

**VOR-ORT-VERSORGUNG  
MIT ERNEUERBAREN ENERGIEN**  
**POLICY PAPER**

Berlin, 16.06.2023

Für die European Climate Foundation

Autor: F. Huneke

## Executive Summary

Der dezentrale Aspekt der Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (EE) wird zu Beginn der zweiten Halbzeit der Energiewende von einem komplementären zu einem **physikalisch notwendigen Handlungsfeld** der Energiepolitik. Dieses Policy Paper beschreibt die technischen wie politischen Hintergründe hierzu und schlägt vor, Vor-Ort-Versorgungskonzepte zu etablieren. Vor-Ort-Versorgung ist der gleichzeitige Verbrauch bzw. Speicherung von Strom und dessen Erzeugung in einer Netzebene unter der Maßgabe der zuverlässigen Begrenzung von Erzeugungslastspitzen. Dazu ist die Nutzung des öffentlichen Stromnetzes häufig erforderlich. Der technologische Fokus liegt auf der lokal optimierten Verknüpfung (I) der Erzeugungstechnologien Solar- und Windenergie, (II) der Sektorkopplungstechnologien Elektromobilität, Power-to-Heat und Wärmepumpen sowie (III) den Speichertechnologien Wärmespeicher und Batterien. Die bisherigen dezentralen Versorgungskonzepte Eigenverbrauch, Mieterstrom und Gebäudestrom stellen eine eingeschränkte Form von Vor-Ort-Versorgung dar, da sie zum einen blind für netztopologisch benachbarte Flexibilitätspotenziale sind und zum anderen auf die Reduzierung von Reststrommengen und nicht von extremen Residuallasten abzielen.

Die erreichte Dimension der Erzeugungsleistung von EE führt zu zeitgleichen dezentralen Erzeugungsspitzen, die über den bisherigen dezentralen Verbraucher-Lastspitzen liegen. Deren Netzintegration ist eine notwendige Voraussetzung für den weiteren Zubau von EE-Anlagen, andernfalls drohen netzbedingte Abregelungen, überhöhte Netzausbaukosten, lange Verzögerungen beim Netzanschluss oder lokale EE-Ausbaustopps. Die physikalische Notwendigkeit ergibt sich aus der Beherrschbarkeit des Spannungsanstiegs im Mittel- und Niederspannungsnetz bei viel Sonne und Wind und gleichzeitig geringer Nachfrage. Neben den Akteuren, die Konzepte der Vor-Ort-Versorgung umsetzen, sind die Verteilnetzbetreiber weitere Hauptakteure, die neben den Lastspitzen klassischer Verbraucher, Wärmepumpen und E-Ladeinfrastrukturen betragsmäßig größere dezentrale Erzeugungslastspitzen beherrschen müssen, damit das Einsammeln und Weiterleiten des Stroms in die nächsthöhere Netzebene gelingen kann. Ob diese Integrationsleistung überhaupt in der gewünschten Geschwindigkeit erbracht werden kann, hängt von einer intelligenten Regelung ab.

Dezentrale Versorgungskonzepte sind das zentrale politische Handlungsfeld dafür. Ein Netz mit etablierter Vor-Ort-Versorgung trägt etwa 15 bis 30 % mehr EE-Kapazität. Die Mengen abgeregelter EE-Erzeugung reduzieren sich noch deutlicher und Netzverluste sinken tendenziell. Diese Integrationsleistung der Vor-Ort-Versorgung kann nur erbracht werden, wenn das öffentliche Stromnetz dafür genutzt wird, da der Ort der Stromerzeugung und der überwiegende Teil der dezentralen Flexibilität über zwei verschiedene Stromzähler mit dem öffentlichen Netz verbunden sind.

Ogleich der hohen Notwendigkeit und ihrem potenziellen Nutzen existieren bisher kaum energiepolitische Instrumente, die eine Lenkungswirkung auf dezentral netzdienliches Verhalten und dezentral netzdienliche Planung von Energiekonzepten haben. Zwei zentrale Instrumente, mit denen Vor-Ort-Versorgungskonzepte angereizt werden können, sind die Netzentgeltsystematik sowie eine gezielte Verlagerung von Stromnebenkosten. Die Netzentgeltsystematik passt im vorgeschlagenen Konzept die jeweilige Höhe der zeitvariablen Arbeitspreise an die Höhe der negativen Residuallast vor Ort an. Dies erhöht die gesellschaftliche Verteilungs- und Belastungsgerechtigkeit, da in Netzen mit hohen EE-Anteilen netzdienliches Verhalten vorbedingungslos zu Einsparungen führt. Um ein solches System zügig technisch zu erproben und die notwendigen Innovationen innerhalb der bestehenden Netzentgeltsystematik anzureizen, hilft eine gezielte Reduktion von Stromnebenkosten für zeitgleiche EE-Stromlieferungen der gleichen Niederspannungsnetzebene<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Das Konzept überträgt das Prinzip der geplanten Senkung der Netzentgelte für die EE-Belieferung an die Industrie in räumlicher Nähe („Industriestrompreis“) auf das Niederspannungsnetz.

## Impressum

**Auftraggeber:** European Climate Foundation

**Mitwirkende:** An der Erstellung des Dokuments haben folgende Personen durch Kommentierung mitgewirkt. Das Dokument gibt dennoch nicht oder nicht vollständig die Ansicht der genannten Personen und Institution wieder.

- Fabian Zuber/Reiner Lemoine Stiftung
- Tina Löffelsend/European Climate Foundation
- David Krehan/Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V.
- Bernhard Strohmayer/Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V.
- Malte Zieher/Bündnis Bürgerenergie
- Arwen Colell/decarbon1ze
- Susanne Schmelcher/dena

**Autor:**

Fabian Huneke

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG  
Brandenburgische Straße 86/87  
10713 Berlin

[www.energybrainpool.com](http://www.energybrainpool.com)

[kontakt@energybrainpool.com](mailto:kontakt@energybrainpool.com)

Tel.: +49 (30) 76 76 54 - 10

Juni 2023

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne die Zustimmung des Herausgebers unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Vervielfältigungen in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder ein anderes Verfahren), Übersetzung und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Inhalte findet eine Haftung ohne Rücksicht auf die Rechtsnatur des Anspruchs nicht statt. Sämtliche Entscheidungen, die aufgrund der bereitgestellten Informationen durch den Leser getroffen werden, fallen in seinen Verantwortungsbereich.

## Inhaltsverzeichnis

1	Definition und Abgrenzung.....	5
1.1	<i>Dezentrale Netzentwicklung und Erzeugungsspitzen.....</i>	5
1.2	<i>Effekt der Vor-Ort-Versorgung auf Verbraucherlastspitzen.....</i>	7
2	Ziele der Vor-Ort-Versorgung.....	7
2.1	<i>Abbau von Residuallastextrema durch dezentrale Flexibilität.....</i>	8
2.2	<i>Geschwindigkeit des Zubaus.....</i>	9
2.3	<i>Netzdienliche Integration von Stromspeichern vor Ort.....</i>	10
2.4	<i>Effizientes Investitionssignal bei künftig hohen EE-Anteilen.....</i>	11
2.5	<i>Gemeinsame Ziele von dezentralen Versorgungskonzepten.....</i>	11
2.6	<i>Kostenbilanz der Vor-Ort-Versorgung.....</i>	12
3	Einschränkende Rahmenbedingungen.....	12
3.1	<i>Verlässlichkeit des Effektes auf die Lastspitzen.....</i>	12
3.2	<i>Lieferantenwechsel.....</i>	13
3.3	<i>Verteilungs- und Belastungsgerechtigkeit.....</i>	13
3.4	<i>Reformresistenz der Netzentgeltsystematik.....</i>	14
3.5	<i>Finanzierung &amp; Beihilfe.....</i>	14
4	Politikansätze zur Realisierung der Vor-Ort-Versorgung.....	14
4.1	<i>Cluster 1: Grundsätzliche Maßnahmen zur Etablierung von Vor-Ort-Versorgung im öffentlichen Stromnetz.....</i>	15
4.2	<i>Cluster 2: Netzentgeltstruktur auf netzdienlichen Verbrauch ausrichten.....</i>	16
4.3	<i>Weitere und alternative Politikansätze.....</i>	16
5	Quellen.....	18
6	Anhang.....	19

## 1 Definition und Abgrenzung

Die Vor-Ort-Versorgung mit erneuerbarer Energie ist ein dezentrales Konzept, das bisher weder in der Energiesystemforschung noch im Energierecht einheitlich definiert<sup>2</sup> ist. In diesem Policy Paper gilt die folgende Definition:

*Findet innerhalb eines Elektrizitätsnetzes ein zeitlich, netztopologisch und kausal zusammenhängender Abgleich von Verbrauch, Erzeugung oder Speicherung von erneuerbarem Strom statt, so handelt es sich um Vor-Ort-Versorgung.*

Damit umfasst die Vor-Ort-Versorgung die gegenwärtigen vier dezentralen Konzepte zur Nutzung erneuerbarer Energien (EE) in Deutschland: Prosuming bzw. Eigenverbrauch, Mieter- bzw. Gebäudestrom, Regionalstrommodelle und Bürgerenergiegesellschaften. Die Vor-Ort-Versorgung geht über diese bestehenden Konzepte hinaus, da sie sowohl Erzeugung, Speicherung und Verbrauch adressiert (wie Prosuming und Mieterstrom) als auch die Schwelle zum öffentlichen Stromnetz übertreten darf, wie Regionalstrom und Bürgerenergiegesellschaften<sup>3</sup>. Beispiele, wo Vor-Ort-Versorgungskonzepte teilweise auch mit EE-Anlagen Anwendung finden, sind Mini-Grids. In ihnen bilden z. B. Subeinheiten eines Gewerbeareals oder einer (Ferien-) Wohnungsanlage eine gemeinsame Marktlokation, untereinander organisieren individuelle vertragliche Beziehungen die Stromnutzung und –erzeugung innerhalb des Mini-Grids. Die Schwelle zum öffentlichen Stromnetz verhindert derzeit jedoch weitergehende Vor-Ort-Versorgungskonzepte.

