



STELLUNGNAHME

Stellungnahme zum Eckpunkte- papier der Bundesnetzagentur zur Fortentwicklung der Industrienetz- entgelte im Elektrizitätsbereich

September 2024

Inhalt

1	Einleitung	3
2	Fragen der Beschlusskammer	15
3	Aktuelle industrielle Sondernetzentgelte	16
4	EU-rechtliche Rahmenbedingungen	17
5	Grundsätze und Handlungsoptionen für reformierte Netzentgelte	18
6	Zusammenfassung	21

1 Einleitung

Mit Bezugnahme auf das von der Bundesnetzagentur (BNetzA) veröffentlichte Eckpunktepapier zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich vom 24. Juli 2024 geben Agora Energiewende und Agora Industrie nachfolgende Stellungnahme ab.

Mit der Dekarbonisierung des Stromsystems gewinnt auch die flexible Stromnachfrage industrieller Verbraucher an Bedeutung. Wind- und Solarenergie führen zu einem stärker fluktuierendem Stromangebot und damit auch zu fluktuierenden Strompreisen. Industrielle Verbraucher können ihren Strombezug in einem gewissen Maß flexibilisieren und so von den günstigeren Strompreisen, beispielsweise in Zeiten hoher Einspeisung von Wind- und Solarstrom, profitieren. Gelingt es Unternehmen durch Speichertechnologien oder eine optimierte Fahrweise der Industriekraftwerke einen Teil ihres Netzstrombezugs in Zeiten mit günstigerem Strom zu verschieben, so kann dies die Wirtschaftlichkeit von Elektrifizierungsmaßnahmen und der Produktion insgesamt deutlich verbessern. Die flexible Reaktion auf das Angebot volatiler Erneuerbarer Energien trägt auch dazu bei, das Stromkostenniveau für Verbraucherinnen und Verbraucher insgesamt zu senken und die Abregelung von Erneuerbaren Energien zu reduzieren.

Entsprechend sollten Hemmnisse für industrielle Stromnachfrager beseitigt werden, auf die günstigen Strompreise beispielsweise zu Zeiten eines hohen Anteils an Erneuerbaren Energien zu reagieren. Die regulatorischen Rahmenbedingungen, insbesondere der Netzentgeltsystematik, müssen dafür angepasst und bestehende Anreizsysteme umgebaut werden. Die derzeitige Netzentgeltregelung für industrielle Verbraucher belohnt den gleichmäßigen Strombezug (Bandlastbezug) und stammt aus einer Zeit, in der grundlastfähige Kraftwerke das Stromsystem dominiert haben. Diese Regelung führt dazu, dass signifikante industrielle Stromverbräuche für Zeiten mit hohen Anteilen Erneuerbarer Energien und günstigen Strompreisen faktisch blind sind. Agora begrüßt daher das Vorhaben der BNetzA, insbesondere die Sonderregelung der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) § 19 Abs. 2 fortzuentwickeln. Wichtig ist dabei im ersten Schritt, Flexibilitätshemmnisse für die Industrie abzubauen. Im zweiten Schritt sollte diskutiert werden, wie industrielle Flexibilität schrittweise angeregt werden kann. Denn richtig eingesetzt kann Flexibilität Netzbelastungsspitzen verringern und den Netzausbaubedarf reduzieren, sowie durch höhere Nutzung (statt Abregelung) Erneuerbarer Energien den Bedarf an Erneuerbaren Energien- und Back-up-Kraftwerken verringern. Der Systembetrieb wird mit Flexibilität insgesamt sicherer und günstiger.

Die Relevanz der heutigen Regelung in Bezug auf die industriellen Sondernetzentgelte zeigt sich in den absoluten Strommengen von fast 130 Terawattstunden, die 2022 unter den Regelungen des § 19 StromNEV bezogen wurden. Insbesondere dem § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV kommt mit circa 400 Bandlastkunden¹ und rund 90 Terawattstunden Verbrauch eine große Bedeutung zu, denn dies entspricht fast der Hälfte des heutigen deutschen Industriestromverbrauchs (201 Terawattstunden im Jahr 2023). Laut BNetzA (2024a) belaufen sich die Netzkostenrabatte durch die industriellen Sondernetzentgelte im Jahr 2024 auf über eine Milliarde Euro, die von den übrigen Netzkunden getragen werden müssen.

Die vorliegende Stellungnahme beantwortet nachfolgend die Fragen der Beschlusskammer, analysiert die Problematik der derzeitigen Sondernetzentgeltregelung und identifiziert Möglichkeiten zur Weiterentwicklung der Netzentgeltssystematik.

¹ BNetzA (2024a). Bundesnetzagentur plant Reform der Netzentgelte für die Industrie. Online verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20240724_IndustrieNE.html

2 Fragen der Beschlusskammer

2.1 Welchen Zeitraum werden die Rampen des Hoch- und Runterfahrens in Anspruch nehmen?

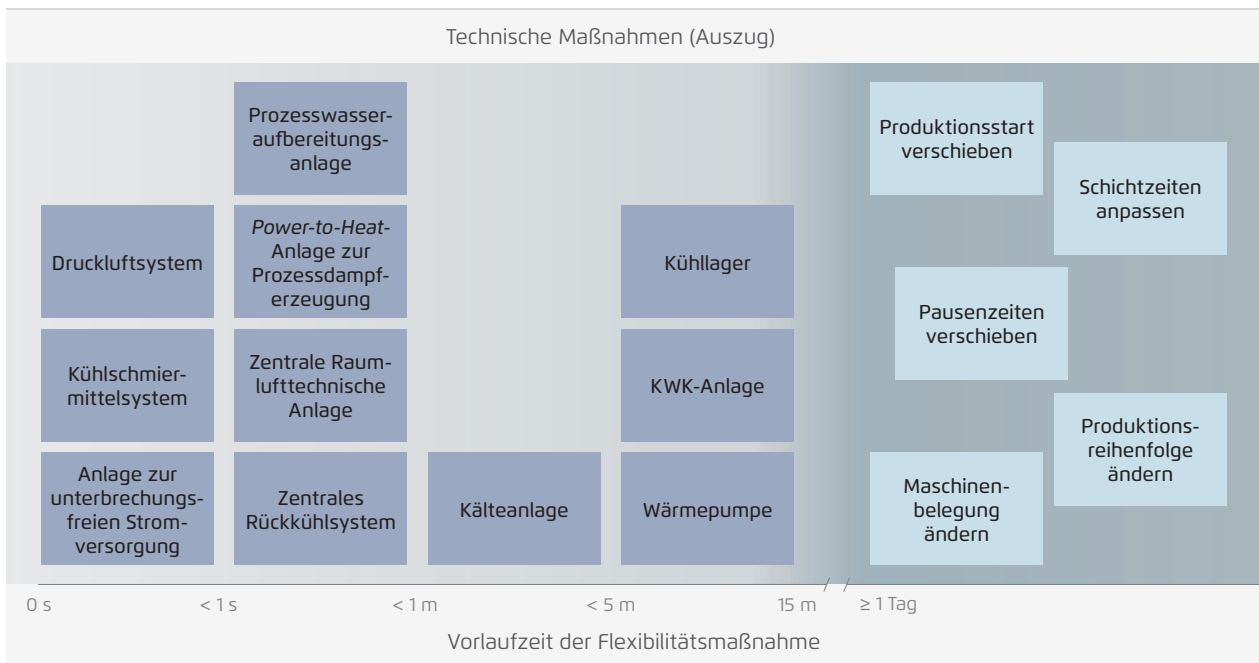
Vorlaufzeiten, Rampen und Abrufdauern in Bezug auf Energieflexibilitätsmaßnahmen sind stark von dem betrachteten Prozess beziehungsweise der betrachteten Querschnittstechnologie, dem jeweiligen Unternehmen und den individuellen Rahmenbedingungen abhängig. Eine Energieflexibilitätsmaßnahme bezeichnet dabei eine gezielte und messbare Änderung des Stromverbrauchs, um den Betriebszustand zum Beispiel an ein Preissignal anzupassen. Nach dem VDI 5207 Blatt 2² lassen sich grundsätzlich zwei Arten von Energieflexibilitätsmaßnahmen differenzieren:

- **Technische Energieflexibilitätsmaßnahmen** beeinflussen direkt das prozessspezifische Lastprofil, beispielsweise durch die Veränderungen der Effizienz des eingesetzten Produktionssystems oder der eingesetzten Energieträger. Technische Energieflexibilitätsmaßnahmen können beispielsweise der flexible Betrieb eines Druckluftsystems oder einer *Power-to-Heat*-Anlage sein.
- **Organisatorische Energieflexibilitätsmaßnahmen** umfassen im Gegensatz dazu Änderungen an der Produktionsplanung, die sich in der Folge auf den elektrischen Energieverbrauch eines Prozesses auswirken, zum Beispiel durch die Anpassung der Pausen- oder Schichtzeiten.

2 VDI Verein Deutscher Ingenieure e.V. (kein Datum). VDI 5207 Blatt 2. Energieflexible Fabrik - Identifikation und technische Bewertung

Vorlaufzeiten beispielhafter Energieflexibilitätsmaßnahmen

Abb. 1



Agora Energiewende und Agora Industrie (2024) basierend auf Sauer et al. (2019) und Sauer et al. (2022)

Sowohl organisatorische als auch technische Energieflexibilitätsmaßnahmen können den Energiebedarf verlagern (Lastverschiebung), wobei der Gesamtenergiebedarf gleichbleibt, oder den Energiebedarf industrieller Systeme verändern (Lastreduktion beziehungsweise Lastabwurf oder Lasterhöhung).

