GROSSE BESCHLUSSKAMMER ENERGIE

Diskussions-papier

Entgelte für Industrie und Gewerbe

Bundesnetzagentur

Diskussionspapier

Entgelte für Industrie und Gewerbe
Stand: September 2025

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Große Beschlusskammer Energie

Tulpenfeld 4
53113 Bonn
Tel.: +49 228 14-0
Fax: +49 228 14-8872
E-Mail: info@bnetza.de

Vorwort

Die Bundesnetzagentur untersucht derzeit im Verfahren AgNes (GBK-25-01-1#3), inwiefern den – insbesondere durch die Energiewende – veränderten Rahmenbedingungen durch neue Ansätze bei der Netzentgeltbildung zu begegnen ist.

Am 24.07.2024 hatte die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur ein Eckpunktepapier zur Fortentwicklung der Sondernetzentgelte für Gewerbe und Industrie (Az. BK4-24-027) veröffentlicht. Die in diesem Verfahren adressierten Themenbereiche werden nunmehr in den AgNes-Prozess integriert und durch die Große Beschlusskammer behandelt.

Am 30.09.2025 veranstaltet die Bundesnetzagentur einen Branchenworkshop, in dem die Diskussion vertieft werden soll. Die Bundesnetzagentur sieht die aktuellen Regelungen in § 19 Abs. 2 StromNEV weiterhin als veränderungsbedürftig an; sie sieht in der notwendigen Neuregelung der Industrie- und Gewerbenetzentgelte eine Chance. Ein realistisch umsetzbarer, effektiver Anreiztatbestand kann Netzentgeltrabatte ermöglichen und zugleich die Effizienz des Energieversorgungssystems steigern. Die Bundesnetzagentur ist überzeugt, dass hierfür künftig ein Flexibilitätsanreiz sinnvoll ist. Die künftige Regelung muss dabei rechtssicher unter Beachtung des gesamten europarechtlichen Rahmens ausgerichtet werden, damit sie langfristig und ohne Risiko für die Beteiligten späterer Rückabwicklungen Geltung behalten kann.

Im Rahmen der Konsultation des o.g. Eckpunktepapiers der Beschlusskammer 4 haben Vertreter verschiedenster Branchen die große Wichtigkeit der Netzentgeltrabatte nach § 19 Abs. 2 StromNEV für ihre Wirtschaftlichkeit betont. Die Ankündigung eines Flexibilitätsanreizes, der die Bandlastregelung perspektivisch ersetzen soll, wurde von Seiten der betroffenen Unternehmen und Verbänden zunächst mit Skepsis aufgenommen. Angesichts der generell steigenden Strombezugskosten und der Elektrifizierung von Produktionsprozessen sei das Fortbestehen der Netzentgeltrabatte von großer Bedeutung für den Wirtschaftsstandort Deutschland. Vor diesem Hintergrund wurde in der öffentlichen Diskussion teilweise argumentiert, die rechtlich erforderliche Gegenleistung für den Bandlastrabatt könne – ungeachtet der energiewirtschaftlichen Sinnhaftigkeit – in der volkswirtschaftlichen Bedeutung der Produktionsstandorte gesehen werden. Die gesamtökonomischen Wohlfahrtseffekte aus ihrem Vorhandensein müssten durch einen Rabatt gewürdigt bzw. ermöglicht werden. Eines Flexibilitätsanreizes bedürfe es nicht.

In einigen Stellungnahmen wurde vorgetragen, ein flexiblerer Einsatz erhöhe die Produktionskosten. Dies sei bei der Bemessung eines Rabatts zu berücksichtigen.

