

*Kopernikus-Projekt SynErgie*

Lösungsstrategien für die  
systemdienliche Weiterentwicklung  
der Stromnetzentgeltsystematik  
auf der Basis von Erkenntnissen  
aus der Modellregion Augsburg

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium  
für Bildung  
und Forschung

**KOPERNIKUS**  
SynErgie **PROJEKTE**  
Die Zukunft unserer Energie

## Executive Summary

### Zusammenfassung der Kernaspekte

- » Die aktuelle Ausgestaltung der Atypik wird den Anforderungen eines modernen Energiesystems nicht mehr gerecht. Teilweise und insbesondere in den Monaten Mai und September wirkt sie sogar der effektiven Integration Erneuerbarer Energien entgegen.
- » Die zur Reduktion dieser Nachteile erarbeiteten und nachfolgend vorgestellten Weiterentwicklungsoptionen der Atypik bauen aufeinander auf. Ein erster Schritt könnte bereits kurzfristig umgesetzt werden, die weiteren Schritte mittel- und langfristig.
- » Eine kurzfristig umsetzbare Verkürzung der Ausweisung von Hochlastzeitfenstern auf Monats- statt Dreimonatsbasis eröffnet Freiräume für marktbasierendes Energieverbrauchsverhalten und bietet damit sowohl ökonomische als auch ökologische Vorteile.
- » Eine Ausweisung der Hochlastzeitfenster auf Basis der Residuallast ermöglicht die explizite Berücksichtigung Erneuerbarer Erzeugung. Sie kann um eine Betrachtung über Spannungsebenen hinweg erweitert werden.
- » Durch die Ergänzung der Ausweisung von Hochlastzeitfenstern um eine prospektive Bestätigungskomponente könnte sich die Atypik sinnig in einen regulatorischen Gesamtrahmen einordnen und kurzfristige Nachfrageflexibilitäten anreizen.

In Deutschland zahlen Gewerbe und Industrie – wie alle Netznutzer – Netzentgelte für die Nutzung des Stromnetzes, haben aber zusätzlich die Möglichkeit zur Inanspruchnahme einer Netzentgeltreduktion der allgemeinen Netzentgelte bei einem aus Netzsicht wünschenswerten Nachfrageverhalten. Eine sowohl dem Gewerbe als auch der Industrie zugängliche Sonderform der Netznutzung ist in § 19 Abs. 2 Satz 1 der Stromnetzentgeltverordnung (Atypik) festgelegt und gewährt Letztverbrauchern mit einer atypischen Netznutzung eine Reduktion der allgemeinen Netzentgelte um bis zu 80%. Hierfür fordert die Atypik unter anderem eine erhebliche Lastreduktion in sogenannten Hochlastzeitfenstern, welche von Netzbetreibern in Abhängigkeit der Netzebene für jeweils drei Monate – die auch als Jahreszeiten bezeichnet werden – ausgewiesen werden. Die Motivation der Atypik war und ist die Schaffung eines Flexibilitätsanreizes für eine zeitliche Verschiebung der Stromnachfrage, um Lastspitzen der Netzebenen zu glätten und somit Netzausbau und dessen Kosten zu begrenzen. Mit ihrer seit der Einführung im Jahr 2005 größtenteils unveränderten Gestaltung ist die Atypik allerdings ein Beispiel für angesichts der veränderten Stromnetzanforderungen aus der Zeit gefallene Regulatorik.

Seit ihrer Einführung haben sich insbesondere die Charakteristika der Energieerzeugung grundlegend gewandelt. Durch den zunehmenden Ausbau Erneuerbarer Erzeugungskapazitäten hat die Stromerzeugung stark an Volatilität zugenommen und gleichzeitig dezentralisiert. Letzteres hat dazu geführt, dass der Stromfluss nicht mehr nur von höheren zu niederen Spannungsebenen stattfindet, sondern inzwischen einen bidirektionalen Charakter aufweist. Auch dadurch sind die Anforderungen an das Stromsystem in den vergangenen Jahren stark gestiegen, nicht zuletzt verdeutlicht durch die deutliche Zunahme des Netzengpassmanagements. Um unter diesen Herausforderungen eine bezahlbare Energiewende zu gewährleisten und die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Deutschland langfristig zu sichern, ist eine effektive Integration der Erneuerbaren Energien von entscheidender Bedeutung. Um die volatile dezentrale Stromeinspeisung auszugleichen und den im Zuge der Energiewende notwendigen Netzausbaubedarf zu begrenzen, gewinnen gewerbliche und industrielle Energieflexibilitäten zunehmend an Bedeutung. Gleichzeitig führt die gegenwärtige Ausgestaltung der Atypik immer

häufiger dazu, dass der Einsatz gewerblicher und industrieller Flexibilitäten verhindert wird, obwohl eine Nutzung auf Basis marktlicher Anreizmechanismen und hoher Einspeisemengen Erneuerbarer Energieanlagen möglich und systemdienlich wäre.

Die vorliegende Studie hat daher zum Ziel, drei Weiterentwicklungsoptionen für die Atypik hinsichtlich einer Förderung der Systemdienlichkeit aufzuzeigen. Eine Umsetzung der Vorschläge sollte – wenn auch theoretisch getrennt voneinander möglich – konsekutiv erfolgen, um rasch beginnen und die Synergien zwischen den einzelnen Schritten nutzen zu können.

Eine für die **kurzfristige Umsetzung vorgeschlagene erste Weiterentwicklungsoption** betrifft die Ausweisung der Hochlastzeitfenster auf Monats- statt Dreimonats-Basis, um den Einfluss einzelner Tage auf die Ausweisung zu reduzieren. In der jahreszeitlichen Hochlastzeitfenster-Ausweisung werden insbesondere im Frühling und Herbst Monate mit grundsätzlich divergierenden Erneuerbaren Erzeugungsprofilen zusammengefasst. Gleichzeitig sind innerhalb des Frühlings und des Herbsts oftmals winternaher Monate wie März und November für die Ausweisung von Hochlastzeitfenstern verantwortlich, wodurch in sommernahen Monaten wie Mai und September die effektive Integration erneuerbarer Erzeugungskapazitäten verhindert wird und diese mit hohen Kosten abgeregelt werden müssen. **Eine Verkürzung der Ausweisung auf Monatsbasis könnte so einen ersten wichtigen Beitrag zur effektiven Integration Erneuerbarer Energiemengen leisten.**

Die **zweite kurz- bis mittelfristig umsetzbare Weiterentwicklungsoption** stellt zur Förderung der Integration Erneuerbarer Erzeugung auf eine reine Residuallastbetrachtung im Sinne der „Restlast“ nach Abzug aller erneuerbar erzeugten Strommengen ab. Um der zunehmenden Bidirektionalität des Stromflusses über die Spannungsebenen des Netzes hinweg gerecht zu werden, kann die Residuallast zudem nicht mehr nur isoliert pro Spannungsebene, sondern in einer integrativen Berechnung über alle Spannungsebenen erfasst werden. Auf diese Weise werden Erneuerbare Energien nicht nur explizit berücksichtigt, sondern es wird vor allem auch der zunehmenden Vernetzung der Spannungsebenen-übergreifenden Integration Erneuerbarer Energien Rechnung getragen.

Mittels der **langfristigen Umsetzung einer dritten Option** – der Ergänzung der Hochlastzeitfenster-Ausweisung um eine prospektive Bestätigungskomponente – könnte die Systemdienlichkeit der Hochlastzeitfenster unter Beachtung von einerseits Planbarkeit und andererseits Aktualität noch besser gewährleistet werden. Im Detail würde das bedeuten, dass Hochlastzeitfenster weiterhin ein Jahr im Voraus ausgewiesen werden, die Hochlastzeitfenster aber in einer täglichen Vorausschau auf Basis aktueller und lokaler Bedarfs- und Erzeugungsprognosen erneuerbarer Energieanlagen bestätigt oder aufgehoben werden. In der Folge wird die Zugänglichkeit für gewerbliche und industrielle Flexibilisierungsmaßnahmen mit längerer Aktivierungszeit aufrechterhalten. Gleichzeitig werden kurzfristig zugängliche Flexibilitäten zur Gewährleistung der Atypik-Systemdienlichkeit angereizt, indem – bei einer Aufhebung der Hochlastzeitfenster – ein auf marktlichen Anreizmechanismen basierendes Nachfrageverhalten künftig nicht mehr wie heute unterbunden wird. Auf diese Weise würde sich eine so weiterentwickelte Atypik sinnig in eine Gesamtregulatorik der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich einfügen, wie dies die Bundesnetzagentur in Ihrem Eckpunktepapier vom 24.7.2024 mit einer Stärkung des Marktsignals plant.

**Zusammengefasst bedarf die Ausweisung von Hochlastzeitfenstern für atypisches Netznutzungsverhalten nach § 19 Abs. 2 Satz 1 der Stromnetzentgeltverordnung dringend einer Weiterentwicklung, um den geänderten Anforderungen eines modernen Stromsystems gerecht werden zu können und die Wirtschaftlichkeit des Industriestandorts Deutschland langfristig zu sichern.**

Mit der **Ausweisung von Hochlastzeitfenstern auf monatlicher Basis** schlägt diese Studie eine **erste, kurzfristig umsetzbare Weiterentwicklungsoption vor**, welche gegenüber dem Status quo bereits **erhebliche Vorteile** aufweist, ohne die Allgemeinheit zu belasten und das Netz übermäßig zu fordern.

Über eine Erweiterung um eine Spannungsebenen-übergreifende Residuallastbetrachtung sowie die Ergänzung einer tagesaktuellen Bestätigung bzw. Aufhebung eines Hochlastzeitfensters kann die Systemdienlichkeit unter den sich im Zuge des Ausbaus Erneuerbarer Erzeugungskapazitäten weiterhin stark ändernden Stromnetzanforderungen sukzessive noch weiter verbessert werden.

# Inhalt

Executive Summary .....	i
1. Einleitung.....	1
2. Gegenwärtige regulatorische Rahmenbedingungen .....	4
2.1 Allgemeine und individuelle Netzentgelte .....	4
2.2 Atypische Netznutzung gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV .....	5
3. Auswirkungen der gegenwärtigen Regulierung und Ziele eines Reformvorschlags .....	8
3.1 Herausforderungen und Auswirkungen auf die Letztverbraucher und Netzbetreiber.....	8
3.2 Anforderungen und Ziele eines Weiterentwicklungsvorschlags.....	13
4. Lösungsstrategien für eine systemdienliche Weiterentwicklung.....	16
4.1 Kurzfristiger Reformvorschlag: Auflösung der Jahreszeitenbetrachtung .....	16
4.2 Kurz- bis mittelfristiger Reformvorschlag: Reine Residuallastbetrachtung.....	17
4.3 Langfristiger Reformvorschlag: Bestätigung der HLZF auf Basis der tatsächlichen Netzsituationen .....	19
5. Quantifizierung des kurzfristigen Reformvorschlags im Rahmen einer Fallstudie .....	20
5.1 Methodisches Vorgehen .....	20
5.1.1 Ermittlung der Anzahl wegfallender Hochlastzeitfenster.....	20
5.1.2 Quantifizierung der ökonomischen und ökologischen Vorteile monatlich ausgewiesener Hochlastzeitfenster.....	20
5.2 Datengrundlage.....	22
5.3 Ergebnisse .....	23
5.3.1 Ergebnisse zur Quantifizierung der Anzahl wegfallender Hochlastzeitfenster .....	23
5.3.2 Ergebnisse der Quantifizierung der ökonomischen und ökologischen Vorteile monatlich ausgewiesener Hochlastzeitfenster .....	25
6. Zusammenfassung, Diskussion und Ausblick.....	27
7. Literaturverzeichnis.....	29
Anhang: Weitere Ergebnisse .....	31

## 1. Einleitung

Der Anteil Erneuerbarer Energien an der öffentlichen Nettostromerzeugung in Deutschland erreichte im Jahr 2024 mit 62,8 Prozent einen neuen Rekord (Fraunhofer ISE 2025). Gleichzeitig stieg nach Angaben der Bundesnetzagentur (BNetzA) im vergangenen Jahr die installierte Leistung von Erneuerbare-Energien-Anlagen – insbesondere bei der Photovoltaik (PV) und Windkraft – um rund 20 Gigawatt, was im Vergleich zum Vorjahr einer Zunahme von rund 12 % entspricht (Bundesnetzagentur 2025a). Diese Entwicklungen erhöhen nicht nur sukzessive die Verfügbarkeit preisgünstiger Energieträger im deutschen Stromsystem, sondern bedingen auch eine zunehmende Dezentralisierung der Stromerzeugung (Kost et al. 2025).

Dieser steigende Anteil volatiler Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung stellt das gegenwärtige Stromsystem jedoch vor grundlegende Herausforderungen. Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken, deren Leistung gut an die wechselnde Stromnachfrage angepasst werden kann, unterliegen die Einspeisemengen von Wind und Sonne den Umwelteinflüssen. Um die volatile dezentrale Stromeinspeisung auszugleichen und den im Zuge der Energiewende notwendigen Netzausbaubedarf zu begrenzen, gewinnt die Flexibilisierung des Stromverbrauchs zunehmend an Bedeutung (Sauer et al. 2019; Sauer et al. 2022). In diesem Zusammenhang stellt neben batterieelektrischen Speichersystemen vor allem die Nachfrageflexibilität – sowohl bei Haushalten als auch dem produzierenden Gewerbe und der energieintensiven Industrie – einen Kernbaustein dar, um Strom aus erneuerbaren Quellen verstärkt zu Zeiten hoher Verfügbarkeit Erneuerbarer Energien zu nutzen und auf diese Weise deren Integration zu verbessern sowie eine Senkung der Gesamtsystemkosten zu erzielen. Nicht zuletzt angesichts der stagnierenden deutschen Wirtschaftsleistung und der im internationalen Vergleich hohen Energiekosten am Produktionsstandort Deutschland ist die effiziente Integration Erneuerbarer Energien gegenwärtig eine der drängendsten Fragestellungen und schon seit längerem Teil der energiepolitischen Debatte. Im Hinblick darauf, dass im Jahr 2023 rund 9,4 TWh Strom aus Erneuerbaren Energien abgeregelt wurden und sich die Kosten des Netzengpassmanagements – die über Netzentgelte auf alle Letztverbraucher umgelegt werden – auf gut 2,8 Mrd. EUR beliefen (Bundesnetzagentur 2025b), ist die Erarbeitung von Lösungsstrategien mit dem Ziel *Mehr Nutzen statt Abregeln* dringend geboten.

Regulatorische Rahmenbedingungen sollten in diesem Zusammenhang gewährleisten, dass sie eine effiziente Integration volatiler Erneuerbarer Energieträger nicht behindern, sondern ermöglichen und idealerweise fördern. Grundsätzlich ist auf Nachfragerseite die notwendige Flexibilität bereits im großen Maße vorhanden. Untersuchungen im Rahmen des mit über 100 Mio. EUR vom BMBF geförderten Kopernikus-Projekts SynErgie zeigen, dass im Hinblick auf die flexibilisierbare Leistung von Produktionsprozessen und Querschnittstechnologien für eine Abrufdauer von bis zu 15 Minuten Flexibilitätspotenziale und Flexibilitätsperspektiven von bis zu 11,2 GW bei Lastverzicht bzw. 10,4 GW bei Lasterhöhung vorliegen (SynErgie 2024). Auch bei längeren Abrufdauern von bis zu vier Stunden übersteigen die Flexibilitätspotenziale und -perspektiven sowohl für die Lasterhöhung als auch die Lastreduktionen 9 GW (SynErgie 2024). Die größten Flexibilitätspotenziale und -perspektiven entfallen auf Querschnittstechnologien wie z. B. die elektrische Wärme- und Dampferzeugung. Im Zuge der Dekarbonisierung von Produktionsprozessen wird der entsprechende Stromverbrauch bis zum Jahr 2030 vor allem durch die Elektrifizierung der Wärmebereitstellung sowie die verstärkte Nutzung effizienter Querschnittstechnologien (deutlich) steigen. Agora Energiewende prognostiziert für das Jahr 2045 allein für die Elektrifizierung von Prozesswärme unter 500 °C einen zusätzlichen (jährlichen) Strombedarf in Höhe von 103 TWh (Agora Think Tanks 2024), wodurch eine effiziente Integration Erneuerbarer Energien zusätzlich an Bedeutung gewinnt.

Als innovativer Vorreiter für den Industriestandort Deutschland zeigt das Stadtbach-Industriequartier als Teil der Energieflexiblen Modellregion Augsburg im Kopernikus-Projekt SynErgie bereits heute die Vorteile einer intelligenten Vernetzung bestehender Energieflexibilität. Der Papierhersteller und SynErgie-Partner UPM hat in diesem Zuge eine Power-to-Heat (PtH) Technologie in Form eines Elektrodendampfkessels in Betrieb genommen. Um den bestehenden Wärmebedarf zu decken, wird über eine Optimierung die Fahrweise des Elektrodendampfkessels anhand aktueller Spotmarktpreise und im Vergleich zu den Erdgaspreisen für den Gaskessel alle 15 Minuten neu berechnet. Die Integration des Elektrodendampfkessels in eine bestehende (rein fossile) Wärmeversorgung erschließt einerseits wichtige zusätzliche Flexibilisierungsmöglichkeiten durch Bivalenz. Andererseits werden auf diese Weise nicht nur der Gasbedarf und die CO<sub>2</sub>-Emissionen, sondern auch geopolitische Abhängigkeiten und die damit assoziierten Risiken reduziert. Folglich gewinnt Elektrifizierung und deren Flexibilisierung im Sinne einer versorgungssicheren, nachhaltigen und vor allem bezahlbaren Energiezukunft in Deutschland zunehmend an Bedeutung.

Damit der Einsatz dieser Energieflexibilität jedoch wirtschaftlich ist, bedarf es der Gewährung von individuellen Netzentgelten, da andernfalls die Kosten strombasierter Technologien wie PtH-Anlagen die Kosten konventioneller Lösungen (deutlich) übersteigen und damit entsprechende Investitionen in klimaneutrale Technologien weitgehend unwirtschaftlich werden. Die in § 19 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) geregelten Sonderformen der Netznutzung gewähren Letztverbrauchern mit einer atypischen Netznutzung (§ 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV) und einer stromintensiven Netznutzung (§ 19 Abs. 2 Satz 2-4 StromNEV) die Möglichkeit, ihre allgemeinen Netzentgelte zu reduzieren. Dabei fordert die atypische Netznutzung, die im weiteren Verlauf der Studie im Fokus steht, unter anderem eine erhebliche Lastreduktion in sogenannten Hochlastzeitfenstern (HLZF), welche von Netzbetreibern in Abhängigkeit der Netzebene für jeweils drei Monate ausgewiesen werden. Im Gegenzug können betreffende Letztverbraucher das reguläre Netzentgelt deutlich reduzieren.