Artikel 21 und 22 der EE-Richtlinie definiert zudem Peer-to-Peer-Stromhandel und Energy Sharing, die auf gesetzgeberischer Ebene bisher weder begrifflich noch inhaltlich in Deutschland umgesetzt wurden. Die Umsetzungen von Energy Sharing in Italien und Österreich können als Beispiele von besonderen Vor-Ort-Versorgungskonzepten betrachtet werden. Im Unterschied zur hier verwendeten Definition ist in Österreich und Italien die Vor-Ort-Versorgung als

Privileg der Teilnehmer:innen einer Gemeinschaft formuliert, also für eine deutlich begrenzte Gruppe von Anwendungsfällen. Bei der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft in Österreich können Mitglieder im gleichen Mittel- oder Niederspannungsbereich eines Netzbetreibers erneuerbaren Strom zeitgleich bei vergünstigten Netznutzungsentgelten und weiteren Stromnebenkosten nutzen<sup>4</sup>.

In Italien wurden, ebenfalls in Reaktion auf Artikel 21 und 22 der EE-Richtlinie, nach einer Testphase mit dem Beschluss der Regulierungsbehörde ARERA<sup>5</sup> im Dezember 2022 gemeinsame handelnde Eigenversorger und Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften eingeführt. Auch hier können Teilnehmer:innen Strom über das öffentliche Netz in Mittel- und Niederspannung zeitgleich nutzen. Der Anreizmechanismus funktioniert über eine Prämie für zeitgleich verbrauchten Strom und eine Teilerstattung von Netzentgelten. Durch eine Leistungsgrenze von 1 MW für teilnehmende Stromerzeuger ist in Italien eine intensive Integration von Windenergieanlagen nicht möglich.

### 1.1 Dezentrale Netzentwicklung und Erzeugungsspitzen

Der Zubau dezentraler Kraftwerke geschieht häufig auf den unteren Spannungsebenen. Lokal treten dadurch zeitweise hohe Stromüberschüsse auf, die eine Umkehr des Lastflusses bedingen: Verteilnetzbetreiber werden in diesen Situationen zu Sammelnetzbetreibern und viele Aufgaben der Netzplanung und Netzführung ändern sich dadurch.

Ein historisches aber hochaktuelles Beispiel dafür sind die Messwerte eines Umspannwerks Mittel- /Hochspannung der Bayernwerk AG von 2009 bis Mitte 2013 in Abbildung 1. Im Jahr 2009 traten Spitzenlasten im Winter auf, deren Höhe war zentrale Planungsgrundlage für die Netzplanung. Eine Kernaufgabe für die Netzführung war, dem Spannungsabfall zu den Letztverbrauchern zu begegnen. 2013 betrug die

<sup>2</sup> Vgl. z. B. RLS (2020)

<sup>3</sup> Eine besondere Form von lokalen Gemeinschaften von EE-Anlagenbetreibern mit Fokus auf Bürgerbeteiligung und Stromproduktion.

<sup>4</sup> <https://www.e-control.at/energiegemeinschaften>

<sup>5</sup> <https://www.arera.it/it/docs/22/727-22.htm>

Spitzennachfrage einen ähnlichen Wert wie 2009, die Spitzenlast mit einem negativen Wert im Sommer war betragsmäßig jedoch bereits doppelt so hoch. Diese Einspeisespitzen werden in immer mehr Verteil- und Sammelnetzen zur zentralen Planungsgröße. Zu einer Kernherausforderung wird damit die Begrenzung des lokalen Spannungsanstiegs, der wie ein Barometer dafür ist, wie „voll“ das lokale Netz ist. Das begründet die physikalische Notwendigkeit der Vor-Ort-Versorgung, denn ein verlässlicher zeitgleicher lokaler Anstieg der Nachfrage kann lokal das Netz wieder „leeren“, da die überschüssige Energie gleich wieder verbraucht wird.

Die Aktualität dieses Beispiels zeigt sich am Beispiel des Netzes der N-Ergie. Dort wurden im Jahr 2022 2 Prozent des erneuerbaren Stroms abgeregelt. Aufgrund gleichzeitiger Leistungsspitzen bei geringer Leistungsentnahme erwartet der Geschäftsführer, dass auch die 2,1 Gigawatt geplante Neuanlagen voraussichtlich teilweise abgeregelt werden müssen [ZfK-Interview mit Peter Wolffram, 22.05.2023].

Die wichtigste Maßnahme, die dieser Veränderung planerisch begegnet, bleibt der dezentrale Netzausbau. Er muss in der gleichen Geschwindigkeit des PV-Ausbaus erfolgen. Bis zu einer gewissen PV-Einspeisung kann die Blindleistungsbereitstellung durch die PV-Wechselrichter den Spannungsanstieg begrenzen. Reicht bei viel Sonne diese Maßnahme nicht mehr aus, erfolgt die Wirkleistungs-drosselung. Somit droht die Reduktion der Betriebsstunden von PV-Anlagen und die Verzögerung des Netzan-schlusses, wenn der dezentrale Netzausbau nicht mit dem PV-Ausbau Schritt halten kann. Große Teile des Stromerzeugungspotenzials blieben dann ungenutzt.

Damit Konzepte der Vor-Ort-Versorgung bei dieser Aufgabe helfen können, müssen sie die Nachfrage nicht nur dezentral und zeitgleich erhöhen, sondern auch verlässlich. Erst dann können Netzbetreiber die gesunkenen Anforderungen der Netzplanung über Faktoren der Zeitgleichheit berücksichtigen.

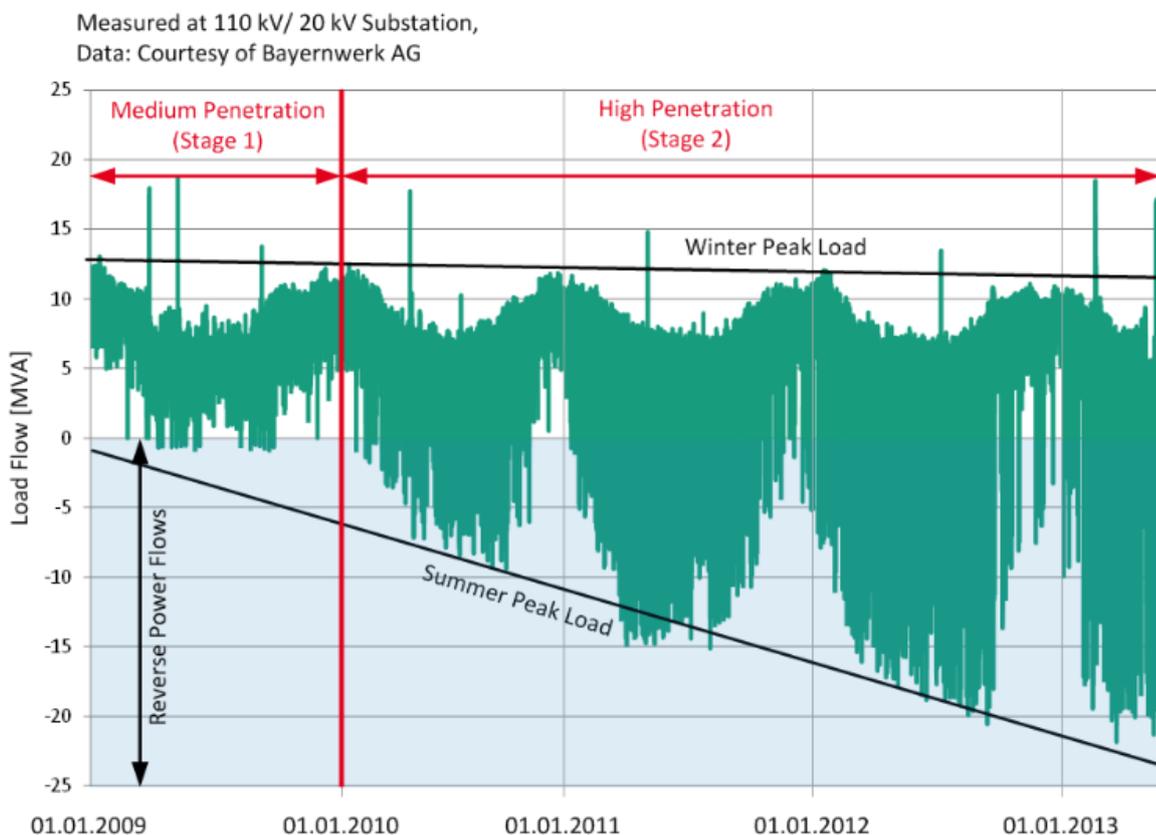


Abbildung 1: Lastfluss an einem Umspannwerk von Hoch- zu Mittelspannung mit positiven Werten, wenn Strom aus der Hochspannung zum Verbrauch in das Verteilnetz der Bayernwerk AG fließt und negativen Werten, wenn das Verteil- zum Sammelnetz wird. Quelle: F-IEE / PV-Integrated (2014)