Andere Konsultationsbeiträge schlugen vor, die Bandlastregelung beizubehalten und um Ausnahmezeiträume zu ergänzen, innerhalb derer das Abweichen von der Bandlast ermöglicht wird. Insofern könne an die aktuelle Regelung nach § 118 Abs. 46a EnWG angeknüpft werden, auf deren Grundlage entsprechende Ausnahmen u.a. für die Teilnahme am Regelenergiemarkt und für Reaktionen auf besonders hohe oder niedrige Spotmarktpreise ermöglicht wurden[1]. Die betroffenen Unternehmen und Verbände wiesen auf geringe

[1] Festlegung BK4-22-089

Flexibilitätspotentiale vieler Industriezweige hin. Auch wurde in vielen Beiträgen die Wichtigkeit von Übergangszeiträumen betont, um sich auf etwaige neue Regularien einstellen zu können.

Einige Stellungnahmen begrüßten indes den Vorstoß, Lastenflexibilität zu fördern. Zu beachten sei dabei, dass keine negativen Auswirkungen auf das Netz entstehen. Auch der Anreiz netzdienlicher Flexibilität als Alternative wurde mitunter vorgeschlagen.

Das vorliegende Papier soll als Grundlage für die Fortsetzung einer breit geführten Diskussion zu Zielen, Nutzen und Ausgestaltung von Sondernetzentgelten für Gewerbe- und Industriekunden dienen. Aufbauend auf dem Diskussionspapier zum AgNes-Prozess und den Erkenntnissen aus dessen Konsultation werden Optionen für die künftige Ausgestaltung von Sondernetzentgelten für Gewerbe- und Industriekunden vor- und zur Diskussion gestellt.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort ... **3**

Inhaltsverzeichnis ... **5**

I GEÄNDERTE RAHMENBEDINGUNGEN DURCH DIE ENERGIEWENDE ... **7**

II ZIELSETZUNG UND ZIELKONFLIKTE BEI SONDERNETZENTGELTEN ... **9**

A Rechtliche Anforderungen ... **10**

B Allgemeine Anforderungen an eine neue Regelung ... **13**

1. Adressaten eines neuen Sondernetzentgelts für stromintensive Letztverbraucher ... 13
2. Ziel: Flexibilität der Abnahmestelle ... 14
3. Angemessener Ausgleich ... 14
4. Verhinderung negativer Netzauswirkungen ... 15
5. Wechselwirkung mit der allgemeinen Netzentgeltsystematik ... 15
5.1 Dynamisierung in der allgemeinen Netzentgeltsystematik ... 15
5.2 Entgeltkomponenten und Bemessungsgrundlage ... 16

III WELCHE OPTIONEN FÜR EINEN NEUEN SONDERTATBESTAND BIETEN SICH FÜR EINE DISKUSSION AN? ... **19**

A Spotmarktorientierte Flexibilitätsanreize ... **20**

1. Wie werden Zeiträume für Preisreaktionen determiniert? ... 20
2. Welche Vorlaufzeit ist erforderlich? ... 21
3. Wie hoch sollten Lastabweichungen sein? ... 22
4. Welche Toleranzen sind denkbar? ... 22
5. Wie kann Netzproblemen vorgebeugt werden? ... 22
6. Wie hoch ist der administrative Aufwand? ... 23
7. Fragen für die Konsultation ... 24

B Netzdienliche Flexibilisierung ... **25**

1. Wie werden Zeiträume für Netzreaktionen determiniert? ... 25
2. Welche Vorlaufzeit ist erforderlich? ... 26
3. Wie hoch sollten Lastabweichungen sein? ... 26
4. Wie hoch ist der administrative Aufwand? ... 27
5. Fragen für die Konsultation ... 27

C Netzdienliche Anforderungen des Flexibilitätseinsatzes durch Netzbetreiber ... **28**

1. Welche Art von Beschränkung sollte dem Netzbetreiber ermöglicht werden? ... 28
2. Wie sollte der Referenzwert ermittelt werden? ... 28
3. Welche Rahmenbedingungen sollten für Anforderungen durch den Netzbetreiber gelten? ... 29

4. Wie könnte eine entsprechende Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und dem Verbraucher aussehen? 29
5. Wie hoch ist der administrative Aufwand? 30
6. Gibt es Überschneidungen zu SEAL? 30
7. Fragen für die Konsultation 30

