORA 21** Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut (2021): *Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann*. Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_231_KNDE2045_Langfassung_DE_WEB.pdf
- AGORA 22a** Agora Energiewende & Prognos AG & Consentec GmbH Consulting (2022): *Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann*. <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-stromsystem-2035/>.
- AGORA 22b** Agora Industrie & FutureCamp (2022): *Power-2-Heat: Erdgaseinsparung und Klimaschutz in der Industrie*. https://www.agora-industrie.de/fileadmin/Projekte/2021/2021-05_IND_DE-P4Heat/A-EW_269_Power-2-Heat_WEB.pdf.
- BDEW01 23P** Schwencke, Tilman: *BDEW-Strompreisanalyse Februar 2023 – Haushalte und Industrie*. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2023.
- BDEW 15** Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: *BDEW/VKU/GEODE Leitfaden - Abwicklung von Standardlastprofilen Gas*. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2015.
- BDEW 19** Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW, 2019): *Wie heizt Deutschland 2019?* https://www.bdew.de/media/documents/Pub_20191031_Wie-heizt-Deutschland-2019.pdf.
- BDEW 23** Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2023): *BDEW-Strompreisanalyse, Juli 2023, Haushalte und Industrie*, https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Strompreisanalyse_o_dw_halbjahrlich_Ba_online_24072023.pdf.

- BFV01 21P** Sigmund, Markus: *RegioStaR – Regionalstatistische Raumtypologie für die Mobilitäts- und Verkehrsforschung*. Bonn: Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), 2021.
- BMWK10 23** Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW, 2023): Ausgefertigt am 22.05.2023; Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2023.
- BMWK27 22P** Energiewende Direkt – *Clever Heizkosten sparen*. In <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2022/09/Meldung/topthema.html>. (Abruf am 2023-07); Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), 2022.
- BNETZA BK6** Bundesnetzagentur (2022): *Festlegung zur Durchführung der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG* (BK6-22-300), https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/Anlagen_ZweiteKonsultation/BK6-22-300_Regelungswerk.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- BNETZA BK8** Bundesnetzagentur (2022): *Festlegung zu Netzentgelten bei Anwendung der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG gem. Festlegung BK6-22-300* (BK8-22/010-A), https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_06_Netzentgelte/68_%C2%A7%2014a%20EnWG/Downloads/BK8-22-010-A_Eckpunktepapier_zweite_Kons.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
- BNETZA-01 23** Bundesnetzagentur (2023): *Versorgungssicherheit Strom*; Bericht; https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/versorgungssicherheit-strom-bericht-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- BNETZA02 23** Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2023): *Monitoringbericht*, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2022.pdf?__blob=publicationFile&v=6.
- BNETZA-11 22** Bundesnetzagentur (2022): *Eckpunktepapier zur netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG*, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/Anlagen_Konsultation/BK6-22-300_Eckpunktepapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- BUDH01 14** Planungsunterlage für den Fachmann – Logatherm WPL ... AR (Reversible Luft-Wasser-Wärmepumpe). Wetzlar: Buderus Heiztechnik GmbH, 2014
- BUW01 21** Wintzek, P.; Ali, S. A.; Monscheidt, J.; Gemsjäger, B.; Slupinski, A.; Zdrallek, M.: *Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze – Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen*. In: Zdrallek, M. (Hrsg.), *Neue Energie aus Wuppertal*, Band 35, Bergische Universität Wuppertal: Wuppertal, 2021.