Die **Vorlaufzeit** für die Aktivierung von technischen und organisatorischen Energieflexibilitätsmaßnahmen variiert erheblich, wie Abbildung 1 verdeutlicht. Einige der im Rahmen des Kopernikus-Projekts SynErgie³ analysierten Energieflexibilitätsmaßnahmen weisen Vorlaufzeiten von zum Teil weniger als einer Minute auf. Hierbei handelt es sich zumeist um hoch automatisierte Prozesse, wie zum Beispiel die Aktivierung beziehungsweise Deaktivierung von Druckluftsystemen oder Kühlsystemen. Im Gegensatz dazu benötigen organisatorische Energieflexibilitätsmaßnahmen – verglichen mit den technischen Energieflexibilitätsmaßnahmen – deutlich längere Vorlaufzeiten, da für Änderungen der Produktionsplanung oder Schichtplanung in der Regel mindestens ein Tag Vorlauf notwendig ist.

Auch die **Abrufdauer**⁴, **Abrufhäufigkeit**⁵, **Aktivierung und Deaktivierung** von Energieflexibilitätsmaßnahmen sind prozessspezifische Kennzahlen, die von Unternehmen zu Unternehmen innerhalb einer Branche sowie branchenübergreifend erheblich variieren können. Darüber hinaus ermitteln noch nicht alle Unternehmen ihre Flexibilitätspotenziale, weil bisher die finanziellen Anreize dafür fehlen, Flexibilität über die Reduktion der Lastspitze und zur Erreichung der benötigten Vollbenutzungsstunden für die Entgeltrabatte hinaus anzuwenden. Die Beantwortung der Frage, welchen Zeitraum die Rampen des Hoch- und Runterfahrens in Anspruch nehmen, wird deshalb nachfolgend illustrativ anhand ausgewählter Referenzprozesse unterschiedlicher Branchen verdeutlicht.⁶

Flexible thermomechanische Halbstoffproduktion aus Hackschnitzeln in der Papierindustrie

→ Tabelle 1

	Lasterhöhung	Lastreduktion
Flexibilisierbare Leistung (max.)	35 MW	35 MW
Abrufdauer (max.)	0,25 h	10 h
Abrufhäufigkeit (max.)	52 p.a.	20 p.a.
Flexibilisierbare Energie pro Abruf (max.)	8,75 MWh	350 MWh

Sauer et al. (2019), Sauer et al. (2022)

- 3 Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung (SynErgie)
- 4 Die Abrufdauer bezeichnet die Zeitspanne von der vollständig ausgebildeten Laständerung bis zum Beginn der Deaktivierung der Flexibilitätsmaßnahme (Sauer et al. (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). Online verfügbar unter: <https://eref.uni-bayreuth.de/id/eprint/53697/>).
- 5 Die Abrufhäufigkeit beschreibt, wie oft die Bereitstellung der Flexibilität für einen definierten Zeitraum erfolgen kann (Sauer et al., 2019).
- 6 Vgl. Sauer et al. (2022). Energieflexibilität in der deutschen Industrie. Band 2. Markt- und Stromsystem, Managementsysteme und Technologien energieflexibler Fabriken. Online verfügbar unter: <https://eref.uni-bayreuth.de/id/eprint/53697/>

Flexible Kühlhaussteuerung in der Lebensmittelindustrie

→ Tabelle 2

	Lasterhöhung	Lastreduktion
Flexibilisierbare Leistung (max.)	130 kW	130 kW
Abrufdauer (max.)	3 h	3 h
Abrufhäufigkeit (max.)	1.236 p.a.	1.236 p.a.
Flexibilisierbare Energie pro Abruf (max.)	0,39 MWh	0,39 MWh

Sauer et al. (2019), Sauer et al. (2022)

Flexible Steuerung einer *Power-to-Heat*-Anlage und Wärmepumpe in der Industrie

→ Tabelle 3

	Lasterhöhung	Lastreduktion
Flexibilisierbare Leistung (max.)	125 kW	125 kW
Abrufdauer (max.)	10,3 h	13,7 h
Abrufhäufigkeit (max.)	52 p.a.	52 p.a.
Flexibilisierbare Energie pro Abruf (max.)	1,3 MWh	1,7 MWh

Sauer et al. (2019), Sauer et al. (2022)

Ein weiterer wichtiger Aspekt hinsichtlich des Einsatzes von Energieflexibilitätsmaßnahmen ist neben der Berücksichtigung der Vorlaufzeit sowie der Abrufhäufigkeit auch die Zeit, die notwendig ist, um nach einer Flexibilitätserbringung den ursprünglichen Leistungszustand des Prozesses wieder herzustellen. Bei der Lastreduktion technischer Energieflexibilitätsmaßnahmen kann zwischen dem Dimmen und Abschalten differenziert werden. Das Dimmen beschreibt – in Bezug auf die Gesamtleistung des Prozesses – kleinere Anpassungen bei der Leistungsaufnahme, in der Regel verbunden mit kürzeren An- und Abfahrtsrampen. Die Abschaltung hingegen ist mit maximalen Leistungsveränderungen verbunden. Hier kann insbesondere das erneute Hochfahren des industriellen Prozesses nach dem Erbringen einer Flexibilitätsmaßnahme längere Zeit in Anspruch nehmen.

2.2 Welches Volumen hat die Residuallast, die einem flexiblen Einsatz zugeführt werden kann?

Das durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung geförderte Kopernikus-Projekt SynErgie untersucht und analysiert seit 2016 die Flexibilitätspotenziale der Industrie in Deutschland. Die Analysen basieren auf einer wissenschaftlich begleiteten Datenerhebung zu heutigen Flexibilitätspotenzialen⁷ und künftig erschließbaren Flexibilitätsperspektiven⁸, die aus verschiedenen Branchen und unter Berücksichtigung von den bedeutendsten mehr als 20 industriellen Produktionsprozessen und Querschnittstechnologien

⁷ Flexibilitätspotenziale sind die Flexibilität, die unter heutigen Rahmenbedingungen ohne zusätzliche Investitionen genutzt werden kann.

⁸ Flexibilitätsperspektiven umfassen darüber hinaus zukünftig Potenziale, die durch technische Prozessänderungen und Investitionen erschlossen werden können.

zusammengetragen und auf Gesamtdeutschland hochgerechnet wurden.⁹ Vor diesem Hintergrund bieten die Projektergebnisse eine belastbare Grundlage zur Bestimmung des technischen Flexibilitätspotenzials¹⁰ der Industrie.

Die Ergebnisse der Analysen zeigen, dass industrielle Prozesse und Querschnittstechnologien für eine Abrufdauer von bis zu 15 Minuten eine flexibilisierbare Leistung von 11,2 Gigawatt (Lastreduktion) beziehungsweise 10,4 Gigawatt (Lasterhöhung) bereitstellen könnten. Die durchschnittliche Last im deutschen Stromsystem entsprach im Jahr 2023 circa 52 Gigawatt¹¹ – die flexibilisierbare Leistung der Industrie entspricht somit etwa einem Fünftel der durchschnittlichen Stromlast in Deutschland. Im Hinblick auf die jährlich flexibilisierbare Energiemenge zeigen sich Flexibilitätspotenziale und -perspektiven von 48,9 Terawattstunden pro Jahr (Lastreduktion) beziehungsweise 50,3 Terawattstunden pro Jahr (Lasterhöhung). Das größte Potenzial entfällt dabei auf Querschnittstechnologien, das heißt wirtschaftszweigübergreifend einsetzbare Technologien wie zum Beispiel Kühlanlagen oder Druckluftsysteme.

Abbildung 2 zeigt des Weiteren, wie mit zunehmender Abrufdauer die flexibilisierbare Leistung und Energie sinken. Ein besonders großer Flexibilitätsbeitrag liegt dabei für Abrufdauern von bis zu vier Stunden vor, was unter anderem daran liegt, dass die typische Prozesslänge – und in der Folge die Abrufdauer – einer bivalenten Prozessdampfbereitstellung über Elektrodenkessel circa vier Stunden beträgt. Ein Großteil der Preisvolatilität spielt sich bereits in diesem Zeitraum ab. Für darüber hinaus gehende, längere Abrufdauern können beispielsweise Technologien mit großen (Material-)Speicherkapazitäten zum Einsatz kommen, wie zum Beispiel bei der flexiblen Luftzerlegung. Zum Teil können auch mehrtägige Abrufdauern etwa bei thermischen Prozessen, die mit Temperaturbändern arbeiten (zum Beispiel Schmelzprozesse), realisiert werden. Mit einer Lastreduktion von 9,2 Gigawatt bei einer Abrufdauer von vier Stunden kann die Industrie in Deutschland mehr flexible Leistung bereitstellen als alle deutschen Pumpspeicherkraftwerke zusammen. Diese weisen derzeit eine installierte Leistung von 6,3 Gigawatt¹² auf und können im Durchschnitt fünfeinhalb Stunden diese Einspeiseleistung¹³ erbringen.

Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass durch das Heben und Einsetzen der identifizierten technischen Potenziale und Perspektiven fast ein Viertel des heutigen deutschen Industriestromverbrauchs von 201 Terawattstunden flexibilisierbar wäre.¹⁴ Um die identifizierten Potenziale nutzbar zu machen, bedarf es neben dem Abbau von Flexibilitätshemmnissen bei den Netzentgelten geeigneter und langfristig verlässlicher regulatorischer Rahmenbedingungen, die wirtschaftliche Perspektiven gewähren. Durch eine zunehmende Elektrifizierung der industriellen Wärme im Kontext der Dekarbonisierung industrieller Prozesse werden zukünftig erhebliche weitere Flexibilisierungspotenziale entstehen.