Die aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen – auch die der atypischen Netznutzung – stammen allerdings aus einer Zeit mit vielen grundlastfähigen Kraftwerken und passen damit immer seltener zu den sich verändernden Gegebenheiten des heutigen und insbesondere zukünftigen Energiesystems. Denn: Die gegenwärtige Regulatorik führt immer häufiger dazu, dass der Einsatz (industrieller) Flexibilitäten in Zeiten, in denen dieser auf Basis marktlicher Anreizmechanismen zu erwarten und gleichermaßen systemdienlich wäre, verhindert wird. Aktuell differenziert die atypische Netznutzung durch eine historische Jahreszeitenbetrachtung bei der Berechnung netzebenen- und netzgebietsspezifischer HLZF nur zu einem geringen Anteil zeitlich. Als Folge kann in der Praxis unter anderem eine vermehrte Ausweisung von HLZF zu systemisch ungünstigen Zeiten festgestellt werden. Deutlich wird dies ebenfalls am Beispiel der Energieflexiblen Modellregion Augsburg: Die regulatorischen Vorgaben zur Berechnung der HLZF führt in Kombination mit der Inbetriebnahme des Elektrodendampfkessels und der damit einhergehenden Änderung der Nachfragecharakteristik dazu, dass Unternehmen (wie z. B. UPM) den Netzbezug in den Zeiten mit einer tendenziell hohen Einspeisung aus Erneuerbaren Energien reduzieren müssen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die swa Netze GmbH basierend auf den Lastverläufen des Jahres 2024 für ihr Netzgebiet im Sommer 2025 (Juni bis August) auf der Hochspannungsebene von 09:45 bis 12:00 Uhr ein HLZF ausweisen muss (swa Netze 2024a) – also zu den Zeiten, zu denen grundsätzlich mit hohen Einspeisemengen aus PV-Anlagen zu rechnen ist. Diese Situation ist dabei kein Einzelfall: Bei den 20 größten Verteilnetzbetreibern (VNB) Deutschlands wurden für das Jahr 2025 einige HLZF in Sommer- und sommernahen Monaten ausgewiesen (siehe Abbildung 1). Damit

werden Probleme hoher erneuerbarer Einspeisung, denen weniger Nachfrage gegenübersteht, nicht nur perpetuiert, sondern künftig noch verschärft.

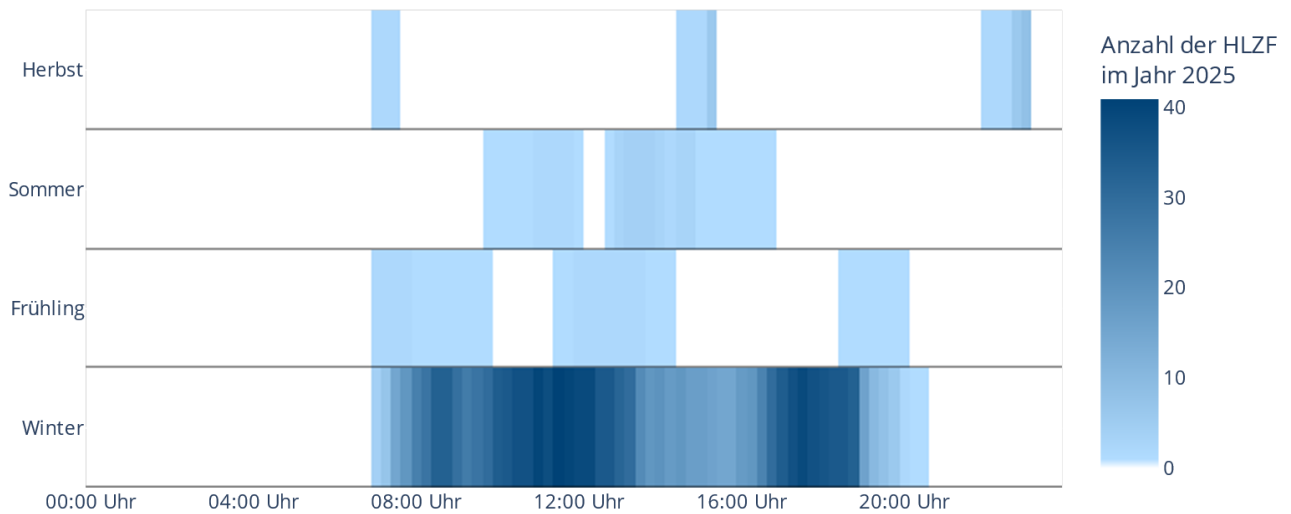


Abbildung 1: HLZF der 20 größten deutschen VNBs in der Mittelspannung sowie darüberliegende Netzebenen. Quelle: Eigene Darstellung.

Im Hinblick darauf, dass diese Beobachtungen nicht nur kontraintuitiv sind, sondern – wie von der BNetzA in ihrem Eckpunktpapier zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich bereits festgestellt (Bundesnetzagentur 2024a) – bei einer Beibehaltung sowohl dem europäischen als auch nationalen Recht entgegenstehen, besteht das Ziel der vorliegenden Studie darin, Lösungsstrategien für eine systemdienliche Weiterentwicklung der Stromnetzentgeltssystematik – fokussiert auf die atypische Netznutzung – zu erarbeiten. Im Detail identifiziert diese Studie die Treiber aktueller HLZF und untersucht systemdienliche Weiterentwicklungsvorschläge für die Ausgestaltung der atypischen Netznutzung, insbesondere im Hinblick auf eine effizientere Integration Erneuerbarer Energien. Auf diese Weise kann nicht nur die Energiewende beschleunigt, sondern können auch Kosten der Netznutzung sowohl für den allgemeinen Netznutzer als auch die Wirtschaft im Speziellen gesenkt werden.

## 2. Gegenwärtige regulatorische Rahmenbedingungen

Um die Wirkungen der betrachteten Lösungsstrategien für die systemdienliche Weiterentwicklung des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV nachvollziehen zu können, ist ein Verständnis der Grundzüge der deutschen Netzentgeltsystematik hilfreich.

### 2.1 Allgemeine und individuelle Netzentgelte

Die StromNEV, die aus der Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Jahre 2005 hervorging, bildet die rechtliche Grundlage für die Festsetzung und die Ermittlung der Entgelte, die für das Durchleiten von elektrischem Strom durch die Versorgungsnetze zum Letztverbraucher anfallen (Bundesnetzagentur 2024b). Die Ermittlung der allgemeinen Netzentgelte regelt § 17 StromNEV. Gemäß § 17 Abs. 2 StromNEV setzt sich das Netzentgelt pro Entnahmestelle aus einem Arbeitspreis (in ct/kWh) und einem Leistungspreis (in €/kWh) zusammen, wobei für die Ermittlung des Leistungspreises die individuelle Lastspitze des Letztverbrauchers des entsprechenden Kalenderjahres relevant ist. Während Haushalte sowie beispielsweise gewerbliche Kleinverbraucher in der Niederspannung mit einem jährlichen Strombedarf von weniger als 100.000 kWh nach vereinfachten Verfahren (z. B. über Standardlastprofile) abgerechnet werden und deshalb neben dem Arbeitspreis nur einen vom Netzbetreiber erhobenen Grundpreis zu entrichten haben, erfolgt bei Letztverbrauchern ab einer jährlichen Stromabnahme von 100.000 kWh eine Netzentgeltberechnung basierend auf der registrierenden Leistungsmessung (RLM). Das Netzentgelt bei RLM-Kunden setzt sich aus einem Leistungs- und einem Arbeitspreisanteil zusammen. Der Anteil, den die Arbeits- und Leistungspreiskomponente am Gesamtnetzentgelt aufkommen eines Letztverbrauchers hat, ist abhängig von dessen Benutzungszahl. Während bei Letztverbrauchern, deren Benutzungszahl unter 2.500 Stunden liegt, die Arbeitspreiskomponente im Vergleich zur Leistungspreiskomponente deutlich überwiegt, dreht sich diese Aufteilung bei Letztverbrauchern über 2.500 Benutzungszahlen um (Bundesnetzagentur 2015a). Auf Grund der hohen Gewichtung der Leistungspreiskomponente bei Letztverbrauchern mit mehr als 2.500 Benutzungszahlen besteht für produzierende Unternehmen und die energieintensive Industrie ein starker Anreiz zur Minimierung der individuellen jährlichen Spitzenlast – auch dann, wenn Lasterhöhungen über der bisherigen Jahresspitzenlast systemdienlich wären, etwa bei hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien.

Die StromNEV sieht zudem in § 19 sogenannte Sonderformen der Netznutzung vor. Abweichend von den allgemeinen Netzentgelten haben demnach Letztverbraucher unter bestimmten Voraussetzungen die Möglichkeit, mit ihrem Anschlussnetzbetreiber einen Vertrag über individuelle Netzentgelte zu vereinbaren, sofern

- (1) die Höchstlast vorhersehbar und erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der Anschlussnetzebene abweicht (§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV) oder
- (2) eine stromintensive Netznutzung – auch als sogenannte „Bandlast“ bekannt – vorliegt (§ 19 Abs. 2 S. 2-4 StromNEV).

Nach § 19 Abs. 2 S. 5 StromNEV bedarf die Vereinbarung über den Abschluss individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 1-4 StromNEV der Genehmigung der Regulierungsbehörde. Ferner muss die Vereinbarung über ein individuelles Netzentgelt bei der zuständigen Regulierungsbehörde spätestens bis zum 30.09. des Jahres, für das die Vereinbarung erstmalig Anwendung finden soll, angezeigt werden.

Im Folgenden steht insbesondere die Vereinbarung zum Abschluss individueller Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV im Fokus.

## 2.2 Atypische Netznutzung gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV

Seit dem Jahr 2005 besteht für Letztverbraucher die Möglichkeit, für eine atypische Netznutzung mit dem Anschlussnetzbetreiber ein individuelles Netzentgelt zu vereinbaren. Im Gegensatz zur stromintensiven Netznutzung nach § 19 Abs. 2 S. 2-4 StromNEV ist die atypische Netznutzung nicht ausschließlich den Großverbrauchern vorbehalten, sondern kann auch vom produzierenden (Klein-)Gewerbe und der Industrie auf der Mittel- und Niederspannung in Anspruch genommen werden. Gemäß BNetzA machten im Jahr 2024 rund 4.200 Letztverbraucher von der Möglichkeit der atypischen Netznutzung Gebrauch (Bundesnetzagentur 2024c). Die durch die Gewährung von individuellen Netzentgelten entstehenden Mindereinnahmen für die Netzbetreiber werden über den Aufschlag für besondere Netznutzung (bis Ende 2024 auch als § 19 StromNEV-Umlage<sup>1</sup> bezeichnet) anteilig auf alle Letztverbraucher gewälzt. Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber gehen in ihrer Prognose davon aus, dass sich der Umlagebetrag für die atypische Netznutzung im Jahr 2025 auf rund 506 Mio. EUR belaufen wird (50Hertz et al. 2024).

Eine atypische Netznutzung gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV liegt vor, wenn der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht. Die Atypik setzt somit seit ihrer Einführung einen Flexibilitätsanreiz. Die Gewährung der Sondernetzentgelte beruht auf der Grundprämisse, dass die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen ausschlaggebend für die Netzdimensionierung ist und damit den wesentlichen Kostentreiber darstellt. Im Falle dessen, dass der Höchstlastbeitrag eines atypischen Netznutzers in den Zeitraum der Jahreshöchstlast auf der Netz- oder Umspannebene fallen würde, könnte dies die Notwendigkeit eines Um- oder Ausbaus des Stromnetzes erforderlich machen, wobei die damit verbundenen Kosten von allen im Netzgebiet angeschlossenen Letztverbrauchern zu tragen wären. Die Netzentgeltreduktion gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV wird folglich dahingehend gerechtfertigt, dass atypische Letztverbraucher durch ihre netzentlastende und -stabilisierende Wirkung die erforderliche Netzdimensionierung – und damit die Netzkosten – begrenzen (Schwarz 2013; Bundesnetzagentur 2024a).

Die Rahmenbedingungen und Voraussetzungen für die Gewährung von Netzentgeltreduktionen gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV sind seit der Einführung im Jahr 2005 größtenteils unverändert. Die aktuelle regulatorische Grundlage für die Festlegung der HLZF sowie die Ermittlung der individuellen Netzentgelte bildet der von der BNetzA am 11. Dezember 2013 verabschiedete Beschluss BK4-13-739.<sup>2</sup> Demzufolge werden zur Ermittlung der HLZF in einem ersten Schritt sogenannte Maximalwertkurven festgelegt. Die Maximalwertkurve des Tages setzt sich aus den einzelnen höchsten Viertelstundenmaximalwerten in allen Viertelstunden für die jeweilige Jahreszeit zusammen. Die Regulierungsbehörde definiert die Jahreszeiten abweichend von den kalendarischen Quartalen wie in Tabelle 1 abgetragen.

---

<sup>1</sup> Seit 2023 wurde der Anwendungsbereich des ehemals als § 19-StromNEV-Umlage bezeichneten Aufschlags deutlich ausgeweitet. So werden gegenwärtig über diese Umlage nicht nur die Mindereinnahmen durch die Gewährung individueller Netzentgelte (§ 19 StromNEV) und die Netzentgeltbefreiung für Wasserstoffelektrolyseure (§ 118 Abs. 6 S. 9 EnWG) umgelegt, sondern seit Anfang 2025 auch einen Teil der Mehrkosten von Verteilnetzbetreibern, in deren Netzgebiet eine große Anzahl von erneuerbaren Energieanlagen angeschlossen ist (BK8-24-001-A).

<sup>2</sup> Der Beschluss BK4-13-739 wurde zu einem späteren Zeitpunkt durch den Beschluss BK4-13-739A02 ergänzt, der jedoch keine für die atypische Netznutzung relevanten Änderungen beinhaltet.

Tabelle 1: Jahreszeiten gemäß BNetzA.

Jahreszeit	Zeitraum
Winter	01.01. – 28./29.02. und 01.12. – 31.12.
Frühling	01.03. – 31.05.
Sommer	01.06. – 31.08.
Herbst	01.09. – 30.11.

In einem zweiten Schritt ist eine Trennlinie festzusetzen, die als horizontale Linie in die vier Maximalwertkurven des Tages je Netz- und Umspannungsebene eingetragen wird und für den gesamten Referenzzeitraum gilt. Der Referenzzeitraum umfasst nach Vorgabe der BNetzA die Monate September bis Dezember des Vor-Vorjahres sowie die Monate Januar bis August des Vorjahres.<sup>3</sup> Die exakte Lage der Trennlinie bestimmt sich durch einen 5 % Abschlag auf die zeitgleiche Jahreshöchstlast innerhalb eines Referenzzeitraums und wird für die Ermittlung der Hochlastzeitfenster aller Jahreszeiten herangezogen.

Zur letztlichen Bestimmung der HLZF erfolgt ein Übereinanderlegen der jahreszeitlich spezifischen Maximalwertkurven und der Trennlinie. Zeiträume, in denen die jahreszeitlich spezifischen Maximalwertkurven die Trennlinie übersteigen, definieren für das nachfolgende Kalenderjahr HLZF; liegt kein Schnittpunkt zwischen Trennlinie und der Maximalwertkurve vor, so wird das entsprechende Zeitfenster als Nebenzeit klassifiziert. Eine Top-Down-Überdeckung – d. h., dass die HLZF nachgelagerter Netz- und Umspannebenen die HLZF der vorgelagerten Netz- und Umspannebenen miteinschließen – ist nicht notwendig, da die Entnahmen nachgelagerter Netzebenen in die Ermittlung der HLZF einfließen. Es besteht deshalb die Möglichkeit, dass Netzbetreiber für ihre Gebiete in einzelnen Jahreszeiten und Spannungsebenen keine HLZF ausweisen (müssen). Grundsätzlich finden die HLZF nur an Werktagen Anwendung, wohingegen Feiertage und Wochenenden Nebenzeiten darstellen. Hinsichtlich der Länge der HLZF gewährt die Regulierungsbehörde den Netzbetreibern die Möglichkeit, sehr kurze Hochlastzeitfenster auf maximal drei Stunden pro Tag je Jahreszeit zu erweitern. Die Maximaldauer für ein HLZF beträgt je Jahreszeit zehn Stunden pro Tag.

Reduziert ein atypischer Netznutzer innerhalb der von seinem Anschlussnetzbetreiber ausgewiesenen HLZF im Vergleich zu den übrigen Netznutzern seine Last, so wird – abweichend von § 17 Abs. 2 StromNEV – für die Netzentgeltberechnung der Leistungspreis nicht mehr mit der absoluten Jahresspitzenlast des Letztverbrauchers multipliziert, sondern mit dem höchsten Leistungswert aus allen HLZF. Voraussetzung dafür ist, dass die Höchstlast des Letztverbrauchers innerhalb des HLZF einen Mindestabstand zur Jahreshöchstlast außerhalb der Hochlastzeitfenster aufweist. Abhängig von der Netz- und Umspannebene muss die Lastverlagerung des Letztverbrauchs eine Erheblichkeitsschwelle – mindestens jedoch 100 kW<sup>4</sup> – übersteigen:

$$\frac{\text{Jahresspitzenlast} - \text{Höchste Last im HLZF}}{\text{Jahresspitzenlast}} \cdot 100 \geq \text{Schwellenwert der Netzebene}$$

<sup>3</sup> Der Referenzzeitraum leitet sich aus den Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber ab. Demnach müssen Netzbetreiber die Hochlastzeitfenster für jede Netz- und Umspannebene gesondert bis zum 31. Oktober für das nachfolgende Kalenderjahr veröffentlichen. Vor diesem Hintergrund sind für die Bestimmung der HLZF im Herbst die Daten der Monate September bis Dezember des Vor-Vorjahres heranzuziehen.

<sup>4</sup> Durch die zusätzliche Festlegung einer absoluten Mindestverlagerung in allen Netz- und Umspannebenen soll sichergestellt werden, dass tatsächlich eine „erhebliche“ Lastverlagerung vorliegt.

Die Schwellenwerte für die jeweiligen Netz- und Umspannebenen sind durch die BNetzA wie folgt definiert:

*Tabelle 2: Schwellenwerte für die jeweiligen Netz- und Umspannebenen.*

<b>Netz- / Umspannebene</b>	<b>Schwellenwert</b>
HöS	5 %
HöS/HS	10 %
HS	10 %
HS/MS	20 %
MS	20 %
MS/NS	30 %
NS	30 %

Sofern ein Letztverbraucher die Kriterien für eine atypische Netznutzung erfüllt und die zu erwartenden Netzentgeltreduktionen mindestens 500 Euro beträgt (Bagatellgrenze), kann das allgemeine Netzentgelt um bis zu 80 % reduziert werden.

### 3. Auswirkungen der gegenwärtigen Regulierung und Ziele eines Reformvorschlags

Die im vorangegangenen Kapitel dargelegte Berechnungssystematik zur Bestimmung der Hochlastzeitfenster führt im Zuge der Energiewende immer häufiger dazu, dass zeitweise eine effiziente Integration Erneuerbarer Energien erheblich erschwert wird. Die aktuell bestehenden Probleme und Auswirkungen des regulatorischen Rahmens werden in Abschnitt 3.1 näher beleuchtet. Anhand der beschriebenen Auswirkungen werden anschließend in Abschnitt 3.2 die Anforderungen und Ziele eines Weiterentwicklungsvorschlags abgeleitet.

#### 3.1 Herausforderungen und Auswirkungen auf die Letztverbraucher und Netzbetreiber

Die aktuelle Regelung der individuellen Netzentgelte für die atypische Netznutzung sowie die Berechnungssystematik zur Ermittlung der HLZF führt zu einigen Herausforderungen und Problemen (siehe Abbildung 2), auf die im Folgenden näher eingegangen wird.