## 1.2 Effekt der Vor-Ort-Versorgung auf Verbraucherlastspitzen

Die dezentrale Netzentwicklung kennt zwei extreme Netzzustände, die in der Planung gewürdigt werden müssen: Verbraucherlastspitzen und Erzeugungslastspitzen. Im konventionellen Energiesystem ist der Ausgleich durch Flexibilitäten vor allem zentral organisiert – etwa über Stromnetze, Pumpspeicher, Redispatch oder die nachfrageorientierte Erzeugung in Großkraftwerken. Doch mittlerweile hat der lokale Ausgleich zunehmenden Einfluss auf die Gesamteffizienz, da er beide extreme Netzzustände beeinflusst. Anreize für die Reduktion von Ver-

braucherlastspitzen entstehen bereits im bisherigen System der Netzentgelte und werden durch variable Netzentgelte und reduzierte Netzentgelte für steuerbare Verbrauchseinrichtungen derzeit verstärkt. Vor-Ort-Versorgungskonzepte können darüber hinaus ebenfalls einen direkt wirkenden Vorteil für Verbraucherlastspitzen entfalten, allerdings nur, wenn sie Stromspeicher inkludieren<sup>6</sup>. Untersuchungsbedarf besteht noch darüber, wie hoch er ist. Pebbles (2021) kommt auf eine Reduktion der maximalen Residuallast von 20 % durch einen lokalen Ausgleich durch Flexibilitäten. F-CINES (2023) errechnet hingegen keine Reduktion der maximalen lokalen Residuallast in den modellierten Szenarien.

## 2 Ziele der Vor-Ort-Versorgung

Eine wichtige Motivation für dezentrale Versorgungskonzepte sind Teilhabe, Akzeptanz und die Erhöhung der Wirtschaftlichkeit von EE. Mit der erreichten Dimension der EE-Leistung und der geplanten verfünffachten Zubaugeschwindigkeit wird die Vor-Ort-Versorgung nun zusätzlich zu einer Frage der **physikalischen Notwendigkeit**. Da regionalen EE-Erzeugungsspitzen die Lastspitzen in immer mehr und größeren Regionen übersteigen, ist die Verzahnung dieses Dargebots mit dem Vor-Ort-Verbrauch für die Integrierbarkeit weiterer EE-Mengen essenziell. Das Ziel der Vor-Ort-Versorgung ist daher die Netzintegration eines möglichst vollständigen regionalen EE-Potenzials durch eine Reduktion von residualen Erzeugungsspitzen durch

die lokale Pufferung von Erzeugung und Verbrauch. Das Ziel der Minimierung des maximalen Netzstrombezugs in Hoch-Residuallastzeitfenstern, kann über Stromspeicher ebenfalls durch die Vor-Ort-Versorgung adressiert werden. Um diese Ziele zu erreichen, sind heute auf zwei Ebenen Anreize zu setzen. Erstens müssen im Planungsstadium Investitionen in systemdienliche lokale Energiekonzepte so angereizt werden, dass sie in den kommenden Jahren lokal Flexibilitäten anbieten können (z.B. lokale Energiemanagementsysteme, Speicher, Auslegung der Erzeugung, flexible Verbraucher). Und zweitens soll im laufenden Betrieb eine situativ netzdienliche Fahrweise angereizt werden.

<sup>6</sup> Der maximale gleichzeitige Netzstrombezug vieler E-PKWs oder Wärmepumpen innerhalb eines modellierten Verteilnetzes kann mit Speichern durch Vor-Ort-Versorgung mit erneuerbaren Energien verlässlich reduziert werden. Die Flexibilitätsrestriktion der Mobilitäts- und Wärmenachfrage bei temporärer Nichtverfügbarkeit des erneuerbaren Stromdargebots verhindert zunächst einen

erkennbaren positiven Effekt der Vor-Ort-Versorgung auf verlässlich reduzierte Verbraucherlastspitzen. Erst Stromspeicher brechen dieses technische Problem auf und ermöglichen, dass Vor-Ort-Versorgung Nachfragespitzen glättet.

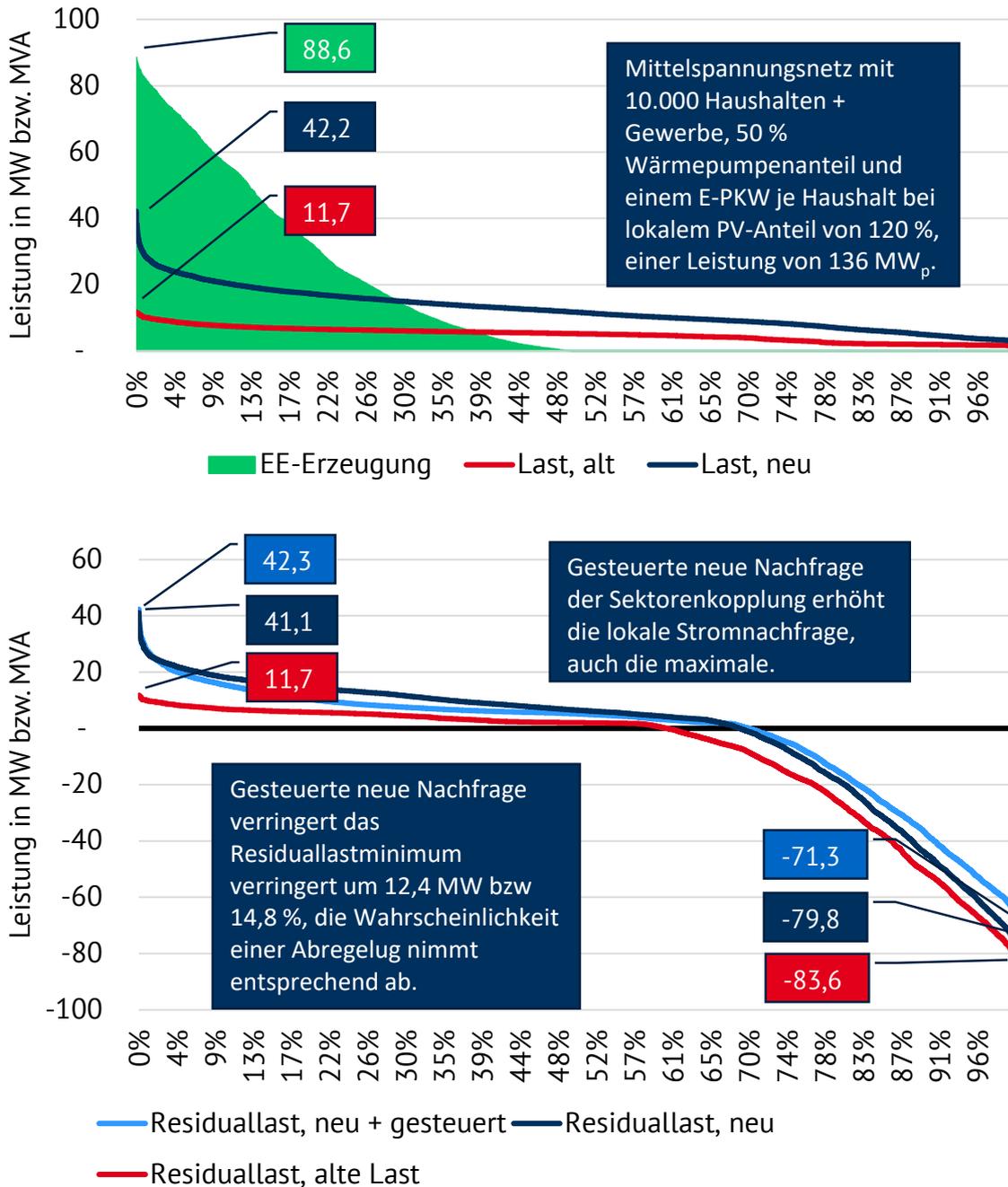


Abbildung 2: Geordnete Jahresdauerlinien der elektrischen Leistung in einem Modell-Mittelspannungsnetz