9 Die Hochrechnung der wirtschaftszweigspezifisch erhobenen Flexibilitätspotenziale und -perspektiven basiert auf einer in Sauer et al. (2019) detailliert dargelegten Aggregationsmethodik. Die Flexibilitäten der verschiedenen Prozesse und Unternehmen wurden dabei anhand individueller Faktoren wie beispielsweise der produzierten Stückzahl, der Anzahl an Werken oder der installierten Leistung hochgerechnet. Die gezielte, für die jeweilige Branche repräsentative Auswahl der Projektpartner soll einen möglichst guten Querschnitt der energieintensiven deutschen Industrie darstellen.

10 Technische Potenziale und Perspektiven umfassen die Lasten, die sich aus technischer Sicht unter Berücksichtigung von Lieferverpflichtungen und prozessspezifischen Restriktionen zu- und abschalten lassen.

11 ENTSO-E Transparency Platform (2024). Total Load - Day Ahead/Actual. Online verfügbar unter: <https://transparency.entsoe.eu/load-domain/r2/totalLoadR2/show>

12 BNetzA (2024b). Kraftwerksliste. Online verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>

13 Fichtner (2017). Aktueller Stand der Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland. Online verfügbar unter: https://www.fwt.fichtner.de/userfiles/fileadmin-fwt/Publikationen/WaWi_2017_10_Heimerl_Kohler_PSKW.pdf

14 Basierend auf dem vorläufig ausgewiesenen Nettostromverbrauch der deutschen Industrie im Jahr 2023 (BDEW (2024). Die Energieversorgung 2023 – Jahresbericht. Aktualisierte Fassung. Online verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2023_UPDATE_Mai_2024_final_V2.pdf).

Flexibilitätspotenziale und -perspektiven der flexibilisierbaren Leistung und jährlich flexibilisierbaren Energie der deutschen Industrie

Abb. 2



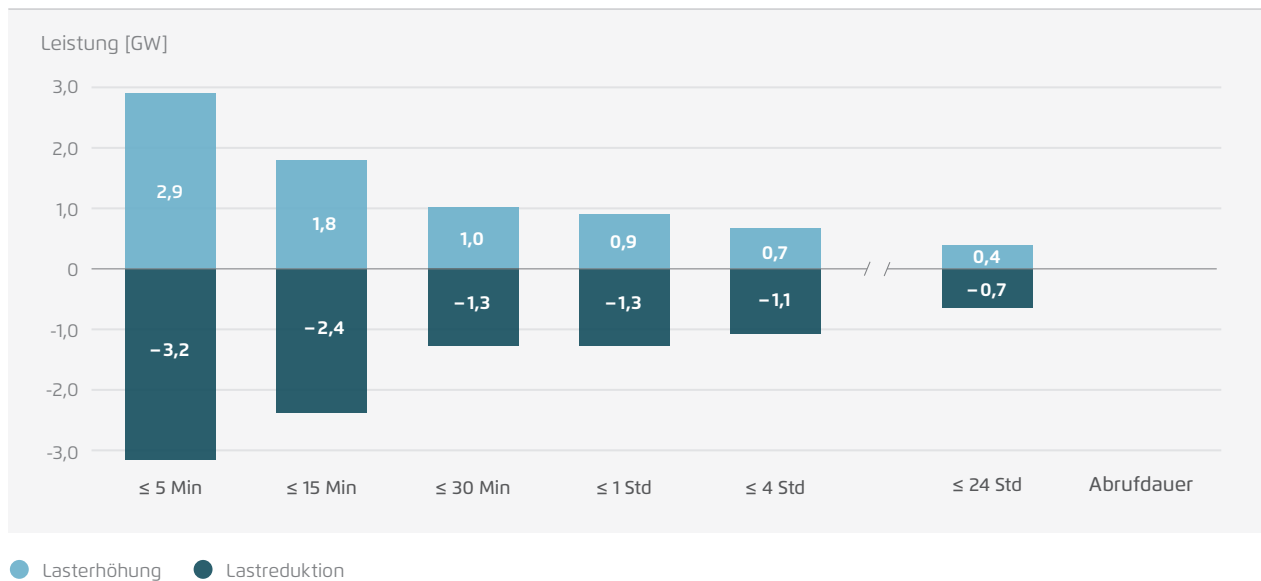
Agora Energiewende und Agora Industrie (2024) basierend auf Datenerhebung des Projektes SynErgie (2024)

2.3 Kann der Anteil der Residuallast in den verschiedenen Industriezweigen erhöht werden – und wenn ja inwieweit?

Wie bereits im Rahmen von Frage 2 erläutert, kann die Industrie zur Senkung der positiven Residuallast durch Lastreduktion beziehungsweise der Lasterhöhung zu Zeiten einer hohen Einspeisung aus Erneuerbaren Energien beitragen. Abbildung 3 visualisiert das bereits heute bestehende Flexibilitätspotenzial, das ohne technische Prozessänderungen und Investitionen erschlossen werden kann, untergliedert nach Lastreduktion und Lasterhöhung je Abrufdauer.

Flexibilisierbare Leistung des Flexibilitätspotenzials nach Abrufdauer

Abb. 3

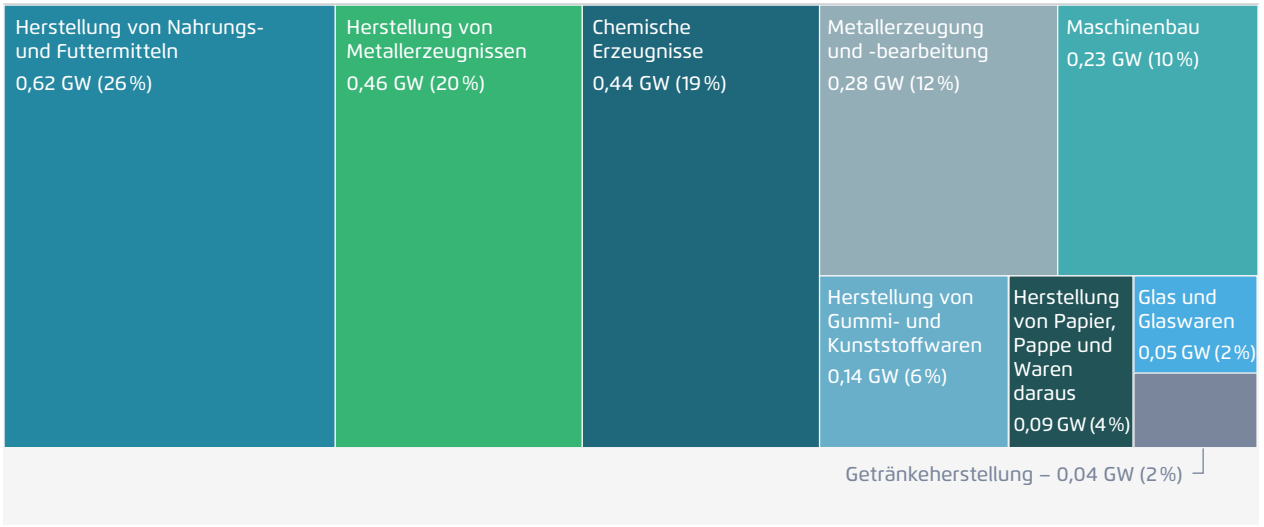


Agora Energiewende und Agora Industrie (2024) basierend auf Datenerhebung des Projektes SynErgie (2024)

Abbildung 3 zeigt, dass die flexibilisierbare Leistung mit zunehmender Abrufdauer kontinuierlich zurückgeht. Mit einer Abrufdauer von bis zu 5 Minuten kann eine maximale Lastreduktion von 3,2 Gigawatt beziehungsweise eine maximale Lasterhöhung von 2,9 Gigawatt realisiert werden, während bei einer Abrufdauer von bis zu 15 Minuten die maximale flexibilisierbare Leistung bei Lastreduktion auf 2,4 Gigawatt beziehungsweise 1,8 Gigawatt bei der Lasterhöhung sinkt. In den nachfolgenden Grafiken wird das in Abbildung 3 ausgewiesene Flexibilitätspotenzial, aufgegliedert in die zugrundeliegenden Branchen, beispielhaft für die 15-minütige Abrufdauer dargestellt.