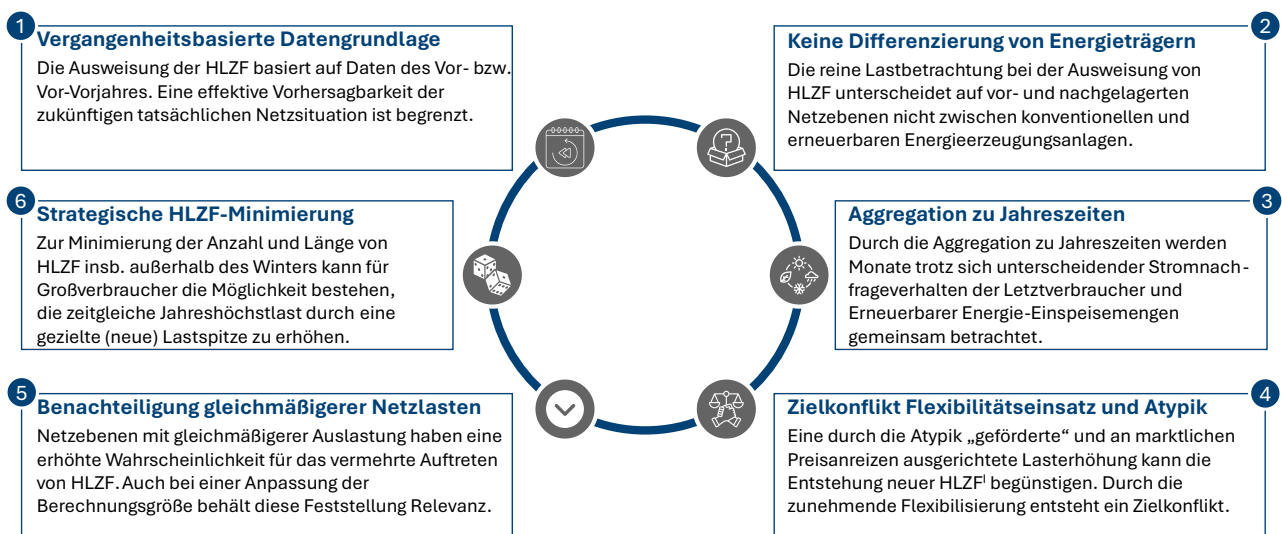


Abbildung 2: Identifizierte Herausforderungen, die mit der gegenwärtigen Ausgestaltung der atypischen Netznutzung einhergehen. Quelle: Eigene Darstellung.

**Vergangenheitsbasierte Datengrundlage.** Eine grundsätzlichere Herausforderung besteht darin, dass die Ausweisung der HLZF auf Grundlage historischer Daten erfolgt. Die Ermittlung auf Basis des vorangegangenen Jahres unterstellt somit, dass die strukturelle Netzbelastung für das Folgejahr (nahezu) gleichbleibend dem des Vorjahres entspricht. Insbesondere im Zuge der Energiewende mit u. a. einem (lokal) starken Ausbau Erneuerbarer Energien, unterschiedlichen Wettersituationen und Änderungen des Abnahmeverhaltens von Letztverbrauchern (z. B. ein erhöhter und gleichzeitig veränderter Strombezug infolge des Erschließens neuer Elektrifizierungsmaßnahmen) lässt sich die Validität dieser Annahme anzweifeln, denn: Entscheidend für die Ermittlung der HLZF ist die Höchstlast einer einzigen Viertelstunde auf der jeweiligen Netzebene im Referenzzeitraum (vgl. Kapitel 2.2). Effekte, wie z. B. die in der Einleitung beschriebene Inbetriebnahme einer PtH-Anlage oder eine unerwartete Reduktion der Einspeisungen auf einer vorgelagerten Netzebene (z. B. durch Kraftwerksausfälle), können dazu führen, dass die Maximalwertkurve die Trennlinie übersteigt und damit für das Folgejahr ein neues HLZF entsteht. Die Ausweisung der HLZF ein Jahr im Voraus läuft somit Gefahr, die Realität im Netz während des Abrechnungszeitraums unzureichend abzubilden und damit den tatsächlichen Gegebenheiten wenig Rechnung zu tragen.

**Keine Differenzierung zwischen Energieträgern bei der Ausweisung von HLZF.** Ein weiteres, zunehmend größer werdendes Problem der gegenwärtigen Berechnungssystematik der HLZF besteht darin, dass hohe Einspeisemengen aus Erneuerbaren Energieanlagen kaum Einfluss auf die Lage der HLZF haben. Aktuell wird bei der Ermittlung der Maximalwertkurve einer Spannungsebene die dezentrale Erzeugung dieser Ebene sowie der Bedarf an Erzeugungskapazität der ihr vorgelagerten Netzebenen gänzlich der Last einer Spannungsebene zugerechnet. Im Folgenden wird dieses Vorgehen anhand der schematischen Darstellung in Abbildung 3 näher erläutert und werden dessen Auswirkungen diskutiert.

Zur Deckung des Verbrauchs ist es aus Netzperspektive unerheblich, ob die Stromeinspeisung aus fossilen oder erneuerbaren Quellen stammt, weshalb bisher nicht zwischen konventionellen Erzeugungsanlagen und Erneuerbaren Energieanlagen unterschieden wird. In der Vergangenheit mit einem primär unidirektionalen Stromfluss von höheren zu niedrigeren Spannungsebenen war es insbesondere von Bedeutung, welche Bedarfsanforderungen die Nachfrageseite unterer Spannungsebenen an die Erzeugungskapazitäten dieser sowie vorgelagerter Netzebenen stellen. Daraus folgend kann die Lastermittlung einer Spannungsebene im Sinne der HLZF-Berechnung sowohl über einen erzeugungsseitigen (I) als auch einen verbrauchsseitigen Ansatz (II) erfolgen.

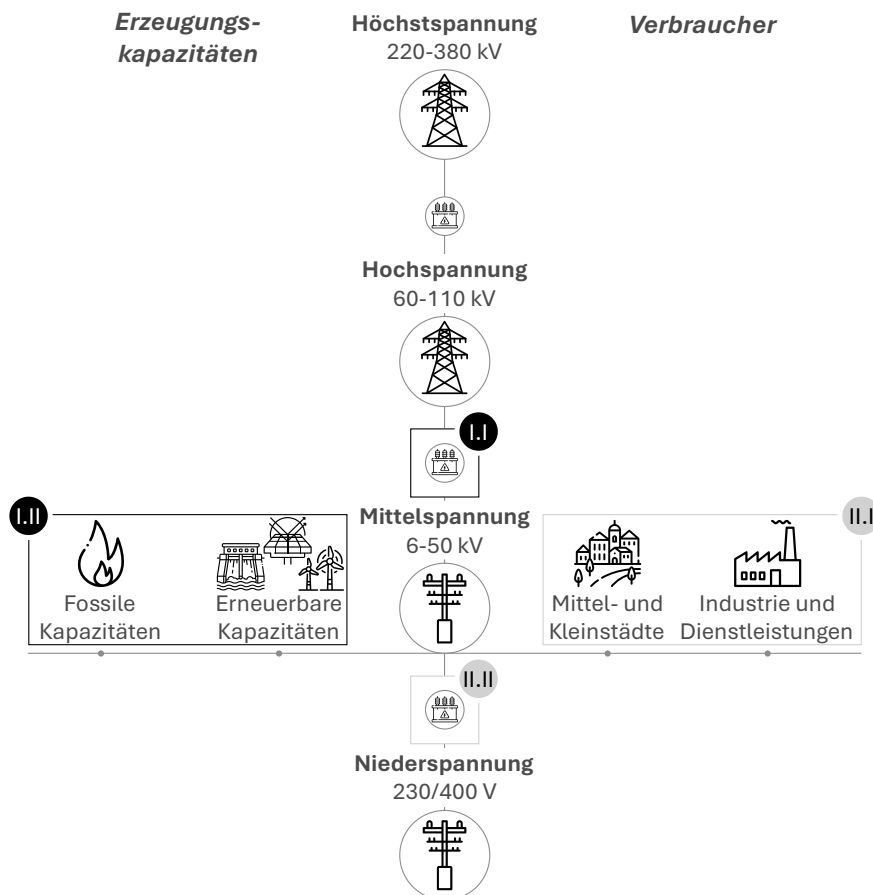


Abbildung 3: Schematische Darstellung der relevanten Komponenten des erzeugungsseitigen und verbrauchsseitigen Ansatzes zur HLZF-Berechnung am Beispiel der Mittelspannung. Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an (Next Kraftwerke 2025).

Beim **erzeugungsseitigen Ansatz (I)** addiert sich die Last einer Netzebene aus der Strommenge, die aus der vorgelagerten Netzebene bezogen wird (siehe I.I in Abbildung 3), und den Einspeisemengen aus Erzeugungskapazitäten, die in der betrachteten Netzebene angeschlossen sind (siehe I.II in Abbildung 3). Wie zuvor beschrieben, wird bei den Strommengen aus I.I und I.II nicht zwischen fossilen und erneuer-

baren Energieträgern unterschieden. Gleichzeitig ist diese Betrachtungsweise insbesondere in Verteilnetzen, die zeitweise einspeise- und nicht lastdominiert sind, nicht mehr in der Lage, die Lastsituation vollständig korrekt abzubilden. Findet aufgrund von Einspeiseüberschüssen aus Erneuerbaren Energieanlagen eine „Aufspeisung“ von unteren in höhere Netzebenen statt, vermindert diese Strommenge den Strombezug aus vorgelagerten Ebenen (I.I) sowie den Bedarf der auf der Ebene einspeisenden Erzeugungskapazitäten (I.II). Die verminderte Summe aus I.I und I.II führt in der Folge zu einer Unterschätzung der tatsächlichen verbrauchsseitigen Last. In allen Fällen entspricht die im erzeugungsseitigen Ansatz (I) ermittelte Last nach Abzug der Netzverluste der betrachteten Netzebene der Höhe des Strombedarfs auf der entsprechenden Netzebene. Folglich lässt sich die Berechnung auch in einen verbrauchsseitigen Ansatz (II) überführen.

Beim *verbrauchsseitigen Ansatz* (II) addiert sich die Last einer Netzebene aus dem Strombedarf der betrachteten Netzebene (siehe II.I in Abbildung 3) und dem Strombedarf, den die nachgelagerten Netzebenen aus der betrachteten Netzebene beziehen (siehe II.II in Abbildung 3). Letzterer kann in diesem Zusammenhang auch als Saldolast der nachgelagerten Netzebenen beschrieben werden. Deren Höhe entspricht dem Strombedarf nachgelagerter Netzebenen, der nicht durch die Einspeisemengen auf diesen Ebenen gedeckt werden kann. Die Herangehensweise beim erzeugungsseitigen Ansatz (I) führt dazu, dass in der Saldolast ebenfalls keine Differenzierung zwischen den Energieträgern stattfindet.

Zusammengefasst führt diese unzureichende Unterscheidung der Energieträger in einem Energiesystem mit zunehmend Erneuerbaren Erzeugungskapazitäten immer häufiger zu dem Fall, dass – wie in der Einleitung dargelegt – Netzbetreiber in Zeiten mit einer hohen zu erwartenden Einspeisung Erneuerbarer Energien (z. B. während den Mittagsstunden) HLZF ausweisen (müssen). Aus systemischer Sicht wäre – insbesondere in Netzgebieten mit einer hohen Einspeisung aus regenerativen Energieträgern – jedoch genau das entgegengesetzte Verhalten wünschenswert: Gerade große Letztverbraucher wie die Industrie sollten vermehrt dann den Strom beziehen, wenn die lokale Einspeisung aus Erneuerbaren Energien hoch ist und die Lasten dann reduzieren, wenn nur geringe Mengen erneuerbaren Stroms vor Ort verfügbar sind. Dadurch ließe sich zum einen auf der lokalen Ebene, d. h. Verteilnetzebene, die Abregelung von günstigem und erneuerbarem Strom reduzieren und zum anderen – durch einen effizienteren Ausgleich zwischen Stromerzeugung und Bedarf auf den Verteilnetzebenen – der Redispatch-Bedarf auf Übertragungsnetzebene reduzieren. Dies könnte unnötige Strompreisschwankungen, teure Ausgleichmaßnahmen wie Abregelungen und Redispatch und in der Folge höhere Netzentgelte vermeiden, wovon wiederum alle Netznutzer profitieren.

**Aggregation von drei Monaten zu einer Jahreszeit.** Gemäß den gegenwärtigen Vorgaben der BNetzA sind die HLZF von den Netzbetreibern separat für die Jahreszeiten Frühling, Sommer, Herbst und Winter auszuweisen, wobei je drei Monate zu einer Jahreszeit aggregiert werden (vgl. Tabelle 1). Die Zusammenfassung von Monaten ist grundsätzlich nachvollziehbar und deckt sich mit der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen gemäß § 14a EnWG, für die seit dem 01. April 2025 mit Modul 3 ebenfalls Zeitfenster für zeitvariable Netzentgelte ausgewiesen werden. Allerdings unterscheiden sich nicht nur die zusammengefassten Monate der jahreszeitlichen HLZF-Ausweisung von den Jahresquartalen der im Modul 3 ausgewiesenen Zeitfenster. Die Monate innerhalb einer Jahreszeit unterscheiden sich teilweise ebenfalls deutlich voneinander – sowohl in Bezug auf das Stromnachfrageverhalten der Letztverbraucher als auch die Einspeisemengen Erneuerbarer Energien. Während Monate wie z. B. der März oder November – gemäß Kategorisierung der BNetzA dem Frühjahr bzw. Herbst zuzuordnen – eher winterliche Monate darstellen, sind der Mai und September tendenziell eher sommerliche Monate – werden allerdings in gleicher Weise

dem Frühjahr bzw. Herbst zugeordnet. Sind aufgrund des tendenziell höheren Strombedarfs in den winterlichen Monaten HLZF auszuweisen, führt das dazu, dass nicht nur die betreffenden Stunden in den Monaten des Folgejahres als HLZF ausgewiesen werden, sondern auch die anderen Monate der Jahreszeit betroffen sind. So hat beispielsweise eine hohe Netzlast, die im Referenzzeitraum in den Mittagsstunden des Monats März aufgetreten ist, zur Konsequenz, dass für das Folgejahr auch ein HLZF für die Mittagsstunden der Monate April und Mai vorliegt, in denen typischerweise mit einer hohen Einspeisung Erneuerbarer Energien – insbesondere aus PV-Anlagen – zu rechnen ist und sich gleichzeitig aus den historischen Daten in diesen Monaten kein Bedarf für die Ausweisung von HLZF ergibt. Aus Netzperspektive stellt die Ausweisung der HLZF auf Basis von Jahreszeiten somit eine (sehr) konservative Schätzung dar, bei der in der Regel eine größere Anzahl an HLZF ausgewiesen werden, als dies bei einer Betrachtungsweise mit kürzeren Intervallen der Fall wäre. Dies hat unter Umständen zur Folge, dass HLZF zu Zeiten erhöhter Produktion Erneuerbarer Energieanlagen in sommerliche Monate übernommen werden und die lokale Abnahme entsprechender Energiemengen einschränken. Abbildung 4 verdeutlicht die Unterschiede zwischen den Monaten in Deutschland anhand der durchschnittlichen monatlichen PV-Erträge in Deutschland. Daraus ist deutlich zu ersehen, dass insbesondere die Monate Mai und September durch die Zuordnung zu Frühling und Herbst gemäß den Jahreszeiten in Tabelle 1 zu Fehlklassifikationen führen.

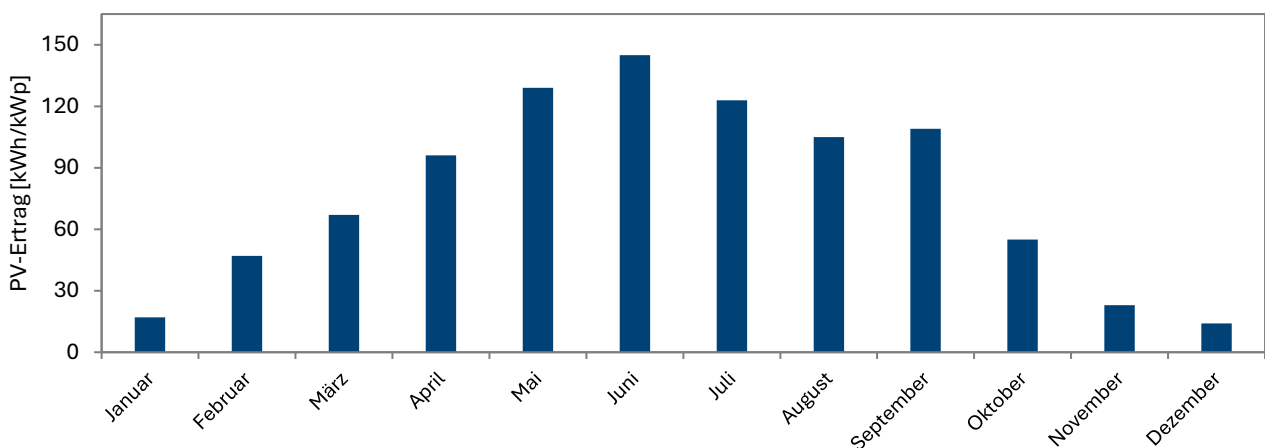


Abbildung 4: Durchschnittlicher PV-Ertrag in Deutschland mit Daten aus dem Jahr 2023. Eigene Darstellung in Anlehnung an 1KOMMA5° (2024).

**Veränderte Rahmenbedingungen im Zuge der Energiewende.** Die grundsätzliche Idee zur Gewährung eines Sondernetzentgelts für die atypische Netznutzung besteht darin, einen Flexibilitätsanreiz zu schaffen, um die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus einer Netzebene zu reduzieren. Die zugrundeliegende Prämisse ist, dass die zeitgleiche Jahreshöchstlast ausschlaggebend für die Netzdimensionierung ist und damit einen wesentlichen Kostentreiber darstellt. Dass die Validität dieser Argumentation im Zuge der Energiewende zunehmend an ihrer allgemeinen Gültigkeit verliert, zeigen nicht zuletzt Erfahrungen einer steigenden Anzahl von VNB. Um die Integration Erneuerbarer Energieanlagen zu ermöglichen, ist in vielen Netzgebieten der Netzausbau obligatorisch. Insbesondere in Netzgebieten mit einem starken Zubau Erneuerbarer Energieanlagen wird der Netzausbau bereits heute durch die Stromeinspeisung getrieben. Folglich ist insbesondere in diesen Verteilnetzen der Zielbeitrag der atypischen Netznutzung zur Begrenzung des Netzausbau fraglich. Darüber hinaus kommt erschwerend hinzu, dass das ursprüngliche Ziel der Atypik in Kombination mit der fehlenden Differenzierung zwischen den für die Stromerzeugung eingesetzten Energieträgern bei der Ermittlung der HLZF zu Situationen führt, in welchen ein marktdienliches Nachfrageverhalten durch die Gewährung des Sondernetzentgelts angereizt wird und gleichzeitig die erhöhte Stromnachfrage die Entstehung neuer HLZF zu

den entsprechenden Zeiten im Folgejahr begünstigt. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn atypische Letztverbraucher bei der Umsetzung von Elektrifizierungs- und Flexibilisierungsmaßnahmen ihre individuelle Lastspitze in Nebenzeiten erhöhen, hierfür allerdings keine zusätzlichen Kosten durch eine höhere Leistungspreiskomponente zu tragen haben.<sup>5</sup> Die Mindereinnahmen des Netzbetreibers werden über die Umlage für eine besondere Netznutzung auf alle Letztverbraucher gewälzt. Gleichzeitig kann die erhöhte Nachfrage zur Ausweisung neuer HLZF beitragen. Letztlich werden die Kosten für ein aus Sicht der Atypik nicht wünschenswertes Stromnachfrageverhalten von der Allgemeinheit getragen. Gleichzeitig entsteht ein Zielkonflikt, dass dieses Nachfrageverhalten das Ergebnis marktlicher Anreize zu Zeiten hoher Verfügbarkeit Erneuerbarer Strommengen ist.