-
- BWBE01 23P** Weinhold, Katja: *Wärmepumpenabsatz 2022 – Wachstum von 53 Prozent gegenüber dem Vorjahr*. In <https://www.waermepumpe.de/presse/pressemitteilungen/details/waermepumpenabsatz-2022-wachstum-von-53-prozent-gegenueber-dem-vorjahr/#content>. (Abruf am 2023-09); Berlin: Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V, 2023.
- CONSEFR2019** Consentec GmbH und Frontier Economics Ltd. (2019): *Gutachten zur regulatorischen Behandlung unterschiedlicher Kostenarten vor dem Hintergrund der ARegV-Novelle für Verteilernetzbetreiber*. Untersuchung in Auftrag von der Bundesnetzagentur, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/Gutachten/Kostenarten.pdf?__blob=publicationFile&v=3.
- DANSK 22** Dansk Energi (2022): *Principnotat tarifmodel 3.0*, <https://noe.dk/wp-content/uploads/2023/08/Tarifmodel-3.0-metode.pdf>.
- DENA19 12** dena-Verteilnetzstudie: *Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*. Berlin: Deutsche Energie-Agentur, 2012.
- DIN 11** DIN Deutsches Institut für Normung e.V.: *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen – DIN EN 50160*. Berlin: Beuth-Verlag GmbH, 2011.
- DIN02 03** *Heizungsanlagen in Gebäuden – Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast*. Deutsche Fassung EN 12831:2003. Berlin: DIN Deutsches Institut für Normung e.V., 2003.
- EN: Schier 15** Schierhorn, Peter-Philipp, Martensen, Nis: *Überblick zur Bedeutung der Elektromobilität zur Integration von EE-Strom auf Verteilnetzebene*. Darmstadt: Energynautics GmbH, 2015.
- ETHB01 13** Elektrotechnik Hildebrand: *Elektrische Heizungsanlagen/Wärmebedarf*. In: <http://www.hildebrand-elektrotechnik.de/>. Zülpich, 2013.
- ETN 22** ETN global (2022): *Hydrogen Deployment in centralized power generation. A techno-economic case study*, <https://etn.global/wp-content/uploads/2022/06/H2-deployment-in-centralised-power-generation-techno-economic-study-April2022.pdf>.
- FFE 20** Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2020): *Rechtliche Analyse des Altdorfer Flexemarktes*, <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/rechtliche-analyse-des-aldorfer-flexemarktes/>.
- FfE: Spring 23** Springmann, Elisabeth et al.: Beitragsreihe zur Charakterisierung von Niederspannungsnetzen: *Identifikation von Netzclustern*. In <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/beitragsreihe-zur-charakterisierung-von-niederspannungsnetzen-identifikation-von-netzclustern/>. (Abruf am 2023-08-28); München: FfE e.V., 2023.

-
- FfE: Weiss 23** Weiß, Andreas et al.: Beitragsreihe zur Charakterisierung von Niederspannungsnetzen und Netzrepräsentanten: *Identifikation von Referenznetzen für die Cluster*. In <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/beitragsreihe-zur-charakterisierung-von-niederspannungsnetzen-und-netzrepraesentanten-identifikation-von-referenznetzen-fuer-die-cluster/>. (Abruf am 2023-08-28); München: FfE e.V., 2023.
- FFE04 23** Zahler, Jakob: *Analysen zur Integration der Elektromobilität in die Verteilnetze im Rahmen des Projektes unIT-e²*. In: Tagung Zukünftige Stromnetze; Berlin: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2023.
- FFE142 19** Ebner, Michael et al.: *Kurzstudie Elektromobilität – Modellierung für die Szenarienentwicklung des Netzentwicklungsplans*. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2019.
- FFE16 23** Guminski, Andrej: *Bayernplan Energie 2040 – Wege zur Treibhausgasneutralität – Zusammenfassung*. München: FfE, 2023.
- FFE23 15** Wohlschlager, Daniela; Köppl, Simon Dipl.-Ing.: *Kostenanalyse Netzstabilisierungsmaßnahmen – Stand Mai 2015 – Kostenparameter für Komponenten ausgewählter netzstabilisierender Maßnahmen im Niederspannungsnetz*. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2015.
- FFE44 21** Müller, Mathias et al.: *Future grid load with bidirectional electric vehicles at home*. Berlin: International ETG Congress 2021. VDE, 2021.
- FFE45 17** Köppl, Simon; Samweber, Florian; Bruckmeier, Andreas; Böing, Felix; Hinterstocker, Michael; Kleinertz, Britta; Konetschny, Claudia; Müller, Mathias; Schmid, Tobias; Zeiselmair, Andreas: *Projekt MONA 2030: Grundlage für die Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen – Teilbericht Basisdaten*. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017.
- FFE50 21** Greif, Simon et al.: *Potential of air-source heat pumps complying with sound immission limits in the German building stock*. In: ETG Congress 2021; Frankfurt am Main: VDE, 2021.
- FFE56 15** Michael, Hinterstocker; Benedikt, Eberl; von Roon, Serafin: *Weiterentwicklung des Standardlastprofilverfahrens Gas*. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2015.
- FFE61 20** Müller, M.; Biedenbach, F.; Reinhard, J.: *Development of an Integrated Simulation Model for Load and Mobility Profiles of Private Households*. *Energies* 2020, 13, 3843.
- FFE61 21** Weiß, Andreas et al.: *Analyse methodischer Modellierungsansätze im Kontext von Verteilnetzsimulationen*. In: IEWT 2021 - 12. Internationale Energiewirtschaftstagung; Wien: TU Wien, 2021.
- FFE67 22** Greif, Simon et al.: *Wärmepumpen-Ampel – Räumlich hochaufgelöstes Potenzial für den Einsatz von Wärmepumpen in Deutschland zur Erreichung der Klimaziele*. In <https://www.ffe.de/projekte/waermepumpen-ampel/>. (Abruf am 2022-10-27); München: FfE eV, 2022.