### 2.1 Abbau von Residuallastextrema durch dezentrale Flexibilität

Besonders bedeutsam für die Netzplanung ist die Entwicklung der beiden Extrema der Residuallast je Netzebene, also der lokalen Nachfrage weniger dem lokalen erneuerbaren Stromangebot. Das wird am Beispiel der Zustandsbeschreibung eines Modell-Mittelspannungsnetzes in den beiden Diagrammen von Abbildung 2 deutlich. Es stellt eine Region dar, die in der Jahres-

bilanz 120 % des Stromverbrauchs mit Solarstrom deckt, bezogen auf den klassischen Stromverbrauch ohne Wärmepumpe und E-Mobil sind es 295 % Solarstromanteil. Im oberen Diagramm ist dargestellt, dass das stündlich nach der Größe sortierte solare Erzeugungspotenzial vor Ort zu einer Erzeugungsspitze von 88,6 MW führt. Die grüne Erzeugungs-Kurve flacht im der Größe nach sortierten Verlauf jedoch schnell ab, was auf Tages- und Jahreszeiten zurückzuführen ist. Dem steht eine bishe-

rige Nachfrage von in der Spitze 11,7 MW gegenüber. Durch den Zubau von Wärmepumpen und der Ladeinfrastruktur für E-Pkws erhöht sich die maximale Stromnachfrage auf 42,2 MW. Das untere Diagramm betrachtet die Gleichzeitigkeit von Verbrauch und Erzeugung. Dazu ist die Residuallast visualisiert, bei der in jeder Stunde vom Stromverbrauch die EE-Stromerzeugung abgezogen ist. Die maximale Residuallast schwankt um die maximale Höchstlast vor Ort. Der modellierte Einfluss des Vor-Ort-Versorgungskonzepts trägt nicht dazu bei, die neuen Lastspitzen aus dem Ladestrom und dem Wärmepumpenverbrauch zu reduzieren, denn um diesen Zeitpunkt herum scheint die Sonne nicht ausreichend<sup>7</sup>.

Anders gestaltet sich das im negativen Bereich der Residuallastkurve: Anstelle einer maximalen Einspeisung von 83,6 MW, die in das Hochspannungsnetz transformiert werden müssen, verringert das modellierte Vor-Ort-Versorgungskonzept die maximale Einspeisung auf 71,3 MW, also 14,8 % weniger. Wie hoch der Einfluss netzdienlich geladener Batterien auf die minimale Residuallast ist, wurde im Rahmen des vorliegenden Papiers nicht modelliert. Ergebnisse vergleichbarer Modellierungen [pebbles (2021), F-CINEX (2023)] legen nahe, dass sich der Wert auf 25 bis 30 % erhöht. Anders ausgedrückt:

*In das gleiche Mittelspannungsnetz können durch Vor-Ort-Versorgung 15 bis 30 % mehr EE-Erzeugungslleistung integriert werden.*

Das modellierte Vor-Ort-Versorgungskonzept führte auch zur Anhebung aller anderen kleinen Residuallasten als nur der minimalen. Sollte es in einem Netz zu einer Wirkleistungsreduktion kommen, so reduziert die Vor-Ort-Versorgung also auch die Gesamtmenge an abgeregeltem Strom. Ein Rechenbeispiel: Kommt es in dem modellierten System ab einer Leistung von -60 MVA zur Drosselung der Wirkleistung, z. B. als Folge eines verzögerten Netzausbaus, so be-

trifft dies 4,4 % des solaren Stromerzeugungspotenzials. Die Integration ungesteuerter Sektorkopplungstechnologien reduziert diesen Wert auf 2,2 %. Stromnachfrage von ladenden E-Pkws und Wärmepumpen, die sich nicht dynamisch an dem lokalen Überschuss ausrichten helfen also, aber helfen nur bedingt. Die netzoptimierte Flexibilisierung reduziert im modellierten Vor-Ort-Versorgungskonzept diese Mengen auf 0,25 %. Je größer die Einspeiserrestriktion im Mittelspannungsnetz, desto mehr kWh Erzeugungspotenzial kann ein Vor-Ort-Versorgungskonzept nutzbar halten bzw. von der Abregelung schützen.

## 2.2 Geschwindigkeit des Zubaus

Die Netz- und Marktintegration von Photovoltaik-Leistungen der letzten 22 Gigawatt Zubau dauerte fünf Jahre.

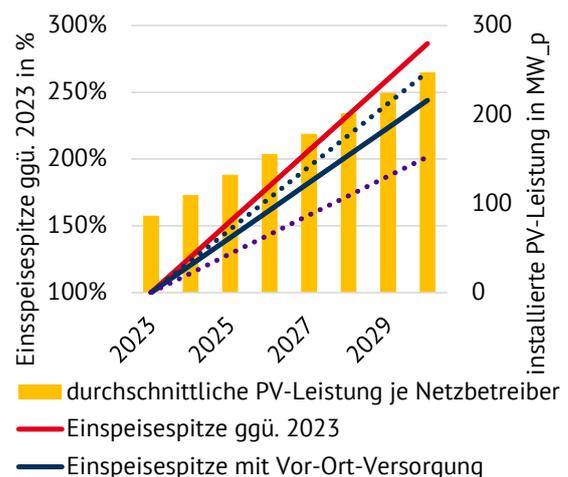


Abbildung 3: Durchschnittliche Entwicklung der PV-Leistung und Einspeisespitze je Netzbetreiber

Das Ziel der Bundesregierung, diese Anlagenleistung jährlich in das Stromsystem zu integrieren, bedarf der Verfünffachung der Geschwindigkeit beim Netzanschluss, beim Netzausbau, bei der Stromvermarktung und bei der Systemintegration. Abbildung 3 zeigt, was das im Durchschnitt für einen Netzbetreiber bedeutet. Von 86 MW<sub>p</sub> steigert sich die installierte Leistung auf 247 MW<sub>p</sub>. Im Schnitt muss jeder der 869 Netzbetreiber täglich 69 kW<sub>p</sub> Erzeugungspotenzial

<sup>7</sup> Batterien und bidirektionales Laden haben das technische Potenzial, lokale Lastspitzen zu reduzieren. Sie wurden in dieser Modellierung nicht berücksichtigt.

leistung in sein Netz integrieren. Dadurch verdreifachen sich im Schnitt die Einspeisespitzen bis 2030. Die drei blauen Kurven in Abbildung 3 zeigen, wie Vor-Ort-Versorgungskonzepte auf die Einspeisespitzen wirken können. Der Zubau von Wärmepumpen und die Nutzung von E-Mobilen soll hierbei Schritt halten. Neben der Dimension des für Erzeuger- und Verbraucherlastspitzen notwendigen Netzausbaus ist deren Geschwindigkeit eine weitere Herausforderung.

Wie schnell und wie weit ist das deutsche Stromnetz mit der Aktivierung der nachfrageseitigen Flexibilität? Bei den als steuerbare Verbrauchseinrichtung ausgeführten E-Mobilen und Wärmepumpen sind bisher überwiegend Rundsteuertechniken oder Zeitschaltuhren eingebaut, die dazu dienen, verbrauchsseitige Spitzenlasten im Notfall begrenzen zu können. Eine Fernwirktechnik ist nur in 2 bis 3 % der Marktolokationen eingebaut<sup>8</sup>. Zudem sind E-Mobile bzw. ihre Ladestationen nur sehr selten überhaupt steuerbare Verbrauchseinrichtungen.

Zusammenfassend lässt sich konstatieren, dass netztechnisch ein Innovationsdruck zur Aktivierung dieser lokalen Flexibilität besteht, er bisher aber kaum in Markt- oder Anreizsystemen kanalisiert wird. Das Potenzial zur Aufnahme regionaler Erzeugungsspitzen bleibt nahezu vollkommen ungenutzt, da eine systemdienliche Nutzung von erneuerbaren Energien den Nutzer:innen keinen wirtschaftlichen Vorteil bringt. Das führt andauernd dazu, dass technische Module zur Echtzeitsteuerung in der Regel nicht verbaut werden.

### 2.3 Netzdienliche Integration von Stromspeichern vor Ort

Derzeit werden drei von vier PV-Hausdachanlagen in Deutschland mit einer stationären Batterie installiert, von der derzeit rund 7 GWh stationärer Batteriekapazität entfallen 5,5 GWh auf dezentrale, erzeugungsnahe kleinere PV-Anlagen. Sinkende Systemkosten und technologische Weiterentwicklungen insbesondere im Bereich der stationären Batterien sind Indikatoren dafür, dass sich der Trend zur Kombination von

PV und Batterie als Standardausführung bei Hausdachanlagen verstetigt und auf mehr gewerbliche Betreiber und größere Batterien ausgeweitet wird.

Tabelle 1: Installierte Leistung und Kapazität verschiedener Stromspeicher in Deutschland [Datenquelle: RWTH 2023] Kategorien: Home Storage Systems, Industrial Storage Systems, Large-scale Storage Systems und Batterien aus den Mobilitätsanwendungen batterieelektrisch oder Plug-in-Hybrid.