**Benachteiligung von Netzgebieten mit gleichmäßiger Netzlast.** In Netzgebieten, in denen sich die Netzlast unabhängig von der Jahreszeit auf einem sehr ähnlichen Niveau bewegt, könnte zukünftig eine deutlich größere Anzahl an HLZF ausgewiesen werden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei einer gleichmäßigeren Netzauslastung ein geringerer Abstand zwischen den einzelnen maximalen viertelstündlichen Leistungswerten und der zeitgleichen Jahreshöchstlast des Referenzzeitraums vorliegt. In der Folge steigt somit die Wahrscheinlichkeit, dass Schnittpunkte zwischen der Maximalwertkurve und der Trennlinie auftreten. Im Zuge der zunehmenden Elektrifizierung von (industriellen) Produktionsprozessen sowie des gleichzeitigen Ausbaus von Speicherkapazitäten wird die Netzlast, die bislang in der Regel in den Wintermonaten höher als in den Sommermonaten ist, zukünftig vor allem in den Mittagsstunden des Sommers – nicht zuletzt aufgrund der erwartbar geringeren Strompreise – absehbar steigen. Aus systemischer Sicht ist eine erhöhte Stromnachfrage bei einer gleichzeitig hohen (lokalen) Einspeisung Erneuerbarer Energien zu diesen Zeiten wünschenswert. Allerdings steigt mit zunehmender Stromnachfrage die Wahrscheinlichkeit, dass basierend auf der gegenwärtigen Berechnungssystematik eine steigende Anzahl an HLZF ausgewiesen werden muss, was die Probleme hoher erneuerbarer Einspeisung, denen weniger Nachfrage gegenübersteht, nicht nur perpetuiert, sondern künftig weiter verschärft.

**Anreize zur strategischen Minimierung der ausgewiesenen HLZF.** In lastdominierten Netzgebieten mit einer hohen jahreszeitunabhängigen Nachfrage kann bei einer steigenden Anzahl von ausgewiesenen HLZF insbesondere für energieintensive Letztverbraucher der Anreiz entstehen, zu bereits laststarken Zeiten in den Wintermonaten den individuellen Netzbezug gezielt zu erhöhen, um eine höhere zeitgleiche Jahreshöchstlast für die Netzebene im Referenzzeitraum herbeizuführen. Denn: Je größer die Jahreshöchstlast und damit der Abstand zwischen den einzelnen maximalen viertelstündlichen Leistungswerten und der Trennlinie, desto geringer ist unter sonst gleichbleibenden Bedingungen die Wahrscheinlichkeit, dass Schnittpunkte zwischen der Maximalwertkurve und der Trennlinie auftreten, welche die Basis für die Ausweisung von HLZF bilden. Durch die geringere Anzahl an ausgewiesenen HLZF haben Letztverbraucher die Möglichkeit, in mehr Stunden nach den Marktsignalen zu optimieren, was etwaige Mehrkosten, die mit der Lasterhöhung in den Wintermonaten einhergehen, überkompensiert.

Zusätzlich zu den voranstehenden Punkten geht mit der Atypik – insbesondere aus Sicht der BNetzA – eine weitere, grundsätzliche Herausforderung einher, nämlich **Mitnahmeeffekte**. Eine weitverbreitete Kritik an den Voraussetzungen, die Letztverbraucher für den Erhalt individueller Netzentgelte gemäß

---

<sup>5</sup> Für die Ermittlung des individuellen Netzentgelts wird – wie in Kapitel 2.2 ausgeführt – der Leistungspreis nicht mit der absoluten Jahresspitzenlast des Letztverbrauchers im Kalenderjahr multipliziert, sondern mit dem höchsten Leistungswert aus allen HLZF. Zusätzliche Kosten fallen für atypische Netznutzer nur dann nicht an, wenn das individuelle Netzentgelt mehr als 20 % des allgemeinen Netzentgelts beträgt ist und sich gleichzeitig durch die Gewährung des individuellen Netzentgelts der jährliche Netzbezug nicht erhöht.

§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV zu erfüllen haben, besteht darin, dass die gegenwärtigen Rahmenbedingungen Mitnahmeeffekte begünstigen. Demnach profitieren einige Letztverbraucher nur aufgrund dessen, dass ihre individuellen Produktionsprozesse ohnehin einen verstärkten Netzbezug in lastschwachen Zeiten generieren. So ist bei Netznutzern wie z. B. Bäckereien und Golfplätzen der Erhalt eines individuellen Netzentgelts weniger ein Ausdruck für ein besonderes Nutzungsverhalten, sondern liegt im grundsätzlichen Abnahmeverhalten begründet. Gleichzeitig ist die zu übersteigende Erheblichkeitsschwelle mit 100 kW eher gering bemessen. Allerdings stellte die BNetzA in ihrem Evaluierungsbericht zu den Auswirkungen des § 19 Abs. 2 StromNEV auf den Betrieb von Elektrizitätsversorgungsnetzen bereits fest, dass ein Großteil des Entlastungsvolumens nur auf wenige Letztverbraucher (v. a. die Industrie und Pumpspeicherkraftwerke) entfällt, während der Großteil der Letztverbraucher nur einen relativ geringen Anteil am Entlastungsvolumen hat. Die Anhebung der Mindestverlagerung von 100 kW auf 1.000 kW – wie im vorläufigen Beschluss BK4-13-739A01<sup>6</sup> angedacht – sowie die Begrenzung des Kreises der Privilegierten auf die Mittel- und Hochspannung könnten mögliche Maßnahmen darstellen, die unerwünschten Mitnahmeeffekte zukünftig zu begrenzen. Im Hinblick auf den eingangs dargelegten Fokus der vorliegenden Studie werden im weiteren Verlauf Maßnahmen zur Reduzierung der Mitnahmeeffekte nicht näher betrachtet.

### 3.2 Anforderungen und Ziele eines Weiterentwicklungsvorschlags

Für eine systemdienliche Weiterentwicklung der Atypik sollten die im vorangegangenen Abschnitt dargelegten Herausforderungen adressiert werden. Hierfür bedarf es einer grundlegenden Überarbeitung, die eine effiziente und Spannungsebenen-übergreifende Integration Erneuerbarer Energien zum Ziel hat und sich dabei gleichzeitig gut in eine zukünftige flexibilitätsfördernde Netzentgeltregulierung einfügt. Ein Vorschlag zur Weiterentwicklung der aktuellen Berechnungssystematik zur Ermittlung von HLZF sollte deshalb im Wesentlichen vier grundsätzliche Aspekte berücksichtigen.

#### **Ergänzung des Ziels der Atypik um die Integration einer volatilen erneuerbaren Stromerzeugung.**

Ein Reformvorschlag sollte sich zunächst darauf fokussieren, den Einfluss einzelner Tage auf die Integration Erneuerbarer Erzeugung während eines längeren Zeitraums zu reduzieren. HLZF sind das Ergebnis einer sehr konservativen Ausweisung der (historischen) Jahreshöchstlasten auf einer Spannungsebene, da die jahreszeitlich spezifischen Maximalwerte weniger Tage bzw. teils sogar eines einzigen Tages ausschlaggebend für ein HLZF der entsprechenden Jahreszeit sein können. Als Folge dieser „Extremfallbetrachtung“ kann – abhängig von den lokalen Netzgegebenheiten – vermehrt die Situation auftreten, in der trotz ausgewiesener HLZF und wegen hoher dezentraler Einspeisung Erneuerbarer Energieträger keine Reduktion der Stromnachfrage erfolgen sollte. Derartige Situationen liegen insbesondere dann vor, wenn (i) durch das Ausbleiben der Lastreduktion die Abregelung Erneuerbarer Energien (und die damit verbundene Kosten) reduziert oder sogar vermieden werden könnte und (ii) eine neue Jahreshöchstleistung auf der Netzebene, die andernfalls zu höheren Netzentgelten für alle Letztverbraucher im Netzgebiet zur Folge hätte, umgangen wird. Um geeignete Maßnahmen zur effektiven Integration einer volatilen Erneuerbaren Stromerzeugung ergreifen zu können, sollte ein Weiterentwicklungsvorschlag sowohl die Rolle lokaler Verantwortlichkeiten stärken als auch eine prospektive HLZF-Ausweisungskomponente ergänzen.

---

<sup>6</sup> Der vorläufige Beschluss BK4-13-739A01 aus dem Jahr 2017, der eine Mindestverlagerung von 1.000 kW und zugleich eine relative Lastverlagerung eines Letztverbrauchers zwischen seinem Beitrag zur Höchstlast des Netzes und der Jahreshöchstlast des Letztverbrauchers von wenigstens 50 % vorgesehen hätte, wurde – bis heute – zurückgestellt. Die Beschlusskammer 4 behält sich jedoch vor, dass Verfahren zu einem späteren Zeitpunkt wieder aufzugreifen (Bundesnetzagentur 2015b).

**Berücksichtigung der komplexen Abhängigkeiten aller Spannungsebenen im Verteilnetz und einer zunehmenden Bidirektionalität des Stromflusses.** Die zunehmend dezentraler werdende Stromspeisung ändert die Anforderungen an das Stromsystem grundlegend. Zu einer Zeit, in der wenige steuerbare (fossile) Großkraftwerke die Stromnachfrage deckten, fand der Stromfluss primär unidirektional von höheren zu niedrigeren Spannungsebenen statt. Mit der Zunahme dezentraler Erneuerbarer Erzeugungseinheiten, die häufig in den unteren Spannungsebenen angeschlossen sind, steigt auch die Bidirektionalität des Stromflusses und folglich die Interaktion sowie der Koordinierungsbedarf zwischen den einzelnen Spannungsebenen. Vor diesem Hintergrund erscheint es unverständlich, weshalb insbesondere bei der Berechnung der HLZF unterer Netzebenen die Erzeugungs-/Bedarfssituation vorgelegter Netzebenen vernachlässigt wird. Ein Reformvorschlag sollte daher die Vernetzung aller Spannungsebenen berücksichtigen, um mögliche lokale, Spannungsebenen-übergreifende Ausgleichsoptionen heben zu können.

**Planungssicherheit für Flexibilitäten mit längerer Aktivierungszeit und Schaffung von Anreizen für den Einsatz kurzfristiger Flexibilität.** Die Atypik setzt seit ihrer Einführung einen Anreiz zur zeitlichen Flexibilisierung des gewerblichen und industriellen Strombezugs. Durch die frühzeitige Bekanntgabe der HLZF für das kommende Jahr ist die Atypik auch für Flexibilitäten mit einer längeren Aktivierungszeit nutzbar. Als Aktivierungszeit wird in diesem Zusammenhang die Zeit, die von der Veröffentlichung der HLZF über Entscheidung und Planung bis hin zum tatsächlichen Einsatz der Flexibilitätsmaßnahme vergeht, bezeichnet (Tristán et al. 2020). Lange Aktivierungszeiten können notwendig sein, da mit dem Einsatz einer Flexibilitätsmaßnahme organisatorische Anpassungen wie zum Beispiel die Änderung von Schichtzeiten, eine Anpassung des Produktionsprogramms oder eine Re-Priorisierung in der Ressourcenbeschaffung einhergehen kann (Tristán et al. 2020). Gleichzeitig ist es jedoch nicht möglich, die tatsächlichen Netzsituationen tagesaktuell auf der Basis von Vergangenheitsdaten und ein Jahr im Voraus zu prognostizieren. Für eine effektive Integration lokaler Erneuerbarer Erzeugungskapazitäten bedarf es deshalb kurzfristig verfügbarer lokaler Nachfrageflexibilitäten. Ein Reformvorschlag sollte deshalb versuchen, bei der Ausweisung von HLZF eine kurzfristigere, prospektive Komponente zu integrieren, um die tatsächliche lokale Netzsituation in der Ausweisung von HLZF widerzuspiegeln und damit gezielte Anreize für den Einsatz kurzfristiger Nachfrageflexibilität zu schaffen.

**Synergetische Abstimmung mit weiteren flexibilitätsfördernden Netzentgelten bzw. entsprechenden Reformen und Kompatibilität mit EU-Recht.** Mit dem Eckpunktepapier zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich hat die BNetzA am 24.07.2024 eine Reform der individuellen Netzentgelte angestoßen (Bundesnetzagentur 2024a). Obwohl im Eckpunktepapier der allgemeine Reformbedarf der Sondernetzentgelte, die sowohl die atypische als auch stromintensive Netznutzung einschließt, diskutiert und angekündigt wurde, steht im Fokus der gegenwärtigen Überarbeitung insbesondere die Neufassung des § 19 Abs. 2 S. 2-4 StromNEV. Dem Eckpunktepapier zufolge gehen die Überlegungen der Regulierungsbehörde dahin, eine Stärkung des Marktsignals anhand der Netzentgelte vorzunehmen und Netzentgeltreduzierungen zukünftig als Gegenleistung für die Bereitstellung von Energieflexibilität zu gewähren. Gleichzeitig will die BNetzA sicherstellen, dass sich das neue Sondernetzentgelt effektiv in das Gesamtsystem der Netzentgeltsystematik einfügen wird – gleichwohl die Überarbeitung der allgemeinen Entgeltsystematik erst Mitte 2025 startet. Für die vorliegende Studie bedeutet dies, dass die Erarbeitung eines Reformvorschlags für die atypische Netznutzung die möglichen Anreize flexibilitätsfördernder Reformen mitberücksichtigen sollte, um das Auftreten etwaiger Widersprüche bereits frühzeitig zu vermeiden. Bereits heute werden in einigen Netzgebieten HLZF in sommernahen Monaten teilweise zur Mittagszeit ausgewiesen. Bei der aktuellen Berechnungssystematik und unter Annahme einer Stärkung des Marktsignals in einer Nachfolgeregelung des

§ 19 Abs. 2 S. 2-4 StromNEV ist zu erwarten, dass diese zielkonfliktäre Beobachtung häufiger auftreten wird. Im ungünstigsten Fall werden auf diese Weise Unternehmen aus der Atypik, die ihre Strombedarfe teilweise oder vollständig über den Spotmarkt decken bzw. spotmarktgekoppelte Stromtarife nutzen, gegenüber Unternehmen, die individuelle Netzentgelte in der Nachfolgeregelung des § 19 Abs. 2 S. 2-4 StromNEV beziehen, stark benachteiligt, da sie einen Großteil günstiger Spotmarktpreise nur sehr begrenzt nutzen könnten. Da die atypische Netznutzung im Vergleich zur stromintensiven Netznutzung sowohl den Gewerbe- als auch Industriekunden offensteht, wären vor allem kleine und mittelständische Betriebe von dieser Benachteiligung betroffen. Bei der Nachfolgeregelung für die stromintensive Netznutzung müssten deshalb auch mögliche Wechselwirkungen zwischen den beiden Formen der Sondernetzentgelte betrachtet werden.

Gleichzeitig sollte eine Reform der Atypik bestehende Inkonsistenzen innerhalb der Netzentgeltsystematik auflösen, beispielsweise im Hinblick auf § 14a EnWG. Seit dem 01. April 2025 besteht für Letztverbraucher mit dem Modul 3 des § 14a EnWG die Möglichkeit, ein zeitvariables Netzentgelt im Gegenzug für steuerbare Verbrauchseinrichtungen und steuerbare Netzanschlüsse zu erhalten. Die Vorgaben der BNetzA – festgehalten im Beschluss BK8-22/010-A – sehen demnach vor, dass Netzbetreiber drei Tarifstufen, die an die entsprechende Netzauslastung in den betreffenden Zeiträumen gekoppelt sind, jeweils für mindestens zwei dreimonatige Intervalle ausweisen müssen. Im Gegensatz zu den definierten Jahreszeiten bei der atypischen Netznutzung (vgl. Tabelle 1) beziehen sich die dreimonatigen Intervalle bei § 14a EnWG auf die kalenderjährlichen Quartale. Flexibilitätsfördernde Anreizsysteme innerhalb der Netzentgeltsystematik sollten jedoch über alle Verbrauchergruppen und Spannungsebenen hinweg das gleiche Anreizkalkül in den gleichen zugrundeliegenden Zeiträumen unterstellen. Eine Reform der HLZF sollte deshalb die Wiederherstellung einheitlicher Grundsatzrahmenbedingungen forcieren.

**Zusammenfasst** sollte die Atypik kurzfristig so weiterentwickelt werden, dass sie systemdienlichen Flexibilitätseinsätzen nicht entgegensteht. Mittel- bis langfristig sollte ein Reformvorschlag sicherstellen, dass sich die Atypik gut in eine zukünftige, flexibilitätsfördernde Netzentgeltregulierung einbettet, in der Letztverbraucher für systemdienliches Verhalten belohnt und das Netzentgelt situationspezifisch erhoben wird. HLZF – sofern sie ausgewiesen werden – sollten insbesondere in Netzgebieten mit einer hohen Einspeisung aus Erneuerbaren Energien primär dazu dienen, eine erhöhte Stromnachfrage in Zeiträumen mit einer geringen Einspeisung Erneuerbarer Energien zu verhindern.

## 4. Lösungsstrategien für eine systemdienliche Weiterentwicklung

Im Folgenden werden drei aufeinander aufbauende Ansätze für eine systemdienliche Weiterentwicklung der atypischen Netznutzung näher beschrieben. Die Vorschläge, deren Umsetzung konsekutiv empfohlen wird, sollen sowohl kurz- bis mittelfristig als auch langfristig umsetzbare Möglichkeiten zur Adressierung der in Kapitel 3.1 skizzierten Herausforderungen der gegenwärtigen regulatorischen Rahmenbedingungen bieten.