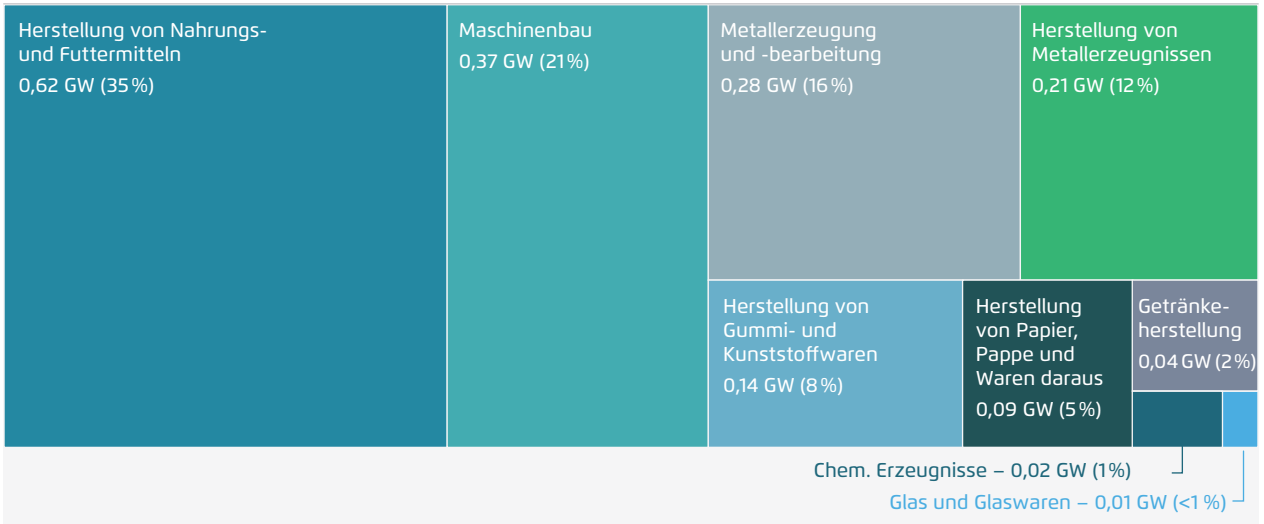
Abbildung 4 und 5 zeigen die heute bereits nutzbaren Flexibilitätspotenziale je Branche, das heißt die Flexibilität, die ohne zusätzliche Investitionen genutzt werden könnte. Die Fläche der eingefärbten Vierecke repräsentiert dabei den Anteil der Branche an der flexibilisierbaren Leistung mit einer Abrufdauer von bis zu 15 Minuten. Die Abbildungen verdeutlichen, dass insbesondere in der Herstellung von Nahrungsmitteln, Metallernzeugnissen, chemischen Erzeugnissen sowie dem Maschinenbau ein Großteil der Flexibilitätspotenziale zu verorten sind. In der Nahrungsmittelherstellung ist unter anderem der energieflexible Betrieb von Kühlhäusern als Beispiel zu nennen, während in der chemischen Industrie die Substitution einer in der Vergangenheit auf fossilen Energieträgern basierenden Wärmeerzeugung durch bivalente Betriebsweise beziehungsweise durch eine Elektrifizierung der Wärme- und Prozessdampfbereitstellung zum Flexibilitätspotenzial beitragen.

Flexibilisierbare Leistung bei Lastreduktion und Abrufdauer von bis zu 15 Minuten **Abb. 4**



Agora Energiewende und Agora Industrie (2024) basierend auf Datenerhebung des Projektes SynErgie (2024)

Flexibilisierbare Leistung bei Lasterhöhung und Abrufdauer von bis zu 15 Minuten **Abb. 5**



Agora Energiewende und Agora Industrie (2024) basierend auf Datenerhebung des Projektes SynErgie (2024)

2.4 Inwiefern erfolgen in verschiedenen Industriezweigen in Bezug auf die Residuallasten bereits jetzt Reaktionen auf die Strombörsenpreise?

Der zielgerichtete Umgang mit den mit der Strombeschaffung verbundenen Preisrisiken stellt eine der zentralen Herausforderungen insbesondere für energieintensive Unternehmen dar. Deshalb sind Industrieunternehmen bestrebt, den Erhalt ihrer Wettbewerbsfähigkeit durch einen integrierten Risikomanagementansatz

bei der Strombeschaffung sicherzustellen.¹⁵ Für eine mittel- bis langfristige Absicherung unvorhergesehener Strompreisanstiege stellen börslich oder außerbörslich gehandelte Stromderivate für energieintensive Unternehmen ein wirksames Risikoinstrument dar. Der Großteil des industriellen Energiebedarfs wird durch die Unternehmen selbst oder über Dritte (Energiefreiberanten oder Dienstleister) über eine individuelle Beschaffung von Standardhandelsprodukten (*base load* und *peak load*) in verschiedenen Bändern, zum Beispiel Monats- oder Jahresbändern, gedeckt. Für eine **kurzfristige Absicherung** können energieintensive Unternehmen insbesondere ihre **Energieflexibilität** einsetzen, um Strompreisisiken (beispielsweise auf dem *Day-Ahead*-Markt) wirksam zu adressieren beziehungsweise durch eine zielgerichtete Anpassung ihres Stromverbrauchs von günstigen Marktpreisen zu profitieren. Nichtsdestotrotz macht die Flexibilisierung des Stromverbrauchs eine detailliertere Beschäftigung der (industriellen) Verbraucher mit den schwankenden Strompreisen notwendig. Somit können durch den Einsatz von Energieflexibilität die Strombezugskosten wirksam gesenkt werden und Risiken hinsichtlich hoher Preisvolatilität entgegengewirkt werden.¹⁶

Industrieunternehmen, deren Strombeschaffungskosten einen dynamischen, an der Strombörse orientierten Bestandteil aufweisen, richten sich bereits heute nach den Marktpreisen. Dies ist zumeist eine Reaktion auf den *Day-Ahead*-Markt, da anhand der Marktergebnisse am Vortag der Produktionsplan für den kommenden Tag angepasst und fixiert werden kann. Der Einsatz von industrieller Energieflexibilität erfolgt betriebskostenoptimierend innerhalb der bestehenden Märkte und Netzentgeltregulierung – häufig unter der Randbedingung, dass die Verbrauchsspitzen nicht erhöht werden dürfen, da sonst die jährliche Benutzungszahl unterschritten wird und damit das Anrecht auf individuelle Netzentgelte verloren geht.

2.5 Welche Methoden werden bei der Prognose der Preisentwicklungen angewandt und welche Zuverlässigkeit weisen diese vor? Wie wird das Potential eingeschätzt, die Prognosesicherheit in den nächsten Jahren zu erhöhen?

Insbesondere in der Gruppe der energieintensiven industriellen Letztverbraucher werden Preisprognosen im Rahmen des Risikomanagements eingesetzt, um für bestimmte Zeiten gezielt Strommengen über Spot- und/ oder Terminmärkte zu beschaffen beziehungsweise über Energiehändler beschaffen und handeln zu lassen. Aufgrund des tiefgreifenden Know-hows, das für die Erstellung von Preisprognosen notwendig ist, nehmen die meisten Unternehmen (und häufig auch Energiehändler) die Dienste von spezialisierten Prognoseanbietern in Anspruch. In der Regel erstellen nur wenige, sehr große und energieintensive Unternehmen (häufig mit eigener Börsenzulassung) selbst Preisprognosen.

Prognoseanbieter setzen zunehmend KI-basierte Methoden ein, die eine Vielzahl von Einflussfaktoren, die sich je nach Markt unterscheiden, berücksichtigen. Dabei gibt es kein universelles Prognosemodell, das für alle Märkte gute Prognoseergebnisse liefert. Vielmehr existieren für unterschiedliche Märkte (zum Beispiel *Day-Ahead*- und *Intraday*-Markt) verschiedene, auf die jeweiligen Marktspezifika trainierte Prognosemodelle. Bei der Erstellung von *Day-Ahead*-Preisprognosen sind beispielsweise die prognostizierte Residuallast, Verfügbarkeit von Kraftwerken, Einspeisung von Wind- und Solarenergie und Lufttemperatur wichtige Einflussgrößen.

¹⁵ Weigel et al. (2023). Risikomanagement in der Strombeschaffung unter Nutzung industrieller Energieflexibilität. Online verfügbar unter: <https://link.springer.com/article/10.1007/s12398-023-0936-y>

¹⁶ Weigel et al. (2023)

Grundsätzlich lässt sich hinsichtlich der Prognosegüte die Aussage treffen, dass exakte Vorhersagen eines (viertel-)stundengenauen Strompreises sehr komplex und folglich die Abweichungen zwischen Prognosewerten und tatsächlich realisierten Werten mitunter hoch sein können. Preistrends wie zum Beispiel Preisanstiege, Preisplateaus und Preisspreads können hingegen oftmals gut vorhergesagt werden. In der Regel reichen den Unternehmen diese Informationen aus, um gezielt in den Stunden mit günstigen Strompreisen die fehlenden Strommengen zu beschaffen beziehungsweise zu viel beschaffte Mengen in Zeiten möglichst hoher Marktpreise zu verkaufen. Dabei kann bisher tendenziell der *Day-Ahead*-Preis besser prognostiziert werden als ein viertelstundenscharfer *Intraday*-Preis. Die Herausforderungen bei der *Intraday*-Preisprognose liegen vor allem darin begründet, dass kurzfristige Änderungen bei den Einspeisemengen von Erneuerbaren Energien, die nur mit geringen Vorlaufzeiten verlässlich vorhergesagt werden können, einen großen Einfluss auf die Preisprognose haben. Darüber hinaus spielt im Kurzfristhandel auch das Verhalten der Marktakteure eine wichtige Rolle, welches ebenfalls nur schwer prognostiziert werden kann. Die Prognosegüte könnte in Zukunft durch eine stetig wachsende und verbesserte Datengrundlage zum Training der Prognosemodelle steigen – unter der Annahme, dass die Marktbedingungen unverändert bleiben.

Im Gegensatz dazu zielen langfristige Prognosen eher darauf ab, allgemeine Trends aufzuzeigen. Die Prognosen sind in diesen Fällen oft – wie auch die *Intraday*-Prognosen – mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Dies liegt unter anderem daran, dass langfristige Preisentwicklungen von einer Vielzahl externer Faktoren abhängen, die zum Prognosezeitpunkt nur schwer beziehungsweise nicht vorhersehbar sind, wie zuletzt unter anderem die Folgen der COVID 19-Pandemie oder des Angriffskriegs Russlands gegen die Ukraine verdeutlicht haben.

Den Großteil der benötigten Strommengen beschaffen die Unternehmen zumeist auf den Terminmärkten. Da der günstigste Einkaufszeitpunkt am Terminmarkt mit Prognosen nicht verlässlich vorhergesagt werden kann, sichern Unternehmen ihre Preisrisiken in der Regel über langfristige (Tranchen-)Beschaffungsstrategien mit mehreren Einkaufszeitpunkten oder aktives Portfoliomanagement mit Käufen und Verkäufen ab. Die kurzfristige Optimierung der Beschaffung zum Beispiel am *Day-Ahead*-Markt erfolgt dann mit im Vergleich zu den Terminmärkten höherer Prognosegüte und kleineren Stromhandelsmengen und somit geringerem Risiko. Je größer die benötigten Strommengen sind, desto eher agieren die Unternehmen direkt oder über Dienstleister an den Energiemärkten. Je kleiner der Stromverbrauch ist, desto eher verlassen sich die Unternehmen auf ihren Energielieferanten. Dazwischen existiert ein wachsendes Feld von Energielieferanten und Dienstleistern, die passgenaue Produkte für Unternehmen anbieten, um Preisrisiken abzusichern und Marktchancen nutzbar zu machen.