Kategorie	Leistung in MW	Energie in MWh
HSS (<30 kWh)	3.098	5.495
ISS (<1 MWh)	144	269
LSS (>1 MWh)	1.072	1.204
MOB (BEV + PiH)	115.700	58.400
Pumpspeicher	6.700	39.000

Der wirtschaftliche Beweggrund für die Investition in diese dezentralen Stromspeicher ist die Erhöhung der Prosumingquote bzw. die Reduktion des Netzstrombezugs. Die Optimierung des Lade- und Entladeverhaltens ignoriert daher derzeit in der Regel die Auswirkung auf das Stromnetz.

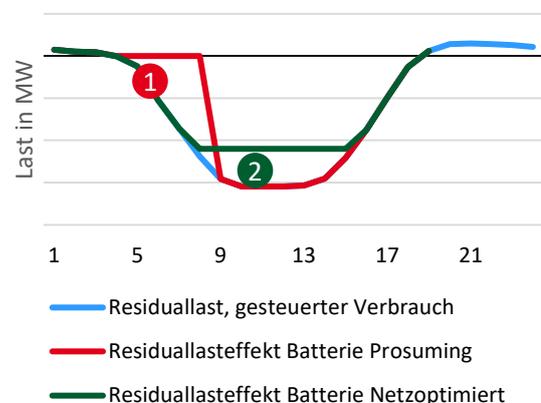


Abbildung 4: Residuallasteffekt einer Batterie mit / ohne Netzoptimierung

Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 4 vereinfacht dargestellt: An einem sonnigen Wochenendtag übersteigt die Stromerzeugung die Stromnachfrage deutlich, die Residuallast ist trotz des bereits netzoptimiert modellierten, gesteuerten Verbrauchs (E-Auto, Wärmebedarf inkl. Warmwasserspeicher flachen die Mittagspitze bereits erkennbar ab) weitestgehend negativ. Die Batterieladung kann nun über zwei

<sup>8</sup> BNetzA 2023: Monitoringbericht 2022.

Pfade die Residuallast verschieben, um Überschüsse für später nutzbar zu machen. Prosuming-Anreize führen derzeit häufig zu Ladeverhalten (1), wünschenswert ist Ladeverhalten (2). Ladeverhalten (2) reduziert die Netzspannung im Nieder- und Mittelspannungsnetz und ermöglicht die Integration von mehr PV-Strom in das gleiche Netz, ohne die Prosuming-Rate zu reduzieren. Voraussetzung ist ein Energiemanagementsystem, das das Ladeverhalten einer Batterie anhand einer Einspeise- und Bedarfsprognose plant.

Der Einfluss einer netzoptimierten Batterie auf die minimale und maximale Residuallast eines Modell-Mittelspannungsnetzes wurde im Rahmen dieses Beitrags nicht modelliert. In einer vergleichbaren Untersuchung einer kleineren Modellregion mit stärkerem Fokus auf Windenergie konnte gezeigt werden, dass die minimale Residuallast bei kombiniertem Einsatz von Speichern und gesteuertem Bedarf aus der Sektorenkopplung um 25 % und damit um ca. 10 %-Punkte stärker sinkt als in Kapitel 2.1 berechnet [vgl. 2.3.1. ff. in pebbles (2021)]. Der direkte Vergleich der jährlichen Residuallastminima eines Modellquartiers mit und ohne netzdienliche Batterieladeoptimierung („dynamisches Peakshaving“) ergibt ein Reduktionspotenzial von 30 % [vgl. S3a und S3b in Abb. 17 in Fraunhofer F-CINES (2023)], also doppelt so viel wie in Kapitel 2.1 berechnet.

## 2.4 Effizientes Investitionssignal bei künftig hohen EE-Anteilen

Durch die Implementierung der Vor-Ort-Versorgung können verfügbare Dachflächenpotenziale auch dort voll ausgeschöpft werden, wo zwar nicht genug Eigenverbrauchspotenzial für eine große Anlage besteht, aber netztopologisch nahe Flexibilitätspotenzial adressierbar ist.

Wie weiter oben beschrieben stehen die Volllaststunden von EE-Anlagen und die Geschwindigkeit oder im Extremfall die Möglichkeit ihres Netzanschlusses im Risiko eines verzögerten Netzausbaus. Ein Nebenziel der Vor-Ort-Versorgung ist, die Rahmenbedingungen für EE-Inves-

itionen dort zu verbessern, wo ein hoher flexibler lokaler Verbrauch adressierbar ist. Der Großhandelsmarkt für Strom kann nur unscharfe lokale Investitionssignale erzeugen. Vor-Ort-Versorgungskonzepte können bei künftig sehr hohen EE-Anteilen zu einem effizienteren lokalen Investitionssignal beitragen, indem sie anzeigen, in welchen Gebieten das verbleibende Ausbaupotenzial wie sehr ausgeschöpft werden kann. Um dieses Investitionssignal messbar und bewirtschaftbar zu machen, brauchen die lokalen Akteure eine Datengrundlage. Die Vor-Ort-Versorgung bietet damit ein Umfeld für Innovation bei digitalen und automatisierten Energiekonzepten.

## 2.5 Gemeinsame Ziele von dezentralen Versorgungskonzepten

Die Argumente Teilhabe, Akzeptanz und Akteursvielfalt begründen dezentrale energiepolitische Maßnahmen und gesellschaftliche Initiativen, die zur Etablierung von Eigenverbrauch, Mieterstrom, Bürgerenergiegesellschaften und Regionalstrommodellen geführt haben. Diese Argumente sind auch für Energy Sharing und Peer-to-Peer-Stromhandel zentral. Die hier verwendete Definition der Vor-Ort-Versorgung schließt diese sechs Anwendungsfälle konzeptionell ein, eine Etablierung der Vor-Ort-Versorgung verbessert somit die Rahmenbedingungen für diese Konzepte und unterstützt deren Ziele maßgeblich.

Die Ziele fokussieren auf die Wechselbeziehung zwischen Teilhabe, Akzeptanz und Nutzung des EE-Potenzials. Zwei zentrale Ressourcen für eine möglichst vollständige Nutzung der EE-Ausbaupotenziale sind Flächen und Investitionskapital. Damit hängt der Zubauerfolg auch von der gesellschaftlichen Akzeptanz und der wirtschaftlichen Teilhabemöglichkeit ab. Die sechs genannten Konzepte setzen daher bei Partizipation und Akteursvielfalt an.

Ein weiteres Ziel dezentraler Versorgungskonzepte ist die Erhöhung der wirtschaftlichen Unabhängigkeit vom zentralen Strommarkt. Dieses Ziel spielt neben Autarkieüberlegungen bei EE-Investitionsentscheidungen zur dezentralen Stromversorgung eine Rolle. Das Risiko

schwankender Großhandelspreise sowie die Abhängigkeit der eigenen Stromrechnung von den preisbeeinflussenden Rohstoffpreisen Erdgas, Steinkohle und CO<sub>2</sub>-Zertifikate können durch dezentrale Versorgungskonzepte reduziert werden. Die Resilienz der Stromverbraucher:innen gegenüber ökonomischen Schocks und geopolitischen Risiken nimmt zu, die Notwendigkeit staatlicher Unterstützungsleistungen im Krisenfall nimmt ab. Dieses Ziel soll gleichzeitig mit der Nutzung und Finanzierung des überlagerten, großräumig vernetzten europäischen Stromsystems erreicht werden, das kostenminimiert Reststrom und Versorgungssicherheit für dezentrale Versorgungskonzepte bereitstellt.

## 2.6 Kostenbilanz der Vor-Ort-Versorgung

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2023 verpflichtet Netzbetreiber in § 8 zum unverzüglichen und vorrangigen Netzanschluss von EE-Anlagen, § 12 ergänzt diese Pflicht um die Erweiterung der notwendigen Netzkapazität. Ziel der Vor-Ort-Versorgung ist die Senkung der Kosten für die Netzintegration von dezentralen EE-Anlagen. In Kapitel 2.1 ist dargestellt, dass in einem Beispielnetz der Mittelspannung 14,8 % geringere Spitzenlasten auftraten. Der Netzausbaubedarf ist damit geringer und muss weniger schnell erfolgen. Im Falle einer Wirkleistungsreduzierung ab einer bestimmten Einspeiseleistung gehen im modellierten Mittelspannungsnetz die abgeregelten EE-Mengen

zudem von 4,4 auf 0,25 % zurück. Hieraus ergeben sich potenzielle Einsparungen, da für diese Mengen Entschädigungszahlungen ausbleiben. Zusätzliche Einsparungen treten durch eine Reduktion der Netzverluste auf, wenn der Ort der Stromerzeugung und seines Verbrauchs übereinstimmt. Von den 5,5 % Netzverlusten 2021 entfielen 3,0 % auf die Netzebenen Mittelspannung und Niederspannung<sup>9</sup>. Netzbetreiber kaufen Verluststrom am Strommarkt in der Regel über einen Dienstleister ein. Der zentrale physikalische Hintergrund ist der ohmsche Verlust durch die Netzdurchleitung. In einem gegebenen Netz ist der Netzverlust von der übertragenen Scheinleistung abhängig. Insofern gilt: Je weiter der Ort der Einspeisung vom Ort des Verbrauchs entfernt ist, desto höher die Netzverluste. Die Vor-Ort-Versorgung reduziert diese Verluste. Wie hoch dieser reduzierende Effekt auf die Netzverluste ist, ist schwer abzuschätzen.