IV VERWORFENE LÖSUNGSANSÄTZE 31

1. Konsultationsbeiträge 31
2. Beschaffungsstrategische Spotmarktorientierung 31

V ÜBERGANGSREGELN 33

VERZEICHNISSE 35

Abbildungsverzeichnis 36

Abkürzungsverzeichnis 37

Impressum 39

I Geänderte Rahmenbedingungen durch die Energiewende

Seit Inkrafttreten der StromNEV hat sich das Energieversorgungssystem deutlich gewandelt und durchläuft weiterhin eine energiewendebedingte Transformation. Die Bundesnetzagentur hat die Auswirkungen auf die Stromnetze und die sich daraus ergebenen Implikationen in ihrem Diskussionspapier zur Rahmenfestlegung AgNes vom Mai 2025 bereits ausführlich dargelegt. Diese Analyse bildet ebenso die Grundlage für die Überlegungen zur Weiterentwicklung der Entgelte für Industrie und Gewerbe.

Bereits im Eckpunktepapier der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur vom 24.07.2024 hat die Bundesnetzagentur festgestellt, dass die Regelungen des § 19 Abs. 2 StromNEV angesichts dieser gewandelten Rahmenbedingungen ihre Effektivität zu großen Teilen eingebüßt haben und teils auch falsche Anreize setzen. Insbesondere die sog. Bandlast nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV reizt zu einem konstanten Abnahmeverhalten durch stromintensive Letztverbraucher an, mit dem ursprünglich der gleichmäßigen Einspeisung durch Grundlastkraftwerke begegnet werden sollte. Dies ist bei der heutigen Prägung des Erzeugungsmarkts durch eine volatile Residuallast und angesichts der immer geringeren Erzeugung aus konventionellen Grundlastkraftwerken nicht mehr geboten. Vielmehr wächst das Erfordernis flexibler Lasten stetig. Unflexibles Abnahmeverhalten ist gesamtökonomisch nachteilig und kann die Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt hemmen. Durch dynamische Reaktionen großer Stromverbraucher auf die Strompreise könnte das Erfordernis für marktgetriebene Abregelungen der EE-Erzeugung erheblich gesenkt werden. Auch kann unflexibles Lastverhalten Netzengpässe verschärfen und das Potential für Systemdienstleistungen verringern.

Während die Kosten für Netzausbau, Regel- und Ausgleichsenergie und Engpassmanagement sowie für die Finanzierung der Erneuerbaren Energien steigen, müssen die Flexibilitätspotentiale der Industrie und des Gewerbes angereizt werden, weil Flexibilität bei richtiger Nutzung zu einer Senkung der Gesamtkosten des Energiesystems führen kann. Denn dynamische Reaktionen auf die Einspeisesituation und auf besondere Netzzustände – insbesondere durch stromintensive Industriebetriebe – können einen erheblichen systemdienlichen Beitrag leisten.

Angesichts der hohen zu wälzenden Kosten und der daraus entstehenden zusätzlichen Belastung Dritter, die sich – bei ohnehin steigenden Energiekosten – aus den Sondernetzentgelten nach § 19 Abs. 2 StromNEV

ergeben, kann die aktuelle, ineffektive Anreizsetzung nicht aufrecht erhalten bleiben. Dem Aufschlag auf die Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV, den die Netznutzer gesamthaft tragen, steht kein kostensenkender Effekt für das Energieversorgungssystem gegenüber.

Individuelle Netzentgelte müssen sich dabei in die allgemeine Netzentgeltsystematik einphasen. Für eine individuelle Reduzierung von Netzentgelten wird man eine über das allgemeine Nutzungsverhalten hinausgehende Orientierung an Netzbelangen oder Systemanforderungen erwarten müssen. Wenn Netznutzer mit den allgemeinen Verhaltensanreizen, die das Entgeltsystem setzt, überfordert sein sollten, sollte diese Problematik primär über eine Justierung der allgemeinen Entgeltsystematik gelöst werden.