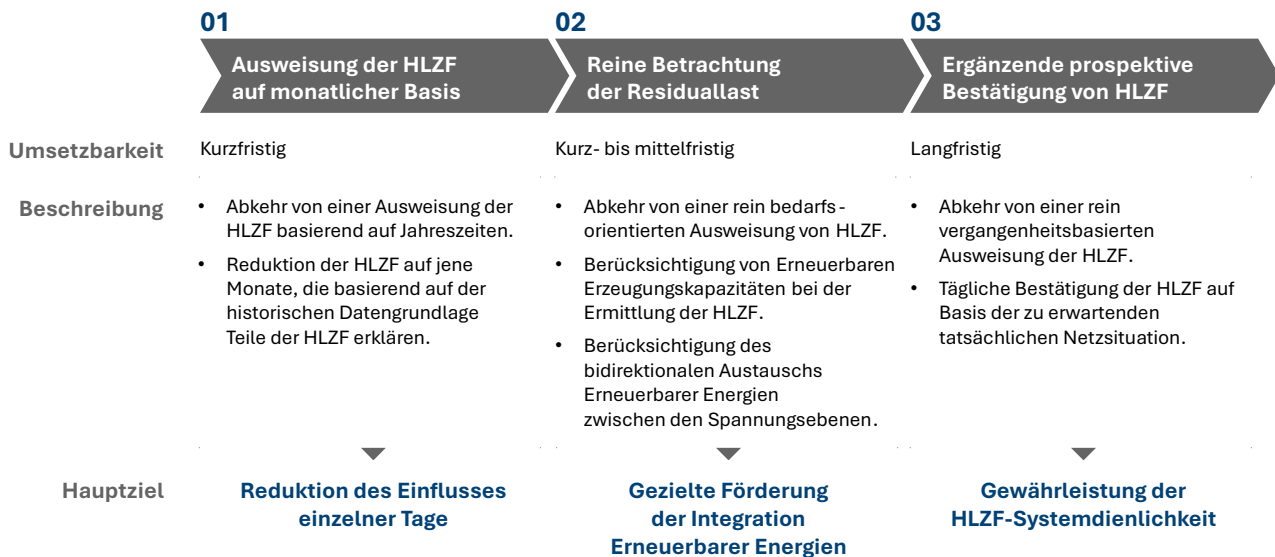


Abbildung 5: Weiterentwicklungsoptionen für die Berechnungssystematik zur Ermittlung von Hochlastzeitfenstern. Quelle: Eigene Darstellung.

### 4.1 Kurzfristiger Reformvorschlag: Auflösung der Jahreszeitenbetrachtung

Der erste, bereits kurzfristig umsetzbare Reformvorschlag zielt auf eine Auflösung der gegenwärtigen Jahreszeitenbetrachtung ab. Wie in Kapitel 2.2 dargelegt, wird für die Ausweisung der HLZF das Kalenderjahr in die vier Jahreszeiten Frühling, Sommer, Herbst und Winter untergliedert, wobei gemäß den derzeitigen Vorgaben der BNetzA je drei Monate zu einer Jahreszeit zu aggregieren sind (vgl. Tabelle 1). Allerdings unterscheiden sich – wie in Kapitel 3.1 dargelegt – die Monate innerhalb einer Jahreszeit (deutlich) voneinander – sowohl im Hinblick auf die Einspeise- als auch Verbrauchscharakteristik. Ein möglicher Reformansatz besteht deshalb darin, zukünftig die HLZF nicht mehr auf Basis von Jahreszeiten, sondern für die einzelnen Monate separat auszuweisen. Die einer Verbesserung durch die monatliche Ausweisung zugrundeliegende Annahme ist, dass die maximalen viertelstündlichen Leistungswerte, welche die Trennlinie übersteigen und somit für die Ausweisung der HLZF einer Jahreszeit verantwortlich sind, nicht aus allen drei Monaten einer Jahreszeit stammen, sondern spezifische Monate (bzw. Tage) für die Ausweisung der HLZF treibend sind. Eine Ermittlung der HLZF basierend auf kürzeren Intervallen hätte somit im Vergleich zur Jahreszeitenbetrachtung den Vorteil, dass die Anzahl der HLZF auf das Minimum der aus der historischen Datenbasis hervorgehenden Notwendigkeit reduziert wird. Auf diese Weise könnten zudem die abweichenden Quartalsdefinitionen, die der Ausweisung von HLZF im Rahmen der atypischen Netznutzung gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV und der Netzentgelte für steuerbare Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14a EnWG zugrunde liegen, aufgelöst werden. Während für das Modul 3 des § 14a EnWG die Jahreszeiten in Einklang mit den kalendarischen Jahreszeiten definiert sind, basiert die Ermittlung und Ausweisung der HLZF für die atypische Netznutzung auf einer abweichenden Jahreszeitenfestlegung.

Hinsichtlich der durch eine Auflösung der jahreszeitlichen Betrachtung und künftigen Ausweisung der HLZF auf monatlicher Basis ergebenden, positiven Effekte ist zu erwarten, dass die Auswirkungen bei den aktuell 866 Verteilnetzbetreibern in Deutschland verschieden stark ausfallen. Vor diesem Hintergrund wäre denkbar, dass die Regulierungsbehörde den Verteilnetzbetreibern freistellt, ob diese weiterhin die HLZF auf Basis der gegenwärtigen Berechnungssystematik ermitteln oder basierend auf der Einspeise- und Nachfragecharakteristik in ihrem jeweiligen Netzgebiet die Entscheidung treffen, die Ausweisung auf eine Monatsbetrachtung umzustellen.

#### 4.2 Kurz- bis mittelfristiger Reformvorschlag: Reine Residuallastbetrachtung

Die bestehenden Hemmnisse bei der Integration Erneuerbarer Energien werden durch die Ausweisung der HLZF auf einer monatlichen Basis zwar reduziert, jedoch erfolgt weiterhin keine explizite Berücksichtigung dezentraler Erneuerbarer Erzeugungskapazitäten. Aus diesem Grund zielt der zweite Reformvorschlag auf die Umstellung hin zu einer reinen Residuallastbetrachtung ab. Die Residuallast ermittelt sich im Allgemeinen durch die Differenz zwischen der nachgefragten elektrischen Leistung und den Einspeisemengen der nicht regelbaren Erneuerbaren Energien, wie z. B. Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Im weiteren Verlauf der vorliegenden Studie weiten wir den Begriff der Residuallast auf alle Erneuerbaren Energieträger, d. h. auch steuerbare Energieträger wie Biomasse und Wasserkraft, aus. Im Hinblick darauf, dass mit einer reinen Residuallastbetrachtung im Gegensatz zur monatlichen Betrachtung eine grundsätzliche Änderung der Berechnungssystematik der HLZF einher geht, sind nicht alle Bestandteile des Reformvorschlags kurzfristig umsetzbar. Vor diesem Hintergrund könnte die Einführung der reinen Residuallastbetrachtung in zwei Schritten erfolgen, wobei die Umsetzung des ersten Schritts bereits kurzfristig und die des zweiten Schritts mittelfristig denkbar wäre.

##### Reine Residuallastbetrachtung – Schritt 1

Im Zuge des ersten Schritts weiten wir die Definition der Residuallast zunächst wie folgt aus: Die Residuallast einer Spannungsebene ergibt sich aus der nachgefragten elektrischen Leistung der betrachteten sowie der nachgelagerten Netzebenen, von der die auf der betrachteten sowie die auf nachgelagerten Netzebenen eingespeisten Erzeugungsmengen aller Erneuerbarer Energieanlagen abgezogen werden. Im Unterschied zu dem in Kapitel 3.1 beschriebenen gegenwärtigen Vorgehen zur Bestimmung der HLZF führt diese Definition dazu, dass lediglich der Bedarf an konventionellen Erzeugungskapazitäten auf der betrachteten Netzebene sowie auf der ihr nachgelagerten Netzebenen herangezogen wird. Das Ziel des Reformvorschlags besteht darin, bei der Ermittlung der HLZF zwischen Einspeisemengen aus konventionellen und Erneuerbaren Erzeugungskapazitäten zu differenzieren, um insbesondere in zeitweise einspeisedominierten Netzgebieten eine effektivere Integration und Nutzung der Erneuerbaren Energien zu fördern. Dem liegt die Prämisse zugrunde, dass gezielte Lasterhöhungen, mit denen unter Umständen auch neuen Lastspitzen einhergehen, zu Zeitpunkten mit einer hohen Einspeisung aus erneuerbaren Energien nicht mehr per se unerwünscht sind. Sofern eine Erhöhung der Nachfrage zu systemisch wünschenswerten Zeiten erfolgt, ließen sich Kosten für die Abregelung von Erneuerbaren Energieanlagen sowie Redispatchbedarfe reduzieren, was in der Folge alle Letztverbraucher durch geringere Netzentgelte entlasten würde.

Da mit dem Reformvorschlag eine grundsätzliche Änderung an der Berechnungssystematik zur Ermittlung der HLZF einhergeht, ist es wichtig, auch auf die möglichen Auswirkungen für die Netzbetreiber einzugehen. Zum Vergleich der gegenwärtigen und vorgeschlagenen Berechnungssystematik erscheinen zwei Extremsituationen interessant: (i) eine hohe Stromnachfrage bei einer gleichzeitig geringen Einspeisung Erneuerbarer Energien und (ii) eine hohe Stromnachfrage bei einer gleichzeitig hohen Ein-

speisung Erneuerbarer Energien. Die erste Situation kann sowohl in last- als auch einspeisedominierten Netzgebieten auftreten. Bedingt durch die hohen Residuallasten wären diese Zeiten in der vorgeschlagenen reformierten Berechnungssystematik setzend für die auszuweisenden HLZF. Bei der in Situation (i) vorliegenden Einspeise-Nachfrage-Situation ist im Hinblick auf die Ergebnisse der HLZF-Ermittlung nur ein geringer Unterschied zwischen der gegenwärtigen und der vorgeschlagenen Berechnungssystematik zu erwarten. Eine Ausweisung von HLZF in Zeiträumen mit einer hohen Stromnachfrage und einer gleichzeitig geringen Einspeisung Erneuerbarer Energien ist insofern begründbar, als dass in dieser Zeit eine unveränderte oder erhöhte Stromnachfrage keinen Mehrwert im Hinblick auf eine effektive Nutzung von Einspeisemengen aus Erneuerbaren Energien schafft.

Situation (ii) ist insbesondere in von Erneuerbaren Erzeugungskapazitäten dominierten Netzen zu erwarten. Die bei einer hohen Stromnachfrage und einer gleichzeitig (sehr) hohen Einspeisung Erneuerbarer Energien resultierende Residuallast ist gering oder unter Umständen negativ. Die hohe Stromnachfrage kann in diesem Zuge auch einen lastseitigen Spitzenwert darstellen. Die mit der beschriebenen Situation einhergehende Herausforderung ist jedoch, dass diese (1) selbst in einer angepassten Berechnungssystematik im Sinne des ursprünglichen Ziels der HLZF – die Reduktion der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus einer Netzebene, um die erforderliche (lastseitig bedingte) Netzdimensionierung zu begrenzen – nicht vollständig und (2) von der aktuellen Berechnungslogik nicht korrekt abgebildet wird. Geben untere Netzebenen überschüssige Einspeisemengen aus erneuerbaren Energien an höhere Netzebenen ab, so wirkt diese Strommenge bei der HLZF-Berechnung der höheren Netzebene lastmindernd. Anders formuliert folgt daraus, dass nicht die gesamte nachfrageseitige Last in die Berechnung der HLZF eingeht. Darüber hinaus erscheint grundsätzlich fraglich, ob – insbesondere im Hinblick auf die steigende Zahl einspeisedominierter Netzgebiete – die Begrenzung der nachfrageseitigen Jahresspitzenlast weiterhin eine allgemein sinnige Zielgröße darstellt. Insbesondere in diesen Netzen treibt zunehmend die Integration Erneuerbarer Erzeugungskapazitäten den Netzausbau. Um diesem Zielkonflikt zu begegnen, könnte sich die Berücksichtigung der technischen Auslastungsgrenze eines Netzabschnitts anbieten. Auf diese Weise wären auch Situationen mit einer Aufspeisung in die nächsthöhere Netzebene abgedeckt, zu deren Zeitpunkt eine betrachtete Netzebene nicht nur die nachfrageseitige Last, sondern vielmehr die durch die Einspeisemengen erneuerbarer Energien erzeugte Last tragen muss. Erreicht der Quotient einen vordefinierten Wert, könnte über lokal geeignete Zubaupfade Erneuerbarer Erzeugungskapazitäten gesondert entschieden werden.

### Reine Residuallastbetrachtung – Schritt 2

Die dem ersten Schritt zugrundeliegende Definition der Residuallast zur Berechnung der HLZF schließt nur die jeweils betrachtete Netzebene sowie die ihr nachgelagerte(n) Netzebene(n) mit ein. Erneuerbare Energieanlagen können jedoch – abhängig von ihrer installierten Erzeugungsleistung – auf allen Verteilnetzebenen angeschlossen sein, wodurch der Stromfluss zwischen den Netzebenen zunehmend bidirektional wird. Eine Berücksichtigung bidirektionaler Stromflüsse zwischen den Netzebenen ist im bisher skizzierten Reformvorschlag nicht enthalten. Dies hat zur Folge, dass es auf unteren Spannungsebenen zur Ausweisung von HLZF kommen kann, obwohl auf höheren Netzebenen ein Einspeiseüberschuss aus Erneuerbaren Energieanlagen vorliegt, dessen Abnahme von unteren Netzebenen durch die dortigen HLZF eingeschränkt wird. Eine Abregelung des Einspeiseüberschusses wäre die teure Folge.

Vor diesem Hintergrund könnte in einem zweiten Schritt die Definition der Residuallast erweitert werden: Die Residuallast einer Spannungsebene ergibt sich aus der nachgefragten elektrischen Leistung der betrachteten sowie der **vor- und** nachgelagerten Netzebenen, von der die auf der betrachteten sowie die auf **vor- und** nachgelagerten Netzebenen eingespeisten Erzeugungsmengen aller Erneuerbarer

Energieanlagen abgezogen werden. In anderen Worten werden dadurch alle Ebenen eines Verteilnetzes, die sich einen Anschlusspunkt an das Übertragungsnetz teilen Verteilnetzbetreiber-übergreifend zur gleichen Zeit betrachtet, um das Ziel einer lokal differenzierten und über Spannungsebenen hinweg optimierten Integration Erneuerbarer Energien zu erreichen. Die Umsetzung des Reformvorschlags ist jedoch aufgrund der Komplexität sowie der dafür notwendigen Daten perspektivisch erst mittelfristig umsetzbar.

#### 4.3 Langfristiger Reformvorschlag: Bestätigung der HLZF auf Basis der tatsächlichen Netzsituationen

Die Ermittlung der HLZF beruht in den beiden zuvor vorgestellten Reformvorschlägen weiterhin ausschließlich auf vergangenheitsbasierten Daten. Folglich fließen veränderte Systembedingungen sowie die tatsächlichen Einspeise- und Verbrauchscharakteristika des Folgejahres nicht in die HLZF ein. Der mögliche langfristige Reformvorschlag sieht deshalb vor, zusätzlich zur gegenwärtigen Praxis der HLZF-Ausweisung eine kurzfristige, lokale und prospektive Komponente zu ergänzen. In der konkreten Anwendung würde dies bedeuten, dass HLZF zukünftig weiterhin auf Grundlage der Vergangenheitsdaten für das Folgejahr ausgewiesen werden, die tatsächliche Bestätigung der HLZF jedoch auf Basis der Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen mit einem deutlich kürzeren Vorlauf von ein bis zwei Tagen erfolgt. Die Entscheidung, ob unter Umständen ein HLZF für den nachfolgenden Tag entfallen kann, sollte den jeweiligen Verteilnetzbetreibern überlassen werden. Durch die langfristige Ausweisung der HLZF besteht für Flexibilitätsoptionen mit längeren Aktivierungszeiten weiterhin eine hinreichende Planungssicherheit, wodurch auch zukünftig die atypische Netznutzung für diese Flexibilitäten interessant bleibt. Insbesondere in lastdominierten Verteilnetzen ließe sich auf diese Weise die ursprüngliche Motivation der Atypik aufrechterhalten und damit die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen durch den Einsatz von Nachfrageflexibilität mit längerer Aktivierungszeit planbar begrenzen. Gleichzeitig werden weiterhin einzelne historische Zeitpunkte für die Ausweisung der HLZF verantwortlich sein. Um die Integration der Erneuerbaren Energien vor allem in einspeisedominierten Netzen zu fördern, erfolgt in einem täglichen Verfahren und in Reaktion auf die zu erwartende lokale Netzsituation eine Bestätigung der HLZF. Sollte sich basierend auf den lokalen Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen kein Bedarf für ein HLZF ergeben, könnten diese situationsgerecht aufgehoben und somit kurzfristigen Flexibilitätsoptionen die Möglichkeit eröffnet werden, den Netzbezug in wegfallenden HLZF-Stunden unverändert oder mit einer etwaig erhöhten Stromnachfrage fortzusetzen. Somit kann die kurzfristige Nachfrageflexibilität bei einer situationsbedingten Aufhebung der HLZF dabei helfen, den lokalen Überschuss an Erneuerbaren Energien zu nutzen, statt diesen im Zweifel abzuregeln.

Es ist an dieser Stelle wichtig, darauf hinzuweisen, dass die Umsetzung des Reformvorschlags einen hohen Digitalisierungsgrad auf allen Verteilnetzebenen bedingt, um hinreichend gute Prognosen zu den lokalen Erzeugungs- und Verbrauchsprofilen erstellen zu können. Eine potenzielle Umsetzung erscheint deshalb aus heutiger Perspektive – insbesondere im Hinblick auf den gegenwärtigen Stand der Digitalisierung in vielen deutschen Verteilnetzen – erst langfristig möglich. Durch die situationsbedingte Bestätigung der HLZF wird gleichzeitig auch ein potenzieller Zielkonflikt mit einer zukünftigen, flexibilitätsfördernden Neufassung des § 19 Abs. 2 S. 2-4 StromNEV vermieden. Durch die tägliche Bestätigung bzw. Aufhebung von HLZF wird Unternehmen mit atypischer Netznutzung eine auf Marktpreisanreizen basierende Optimierung des Strombezugs erleichtert und darüber hinaus der kurzfristige Einsatz systemdienlicher Nachfrageflexibilität ermöglicht (vgl. Kapitel 3.2). Durch die Ergänzung der Ausweisung von Hochlastzeitfenstern um eine prospektive Bestätigungskomponente könnte sich die Atypik somit gut in eine zukünftige, flexibilitätsfördernde Netzentgeltregulierung einbetten.

## 5. Quantifizierung des kurzfristigen Reformvorschlags im Rahmen einer Fallstudie

Die Vorteile des kurzfristigen Weiterentwicklungsvorschlags für § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV durch eine Auflösung der Jahreszeitenbetrachtung zugunsten einer monatlichen Ausweisung der HLZF sollen im Rahmen einer Fallstudie eingehender untersucht und aufgezeigt werden. Dazu werden die für die SynErgie-Modellregion Augsburg in Bayerisch-Schwaben und im Stadtgebiet Augsburg relevanten Verteilnetzbetreiber LEW Verteilnetz und SWA Netze näher betrachtet. Darüber hinaus erfolgt eine Quantifizierung der sich für die Letztverbraucher ergebenden ökonomischen und ökologischen Auswirkungen einer angepassten Ermittlung der HLZF am Beispiel des im Augsburger Netzgebiet angeschlossenen Papierherstellers UPM.