-
- HELLO1 03** Hellwig, Mark: *Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile*. Dissertation. Herausgegeben durch Technische Universität München: München, 2003.
- HTW01 22** Orth, Nico et al.: *Stromspeicher-Inspektion 2022*. Berlin: Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin, 2022.
- IFEU02 14** von Oehsen, Amany; Fehr, Johannes; Brischke, Lars-Arvid; Pehnt, Martin; Mellwig, Peter: *100 Prozent Wärme aus erneuerbaren Energien? - Band 4 Endbericht zur Aufstockung PV-Eigenstrom für Wärmepumpen- und Haushaltsstrombedarf in Wohngebäuden*. Heidelberg: ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, 2014
- ILLWerk 14** Elbs, Christian et al.: *Einsatz der Q(U)-Regelung bei der Vorarlberger Energienetze GmbH – Endbericht*. Bregenz, München: Illwerke vkw - Vorarlberger Energienetze GmbH, 2014
- INC 01** Lion Hirth, Ingmar Schlecht, Christoph Maurer und Bernd Tersteegen (2019): *Kosten- oder Marktbasiertheit? Zukünftige Redispatch- Beschaffung in Deutschland, Schlussfolgerungen aus dem Vorhaben „Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch“, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie* https://neon.energy/Neon_Marktbasierter-Redispatch_BMWi.pdf.
- INFAS01 18** Nobis, Claudia et al.: *Mobilität in Deutschland – MiD Ergebnisbericht*. Bonn: infas, DLR, IVT und infas 360, 2018.
- KBA04 21** Bestand an Pkw nach Segmenten und Modellreihen am 1.1.2021 gegenüber 1.1.2020: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Segmente/segmente_node.html; Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt, 2021.
- LAZ 21** Lazard (2021): *Lazard's levelized costs of energy analysis – Version 15.0*, <https://www.lazard.com/media/sptlfats/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf>
- MÜLO2 22** M. Müller: *Netzintegration dezentraler Flexibilitätsoptionen mit Fokus auf ausgewählte Anwendungsfälle für bidirektionale Elektrofahrzeuge*. Herausgegeben durch TU München (TUM), geprüft von Wagner, Ulrich und Witzmann, Rolf: München, 2023. <https://mediatum.ub.tum.de/1686443>
- NEON-07 23** Neon Neue Energieökonomik (2023): *Zeitvariable Verteilnetzentgelte – Eine ökonomische Perspektive auf die deutsche Netzentgeltsystematik*. Im Auftrag von LichtBlick SE, <https://neon.energy/variable-netzentgelte>.
- NEP 23** Übertragungsnetzbetreiber (2023): *Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023*, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-07/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil1.pdf.

-
- PENTAL 22** Pentalateral Forum (2023): *Power System Flexibility in the Penta region – Current State and Challenges for a Future Decarbonised Energy System*, <https://www.artelys.com/wp-content/uploads/2023/03/Power-System-Flexibility-Penta-region-%E2%80%93-Current-State-and-Challenges-for-a-Future-Decarbonised-Energy-System.pdf>.
- RED 03** E-Bridge Consulting GmbH, Tennet TSO GmbH und TransnetBW GmbH (2022): *Redispatch 3.0: Regulatorischer Rahmen, Markt- und Produktdesign* im Auftrag von TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, <https://www.transnetbw.de/de/newsroom/presseinformationen/studie-zu-redispatch-3-0-vorgestellt>.
- SCHM01 18** Schmid, Tobias: *Dynamische und kleinräumige Modellierung der aktuellen und zukünftigen Energienachfrage und Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien*. Dissertation. Herausgegeben durch Technische Universität München, geprüft von Prof. Wagner, Ulrich und Prof. Kolbe, Thomas H.: München, 2018.
- STAT05 23P** *Länge des Stromnetzes in Deutschland nach Spannungsebene im Jahresvergleich 2010 und 2021*. In <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/37962/umfrage/laenge-der-stromsnetze-in-deutschland-in-1998-und-2008/>. (Abruf am 2023-07); Hamburg: Statista GmbH, 2023.
- TUM: Greif 23** S. Greif: *Räumlich hoch aufgelöste Analyse des technischen Potenzials von Wärmepumpen zur dezentralen Wärmeversorgung der Wohngebäude in Deutschland*. Herausgegeben durch TU München (TUM), geprüft von Wagner, Ulrich und Lang, Werner: München, 2023. <https://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn:nbn:de:bvb:91-diss-20230802-1702065-1-5>.
- TUM01 13** Witzmann, Rolf; Altschäffl, Sascha; Esslinger, Peter; Lödl, Martin; Pardatscher, Robert; Stöckl, Georg; Viernstein, Lorenz: *Verteilnetzstudie Bayern 2013 – Ausbaubedarf bis 2021 – Basis-szenario*. München: Technische Universität München, Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze, 2013.
- UBA 23** Umweltbundesamt (2023): *1. Halbjahr 2023: Weniger erneuerbarer Strom, aber Anteil steigt*, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/1-halbjahr-2023-weniger-erneuerbarer-strom-aber>.