II Zielsetzung und Zielkonflikte bei Sondernetzentgelten

A Rechtliche Anforderungen

Die allgemeinen Ziele der Netzentgeltsystematik hat die Bundesnetzagentur im AgNes-Diskussionspapier dargelegt und bewertet. Sofern Sondernetzentgelte zugelassen oder vorgegeben werden sollen, müssen diese Entgelte einem oder mehreren der o.g. Ziele dienlich sein. Das europäische Recht stellt klare Bedingungen für die Gewährung von Sondernetzentgelten. Diese sind stets an eine Gegenleistung des begünstigten Netznutzers zu Gunsten der Ziele der Netzentgeltsystematik zu knüpfen. Diese Gegenleistung darf dabei nicht schon im ohnehin bestehenden Netznutzungsverhalten bestehen. Vielmehr muss ein Sondernetzentgelt eine systemdienliche Verhaltensveränderung anreizen. So heißt es im jüngst erschienen Papier „Guidelines on Future Proof Network Charges to Reduce Energy System Costs“ der EU Kommission (auch explizit in Bezug auf Industrienetzentgelte) sinngemäß, dass mitunter Anpassungen der Netzentgeltsystematik in einem weiteren politischen Kontext mit Bezug zur Wettbewerbsfähigkeit und Dekarbonisierung der Industrie vorgenommen würden. Hierbei sei auch sicherzustellen, dass ein angemessener Anreiz zu einer Verhaltensanpassung gesetzt wird[2]. Selbiges betont die Kommission in ihrer beihilferechtlichen Entscheidungspraxis, wonach ein Netzentgeltrabatt stets mit einer Anreizwirkung verknüpft sein muss[3]. Dieser Grundsatz ist mittlerweile durch das Verbot der Förderung damit nicht verbundener politischer Zwecke über die Netzentgelte auch jenseits der Beihilferegelungen im Europarecht verankert[4]. Hieraus kann abgleitet werden, dass Rabatte ohne Gegenleistung für das System nicht zulässig sind. Welchen Zwecken die angereizte Gegenleistung dienlich sein kann, ergibt sich dabei unmittelbar aus dem EU-Rechtsrahmen. Obgleich die Kommission in ihren Guidelines aus dem Juli diesen Jahres vornehmlich betont, dass Sondernetzentgelte einen Anreiz zu einem netzkostensenkenden Verhalten als Gegenleistung für den Rabatt setzen können[5], sind gemäß dem europäischen und dem deutschen Rechtsrahmen auch weitere Ziele förderfähig, insbesondere die Förderung der EE-Marktintegration[6], von Flexibilität oder der Energieeffizienz.

Ein Sondernetzentgelt bedeutet naturgemäß eine Abweichung vom Allgemeinen. Dergleichen kann sinnvoll sein, sofern das Potential gesehen wird, bestimmte Ziele in einer Intensität zu fördern, die in der Abwägung eine Abweichung von den allgemeinen Regeln rechtfertigt. Sondernetzentgelte dienen insofern immer auch der Anreizfunktion.

Zu beachten sind indes auch immer die Wechselwirkungen zwischen der allgemeinen Netzentgeltsystematik und etwaigen Sonderregelungen. Allgemeine Regelungen, etwa zur Dynamisierung der Netzentgelte oder zu den Entgeltkomponenten, können in ihrer Funktionsweise mit Sondernetzentgelten kollidieren. Beispielsweise läuft eine – überwiegend für sinnvoll erachtete – zeitliche Dynamisierung der allgemeinen Netzentgelte bei gleichzeitiger Beibehaltung einer Bandlastregelung in aller Regel ins Leere. Ein anderes Beispiel wäre die Einführung von Kapazitätspreisen, die (ohne besondere Ausnahmeregelungen) ein

---

[2] C(2025) 4010 final ANNEX, S. 11.

[3] Vgl. Beschluss C(2018) 3166 zu § 19 Abs. 2 a.F., Rn. 203 ff.