### 5.1 Methodisches Vorgehen

#### 5.1.1 Ermittlung der Anzahl wegfallender Hochlastzeitfenster

In Zuge einer ersten Analyse werden die Auswirkungen des Reformvorschlags zur Auflösung der Jahreszeitenbetrachtung auf die Anzahl der HLZF untersucht. Der gegenwärtigen Vorgabe folgend genügt innerhalb einer Jahreszeit ein einzelnes 15-Minuten-Intervall mit einer Last oberhalb der Trennlinie, um in diesem Zeitraum ein HLZF für die gesamte Jahreszeit auszuweisen. Bei einer Verkürzung des Ausweisungszeitraums auf einen Monat wäre nur für den entsprechenden Zeitraum innerhalb des betroffenen Monats ein HLZF auszuweisen. Unter der Annahme, dass die für die Ausweisung von HLZF einer Jahreszeit verantwortlichen maximalen viertelstündlichen Leistungswerte nur aus einem oder zwei Monaten stammen, würde das für den dritten Monat übernommene HLZF somit entfallen. Die Anzahl wegfallender HLZF wird im Folgenden anhand der (i) Hochspannungsebene der SWA Netze und (ii) Mittelspannungsebene der LEW Verteilnetz exemplarisch für das Jahr 2025 untersucht. Die von beiden Netzbetreibern ausgewiesenen HLZF für das Jahr 2025 schließen in mindestens einer Jahreszeit die Mittagsstunden ein und repräsentieren damit zwei von mehreren ähnlichen Beispielen in Deutschland (siehe Abbildung 1). Detaillierte Ergebnisse aller untersuchten Jahre und Spannungsebenen können dem Anhang dieser Studie entnommen werden.

Die Ermittlung der Anzahl wegfallender HLZF umfasst einen dreistufigen Analyseprozess. Im ersten Schritt werden die auf Basis von Jahreszeiten ausgewiesenen HLZF für das Jahr 2025 nachgebildet, wobei die in Kapitel 2.2 ausführlich dargelegte Methodik zur Anwendung kommt. Damit soll eine korrekte Parametrisierung des Modells sichergestellt und eine valide Vergleichsbasis geschaffen werden. Im zweiten Schritt erfolgt die Bestimmung der HLZF basierend auf einem monatlichen Referenzzeitraum. Hierbei wird der identische methodische Ansatz wie bei der jahreszeitlichen Betrachtung gewählt, jedoch mit dem Unterschied, dass die Maximalwertkurve nicht auf Jahreszeiten, sondern auf Basis von Monaten ermittelt und angewendet wird. Im abschließenden dritten Analyseschritt erfolgt der Abgleich der Anzahl der HLZF zwischen den beiden Betrachtungsweisen. Dabei wird die Anzahl der wegfallenden HLZF berechnet und die Wirksamkeit des Reformvorschlags im Hinblick auf die Reduzierung der zeitlichen Ausdehnung von HLZF bewertet.

#### 5.1.2 Quantifizierung der ökonomischen und ökologischen Vorteile monatlich ausgewiesener Hochlastzeitfenster

In Zuge einer zweiten konsekutiven Analyse werden die ökonomischen und ökologischen Einsparpotenziale, die aus monatlich ausgewiesenen HLZF resultieren, anhand des Papierherstellers UPM betrachtet. Die Motivation für die nachfolgenden Untersuchungen ist das bereits in der Einleitung skiz-

zierte Spannungsfeld: Eine vermehrte Ausweisung von HLZF in Zeiträumen, in denen mit einer systemisch hohen Einspeisung aus Erneuerbaren Energien zu rechnen ist, führt dazu, dass Unternehmen die Stromnachfrage zu diesen Zeiten regulatorisch bedingt reduzieren anstatt erhöhen. Dies hat zur Folge, dass Einspeisemengen aus Erneuerbaren Energieanlagen vermehrt abgeregelt anstatt genutzt werden und daraus teure Einspeisemanagementmaßnahmen resultieren. Gleichzeitig können Letztverbraucher, denen ein verstärkter Netzbezug zu diesen Zeiten möglich wäre, nicht von systemdienlichen Flexibilitätseinsätzen profitieren. Im Gegenteil: Ihnen können sogar ökonomische Verluste dadurch entstehen. Im betrachteten Fall des Papierherstellers UPM, der zur Optimierung seiner Produktionskosten und zur Reduzierung geostrategischer Gasversorgungsrisiken eine bivalente Dampferzeugung einsetzt, ist dies darauf zurückzuführen, dass u. a. der hochflexible Elektrodendampfkessel in HLZF nicht in Betrieb ist und – gemäß der dieser Analyse zugrundeliegende Annahme – stattdessen die Dampferzeugung durch gasbefeuerte Dampfkessel erfolgt. Jedoch liegt der Strompreis bei einer hohen Einspeisung erneuerbarer Energien bereits heute häufig unterhalb des Gaspreises, weshalb durch die gasbasierte Dampferzeugung im Vergleich zur strombasierten Dampferzeugung Mehrkosten entstehen. Angesichts steigender CO<sub>2</sub>-Preise ist in den kommenden Jahren voraussichtlich eine Verstärkung des beschriebenen Effekts zu erwarten. Die nachfolgende Untersuchung analysiert deshalb das wirtschaftliche und ökologische Einsparpotenzial bei der bivalenten Dampferzeugung, das sich für ein energieintensives Unternehmen wie UPM im Jahr 2025 ergeben würde, wenn es durch eine monatliche im Vergleich zur jahreszeitlichen Ausweisung der HLZF einer geringeren Anzahl von HLZF ausgesetzt wäre. Konkret zielt die Untersuchung darauf ab, zu ermitteln, in wie vielen Stunden der wegfallenden HLZF der Elektrodendampfkessel anstelle des gasbefeuerten Dampfkessels betrieben werden könnte und welche monetären sowie ökologischen Vorteile sich dadurch aus Sicht von UPM realisieren ließen.

Zur Quantifizierung der Effekte werden zunächst die Bezugskosten für das Gas und den netzbezogenen Strom für jede Viertelstunde berechnet. Die Gasbezugskosten setzen sich dabei aus den Spotmarktpreisen zuzüglich einer CO<sub>2</sub>-Preiskomponente (Produkt aus CO<sub>2</sub>-Preis und Emissionsfaktor für das eingesetzte Erdgas) sowie dem für den Gasbezug anfallenden Netzentgelten zusammen. Analog dazu ermitteln sich die Strombezugskosten aus den Day-Ahead-Strompreisen und den für den Netzbezug anfallenden Stromnetzentgelten. Anschließend erfolgt die Ermittlung jener Stunden aus der Menge der durch den Reformvorschlag weggefallenen HLZF-Stunden, in denen die Strombezugskosten unterhalb der Gasbezugskosten liegen. Diese Zeitfenster sind für die Analyse besonders interessant, da sich UPM mit ihrer bivalenten Dampferzeugung in diesen Perioden dazu entscheiden würde, den Elektrodendampfkessel anstelle der Gaskessel einzusetzen. Für die Ermittlung der ökonomischen Einsparungen sowie der möglichen CO<sub>2</sub>-Reduktionen werden die durchschnittliche Preisdifferenz sowie die durchschnittliche Differenz der CO<sub>2</sub>-Emissionen zwischen dem Einsatz von Strom und Erdgas in den identifizierten Zeitfenstern ermittelt. Diese Differenz bildet letztlich die Grundlage für die Quantifizierung der potenziellen Einsparungen pro Megawattstunde Dampf, die UPM bei Nutzung des Elektrodendampfkessels anstelle des gasbefeuerten Dampfkessels in den durch den Reformvorschlag nicht mehr als HLZF ausgewiesenen Stunden realisieren könnte. Die Ergebnisse der Analyse liefern somit einen konkreten Indikator für den ökonomischen Mehrwert sowie die damit einhergehenden CO<sub>2</sub>-Reduktionen des vorgeschlagenen Reformvorschlags.

## 5.2 Datengrundlage

**Daten zur Quantifizierung der Anzahl wegfallender HLZF.** Zur Nachbildung der HLZF für die Jahre 2024 und 2025 wurden die Lastgangdaten der verschiedenen Spannungsebenen im Zeitraum von September 2022 bis August 2024 der SWA Netze und LEW Verteilnetz ausgewertet. Die herangezogenen Daten können den offiziellen Internetseiten der Netzbetreiber entnommen werden, da diese gemäß § 23c Absatz 3 EnWG einer Veröffentlichungspflicht unterliegen.

**Gas- und CO<sub>2</sub>-Preise.** Gas kann am Großhandelsmarkt sowohl langfristig auf Terminmärkten als auch kurzfristig auf Spotmärkten gehandelt werden. In unserer Fallstudie stützen wir die Analyse auf die täglichen Spotmarktpreise, welche die European Energy Exchange AG (EEX) ermittelt und auf ihrer Homepage veröffentlicht. Konkret greifen wir auf den EEX European Gas Spot Index (EEX EGSI) zurück. Beim EEX Day EGSI handelt es sich um einen volumengewichteten Durchschnittspreis von Transaktionen in den Day-Ahead- und Wochenendkontrakten, die am Börsentag vor Beginn der Lieferperiode des Kontraktes im Zeitraum 8:00 - 18:00 Uhr ausgeführt werden (European Energy Exchange 2025). Auch bei den CO<sub>2</sub>-Preisen ziehen wir die täglichen Spotmarktdaten für das Jahr 2024 heran.

**Strompreise und Emissionen Strommix.** Zur Ermittlung der ökonomischen und ökologischen Vorteile durch die Nutzung des Elektrodendampfkessels verwenden wir die stündlichen Day-Ahead-Preise der European Power Exchange (EPEX SPOT) für die Gebotszone Deutschland/Luxemburg. Die EPEX SPOT betreibt derzeit in 13 europäischen Ländern einen Day-Ahead-Handel, wobei das ganze Jahr über eine tägliche Auktion durchgeführt und der gehandelte Strom am folgenden Tag geliefert wird (European Power Exchange 2025). Die Durchführung der Auktion erfolgt über das EPEX Trading System (ETS), wobei die sich ergebenden Marktpreise zusammen mit den Erzeugungsdaten für die jeweilige Gebotszone über die Transparenzplattform des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) abrufbar sind. Über die Erzeugungsdaten lassen sich die mit dem Strom verbundenen Treibhausgasemissionen viertelstundengenau ermitteln. Wir berücksichtigen bei den Emissionen des Strommixes die mit der Erzeugung einer Kilowattstunde Strom einhergehenden Treibhausgasemissionen. Hierbei werden neben den direkten Emissionen, die bei der Stromerzeugung anfallen, auch alle in der Vorkette entstehenden Emissionen inkludiert. Zudem werden neben Kohlenstoffdioxid weitere klimaschädliche Treibhausgase in die Analysen miteinbezogen, wobei die Wirkungen aller in die Untersuchungen eingeflossenen Emissionen auf die Wirkung von CO<sub>2</sub> normiert wurden. Die Emissionsfaktoren der einzelnen Energieträger basieren auf Lauf et al. (2021).

**Gas- und Stromnetzentgelte.** Die zur Ermittlung der Gas- und Strombezugskosten zu berücksichtigenden Netzentgelte entstammen dem Preisblatt der SWA Netze GmbH für das Jahr 2025. Für den Gasbezug wird angenommen, dass dieser für den UPM Standort Augsburg eine jährliche Jahresarbeit von 50.000.000 kWh übersteigt. Den Berechnungen liegt somit der Arbeitspreis für Gas der Gruppe 7 zugrunde, der im Kalenderjahr 2025 0,1752 ct/kWh beträgt (swa Netze 2024b). Der Ermittlung der Stromnetzentgelte liegt die Annahme zugrunde, dass sich der Netzanschlusspunkt von UPM in der Hochspannung befindet. Der Arbeitspreis beträgt demnach 0,35 ct/kWh (swa Netze 2024a).

**Emissionsfaktor Erdgas.** Zur Berechnung der CO<sub>2</sub>-bedingten Mehrkosten beim Einsatz des Energieträgers Gas für die Dampferzeugung wird mit einem Emissionsfaktor von 0,201 t CO<sub>2</sub>/MWh gerechnet (Lauf et al. 2021).

**Effizienz der eingesetzten Dampferzeugungstechnologien.** Im Zuge der Substitution einer gasbasierten Dampferzeugung mit einer strombasierten Dampferzeugung sind die unterschiedlichen Effizienzgrade der eingesetzten Technologien zu berücksichtigen. Elektrodenkessel haben im Allgemeinen einen höheren Wirkungsgrad als Gaskessel. Dies hat zur Folge, dass für die Erzeugung einer definierten Menge Dampf keine 1:1 Substitution der Energieträger Gas und Strom erfolgen kann. Für die Berechnungen werden die UPM-spezifischen Effizienzen der eingesetzten Technologien zugrunde gelegt.

### 5.3 Ergebnisse

Im Folgenden werden die zentralen Ergebnisse der durchgeführten Quantifizierungen dargestellt. Im Fokus stehen dabei zunächst die Effekte der in Kapitel 4.1 vorgestellten Reformüberlegung einer Ermittlung der HLZF auf monatlicher Basis. Im Anschluss wird auf die daraus resultierenden ökonomischen und ökologischen Vorteile am Beispiel der bivalenten Dampferzeugung bei UPM näher eingegangen.

#### 5.3.1 Ergebnisse zur Quantifizierung der Anzahl wegfallender Hochlastzeitfenster

Die Ergebnisse für die Hochspannungsebene im Netzgebiet der **SWA Netze** im Jahr 2025 sind in Abbildung 6 dargestellt.

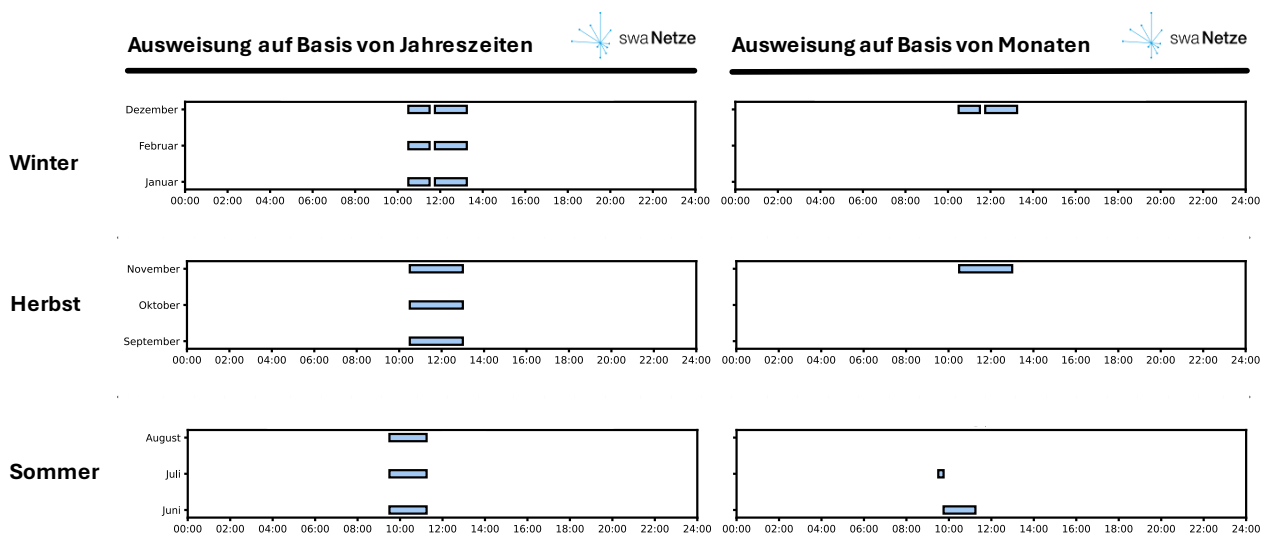


Abbildung 6: Ergebnis für die Hochspannungsebene im Netzgebiet der SWA Netze. Quelle: Eigene Darstellung auf Datengrundlage der SWA Netze GmbH.

Bei den in der linken Spalte abgetragenen HLZF handelt es sich um jene Zeiten, die sich auf Basis der öffentlich zugänglichen Lastgangdaten der SWA Netze für das Jahr 2025 ergeben. Die HLFZ, die im Zuge der vorliegenden Studie zur Validierung des eingesetzten Modells nachgebildet wurden, stimmen für die Jahreszeiten und Spannungsebenen zum Teil nicht ganz exakt mit der Ausweisung der SWA Netze im veröffentlichten Preisblatt zusammen. Diese Abweichungen lassen sich dadurch erklären, dass die Netzbetreiber – wie in Kapitel 2.2 dargelegt – bei der Festlegung ihrer Hochlastzeitfenster über einen gewissen Ermessensspielraum verfügen. Eine beispielhafte Abweichung ist in Abbildung 6 für die Wintermonate zu beobachten. Demnach ergeben sich durch unsere Berechnungen zwei HLZF, die durch ein 15-Minutenintervall getrennt sind. Nachdem die Ausweisung einer viertelstündlichen Nebenzeit wenig sinnvoll erscheint, hat der Netzbetreiber die Möglichkeit, das analytische Ergebnis der sich auf Basis historischer Daten ergebenden HLZF qualitativ nach eigenem Ermessen zu korrigieren. Die Monate März – Mai sind in Abbildung 6 nicht abgetragen, da im Augsburger Stadtnetzgebiet für den Frühling 2025 keine HLZF ausgewiesen wurden.

Der Vergleich zwischen den auf Basis von Jahreszeiten und Monaten ermittelten Zeiträumen verdeutlicht, dass die für die Ausweisung von HLZF einer Jahreszeit verantwortlichen maximalen viertelstündlichen Leistungswerte in der Regel nur aus einem oder zwei Monaten stammen. Insofern kann die im Rahmen von Kapitel 3.1 aufgestellte Hypothese, dass lediglich einzelne Monate bzw. sogar Tage für die Ausweisung eines oder mehrerer HLZF verantwortlich sind, bestätigt werden.

In allen untersuchten Jahreszeiten kann eine Reduzierung der Anzahl von HLZF-Stunden erzielt werden. Sehr deutliche Effekte sind im Netzgebiet der SWA Netze für die Jahreszeiten Herbst und Winter zu beobachten. Demnach zeigt der Vergleich zwischen der monatlichen und jahreszeitlichen Betrachtung, dass sich das HLZF für den Herbst vollständig durch den November und das HLZF für den Winter durch den Dezember erklären lässt. Aus einem tiefergehenden Blick in die zugrundeliegende Datenbasis geht hervor, dass nur ein einzelner Tag im November 2023 verantwortlich für das HLZF in den Monaten September, Oktober und November 2025 ist. Diese Beobachtung trifft auch für den Winter zu, wonach das HLZF in dieser Jahreszeit nur auf die Stunden eines Tages Anfang Dezember 2023 zurückzuführen ist. Auch das in der Einleitung aufgegriffene HLZF für den Sommer 2025 ließe sich durch eine monatliche Betrachtungsweise auf Juni und Juli verkürzen.

Insgesamt könnten im Fall der SWA Netze für 2025 die Anzahl der Monate mit einem HLZF auf der Hochspannungsebene um fünf Monate – und damit um mehr als die Hälfte – reduziert werden. Ähnliche Effekte können auch auf den anderen Spannungsebenen des Verteilnetzbetreibers, deren Ergebnisse im Anhang dargestellt sind, festgestellt werden.