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

Der CO₂-Preis für Gebäude und Verkehr

Ein Konzept für den Übergang vom nationalen zum EU-Emissionshandel

Wasserstoff-Importoptionen für Deutschland

Analyse mit einer Vertiefung zu Synthetischem Erdgas (SNG) bei nahezu geschlossenem Kohlenstoffkreislauf

Windstrom nutzen statt abregeln

Ein Vorschlag zur zeitlichen und regionalen Differenzierung der Netzentgelte

Roll-out von Großwärmepumpen in Deutschland

Strategien für den Markthochlauf in Wärmenetzen und Industrie

Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze

Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielkompatible Transformation

Rückenwind für Klimaneutralität

15 Maßnahmen für den beschleunigten Ausbau der Windenergie

Klimaneutrales Stromsystem 2035 (Zusammenfassung)

Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann

Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2022

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2023

Volle Leistung aus der Energiekrise

Mit Zukunftsinvestitionen die fossile Inflation bekämpfen

Durchbruch für die Wärmepumpe

Praxisoptionen für eine effiziente Wärmewende im Gebäudebestand

Schutz in der fossilen Energiekrise

Optionen für Ausgleich und Entlastung

Klimaneutrales Stromsystem 2035

Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann

12 Thesen zu Wasserstoff

Die wichtigsten Überlegungen zur effizienten und sinnvollen Nutzung eines erneuerbaren Energieträgers von begrenzter Verfügbarkeit.

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Publikationen von Agora Energiewende

AUF ENGLISCH

Transitioning away from coal in Indonesia, Vietnam and the Philippines

Overview of the coal sector with a focus on its economic relevance and policy framework

Hydrogen import options for Germany (Summary)

Analysis with an in-depth look at synthetic natural gas (SNG) with a nearly closed carbon cycle

Briefing on the Europe-China Workshop on Carbon Markets, with coverage of the EU CBAM and carbon asset management

Ensuring resilience in Europe's energy transition

The role of EU clean-tech manufacturing

Levelised cost of hydrogen

Making the application of the LCOH concept more consistent and more useful

Decarbonisation in State-Owned Power Companies

Briefing from the workshop on 28–29 September 2022

From coal to renewables

A power sector transition in Kazakhstan

12 Insights on Hydrogen – Argentina Edition

Breaking free from fossil gas

A new path to a climate-neutral Europe

How Europe can make its power market more resilient

Recommendations for a short-term reform

Argentina as a hub for green ammonia

A forward-looking development strategy for addressing the global energy and climate crises

Overview of China's Energy Transition 2022

Chapter on Oil

The driving forces behind the green transition in Europe and South Korea

A comparison between the European Green Deal and the Korean Green New Deal

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.org

Publikationsdetails

Über Agora Energiewende

Agora Energiewende erarbeitet unter dem Dach der Agora Think Tanks wissenschaftlich fundierte und politisch umsetzbare Konzepte für einen erfolgreichen Weg zur Klimaneutralität – in Deutschland, Europa und international. Die Denkfabrik agiert unabhängig von wirtschaftlichen und parteipolitischen Interessen und ist ausschließlich dem Klimaschutz verpflichtet.

Agora Energiewende

Smart Energy for Europe Platform (SEFEP) gGmbH
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2
10178 Berlin | Deutschland
T +49 (0) 30 7001435-000
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Korrektur: Infotext GbR

Satz: Theo Becker, Urs Karcher

Titelfoto: rawpixel.com | Freepik

315/05-S-2023/DE

Version 1.1, Januar 2024



Unter diesem QR-Code steht diese Publikation als PDF zum Download zur Verfügung.



Dieses Werk ist lizenziert unter CC-BY-NC-SA 4.0.