In Märkten sind Prognosegüte und Absicherungen also zwei Optionen, um Unsicherheiten handhabbar zu machen und werden von professionellen Verbrauchern beziehungsweise Lieferanten individuell optimiert. Aussagen über eine verbesserte Prognosegenauigkeit und dadurch vermiedene Kosten sind nur individuell möglich, da diese von verschiedensten Faktoren beeinflusst werden. Da die Stromerzeugung und infolgedessen die Strompreise immer stärker vom Wetter abhängig werden, können Verbesserungen bei den Wetterprognosen und deren Verlässlichkeit für die nächsten Tage und Wochen generell die Güte der Strompreisprognosen deutlich erhöhen.

2.6 Welche Granularität kann bei der Flexibilisierung erreicht werden? Kann eine Reaktion auf viertelstündlicher Basis (*Intraday*-Preise) umgesetzt werden?

Die in der Industrie vorhandenen Flexibilitätspotenziale und -perspektiven sind insbesondere für den sehr kurzfristigen Ausgleich von bis zu 15 Minuten am höchsten (vgl. Abbildung 2). Viele, vor allem besonders energieintensive Unternehmen vermarkten ihre Flexibilität bereits an Regenergiemärkten, was grundsätzlich ihre Fähigkeit zeigt, sowohl technisch als auch produktionsseitig flexibel zu agieren – sofern ausreichend hohe finanzielle Anreize bestehen und die entsprechenden regulatorischen Rahmenbedingungen einen Flexibilitätseinsatz nicht bestrafen. Schon heute erfolgt bei Endverbrauchern mit einem jährlichen Stromverbrauch von mehr als 100.000 Kilowattstunden pro Jahr eine verpflichtende, viertelstundenscharfe Leistungsmessung, wodurch eine Reaktion auf sehr kurzfristige Veränderungen an Strommärkten (beispielsweise auf dem *Intraday*-Markt) grundsätzlich möglich ist.

In Zukunft werden die Vorlaufzeiten zwischen Handelsschluss und Lieferung im Stromhandel voraussichtlich weiter verkürzt werden, insbesondere aufgrund der Handhabung kurzfristig schwankender Solareinspeisungen und entsprechenden Prognoseungenauigkeiten. Da die Leistung zu Beginn und am Ende einer Viertelstunde erheblich variieren kann, könnte die Industrie dazu beitragen, diese Schwankungen mit ihrem hohen kurzfristig verfügbaren Flexibilitätspotenzial innerhalb von maximal 15 Minuten effektiv auszugleichen – und dabei von günstigen Strompreisen zu profitieren.

2.7 Welche Maßnahmen sind erforderlich, um eine maximale Flexibilisierung zu erwirken?

Die erheblichen Vergünstigungen der Netzentgelte im Rahmen des § 19 Abs. 2 S. 2ff. StromNEV sollten so umgestaltet werden, dass die Industrie ihre Energieflexibilität wirtschaftlich attraktiv nutzen kann. Ziel sollte es sein, eine langfristig verlässliche Nachfolgeregelung der individuellen Netzentgelte zu entwickeln. Diese sollte angemessene Übergangsfristen vorsehen, um Investitionen in die Flexibilisierung von Prozessen und Querschnittstechnologien zu ermöglichen und kalkulierbar zu machen und damit Planungssicherheit zu geben.

In einem ersten Schritt sollte die BNetzA deshalb sicherstellen, dass Unternehmen, die bereits heute über entsprechend nutzbare Flexibilitätspotenziale verfügen, bereits ab dem 1. Januar 2026 die Möglichkeit haben, von einer neuen Regelung zu profitieren. Eine Flexibilisierung der industriellen Stromnachfrage sollte durch eine angemessene Übergangszeit unterstützt und angereizt werden. Wie die BNetzA im Rahmen des Eckpunktepapiers richtigerweise darlegt, gilt es, eine angemessene Abwägung bei der Festsetzung der Länge der Übergangszeit zu treffen. In dieser muss neben den branchenspezifischen und technischen Möglichkeiten einer Flexibilisierung auf der einen Seite berücksichtigt werden, dass gewisse Letztverbrauchergruppen zur Erschließung ihrer Flexibilitätsperspektiven unter Umständen erhebliche Investitionen tätigen müssen. Bis diese realisiert sind und tatsächlich genutzt werden können, dauert es – je nach Unternehmensgröße und dem betrachteten Produktionsprozess – unter Umständen mehrere Jahre (zum Beispiel, um komplexe Entscheidungsprozesse zu durchlaufen, notwendige Genehmigungen zu erhalten, und die Finanzierungen und Förderungen zu klären). Auf der anderen Seite bedarf es (nach der Abschaffung von Flexibilitätshemmnissen) ausreichend großer monetärer Anreize, damit Unternehmen neue Flexibilitätspotentiale überhaupt erkunden sowie angemessene Amortisationszeiten für Investitionen in Flexibilität realisieren können. Beide Seiten gilt es bei der Fortentwicklung der Stromnetzentgelte abzuwägen. Die Flexibilisierung der Kohlekraftwerke nach dem ersten Auftreten stark

Kostenparameter ausgewählter Herstellungsprozesse

→ Tabelle 4

	Aluminiumelektrolyse	Papierherstellung	Chlor-Alkali-Elektrolyse	Hohl- und Flachglasherstellung
Abrufkosten [EUR/MWh]	115 (Lastverschiebung) 620 (Abschaltung)	200 (Verschiebung) 710 (Abschaltung)	256 (Lastreduktion) 150 (Lastverschiebung) 1.060 (Abschaltung)	820 (Lastreduktion) 1.110 (Abschaltung)
Investitionen [EUR/MW]	0	2.300	200	1.500
Jährliche Fixkosten [EUR/MW]	2.000	2.000	100	19.100

Steurer (2017), Heitkoetter et al. (2021)

negativer Strompreise im Oktober 2009 hat beispielsweise gezeigt, dass monetäre Anreize zu erheblicher Flexibilisierung vorhandener Anlagen führen können und neue Anlagen und Prozesse direkt auf die (monetär) benötigte Flexibilität hin designt und ausgelegt werden.

2.8 Welche Kosten sind mit solchen Maßnahmen verbunden?

Wie bereits die unter Frage 1 beispielhaft veranschaulichten technischen Parameter sind auch die mit verschiedenen Flexibilitätsmaßnahmen verbundenen **Kosten** stark vom betrachteten Prozess eines spezifischen Unternehmens abhängig. Vor diesem Hintergrund kann die Spannbreite möglicher Kosten – je nach Quelle – mitunter sehr groß sein. Der Literatur können für beispielhafte Produktionsprozesse Investitions- und Abrufkosten entnommen werden. Als belastbare Quellen können unter anderem Steurer (2017)¹⁷ und Heitkoetter et al. (2021)¹⁸ angesehen werden, die eine umfassende Datenbasis aus Unternehmensbefragungen aufweisen. Für vier beispielhafte Prozesse sind in Tabelle 4 ein Auszug aus den genannten Quellen angegeben.

Die in Tabelle 4 dargestellten Kosten stellen Durchschnittswerte aus der einschlägigen Literatur dar und können in der Praxis erheblich variieren. Insbesondere die Investitionshöhen für Flexibilisierungsmaßnahmen (zum Beispiel aufgrund einer notwendigen Umstrukturierung des Produktionsprozesses) sowie die Abrufkosten unterscheiden sich je nach Unternehmen und Branche deutlich – abhängig von den jeweils vorliegenden spezifischen technischen und organisatorischen Gegebenheiten. Faktoren wie unter anderem das Alter und der Typ der Anlagen, die vorhandene Infrastruktur für die Informations- und Kommunikationstechnik (IKT), der Reifegrad des Energiemanagementsystems, die Zentralisierung der Produktionssteuerung sowie die Organisationsstruktur des Unternehmens können zum Beispiel durch Schichtbetrieb die in Tabelle 4 aufgeführten Kosten erheblich (positiv wie negativ) beeinflussen. Die Abrufkosten von Flexibilisierungsmaßnahmen spielen eine zentrale Rolle für deren Einsatz im operativen Betrieb. Diese Kosten resultieren aus dem Eingriff in den Produktionsprozess, der mit der Nutzung des Flexibilitätspotenzials einhergeht. Sie umfassen zusätzliche Aufwendungen, die beispielsweise durch den Eingriff in den Produktionsablauf, zusätzliche Energiekosten oder höhere Personalaufwände entstehen können. Eine sorgfältige Gestaltung von Anreizsystemen ist daher erforderlich, um diese Maßnahmen wirtschaftlich und operativ sinnvoll einsetzen zu können. Für die Flexibilität

¹⁷ Steurer (2017). Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung. Online verfügbar unter: https://elib.uni-stuttgart.de/bitstream/11682/9198/3/Dissertation_Martin_Steurer.pdf

¹⁸ Heitkoetter et al. (2021). Assessment of the regionalised demand response potential in Germany using an open source tool and dataset. Online verfügbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666792420300019>

neuer Prozesse, beispielsweise bei Neuinvestitionen im Zuge der Elektrifizierung, ist entscheidend, dass Art und Höhe der Flexibilitätsanreize bereits frühzeitig bekannt oder zumindest verlässlich absehbar sind, damit diese Prozesse von Beginn an – häufig ohne oder nur mit geringen Mehrkosten – flexibel designt und ausgelegt werden können.