Neben diesen Erlösen bzw. Vorteilen entstehen Kosten bei der Umsetzung der Vor-Ort-Versorgungskonzepte für die Herstellung der technischen Fähigkeit zur Echtzeitsteuerung von Verbrauchseinrichtungen, bei der komplexeren Abrechnung der variablen Stromverbräuche und je nach notwendigem Messverfahren bei der Umsetzung eines Zählerkonzeptes. Umsetzungsaufwand entsteht bei Netzbetreibern, die ein regional differenzierendes Signal der Systemeffizienz des Stromverbrauchs bzw. der EE-Einspeisung in Echtzeit verfügbar machen müssen.

## 3 Einschränkende Rahmenbedingungen

Vor-Ort-Versorgungskonzepte stehen vor einigen einschränkenden Rahmenbedingungen, die eine Einführung bisher erschwert haben. Diese sind im Folgenden beschrieben, um sie bei der

Diskussion der Politikansätze zu berücksichtigen.

### 3.1 Verlässlichkeit des Effektes auf die Lastspitzen

Unter den Zielen der Vor-Ort-Versorgung ist die Reduktion des Netzausbaubedarfs nur dann er-

<sup>9</sup> BNetzA (2023)

reichbar, wenn die Reduktion der minimalen negativen Residuallast für Netzbetreiber auch verlässlich ist. Die Pflicht des Netzbetreibers zur Erweiterung des Netzes zur Netzintegration muss sich also hinsichtlich §12 EEG 2023 auch in einen niedrigeren Netzausbaubedarf niederschlagen. Andere Ziele der Vor-Ort-Versorgung lassen sich auch ohne einer verlässlich niedrigeren minimalen Residuallast erreichen, darunter fällt insbesondere die Reduktion der Netzverluste.

### 3.2 Lieferantenwechsel

Die freie Lieferantenwahl ist ein Grundprinzip des liberalisierten Strommarktes. Dieses Prinzip gilt auch innerhalb von bestehenden dezentralen Versorgungskonzepten wie den sogenannten Kundenanlagen in Mehrfamilienhäusern, Ferienhausanlagen, Gewerbe oder Industrie. Hier haben die einzelnen Parteien das Recht, eine eigene identifizierbare Marktlokation für ihren Netzanschluss zu erhalten und einen (oder sogar mehrere) gesonderten Stromliefervertrag abzuschließen. Das gilt auch für steuerbare Verbrauchseinrichtungen.

Bei der Konzeptionierung von Vor-Ort-Versorgungskonzepten ist darauf zu achten, dass die freie Lieferantenwahl nicht eingeschränkt wird. Das gelingt gut, wenn solche Rahmenbedingungen zur Vor-Ort-Versorgung geschaffen werden, die alle Lieferanten und dezentrale Versorgungskonzepte berücksichtigen müssen. Die Wahl geeigneter Stromnebenkosten ist eine solche Rahmenbedingung. Aber auch innerhalb bestimmter dezentraler Versorgungskonzepte wie Mieterstrom, Gebäudeversorgung oder Energy Sharing darf kein Anschlusszwang entstehen. Für Teilnehmende handelt es sich bei diesen dezentralen Konzepten um ein Recht und es obliegt Ihnen, sich zu diesem Zweck zusammenzuschließen.

### 3.3 Verteilungs- und Belastungsgerechtigkeit

Diese oft als „Entsolidarisierung“ beschriebene Problematik beschäftigt sich mit der Frage, welchen Personen und Unternehmen der ökonomische Nutzen der EE-Investition (Senkung des

Strompreises) und des systemdienlichen Verhaltens (Reduktion von Abregelung, Erhöhung EE-Integrationsfähigkeit eines Netzes) zukommen.

Das Thema hat zwei Dimensionen, eine individuelle und eine regionale. Auf der individuellen Ebene ist der Kern der Kritik an dezentralen Versorgungskonzepten das Ungleichgewicht aus Investitionsvermögen und Belastung mit Gemeinkosten. Personen, Gewerbe und Industriebetriebe mit Eigenstromerzeugung zahlen für den selbst verbrauchten Strom keine oder weniger Netzentgelte und weitere Stromnebenkosten als Personen und Unternehmen ohne Eigenstromerzeugung. Die Mindereinnahmen für die Zahlungsempfänger werden durch erhöhte Zahlungssätze für alle ausgeglichen. Da die Eigenstromerzeugung wiederum auch vom Investitionsvermögen abhängt, ergibt sich eine Umverteilung von Beiträgen zu Gemeinkosten von Personen und Unternehmen mit hohem Investitionsvermögen oder durchsetzungsstarker politischer Interessensvertretung zu Personen mit niedrigem Investitionsvermögen.

Die regionale Dimension der Belastungsgerechtigkeit betrifft die Kosten für die Netznutzung. Der Netzanschluss von EE-Anlagen führt zu Kosten beim Anschlussnetzbetreiber, die dieser auf die Netznutzer:innen umlegt. Dieses Prinzip führt dazu, dass in bilanziell „exportierenden“ Versorgungsnetzen (ein hoher Anteil erneuerbarer Energien und im Vergleich dazu geringe Stromnachfrage) die Netzentgelte besonders hoch sind. Dies ist regelmäßig in Nord- und Ostdeutschland der Fall, wie auch Abbildung 5 zu entnehmen ist. Da der EE-Strom und sein preisenkender Effekt hingegen allen Netznutzern zu Gute kommen, ergibt sich hier eine Umverteilung von Beiträgen zu EE-Netzanschlusskosten als Gemeinkosten hin zu Nordostdeutschland.

Der Effekt von Konzepten zur Vor-Ort-Versorgung auf beide Dimensionen der Verteilungsgerechtigkeit ist zu berücksichtigen. Niedrige Schwellen zur Teilnahmen an der Vor-Ort-Versorgung und eine bundesweite Umlage von eventuell entstehenden Mindereinnahmen sind geeignete Merkmale von politischen Instrumenten. Gezielte staatliche Unterstützung für vul-

nerable Kundengruppen zur Teilnahme an dezentralen Versorgungskonzepten ist eine weitere Handlungsoption.

### 3.4 Reformresistenz der Netzentgeltsystematik

Die Netzentgeltsystematik ist ein offensichtlicher Ansatzpunkt, um Signale der Systemeffizienz an Netznutzer:innen zu senden. Die Stromnetzentgeltverordnung StromNEV regelt seit 2005 diese Systematik. In den vergangenen 18 Jahren wurden Regeln weiterentwickelt, die grundlegende Systematik hat sich jedoch nicht geändert. Einige Fehlanreize, die durch die Netzentgeltsystematik hervorgerufen werden, begleiten das Stromsystem seit langem:

- Auch erwünschter flexibler Stromverbrauch mit Verbrauchsspitzen zu Zeiten hoher EE-Anteile führt bei (RLM-)Netznutzern zu Mehrkosten bei den Leistungspreisen,
- das Prinzip der vertikalen Kostenwälzung (Netznutzer:innen zahlen die Netzentgelte der jeweils darüberliegenden Netzebene) würdigt keine Lastströme aus Nieder- und Mittelspannungsnetzen in Richtung Hoch- und Höchstspannung,
- die Regelungen für reduzierte, individuelle Netzentgelte bei besonders gleichmäßigem Strombezug

## 4 Politikansätze zur Realisierung der Vor-Ort-Versorgung

Durch den dezentralen Zubau sowohl von wetterabhängigen und damit inflexiblen EE-Erzeugungskapazitäten als auch von flexiblen sektorkoppelnden Stromverbrauchern verschiebt sich ein entscheidender Ansatzpunkt der Energiepolitik hin zu dezentralen Akteuren. Dies ist ein Paradigmenwechsel gegenüber der bisherigen Fokussierung auf zentrale Fragen des Strommarktdesigns, die die physikalische Notwendigkeit der Vor-Ort-Versorgung kaum anerkennt und fördert. Sie führt zu Effizienzsteigerungen

oder atypischen Netznutzung außerhalb der Hochlastzeitfenster begrenzen und bestrafen auch den erwünschten flexibilisierten Stromverbrauch von Großverbrauchern.

Die Vor-Ort-Versorgung mit erneuerbaren Energien steht vor der Herausforderung, innerhalb der Grenzen eines sich sehr langsam anpassenden Regulierungsbereiches Funktionalität zu entfalten. Entsprechende Konzepte müssen die Verschiebungen von Ent- und Belastungen transparent machen und können idealer Weise Lösungen für regionalen und wirtschaftlichen Verschiebungen anbieten.

### 3.5 Finanzierung & Beihilfe

Das EU-Beihilferecht hütet den freien Wettbewerb im Binnenmarkt der EU. Sobald staatliche Mittel selektiv für bestimmte wirtschaftliche Tätigkeiten zu Begünstigungen führen, die den europäischen Wettbewerb zu verfälschen drohen, greift das strenge EU-Beihilferecht.