Aus den Ergebnissen für die Mittelspannungsebene im Netzgebiet der **LEW Verteilnetz**, dargestellt in Abbildung 7, sind vergleichbare Effekte ableitbar.

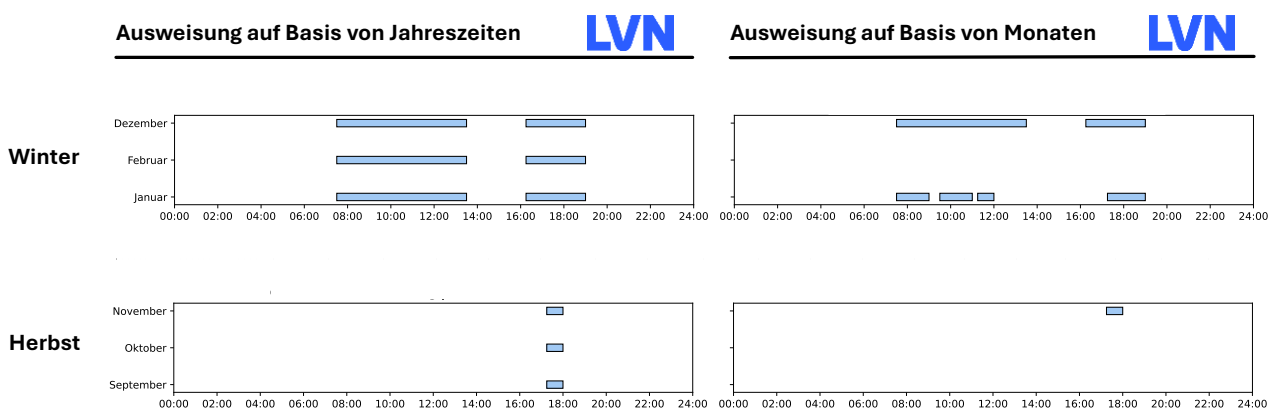


Abbildung 7: Ergebnis für die Mittelspannungsebene im Netzgebiet der LEW Verteilnetz. Quelle: Eigene Darstellung auf Datengrundlage der LEW Verteilnetz GmbH.

Im Vergleich zum Netzbetreiber des Augsburgers Stadtgebiets liegen bei der LEW Verteilnetz grundsätzlich weniger HLZF vor. Gemäß dem offiziellen Preisblatt sind für Letztverbraucher mit einer atypischen Netznutzung in den Monaten März – August 2025 keine Einschränkungen bei der Netznutzung zu entnehmen.

Wie auch für das Augsburgers Stadtgebiet bestätigt sich für das LEW Verteilnetz die Hypothese, dass die für die Ausweisung von HLZF einer Jahreszeit verantwortlichen maximalen viertelstündlichen Leistungswerte in der Regel nur aus einem oder zwei Monaten stammen. Die sich durch eine Aufteilung der Jahreszeit ergebenden, HLZF-minimierenden Effekte können ebenfalls sowohl in den sommernahen Monaten im Herbst und in der winterlichen Jahreszeit beobachtet werden. Im Herbst verbleibt damit

lediglich ein einziger Monat – der November – als Verursacher des HLZF. Die im Vergleich zum November sonnenreicheren Monate September und Oktober erfüllen bei einer monatlichen Betrachtung nicht mehr die Kriterien zur Ausweisung eines HLZF. Spannend ist darüber hinaus die Tatsache, dass – wie bereits bei der SWA Netze – bei einer monatlichen Berechnungssystematik das HLZF im Monat Februar vermeidbar wäre.

Im direkten Vergleich des primär lastdominierten Stadtnetzgebiets der SWA Netze und dem zunehmend einspeisedominierten Netzgebiet der LEW Verteilnetz wird deutlich, dass der Effekt einer monatlichen Ausweisung der HLZF in lastdominierten Netzgebieten größer ist als in einspeisedominierten Netzgebieten. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass in einspeisedominierten Netzgebieten grundsätzlich weniger HLZF ausgewiesen werden als in lastdominierten Netzgebieten. Insgesamt ließe sich jedoch auch bei der LEW Verteilnetz auf der MS die Anzahl der Monate mit einem HLZF im Jahr 2025 von sechs auf drei Monate – und damit um die Hälfte – reduzieren. Ähnliche Effekte durch den Reformvorschlag sind auch auf den anderen Spannungsebenen sowie im ebenfalls untersuchten Jahr 2024 zu beobachten.

### 5.3.2 Ergebnisse der Quantifizierung der ökonomischen und ökologischen Vorteile monatlich ausgewiesener Hochlastzeitfenster

Infolge der im vorangegangenen Abschnitt dargelegten Potenziale für eine Verkürzung der HLZF werden nachfolgend die Ergebnisse der Untersuchung, welche ökonomischen und ökologischen Effekte sich für energieintensive Unternehmen mit bivalenter Wärmeerzeugung aus der Umstellung auf eine monatliche Ausweisung der HLZF ergeben, genauer betrachtet. Die Ergebnisse basieren auf den in Kapitel 5.2 dargelegten Daten und beinhalten zum Teil spezifische UPM-Faktoren (z. B. im Hinblick auf die Effizienzen der eingesetzten Dampferzeugungstechnologien am Standort Augsburg). Die ermittelten monetären Einsparungen und Reduktionen an CO<sub>2</sub>-Äquivalenten sind daher nicht auf alle Unternehmen mit einer bivalenten Wärme-/Dampferzeugung übertragbar. Für die sich aus den Ergebnissen ableitbaren Folgerungen hinsichtlich der Vorteilhaftigkeit für die verschiedenen atypischen Letztverbraucher gilt dies hingegen schon.

Im untersuchten Zeitraum lag in 22 % der Zeitabschnitte, in denen infolge des Reformvorschlags keine HLZF mehr ausgewiesen werden, der Strompreis inkl. aller Umlagen und Entgelte unter dem Gasbezugspreis. Konkret bedeutet dies, dass in 78,5 Stunden der insgesamt 329,5 Stunden, in denen nunmehr kein HLZF auf der Hochspannungsebene vorliegt, ein ökonomischer Anreiz zum Betrieb des Elektrodendampfkessels besteht. Unter den gegenwärtigen Regelungen würde UPM in diesen Stunden auf den Betrieb des Elektrodendampfkessels verzichten, da die betreffenden Zeiträume in HLZF liegen und damit die Produktion in diesen Zeiten unwirtschaftlich ist. Durch die Reform entfällt diese Einschränkung. Das Unternehmen könnte somit in den entsprechenden Stunden den Dampfbedarf kosteneffizient elektrisch decken und damit gleichzeitig den Gaseinsatz inklusive der damit einhergehenden Emissionen reduzieren.

Die konkreten monetären Einsparungen auf Basis der Strom- und Gasbezugpreise belaufen sich in den 78,5 Stunden unter der Annahme, dass der Elektrodendampfkessel mit seiner vollen Leistung betrieben wird, auf 73.888,56 EUR. Die sich dabei gleichzeitig realisierenden Emissionseinsparungen in weggefallenden HLZF-Stunden betragen 248,92 t CO<sub>2</sub>-Äquiv. Diese Einsparungen verdeutlichen das erhebliche ökonomische und ökologische Potenzial des Reformvorschlags für energieintensive Unternehmen, insbesondere dann, wenn kurzfristig einsetzbare Flexibilitätsoptionen wie der Elektrodendampfkessel verfügbar sind.

Abbildung 8 fasst die wesentlichen Ergebnisse der Untersuchungen zusammen.

## Ergebnisse



**Anzahl weggefallener Stunden in HLZF auf der Hochspannungsebene**

329,50 h

**Anzahl weggefallener Stunden in HLZF,  
in denen der Strompreis unter dem Gaspreis liegt**

78,50 h



**Monetäre Ersparnis bei Betrieb  
des Elektrodendampfkessels in  
weggefallenen HLZF**

73.888,56 EUR



**Emissionseinsparung bei Betrieb  
des Elektrodendampfkessels in  
weggefallenen HLZF**

248,92 t CO<sub>2</sub>-Äquiv.

Abbildung 8: Übersicht der sich für UPM ergebenden Auswirkungen des Reformvorschlags. Quelle: Eigene Darstellung.

## 6. Zusammenfassung, Diskussion und Ausblick

Das Ziel der vorliegenden Studie bestand darin, **Lösungsstrategien für eine systemdienliche Weiterentwicklung der atypischen Netznutzung** zu erarbeiten, um eine effizientere Integration Erneuerbarer Energien zu ermöglichen und auf diese Weise nicht nur die **Energiewende zu beschleunigen**, sondern auch die **Kosten der Netznutzung** sowohl für den allgemeinen Netznutzer als auch die Wirtschaft im Speziellen zu **reduzieren**.

Dazu wurden zunächst unterschiedliche Herausforderungen bei der atypischen Netznutzung identifiziert, die u. a. im Hinblick auf die vergangenheitsbasierte Datengrundlage, die fehlende Differenzierung von Energieträgern, der Aggregation von Monaten zu Jahreszeiten und dem potenziellen Zielkonflikt zwischen dem Einsatz von Flexibilität und dem Ziel der atypischen Netznutzung bestehen. Mit dem vorgestellten dreistufigen Weiterentwicklungsvorschlag sollen diese Herausforderungen adressiert werden. Während der erste Schritt, der eine **Ausweisung der HLZF auf Monats- statt Dreimonatsbasis** vorsieht, **sofort umsetzbar** wäre und eine **no-regret Maßnahme mit erheblichem Verbesserungspotenzial** darstellt, zielt die kurz- bis mittelfristige Weiterentwicklung mit der reinen Residuallastbetrachtung sowie der im letzten Schritt ergänzenden prospektiven Komponente auf die gezielte Förderung der Integration Erneuerbarer Energien ab und soll auch im Zuge des weiteren Ausbaus Erneuerbarer Energien die Systemdienlichkeit der ausgewiesenen HLZF weiter verbessern.

Die mit einer Verkürzung der HLZF auf Monatsbasis einhergehenden Vorteile konnten im Rahmen der durchgeführten Fallstudie in der Energieflexiblen Modellregion Augsburg des Kopernikus-Projektes SynErgie aufgezeigt werden. Demnach wären bei einer Ausweisung der HLZF auf monatlicher Basis gegenüber der jahreszeitlichen Ausweisung deutliche Reduktionen der HLZF feststellbar – unabhängig von der untersuchten Jahreszeit, Spannungsebene und dem jeweiligen Netzbetreiber.

Bei einer Umsetzung des Reformvorschlags würde für die Netzbetreiber ein einmaliger Zusatzaufwand für die Prozessumstellung und -anpassung entstehen. Im Hinblick darauf, dass die HLZF-reduzierenden Effekte, die mit einer monatlichen Ausweisung einhergehen, in lastdominierten Netzgebieten größer als in einspeisedominierten Netzgebieten sind, erscheint es grundsätzlich auch möglich und sinnvoll, dass die BNetzA den Verteilnetzbetreibern freistellt, ob diese die HLZF künftig auf monatlicher oder wie bisher auf jahreszeitlicher Basis ausweisen.

Dass der Reformvorschlag auch spürbare Vorteile für die atypischen Netznutzer hat, zeigt das betrachtete Beispiel von UPM. Bei den in Kapitel 5 quantifizierten Vorteilen soll auch an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass die dort berechneten Einsparungen nur den Betrieb des Elektrodendampfkessels einschließen. UPM fährt wie viele andere die Atypik nutzende Unternehmen in HLZF aber die gesamte Produktion herunter. Deshalb stellt unsere Quantifizierung der ökonomischen und ökologischen Vorteile des Reformvorschlags eine sehr konservative Minimalschätzung der Einsparungen dar. In aller Regel werden diese deutlich höher ausfallen.

Mittel- und langfristig ist es jedoch – insbesondere im Hinblick auf den weiteren Ausbau volatiler Erneuerbarer Energien mit ihrer zunehmenden Dezentralität der Einspeisung – nicht mehr ausreichend, HLZF ausschließlich auf historischen Daten zu basieren. Der vorgestellte Vorschlag, der Netzbetreibern die Entscheidung einräumt, ein bis zwei Tage vorher auf Basis von lokalen Einspeise- und Nachfrageprognosen HLZF entfallen zu lassen, stellt im Sinne des Spannungsfeldes zwischen Planbarkeit und Aktualität einen Kompromiss und ersten Schritt in diese Richtung dar.

In diesem Zusammenhang kann im Weiteren diskutiert werden, inwiefern Netzbetreibern zukünftig neben dieser „Opt-in“-Möglichkeit auch eine „Opt-out“-Möglichkeit eingeräumt wird. Dies würde die Planbarkeit beeinträchtigend bedeuten, dass aufgrund der lokalen Netzsituation eine kurzfristige Ausweisung neuer HLZF möglich wird (z. B. in kalten Dunkelflauten).

Abschließend sei die Frage aufgeworfen, ob eine derartige Regelung vor allem in einspeisedominierten Verteilnetzen überhaupt eine effiziente Methode zur Integration Erneuerbarer Energieträger darstellt oder ob der mit ihr verbundene Verwaltungsaufwand nicht mit anderen Ansätzen vergleichbarer oder sogar besserer Effektivität reduziert werden könnte. Sobald sich die von der BNetzA geplante und in Konsultation befindliche Reform des § 19 Abs. 2 S. 2-4 StromNEV zugunsten flexibilitätsfördernder Anreize auch in der allgemeinen Netzentgeltsystematik widerspiegelt, können deren Systemsignale sukzessive hin zu einer marktüblichen 15-minütigen Granularität verfeinert werden. Im Zielbild lägen zeitlich und örtlich differenzierte Netzentgelte vor, welche die tatsächliche Situation der jeweiligen Verteilnetze passend abbilden (Agora Energiewende et al. 2024). Spätestens zu diesem Zeitpunkt ist der Bedarf und Mehrwert einer tagesaktuellen Bestätigung von HLZF fraglich. Unternehmen könnten abhängig von ihrem Jahresstromverbrauch und ihrer Flexibilität in einen reformierten § 19 Abs. 2 StromNEV bzw. eine flexibilitätsfördernde allgemeinen Netzentgeltsystematik übergehen, sofern die Eintrittsbedingungen dies ermöglichen.

## 7. Literaturverzeichnis

1KOMMA5° (2024) So viel Ertrag kann deine PV-Anlage bringen. <https://1komma5.com/de/solaranlage/ertrag-pv-anlage/>. Gesehen 29.04.2025.

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2024) Ermittlung des Aufschlags für besondere Netznutzung für das Jahr 2025 für Strommengen der Endverbrauchskategorien A', B' und C'. <https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/erneuerbare%20energien%20und%20umlagen/sonstige-umlagen/-19-stromnev-umlage/datenbasis%20zum%20aufschlag%20f%C3%BCr%20besondere%20netznutzung%202025.pdf.pdf>. Gesehen 29.04.2025.

Agora Energiewende, Agora Industrie, FIM und RAP (2024): Industrielle Energieflexibilität ermöglichen. Konzept einer Reform der Sondernetzentgelte für Großverbraucher.

Agora Think Tanks (2024) Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung.

Bundesnetzagentur (2015a) Bericht; Netzentgeltsystematik Elektrizität, Bonn.

Bundesnetzagentur (2015b) Evaluierungsbericht zu den Auswirkungen des § 19 Abs. 2 StromNEV auf den Betrieb von Elektrizitätsversorgungsnetzen. Evaluierungsbericht gemäß § 32 Abs. 11 StromNEV.

Bundesnetzagentur (2024a) Eckpunktepapier zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich.

Bundesnetzagentur (2024b) Netzentgelt (Strom und Gas). [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A\\_Z\\_Glossar/N/Netzentgelt.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z_Glossar/N/Netzentgelt.html). Gesehen 29.04.2025.

Bundesnetzagentur (2024c) Bundesnetzagentur plant Reform der Netzentgelte für Industrie. [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20240724\\_IndustrieNE.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20240724_IndustrieNE.html). Gesehen 29.04.2025.

Bundesnetzagentur (2025a) Ausbau Erneuerbarer Energien 2024. [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250108\\_EE.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250108_EE.html). Gesehen 29.04.2025.

Bundesnetzagentur (2025b) Netzengpassmanagement 2024. Volumen und Kosten gesunken. <https://www.smar.de/page/home/topic-article/444/216636>. Gesehen 29.04.2025.

European Energy Exchange (2025) EEX European Gas Spot Index (EEX EGSI). <https://www.eex.com/de/marktdaten/indizes-benchmark/indizes>. Gesehen 29.04.2025.

European Power Exchange (2025) Trading at EPEX SPOT February 2025. <https://www.epex-spot.com/sites/default/files/2025-02/EPEX%20SPOT%20Trading%20Brochure%202025%20February.pdf>. Gesehen 29.04.2025.

Fraunhofer ISE (2025) Öffentliche Stromerzeugung 2024: Deutscher Strommix so sauber wie nie. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2025/oeffentliche-stromerzeugung-2024-deutscher-strommix-so-sauber-wie-nie.html>. Gesehen 29.04.2025.

Kost C, Schweiger JS, Thom J (2025) Stromgestehungskosten und Volllaststunden von flexiblen Kraftwerken. [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Kurzanalyse\\_flexibleKraftwerke.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Kurzanalyse_flexibleKraftwerke.pdf). Gesehen 29.04.2025.

Lauf T, Memmler M, Schneider S (2021) Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger: Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2020.

Next Kraftwerke (2025) Wie funktioniert der Netzbetrieb in Deutschland? <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/netzbetrieb>. Gesehen 29.04.2025.

Sauer A, Abele E, Buhl HU (Hrsg) (2019) *Energieflexibilität in der deutschen Industrie: Ergebnisse aus dem Kopernikus-Projekt - Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung (SynErgie)*. Fraunhofer Verlag, Stuttgart.

Sauer A, Buhl HU, Mitsos A, Weigold M (Hrsg) (2022) *Energieflexibilität in der deutschen Industrie. Band 2. Markt- und Stromsystem, Managementsysteme und Technologien energieflexibler Fabriken*. Fraunhofer Verlag, Stuttgart.

Scharz A (2013) *Privilegierung bestimmter Stromverbraucher bei den Entgelten für die Nutzung der Stromnetze. Zu Geschichte, Hintergründen und Novelle des § 19 Abs. 2 StromNEV*. Wissenschaftliche Dienste des deutschen Bundestags.

swa Netze (2024a) *Preisblatt Entgelte für die Netznutzung Strom (nach § 20 Abs. 1 S. 2 EnWG)*. [https://www.swa-netze.de/fileadmin/Downloadfiles/Strom/02\\_Netzzugang\\_und\\_Entgelte/04\\_Preisblaetter/Preisblatt\\_2025.pdf](https://www.swa-netze.de/fileadmin/Downloadfiles/Strom/02_Netzzugang_und_Entgelte/04_Preisblaetter/Preisblatt_2025.pdf). Gesehen 29.04.2025.

swa Netze (2024b) *Preisblatt Netznutzung Gas nach Zweitvertragsmodell gültig ab 01.01.2025*. [https://www.swa-netze.de/fileadmin/Downloadfiles/Gas/02\\_Netzzugang\\_und\\_Entgelte/04\\_Preisblaetter/vorlaeufiges\\_Preisblatt\\_gueltig\\_ab\\_01.01.2025\\_bis\\_31.12.2025.pdf](https://www.swa-netze.de/fileadmin/Downloadfiles/Gas/02_Netzzugang_und_Entgelte/04_Preisblaetter/vorlaeufiges_Preisblatt_gueltig_ab_01.01.2025_bis_31.12.2025.pdf). Gesehen 29.04.2025.