2.9 Welchen Zeitraum nehmen diese Maßnahmen in Anspruch?

Der Zeitraum für die Erschließung von Flexibilisierungsmaßnahmen in Industrieunternehmen variiert je nach Energieflexibilitätsmaßnahme, unternehmensindividuellen Rahmenbedingungen und der betrachteten Branche. Unternehmen mit bereits teilweise oder vollständig automatisierten und elektrifizierten Prozessen können in der Regel die Flexibilitätspotenziale schneller erschließen als die Unternehmen, deren Flexibilitätsperspektiven gegebenenfalls noch nicht bekannt sind und erst durch größere Investitionen (zum Beispiel durch Energieträgerwechsel und bivalente Betriebsweise) nutzbar gemacht werden können. Hinzu kommen standort-spezifische Aspekte wie Genehmigungsverfahren oder infrastrukturelle Anforderungen, welche die Zeitpläne beeinflussen können. Bezogen auf die Art der Maßnahmen sind kurzfristige Energieflexibilitätsmaßnahmen wie eine Anpassung von Schichtplänen oft innerhalb eines oder weniger Tage bis Wochen umsetzbar. Bereits vorhandene Flexibilitäten können daher mitunter sehr schnell auf (geänderte) Flexibilitätssignale reagieren. Die Umsetzung von mittel- bis langfristigen Energieflexibilitätsmaßnahmen hingegen, wie beispielsweise Technologiewechsel zur Bereitstellung von Prozesswärme, die entsprechende Investitionen und Umstrukturierungen erfordern, kann mehrere Jahre dauern. Wichtig ist vor diesem Hintergrund, den Unternehmen Planungssicherheit in Bezug auf die regulatorischen Rahmenbedingungen zu geben, um auch mittel- und langfristig Investitionen in Energieflexibilität anzureizen und deren Wirtschaftlichkeit sicherzustellen. Es bietet sich daher ein schrittweiser und planbarer Übergang zu einem Regulierungsrahmen an, der mehr Flexibilität erlaubt und neben Unternehmen auch Netzbetreibern die Möglichkeit bieten kann, sich auf geänderte Anforderungen einzustellen.

3 Aktuelle industrielle Sondernetzentgelte

Für die Flexibilisierung des industriellen Strombezugs bestehen grundsätzliche Herausforderungen durch die derzeitige Ausgestaltung der industriellen Sondernetzentgelte:

Bandlastprivilegierung fördert die Nutzung der industriellen Flexibilität für die Verstetigung des Strombezugs. Das ist weder bezogen auf die Stromgestehungskosten kosteneffizient noch reflektiert es die Kosten der Netznutzung und kann zudem zum Mehrverbrauch führen. Wie die BNetzA in ihrem Eckpunktepapier ausführlich darlegt, schränkt die derzeitige Berechnungssystematik zur Ermittlung individueller Netzentgelte für energieintensive Letztverbraucher gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV die systemische Nutzung der industriellen Flexibilität erheblich ein. Insbesondere der Privilegierungstatbestand des § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV für stromintensive industrielle Verbraucher ab einem Jahresstromverbrauch von 10 Gigawattstunden ist hier zu nennen. Er „bestraft“ den Einsatz nachfrageseitiger Flexibilität, der auf die heutigen und zukünftigen Erfordernisse des Stromsystems ausgerichtet ist, und „belohnt“ einen gleichmäßigen Strombezug energieintensiver Letztverbraucher. Die bisherigen Vergünstigungen der Bandlastkunden führen an den Grenzwerten trotz eines Mehrverbrauchs zu insgesamt geringeren Netzentgelten (und in der Folge auch niedrigeren Strombezugskosten). Massive Rabatte von bis zu 80 Prozent ab 7.000 Benutzungsstunden, 85 Prozent ab 7.500 Stunden sowie bis zu 90 Prozent ab 8.000 Stunden verstärken den Anreiz und den Einsatz bereits vorhandener Flexibilität für eine gleichmäßige Stromabnahme. Im Durchschnitt beträgt der Rabatt für das einzelne privilegierte Unternehmen über 2 Millionen Euro im Jahr.

In Summe stellt gerade die Bandlastprivilegierung der derzeitigen Sondernetzentgeltregelung für industrielle Verbraucher ein Hemmnis für netzdienliches (und systemdienliches) Verhalten dar. Diese Regelung führt zu der Situation, dass teilweise zu systemisch und marktlich ungünstigen Zeiten Strom bezogen wird, um innerhalb eines Jahres die notwendige Benutzungsstundenzahl zu erreichen. Gerade im Zuge zunehmender Mengen Erneuerbarer Energien setzt die Bandlastprivilegierung einen falschen Anreiz für Inflexibilität und behindert den Zugang zu günstigen Strompreisen. Die Anreize für inflexibles Lastverhalten lassen kritische Netzzustände außen vor, beziehungsweise können diese sogar verschärfen. Anreize zum Mehrverbrauch sind volkswirtschaftlich nicht sinnvoll. Hier wirken diese gleich zweimal: für die Erfüllung der 10 Gigawattstunden Jahresmindestmengen, und für die Erfüllung der Vollbenutzungsstunden, die einen konstanten (Mehr-)Verbrauch zum Jahresende notwendig machen kann.

Die Atypik des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV führt hingegen zu keinen systemischen Fehlanreizen. Die Atypik in der aktuellen Netzentgeltregelung vergütet netzdienliches Lastverhalten und zeugt von einem gewissen Flexibilitätsgedanken. Das Sondernetzentgelt reizt Verbraucher an, ihre höchsten Strombezüge außerhalb der vorausschaubaren Hochlastzeiten zu konzentrieren und entlastet dadurch die Netze. Allerdings sind die Hochlastzeitfenster statisch und spiegeln damit die konkrete Netzsituation nicht wider. Die Netzentlastung der atypischen Netznutzung ist in Netzen mit einer hohen Durchdringung von Erneuerbaren Energien fraglich. Ob in einspeisedominierten Netzen die Atypik schon heute angepasst werden muss, sodass die Lastspitzen sich an Rückspeisespitzen orientieren, sollte untersucht werden. Auch hierfür müssten die Zeitfenster kurzfristiger gesetzt werden. Die von der Beschlusskammer angeführten Argumente gegen die Fortführung der Atypik treffen ebenfalls auf die Monatsleistungspreise des § 19 Abs. 1 StromNEV und die Jahresleistungspreise des § 17 Abs. 2 StromNEV zu. Auch diese stellen einen Nutzungsanreiz dar, der Netzengpässen nicht immer entgegenwirkt. Entsprechend sollte die Atypik nur nach eingehender Evaluierung modifiziert und nicht pauschal abgelöst werden.

4 EU-rechtliche Rahmenbedingungen

Die derzeitige Netzentgeltverordnung (StromNEV) läuft im Jahr 2028 aus. Eine fortführende Festlegung der BNetzA kann diese übernehmen, muss dabei aber die EU-Elektrizitätsbinnenmarktverordnung 2019/943 und ihre Revision über Verordnung 2024/1747 berücksichtigen. Netzentgelte müssen nach diesen Regelungen kostenreflektierend, transparent und nicht-diskriminierend sein, die Methoden der Entgeltbildung fördern sowie die Integration erneuerbarer Energien und die Nutzung von Flexibilitätsleistungen unterstützen. Der Gesetzgeber hat der BNetzA entsprechend der europäischen Rechtslage die Zuständigkeit der Netzentgeltregulierung zugeteilt. Damit sind die Anforderungen an deren methodische Ausgestaltung um die Integration der Erneuerbaren Energien und Flexibilität erweitert worden. Die Schwierigkeiten einer solchen Ausgestaltung ergeben sich im Detail. So hat beispielsweise die Stiftung Umweltenergierecht dargelegt¹⁹, dass unklar ist, ob Sondernetzentgelte der Diskriminierungsfreiheit standhalten müssen, oder wie der Rahmen für die Kostenreflektion definiert sein müsste.

Die europäische Regulierungsbehörde ACER diskutiert in diesem Zuge zeitlich differenzierte Netzentgelte. Laut aktueller Empfehlung²⁰ sollen zeitvariable Netzentgelte, sofern diese als kostenreflektierend eingestuft sind, für alle in gleichem Maße verpflichtend angewandt werden. Ähnlich lässt sich auch das heutige örtliche Netzentgelt diskutieren, da es nur die Kostenorientierung innerhalb des jeweiligen Verteilnetzes widerspiegelt. Da die BNetzA mit der aktuellen Festlegung zur Verteilung der Mehrkosten durch Erneuerbare Energien²¹ davon erstmals auf Verteilnetzebene abweicht, wäre es nur konsequent, diese lokalen Fehlanreize komplett zu beseitigen und bundeseinheitliche Netzentgelte einzuführen, wie bereits auf der Übertragungsnetzebene realisiert. Im Vergleich sind die städtischen Netze je ausgespeiste Kilowattstunde günstiger, während die ländlichen Netze teurer sind, weil diese die neue Einspeisung bewältigen müssen und weniger Verbraucher angeschlossen sind. Eine bundesweite übergreifende Kostenorientierung würde damit tendenziell eher erfordern, die Anreize für Verbrauchsinvestitionen in Netzgebieten mit hoher Rückspeisung zu stärken, als in ausspeiseorientierten Netzen. Neben dem Ort sind die Spannungsebene, der Zeitpunkt der Nutzung und die Flussrichtung Determinanten für die Netzkosten, die für kostenreflektierende Netzentgelte zu berücksichtigen sind.