Konzepte zur Finanzierung der Vor-Ort-Versorgung, die die Zahlung von staatlichen Mitteln als Anreizsystem vorsehen, können unter das Beihilferecht fallen. Bei der Entscheidung für oder gegen ein bestimmtes Konzept der Vor-Ort-Versorgung kann das Risiko der beihilferechtlichen Genehmigungsfähigkeit ein entscheidendes Kriterium sein.

durch weniger EE-Abregelung, durch Entlastung des anspruchsvollen Netzausbaus und durch Reduzierung von Netzverlusten. Das Thema Vor-Ort-Versorgung ist eine Querschnittsaufgabe bei der Reform des Strommarktdesigns, es stellt Weichen für die EE-Finanzierung, für lokale Preissignale und beeinflusst die Flexibilität des Stromsystems.

Die politischen Maßnahmen zur Etablierung der Vor-Ort-Versorgung mit EE lassen sich unterteilen in solche, mit denen die Ziele der Vor-Ort-Versorgung im Rahmen der bestehenden

Netzentgeltssystematik teilweise erreicht werden können und solche, die eine grundlegende Änderung der Netzentgeltssystematik voraussetzen. Nur letztere reflektieren ausreichend den Einfluss des Zeitpunktes des Verbrauchs einer kWh auf die Stabilität und Integrationsfähigkeit der Sammel- und Verteilnetze. Die ausschließliche Proportionalität der Arbeitspreise zum Verbrauch wird wirkungsvoll durchbrochen. Das erste Maßnahmencluster hat nur einen begrenzten Anwendungsbereich, eignet sich aber zur technischen Erprobung und Innovationsförderung. Das zweite Maßnahmencluster ist voraussetzungsreicher, bietet aber eine umfassendere Zielerreichung.

#### 4.1 Cluster 1: Grundsätzliche Maßnahmen zur Etablierung von Vor-Ort-Versorgung im öffentlichen Stromnetz

Anwendungsbeispiel, das durch diese Maßnahmen ermöglicht wird: Ein kleiner Gewerbebetrieb mit PV-Dachanlage stellt die besonders am Wochenende ungenutzte Erzeugung E-Mobilen oder Wärmepumpen in der Nachbarschaft hinter dem gleichen Transformator zum gemeinsamen Verbrauch bei geringeren Stromnebenkosten zur Verfügung. Das Konzept überträgt die geplante Senkung der Netzentgelte für die EE-Belieferung an die Industrie in räumlicher Nähe („Industriestrompreis<sup>10</sup>“) auf das Niederspannungsnetz.

Zusammenfassung der Maßnahmen:

- I. Reduktion von Netzentgelten, Konzessionsabgaben, Stromsteuer und Umlagen für zeitgleichen Vor-Ort-Verbrauch erneuerbaren Stroms
- II. Kombinierte Voraussetzung dafür ist die gleiche 7. Netzebene, sowie die viertelstündliche Zeitgleichheit
- III. Solange der Nachweis von Erzeugung und Verbrauch zur gleichen 7. Netzebene datenbasiert schwierig bleibt, wird sie ergänzt um die Möglichkeit der geografischen

Definition (Radius um Erzeugungsanlage)

- IV. Reduktion der Einspeisevergütung oder Marktprämie für die gesamte Produktion einer EE-Anlage, während sie an diesem System teilnimmt

Die Schwelle zum öffentlichen Netz stellt derzeit die Grenze für wirtschaftliche Konzepte der Vor-Ort-Versorgung dar. Über intelligente Messsysteme und das bestehende Konzept virtueller Bilanzierungsgebiete lässt sich das Prinzip des Eigenverbrauchs auf flexible Verbraucher jenseits der Schwelle zum öffentlichen Netz ausdehnen. Durch die Bedingung einer viertelstündlichen Zeitgleichheit und eine gemeinsame 7. Netzebene ist angereizt, dass ein kausaler Zusammenhang zwischen der Aktivierung lokaler Flexibilität und dem lokalen Einspeiseprofil erfolgt. Die Reduktion der EEG-Förderung für die gesamte Produktionsmenge erhöht den Anreiz, gerade Erzeugungsspitzen aufzunehmen, da Erzeugungsspitzen einen besonders geringen Restmarktwert haben. Zentrale Akteure in diesem System werden stark regionalisiert arbeitende Energieversorgungsunternehmen und Aggregatoren, die Erzeugungslastspitzen und mit einem Fokus auf steuerbare Verbrauchseinrichtungen Flexibilität einer Netzebene sammeln und Stromlieferverträge dafür abschließen. Das Konzept virtueller Bilanzierungsgebiete ist bereits heute grundsätzlich geeignet, die Nachweisführung der kombinierten Voraussetzungen (II) technisch zu realisieren. Ein „Netznutzungsvertrag Vor-Ort-Versorgung“ in Anlehnung an den „Netznutzungsvertrag E-Mob<sup>11</sup>“ kann Rechte und Pflichten der Netznutzer klären und Berechnungsgrundlage für reduzierte Stromnebenkosten sein.

Mit diesem Schritt steigt das adressierbare lokale Flexibilitätspotenzial, Residuallastminima können abgebaut werden und Personen ohne eigene Erzeugungsanlage erhalten eine vereinfachte Möglichkeit zur Partizipation. Die Verteilungsgerechtigkeit kann graduell im Vergleich

<sup>10</sup> BMWK (2023).

<sup>11</sup> [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-160/netznutzungsvertrag\\_e-mob\\_konsultationsfassung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-160/netznutzungsvertrag_e-mob_konsultationsfassung.pdf?__blob=publicationFile&v=1)

zum Prosuming verbessert werden, ist aber besonders auf regionaler Ebene noch nicht ausreichend adressiert. Damit eignen sich die Maßnahmen, um zügig die technische Umsetzung von Vor-Ort-Versorgung in einem begrenzten Wirkungsfeld zu erproben. Da mit den Anwendungsfällen jedoch auch die Reduktion von Erzeugungslastspitzen noch sehr niedrig ist, da das Problem der Belastungsgerechtigkeit nicht final gelöst wird und da Windenergieanlagen eine Partizipation im Niederspannungsnetz in der Regel nicht möglich sein wird, führen erst die Maßnahmen aus Cluster 2 zum Zielmodell.

#### 4.2 Cluster 2: Netzentgeltstruktur auf netzdienlichen Verbrauch ausrichten

Anwendungsbeispiel, das durch diese Maßnahmen ermöglicht wird: Die Stromnachfrage innerhalb eines Mittelspannungs- und angeschlossener Niederspannungsnetze richtet sich an den Einspeisespitzen seiner EE-Anlagen aus. Der wirtschaftliche Vorteil aus phasenweise sehr niedrigen Arbeitspreisen der Netzentgelte steht allen Netznutzer:innen voraussetzungslos offen.

Zusammenfassung der Maßnahmen:

- Variable Netzentgelte verringern sich in den Netzgebieten jeweils unterhalb der Netzebene 4 (110 kV / 20 kV) bzw. 6 (20 kV/ 0,4 kV) zeitgleich mit der Höhe der negativen Lastflüsse
- Die Einspeisezeitreihe von Windenergieanlagen auf Netzebene 3 (110 kV) verringert die Höhe der variablen Netzentgelte der darunter liegenden Netzebenen
- Alle Netznutzer:innen in den Ebenen 5 und 7 erhalten vorbedingungslos eine Abrechnung ihrer Netzentgelte nach ihrem zeitgleichen Stromverbrauch
- Die Mindereinnahmen der Netzbetreiber werden über eine bundesweite Umlage nach dem Vorbild von §19 StromNEV umgelegt.

In Cluster 2 wird das Konzept der Vor-Ort-Versorgung vorbedingungslos auf alle Netznutzer:innen in Netzgebieten mit hohen EE-Anteilen ausgeweitet. Erst mit dieser Ausdehnung auf alle Netznutzer:innen wird das Potenzial zur Erhöhung der Residuallastminima vor Ort vollständig adressiert.

Je mehr Zeit die Residuallast in einer Region negativ ist, desto mehr Netzentgelte können die Netznutzer:innen einer Region einsparen und bundesweit umlegen. Die Verteilungs- und Belastungsgerechtigkeit steigt mit zunehmender Anreizwirkung zum Abbau von Residuallastmaxima. Ein Lieferantenwechsel erfolgt im Zielsystem unabhängig vom gewählten Versorgungskonzept und hat keine beihilferechtliche Relevanz.

#### 4.3 Weitere und alternative Politikansätze

Neben den konkreten Maßnahmenvorschlägen in den Clustern 1 und 2 gibt es weitere, teils ergänzende, teils alternative Vorschläge zur Förderung der Vor-Ort-Versorgung.