SynErgie (2024) *Stellungnahme zur Konsultation des Eckpunktepapiers zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich*. [https://synergie-projekt.de/wp-content/uploads/2024/09/Stellungnahme\\_SynErgie\\_BNetzA\\_Eckpunktepapier.pdf](https://synergie-projekt.de/wp-content/uploads/2024/09/Stellungnahme_SynErgie_BNetzA_Eckpunktepapier.pdf). Gesehen 29.04.2025.

Tristán A, Heuberger F, Sauer A (2020) *A Methodology to Systematically Identify and Characterize Energy Flexibility Measures in Industrial Systems*. *Energies*, 13(22):5887. <https://doi.org/10.3390/en13225887>.

## Anhang: Weitere Ergebnisse

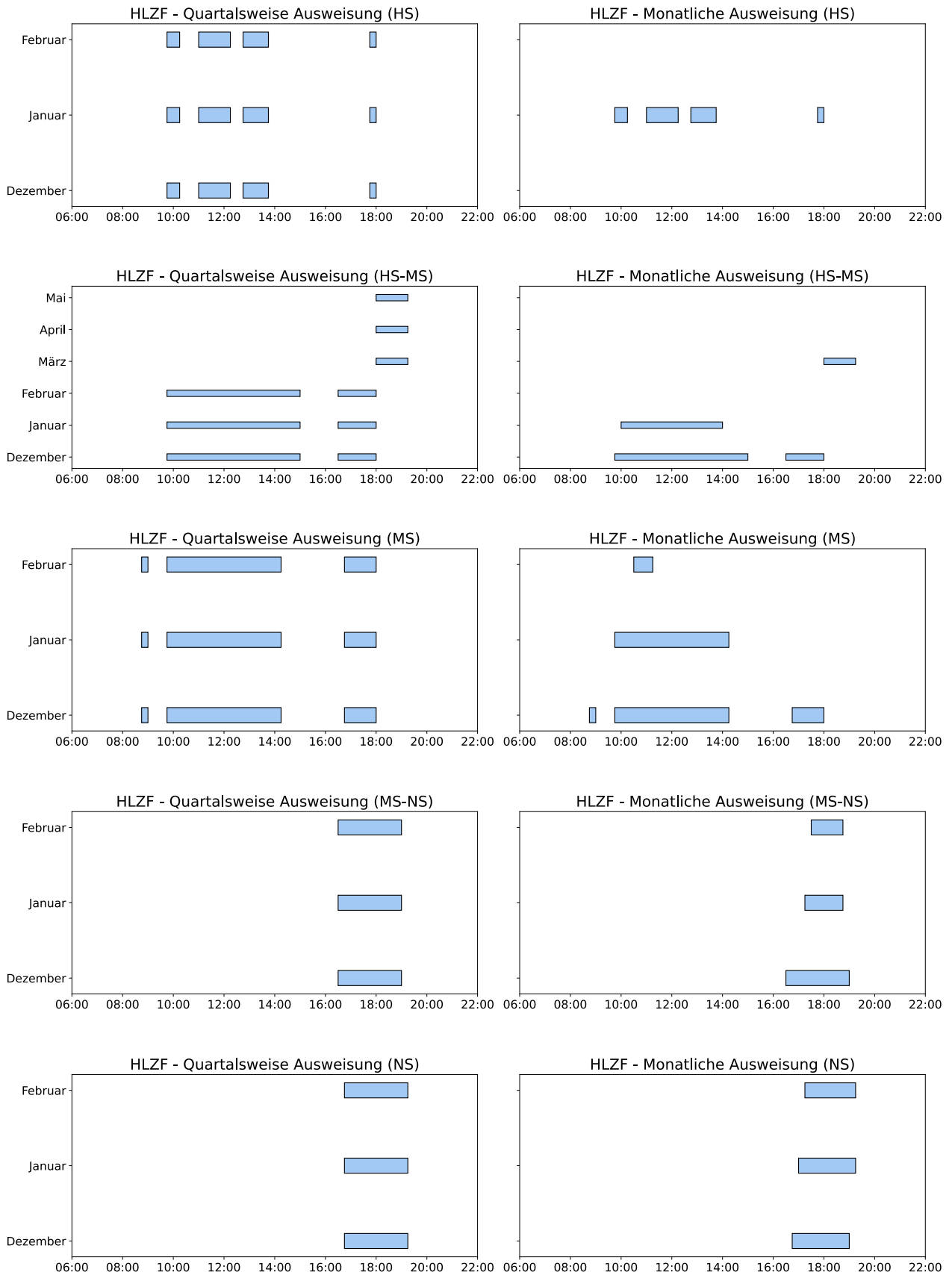


Abbildung 9: Hochlastzeitfenster für das Netzgebiet der SWA Netze im Jahr 2024. Quelle: Eigene Darstellung auf Datengrundlage der SWA Netze GmbH.

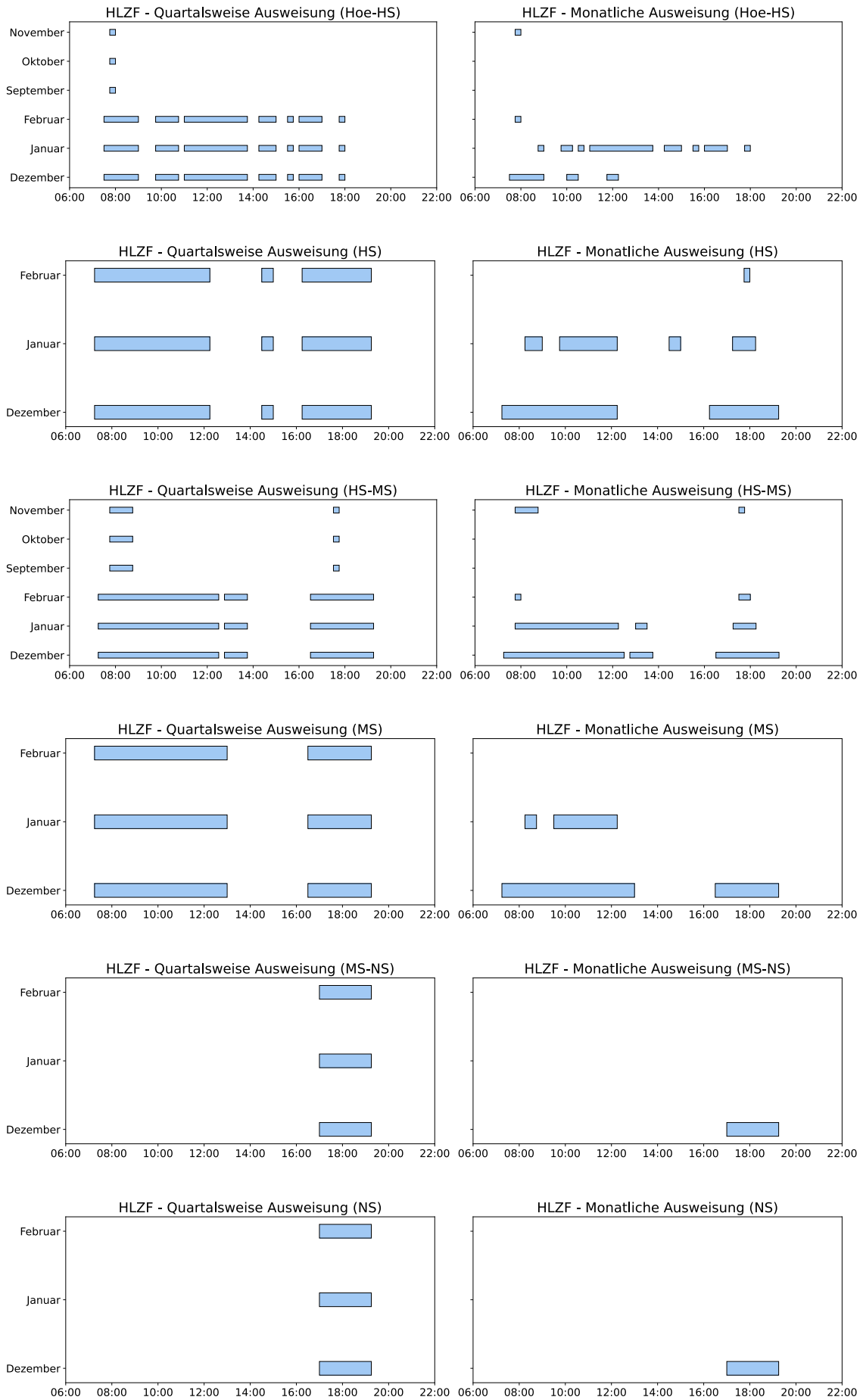


Abbildung 10: Hochlastzeitfenster für das Netzgebiet der LEW Verteilnetz im Jahr 2024. Quelle: Eigene Darstellung auf Datengrundlage der LEW Verteilnetz GmbH.

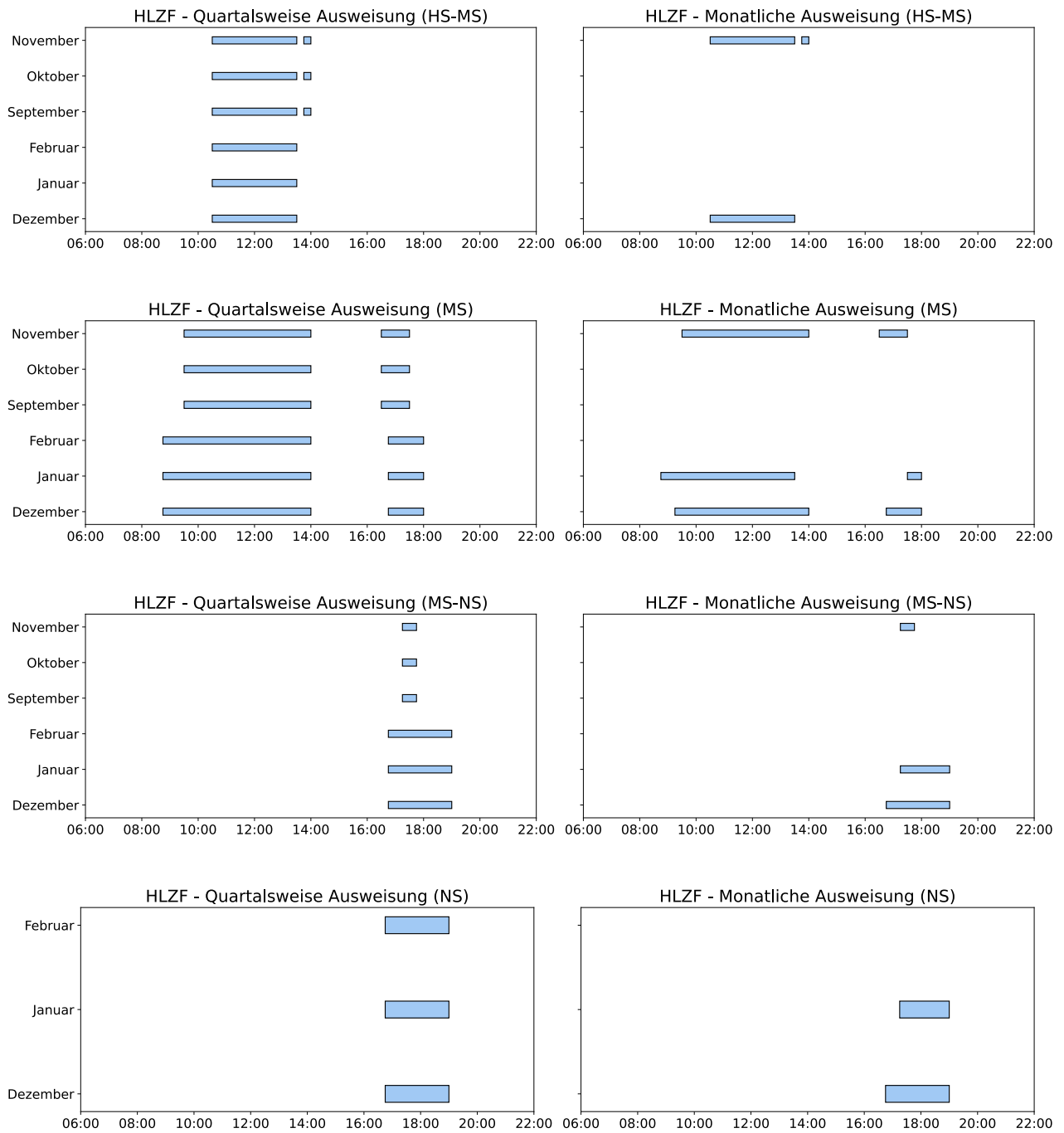


Abbildung 11: Hochlastzeitfenster für das Netzgebiet der SWA Netze im Jahr 2025. Quelle: Eigene Darstellung auf Datengrundlage der SWA Netze GmbH.

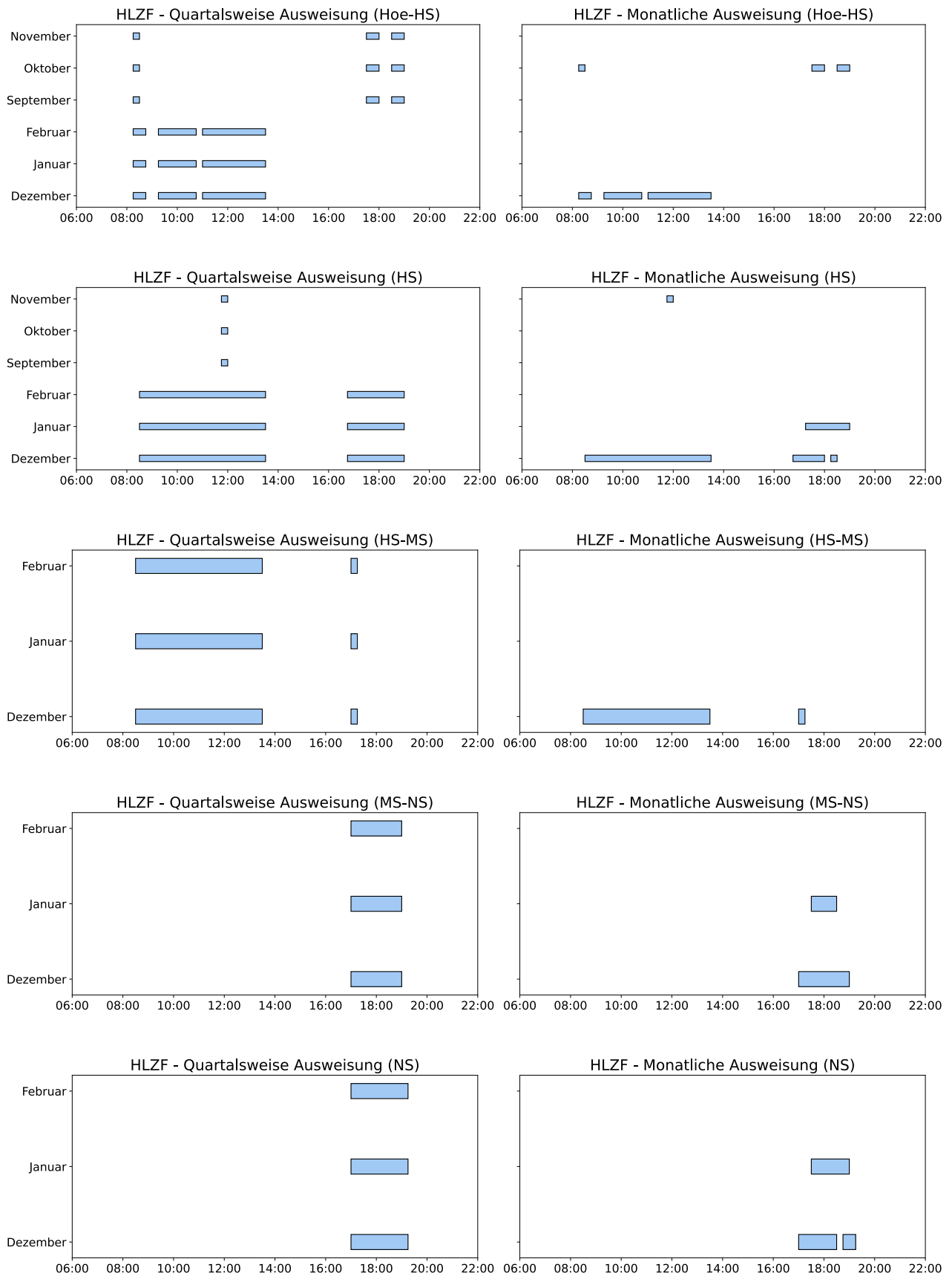


Abbildung 12: Hochlastzeitfenster für das Netzgebiet der LEW Verteilnetz im Jahr 2025. Quelle: Eigene Darstellung auf Datengrundlage der LEW Verteilnetz GmbH.

## **DANKSAGUNG**

Wir danken der LEW Verteilnetz GmbH herzlich für die finanzielle Unterstützung. Darüber hinaus möchten wir uns auch bei der SWA Netze GmbH und der UPM GmbH mit allen beteiligten Projektpartnerinnen und Projektpartnern für die hervorragende Unterstützung und sehr gute Zusammenarbeit bei der Erstellung dieser Studie bedanken.

## **Inhaltliche Ansprechpartner**

### **Prof. Dr. Dr. h. c. Hans Ulrich Buhl**

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement  
Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT

**Kontakt:** [hans-ulrich.buhl@fim-rc.de](mailto:hans-ulrich.buhl@fim-rc.de) | Tel. +49 821 480400 10, 12, 13

### **Niklas Eiser**

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement  
Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT

**Kontakt:** [niklas.eiser@fim-rc.de](mailto:niklas.eiser@fim-rc.de)

### **Markus Pichlmeier**

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement  
Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT

**Kontakt:** [markus.pichlmeier@fim-rc.de](mailto:markus.pichlmeier@fim-rc.de)

### **Tilman Bockhacker**

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement  
Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT

**Kontakt:** [tilman.bockhacker@fim-rc.de](mailto:tilman.bockhacker@fim-rc.de)

### **Dominik Eble**

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement  
Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT

**Kontakt:** [dominik.eble@fim-rc.de](mailto:dominik.eble@fim-rc.de)

## **Koordinierungsstelle des Kopernikus-Projekts SynErgie**

### **Prof. Dr.-Ing. Dipl.-Kfm. Alexander Sauer**

Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und Automatisierung IPA  
Institut für Energieeffizienz in der Produktion (EEP), Universität Stuttgart

**Kontakt:** [alexander.sauer@ipa.fraunhofer.de](mailto:alexander.sauer@ipa.fraunhofer.de) | Tel. +49 711 970 3600

### **Can Kaymakci**

Institut für Energieeffizienz in der Produktion (EEP), Universität Stuttgart

**Kontakt:** [kopernikus-synergie@eep.uni-stuttgart.de](mailto:kopernikus-synergie@eep.uni-stuttgart.de) | Tel. +49 711 970 1241