Das Beihilferecht ist ein weiterer wichtiger Faktor, der bei der künftigen Ausgestaltung der Netzentgelte mitbedacht werden muss. Die Sonderregelungen des § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV enthielten in den Jahren 2012 und 2013 einen 100-prozentigen Rabatt und damit eine vollständige Befreiung der Netzkosten. Die EU-Kommission leitete daraufhin im Jahr 2013 ein Beihilfeverfahren ein. Ergebnis des Verfahrens war, dass die in den Jahren 2012 und 2013 geltenden vollständigen Befreiungen nicht den Beihilferegeln entsprochen haben. Diesbezügliche Unsicherheiten sollten bei einer Neuregelung der industriellen Netzentgelte unbedingt vermieden werden, da sie für Unternehmen die Planungssicherheit gefährden und die Transformation verteuern können.

19 Stiftung Umweltenergierecht (2024). Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor. Systematik und Reformbedarf. Online verfügbar unter: https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2024/09/Stiftung_Umweltenergierecht_Wuestudien_37_Netzentgelte.pdf

20 ACER (2023). Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe. Online verfügbar unter: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_electricity_network_tariff_report.pdf

21 Bundesnetzagentur (2024). BK8-24-001-A. Online verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2024/2024_4-Steller/BK8-24-0001/BK8-24-0001-A_Festlegung.html?nn=993236

5 Grundsätze und Handlungsoptionen für reformierte Netzentgelte

Eine Reform der Netzentgelte mit der Stoßrichtung, flexiblen Strombezug zu ermöglichen, bietet die Chance, die netz- und marktbezogenen Systemkosten insgesamt zu verringern. Für industrielle Verbraucher entsteht so ein Anreiz, ihren Strombezug stärker zu flexibilisieren und so von den günstigeren Strompreisen beispielsweise in Zeiten hoher Einspeisung von Wind- und Solarstrom zu profitieren. Bei ausreichender Netzkapazität sollten Netzentgelte verbrauchsseitige Flexibilität nicht einschränken, so dass die Signale der Strommärkte (Großhandel, Regelleistung) dazu beitragen, Erneuerbare Energien effizient zu nutzen. Netzentgelte vermitteln hingegen ein Signal, die Netzbelastung, inklusive bestehender wie neuer, lokaler und zeitlicher Engpässe, zu reflektieren. Ein neues Entgeltsystem müsste hierfür definiert und erprobt werden, da sich kaum prognostizieren lässt, ob eine gleichzeitige Umstellung vieler großer oder sogar aller Stromverbraucher zu stark verändertem Lastverhalten und zu zusätzlichen Herausforderungen für schon stark belastete Netzteile wie dem strukturellen Nord-Süd-Engpass führt.

Es bietet sich an, bei der Entwicklung eines effizienten Netzentgeltsystems bei den aktuell größten Hemmnissen für flexibleren Verbrauch anzusetzen, da hier die Transaktionskosten am geringsten sind. Ein Reformvorschlag sollte im ersten Schritt darauf abzielen, als stärkstes Flexibilitätshemmnis den 7.000-Stunden-Grenzwert abzuschaffen (siehe Abbildung 6). So können die Fehlanreize an diesem – und nachfolgend an den anderen – Übergängen der Vollbenutzungsstunden beseitigt werden. Um mit einer Reform die bisherigen „Sprungstellen“ zu vermeiden, gleichzeitig aber Privilegierungen im Sinne individueller Netzentgelte grundsätzlich weiterhin zu ermöglichen, ist eine grundsätzliche Abkehr von dieser bisherigen Mindest-Benutzungsstundenregelung hin zu einer alternativen „Zugangsvoraussetzung“ für das Beziehen individueller Netzentgelte zu erwägen. Der Fokus auf diese wichtigste flexibilitätsbezogene Hemmnisbeseitigung würde damit vorerst auch den Kreis der Verbraucher auf die stromintensiven gegenwärtigen Bandlastverbraucher eingrenzen.

Der Fokus auf aktuelle Bandlastverbraucher ermöglicht es, im Voraus Transparenz bei den Standorten, Mengen und Flexibilitätspotentialen herzustellen, und so die notwendige Datengrundlage für spätere und weitergehende Regulierung zu schaffen. Über die Sammlung erforderlicher Daten kann ein genaueres Verständnis der Flexibilitätspotenziale der Bandlastverbraucher und damit einhergehender zusätzlicher Kosten entwickelt werden. Dabei sollte ein schrittweises Vorgehen für die Industrie ermöglicht werden, um den für industrielle Betriebsweisen und Investitionen notwendigen langfristig verlässlichen regulatorischen Rahmen und Planungssicherheit zu schaffen. Um die notwendigen Daten zur Gruppe der Bandlastverbraucher zu sammeln, könnten diese Verbraucher zunächst dazu aufgefordert werden, Flexibilitätsnachweise zu erbringen, beispielsweise durch Nutzung der Regelungen nach der BNetzA-Festlegung BK-4-22-089, der Erbringung von Regelleistung, Teilnahme an den Abschaltbare-Lasten-Mechanismen oder eines dezidierten Flexibilitäts- und Flexibilisierungsplans. Letzterer hätte einerseits zur Folge, dass Unternehmen, die weiterhin Sonderentgelte in Anspruch nehmen möchten, Flexibilisierungspotentiale (gegebenenfalls mehr als noch heute) erkunden und bewerten (müssen). Andererseits erhalten Netzbetreiber mehr und frühzeitiger Informationen über industrielle Lastflexibilität, die sie – idealerweise netzkostensenkend – in den Netzausbau- und Netzentwicklungsplänen berücksichtigen können. Durch Einreichen eines Flexibilitätsplans könnten Unternehmen sowohl Flexibilitätspotenziale und -einschränkungen aufzeigen und sich so weiterhin für industrielle Sondernetzentgelte qualifizieren. Das Niveau der Entgelte soll für diese Verbraucher insgesamt vorerst erhalten bleiben, um genügend Zeit zur Erhebung der notwendigen Daten zu gewähren und disruptive Effekte zu vermeiden. Eine dafür

notwendige Rabattierung von 80 bis 90 Prozent gegenüber allgemeinen Netzentgelten lässt sich nicht mittels bestimmter Abnahmemuster oder Strukturmerkmale innerhalb einer einheitlichen Netzentgeltsystematik darstellen. Die Definition und Abgrenzung von Sonderentgelten gegenüber den allgemeinen Netzentgelten bleibt somit unumgänglich, um Entgelte in der geforderten Größenordnung garantieren zu können.

Die Eintrittsschwelle für Netzentgeltvergünstigungen könnte bei den bisherigen 10 Gigawattstunden Jahresarbeit - in Verbindung mit der Dokumentation eines Flexibilitätsnachweises beziehungsweise Flexibilisierungsplans erhalten bleiben. Die Summe der zu zahlenden Netzentgelte eines privilegierten Verbrauchers steigt dabei auch nach Erreichen des Schwellenwerts mit der Jahresarbeit weiter leicht an, sodass ein Effizienzanreiz durchgehend erhalten bleibt. Zur Vermeidung der Sprungstellen würden Vergünstigungen der Netzentgelte erst auf die Mengen gewährt, die oberhalb des Schwellenwertes liegen. Um mögliche Umverteilungseffekte innerhalb dieser Kundengruppe durch einen neuen Rabatt zu verstehen, ist es notwendig, diese differenzierter zu untersuchen. Da die durchschnittlich von diesen Kunden bezogene Strommenge weit oberhalb der bisherigen Eintrittsschwelle von 10 Gigawattstunden im Jahr liegt, könnte eine einstufige Rabattierung von beispielsweise 85 Prozent für alle Verbräuche oberhalb der Eintrittsschwelle zu Netzentgelten führen, die ähnlich den heutigen sind. Um mögliche Umverteilungseffekte innerhalb dieser Kundengruppe vor der Ausgestaltung eines neuen Mengenrabattes zu berücksichtigen, sind diesbezügliche Analysen durch die BNetzA erforderlich.