Die Reiner Lemoine Stiftung schlägt 2020 vor, regionale Flexibilitäten in Zellen mit Micro-Netzen und zusammenfassenden Zählern zu bündeln, sodass eine individuelle und unabhängige Ökonomie der Flexibilität entstehen kann. Kombiniert mit einer verbindlichen Leistungsbestellung für jede Zelle wird der Infrastrukturbeitrag weniger mengenabhängig, sondern konzentriert sich auf eine verlässliche Planungsgröße der Netzengpassleistung für den Netzbetreiber [RLS 2020]. Inwieweit dieses Konzept die Anreizwirkung variabler Netzentgelte beeinflusst und umgekehrt, ist noch zu untersuchen.

Weitere Vorschläge zur Etablierung der Vor-Ort-Versorgung sehen vor, das bestehende Konzept der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung auf größere Gebiete auszudehnen und Leistungsgrenzen einzuführen, ab denen erst eine Versorgerpflicht entsteht. Damit wird den dezentralen Akteuren die Möglichkeit gegeben, ihre Stromzählerzeitreihen zunächst gemeinsam auszugleichen, bevor die Restmengen beschafft werden. Dieser Vorschlag knüpft insbesondere an

den Vorschlag der EU-Kommission zur Ausgestaltung der Energiemärkte [EUK 2023] an, der in Artikel 15a weitreichende Rechte für die gemeinschaftliche Nutzung von erneuerbarem Strom insbesondere aus kleinen PV-Anlagen eröffnet. Diese Konzepte erfordern ein aktives

vertragliches Management der lokalen Flexibilitätspotenziale und schränken damit den möglichen Anwendungsbereich tendenziell ein.

## 5 Quellen

BMWK (2023): Wettbewerbsfähige Strompreise für die energieintensiven Unternehmen in Deutschland und Europa sicherstellen. [online] [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/W/wettbewerbsfaehige-strompreise-fuer-die-energieintensiven-unternehmen-in-deutschland-und-europa-sicherstellen.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/W/wettbewerbsfaehige-strompreise-fuer-die-energieintensiven-unternehmen-in-deutschland-und-europa-sicherstellen.pdf?__blob=publicationFile&v=6) [letzter Zugriff am 16.06.2023].

Energy Brainpool / Fraunhofer ISE (2022): Potentiale und Rahmenbedingungen für den Ausbau des Prosumings. [online] [https://www.bdew.de/media/documents/8000\\_EBP-ISE\\_Studie\\_Prosuming\\_BDEW.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/8000_EBP-ISE_Studie_Prosuming_BDEW.pdf) [letzter Zugriff am 16.06.2023].

EUK (2023): Vorschlag für eine VERORDNUNG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/943 und (EU) 2019/942 sowie der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 zur Verbesserung der Gestaltung der Elektrizitätsmärkte in der EU. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52023PC0148> [letzter Zugriff am 08.06.2023].

F-IEE / PV-Integrated (2014): PV-Integrated - Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung – Neue Verfahren für die Planung und den Betrieb von Verteilnetzen [online] [https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2014/PV-Integrated\\_%C3%B6ffentlicher\\_Abschlussbericht\\_V2.pdf](https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2014/PV-Integrated_%C3%B6ffentlicher_Abschlussbericht_V2.pdf) [letzter Zugriff am 05.05.2023].

F-CINES (2023): Vor-Ort-Systeme als flexibler Baustein im Energiesystem. [online] [https://www.cines.fraunhofer.de/content/dam/zv/cines/dokumente/CINES\\_Kurzstudie\\_Vor\\_Ort\\_Systeme\\_2023.pdf](https://www.cines.fraunhofer.de/content/dam/zv/cines/dokumente/CINES_Kurzstudie_Vor_Ort_Systeme_2023.pdf) [letzter Zugriff am 08.06.2023].

Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt (2023): Monitoringbericht 2022. [online] [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2022.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2022.pdf?__blob=publicationFile&v=3) [letzter Zugriff am 15.05.2023].

Pebbles (2021): Ein Plattform-Konzept für eine kostenoptimierte Energiewende mit Hilfe lokaler Energiemärkte. [online] [https://pebbles-projekt.de/wp-content/uploads/2021/04/pebbles\\_Whitepaper.pdf](https://pebbles-projekt.de/wp-content/uploads/2021/04/pebbles_Whitepaper.pdf) [letzter Zugriff am 08.06.2023].

RLS (2020): Energiemarktdesign für das Erneuerbare Energiesystem. [online] [https://www.reiner-lemoine-stiftung.de/pdf/RLS\\_New\\_Deal\\_f\\_r\\_das\\_Erneuerbare\\_Energiesystem\\_28\\_08\\_2020.pdf](https://www.reiner-lemoine-stiftung.de/pdf/RLS_New_Deal_f_r_das_Erneuerbare_Energiesystem_28_08_2020.pdf) [letzter Zugriff am 15.05.2023].

RWTH Aachen / ISEA (2023): The development of battery storage systems in Germany – A market review (status 2023). [online] [https://www.researchgate.net/publication/369479477\\_The\\_development\\_of\\_battery\\_storage\\_systems\\_in\\_Germany\\_A\\_market\\_review\\_status\\_2023](https://www.researchgate.net/publication/369479477_The_development_of_battery_storage_systems_in_Germany_A_market_review_status_2023) [letzter Zugriff am 07.05.2023].

## 6 Anhang

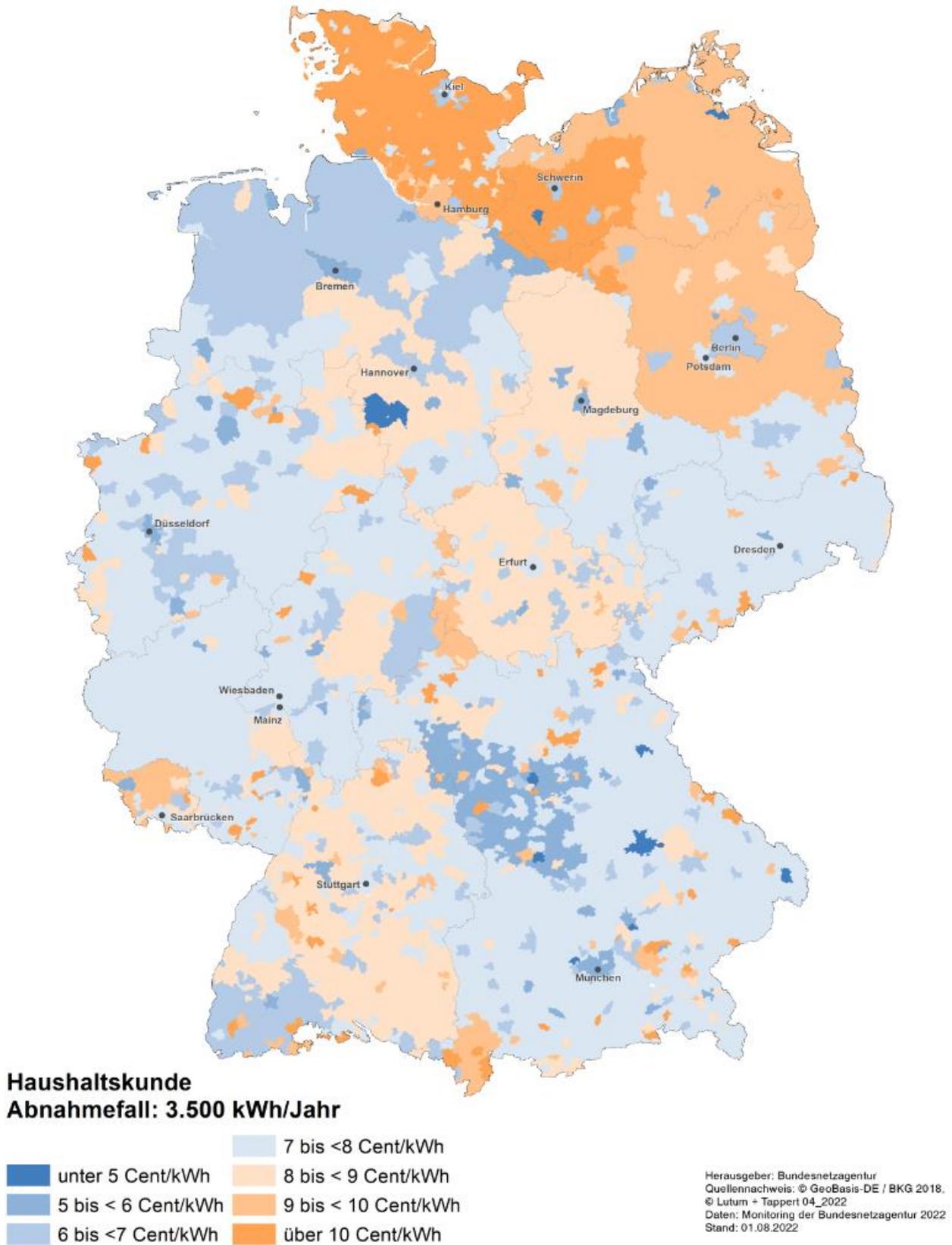


Abbildung 5: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland 2022, Bildquelle: Bundesnetzagentur / Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2022