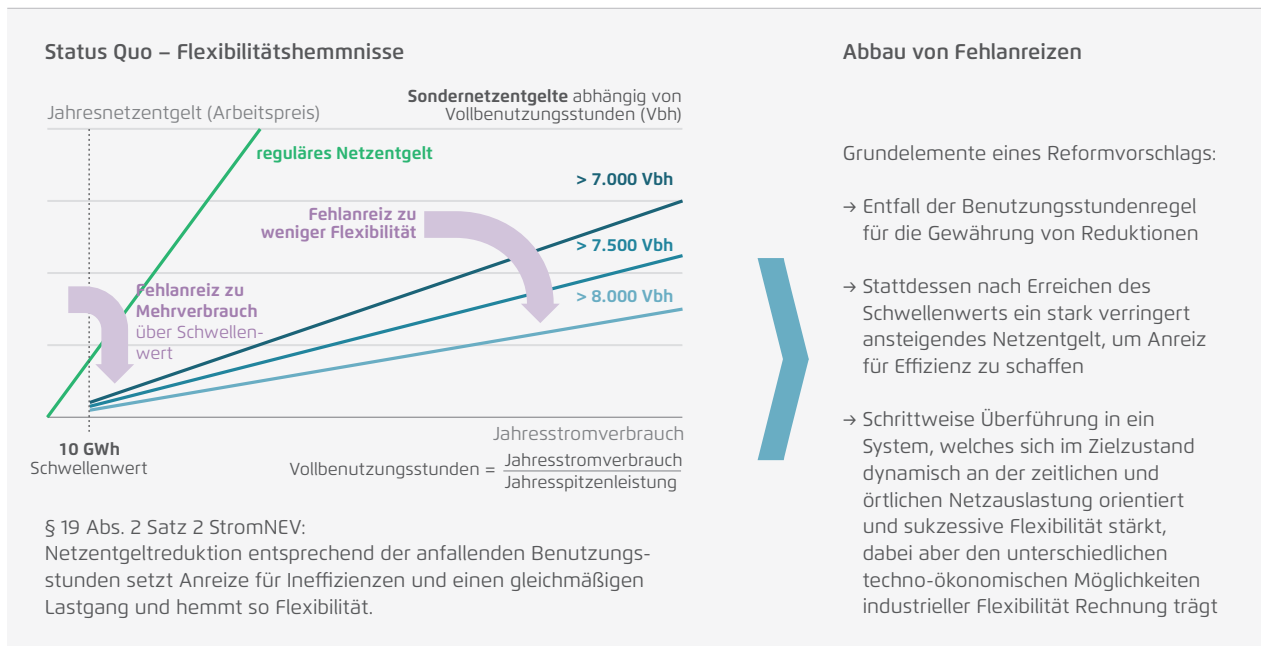
Über den definierten Flexibilitätsnachweis dieser begrenzten Kundengruppe ließe sich zudem die Rückkopplungen für das Netz prognostizieren und im Verhältnis zur umgesetzten Flexibilität monitoren. Diese Erkenntnisse können genutzt werden, um im ersten Zuge Rückkopplungen für die obersten Spannungsebenen zu ermitteln, an denen diese besonderen Verbraucher angeschlossen sind. Um damit die kurz- und langfristigen Netzkosten zu minimieren und die Integration der Erneuerbaren Energien über die bestehenden Märkte zu adressieren, ist es notwendig, die Zustände der einzelnen Spannungsebenen einzeln zu betrachten und als Preissignale zu transportieren. Mit der heutigen Kostenwälzung anhand der Jahreshöchstlasten in Form von Entgelt-Briefmarken an nachgelagerte Netzbetreiber ist dies zunehmend problematisch. Die Entwicklung einer Netzpreisstapelung oder -kaskadierung über Netzebenen und Netzbetreiber hinweg, kann hier eine mögliche Lösung sein. Die Entwicklung einer solchen Lösung durch Fortentwicklung der heutigen Kostenwälzung wird allerdings einige Zeit in Anspruch nehmen. Eine Entwicklung und Erprobung für die genannten drei oberen Spannungsebenen begrenzt die Anzahl von involvierten Netzbetreibern und damit wahrscheinlich auch den benötigten Zeitraum, um eine langfristige Planungssicherheit für alle Beteiligten zu schaffen.

Auf diesen ersten Schritten aufbauend könnte schrittweise ein System entwickelt werden, welches sukzessive Flexibilität stärkt, dabei aber den unterschiedlichen techno-ökonomischen Möglichkeiten industrieller Flexibilität Rechnung trägt. Ein solches System könnte beinhalten, dass die Netzentgelte in ihrer Höhe sowie zeitlich und örtlich zunehmend flexibler werden. So könnten zusätzlich zu einem Normaltarif Niedrig- und Hochlasttariffenster eingeführt werden, die sich dynamisch an der zeitlichen und örtlichen Netzauslastung orientieren. Diese Tariffenster könnten zunächst zum Beispiel am Vortag für mehrere aufeinanderfolgende Stunden definiert werden. Im Zeitverlauf könnten die Tariffenster dann graduell verkürzt werden und die Unterschiede zwischen Hoch- und Tieflastfenster sich schrittweise verändern. Abzuwägen wäre von der BNetzA, ob alternativ anstelle weniger Zeitfenster bereits von Beginn an Netztarife in viertelstündlicher Auflösung eingeführt werden. Neben einer besseren Maschinenlesbarkeit könnten mit Netztarifen, welche das gleiche Abrechnungsintervall aufweisen wie die Bilanzierungsintervalle am Strommarkt, Sprungstellen vermieden werden. Aus Netzsicht könnten Sprungstellen zu ungewünschten Lastgradienten im Netz führen, wenn viele Akteure gleichzeitig an der Sprungstelle ihre Flexibilität einsetzen. Für Unternehmen könnte ein „Verschmieren“ des Preissignals über mehrere Viertelstunden Preisrisiken reduzieren, sofern die Flexibilitäten nicht exakt dem Preissignal folgen beziehungsweise nur längere Rampen gefahren werden können. Nichtsdestotrotz kann

mit flexiblen Netzentgelten auch Bandlastverbrauchern eine Netzentgelt-Aufkommensneutralität für einen gewissen Einführungszeitraum gewährt werden, indem sich die finanziellen Anreize über Hoch- und Niedriglast-Zeitfenster beziehungsweise über einen Zeitraum von beispielweise einem Tag ausgleichen. Wenn für die überschaubare Anzahl von Bandlastverbrauchern diese Grundsätze für die Ausgestaltung zukünftiger Netzentgelte eingeführt werden, ermöglicht es Erfahrungen zu sammeln und die notwendigen Standards zu entwickeln, die sich später für den Massenmarkt ausrollen lassen.

Um einen Pfad in ein neues Netzentgeltsystem zügig, effizient und planungssicher beschreiten zu können, bieten die begrenzte Gruppe der Verbraucher, denen Sonderentgelte gewährt werden, einen pragmatischen Ausgangspunkt, der es ermöglicht, Chancen nutzbar zu machen und Risiken zu begrenzen. In der Breite ließe sich dies kaum für alle Netzkunden in der gleichen Zeit darstellen. Trotzdem würden auch die nicht-privilegierten Netzkunden schon in diesem Prozessschritt von der Ausstrahlungswirkung der sichtbarwerdenden Reformen profitieren. Dieser schrittweise Einstieg in eine neue Netzentgeltsystematik kann ermöglichen, anhand eines eingegrenzten Verbraucherkreises die notwendigen Daten zu erheben sowie Lerneffekte und Erfahrungswerte zu erzielen, die bei der künftigen Ausgestaltung auch über diesen Adressatenkreis hinaus hilfreich sein können.

Status Quo industrieller Sondernetzentgelte und Abbau von Flexibilitätshemmnissen **Abb. 6**



Agora Energiewende und Agora Industrie (2024)

6 Zusammenfassung

Schon heute können industrielle Verbraucher ein gewisses Maß an Flexibilität beim Strombezug bereitstellen. Das Maß an Flexibilität ist dabei abhängig vom betrachteten individuellen Prozess beziehungsweise der betrachteten Querschnittstechnologie und den regulatorischen Rahmenbedingungen. Insbesondere die derzeitige Netzentgeltregulierung stellt heute ein zentrales regulatorisches Hemmnis für den systemischen Einsatz von industrieller Flexibilität dar und ist vor dem Hintergrund der Anforderungen des heutigen Strommarktes nicht mehr zeitgemäß. Eine zeitnahe Abschaffung der Fehlanreize der derzeitigen Netzentgeltregulierung ist richtig und notwendig. Insbesondere die Bandlastprivilegierung („7.000-Stundenregel“) sollten in einem ersten Schritt abgeschafft und durch Sondernetzentgelte auf Basis eines flexiblen Verbrauchs ersetzt werden.

Um einen flexiblen Verbrauch im Vorfeld vorzuweisen, können die größten Bandlastverbraucher dazu angehalten werden, Flexibilitätsnachweise zu erbringen, über die nachgewiesen wird, wie und in welchem Umfang Flexibilität bereitgestellt werden kann. Über diese Nachweise können sich Unternehmen weiterhin für Sondernetzentgelte qualifizieren. Gleichmaßen können so die notwendigen Daten erhoben werden, um die Netzplanung auf künftige Flexibilität dieser industriellen Verbraucher vorzubereiten.

In einem weiteren Entwicklungsschritt sollte durch schrittweise Dynamisierung der Netzentgelte für die Bandlastverbraucher ein Anreiz geschaffen werden, die Flexibilität auch netzorientiert einzusetzen. Dieser Anreiz kann über die zeitliche und örtliche Bepreisung von Netzkapazitäten und in dem Umfang erfolgen, in dem Netzengpässe vorliegen oder ihr Auftreten wahrscheinlich ist. Perspektivisch sollte die Diskussion um eine Ausgestaltung von zeitlich und örtlich differenzierten Netzentgelten zur Schaffung von Flexibilitätsanreizen überdies nicht nur mit Fokus auf industrielle Verbraucher, sondern für alle Verbraucherinnen und Verbraucher stattfinden.

Impressum

Agora Industrie

Agora Think Tanks gGmbH
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2
10178 Berlin | Deutschland
T +49 (0) 30 7001435-000
www.agora-industrie.de
info@agora-industrie.de

Agora Energiewende

Agora Think Tanks gGmbH
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2
10178 Berlin | Deutschland
T +49 (0) 30 7001435-000
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Kontaktpersonen

Philipp Godron | philipp.godron@agora-energiewende.de
Helen Rolfing | helen.rolfing@agora-industrie.de

Autorinnen und Autoren

Helen Rolfing (Agora Industrie)
Andreas Jahn (Regulatory Assistance Project)
Philipp Godron (Agora Energiewende)
Thorsten Lenck (Agora Energiewende)
Dr. Julia Metz (Agora Energiewende / Agora Industrie)

Mitwirkung

An der Erstellung dieser Stellungnahme hat darüber hinaus mitgewirkt: FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement, Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT unter Federführung von Prof. Dr. Dr. h.c. Hans Ulrich Buhl und Markus Pichlmeier.

Wir bedanken uns für kritisches Feedback bei Wolfgang Fritz (Consentec).

Die Verantwortung liegt ausschließlich bei den genannten Autorinnen und Autoren.

Datum: 18. September 2024