[4] Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 2 VO (EU) 2019/943.

[5] C(2025) 4010 final ANNEX, S. 11, 18 f.

[6] Art. 18 Abs. 2 b) VO (EU) 2019/943. Im weiteren Sinne zudem Art.
194 Abs. 1 lit. c) AEUV. Auch die Kommission akzeptiert dies in ihrem Beschluss C(2018) 3166 zu § 19 Abs. 2 a.F., Rn. 190.

mögliches Sondernetzentgelt zur Flexibilisierung industrieller Lasten hemmen könnte. Derartige Wechselwirkungen müssen bedacht und ihre Effekte berücksichtigt werden.

B Allgemeine Anforderungen an eine neue Regelung

1. Adressaten eines neuen Sondernetzentgelts für stromintensive Letztverbraucher

Vom bisherigen Sondernetzentgelt nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV, der sog. Bandlastregelung, profitieren große und stromintensive Unternehmen deren Stromverbrauch an einer Abnahmestelle pro Kalenderjahr 10 Gigawattstunden übersteigt. Aktuell bestehen ca. 560 Vereinbarungen über individuelle Netzentgelte nach dieser Regelung. Dabei handelt es sich typischerweise um klassische Großindustrie aus den Branchen Chemie, Metall, Papier, Glas oder auch Nahrungsmittel, jedoch teilweise auch um Rechenzentren und andere Branchen. Die meisten Abnahmestellen der Großindustrie im Übertragungsnetz (ca. 60) und in der Hochspannungsebene machen von der Bandlastregelung Gebrauch. Es bestehen aber über auch 300 Bandlastvereinbarungen in der Mittelspannungsebene. Insgesamt vermeiden Unternehmen in Deutschland durch die Regelung ca. 1,42 Mrd. Euro an Netzentgeltbelastung.

Dass § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV gerade Abnahmestellen mit hoher, konstanter Abnahme adressiert hat seine Ursache und Begründung in der Wirkmächtigkeit der entsprechenden Unternehmen im Hinblick auf das Energieversorgungsystem und die Netzbelange. Die Bundesnetzagentur neigt von daher aktuell dazu, das als Nachfolgeregelung angedachte Sondernetzentgelt daher ebenfalls an wirkmächtige, stromintensive Letztverbraucher zu adressieren. Vergleichbar zur Bandlastregelung kommt ein jährlicher Mindestverbrauch als „Eintrittskarte“ in Betracht. Angesichts der fortschreitenden Elektrifizierung von Produktionsprozessen könnte perspektivisch eine höhere Schwelle als die derzeit nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV geltende 10 GWh-Grenze gesetzt werden.

Flexibleres Lastverhalten dieses Adressatenkreises ist für das System erforderlich, bedarf aber eines Anreizes. Der bloße Wegfall der Bandlastregelung wird diesen Anreiz nicht bieten, weil energieintensive Abnehmer, die aktuell von der Bandlastregelung profitieren, häufig auch ohne den von einer Entgeltprivilegierung ausgehenden Anreiz aus technischen oder ökonomischen Gründen ein einer Bandlast ähnliches Verbrauchsverhalten zeigen. Auch deshalb, weil über Jahre hinweg die Anreize so gesetzt waren, dass Investitionen gerade nicht in flexibles Verhalten geflossen sind. Ansätze wie die zur Diskussion stehende Dynamisierung der allgemeinen Netzentgelte sind für stromintensive Letztverbraucher jedoch nicht geeignet, weshalb ein Sondertatbestand sinnvoll ist. Das Bandlastverhalten kann künftig nicht mehr Voraussetzung für einen Rabatt sein. Ein künftiger Sondertatbestand sollte aber die Realität abbilden, dass das grundsätzliche Verhalten eine nur in Grenzen flexible Last bleiben wird und der Anreiz eben nur in partiellen, zumutbaren Abweichungen davon liegen kann, die in einer angemessenen Relation zur Standardlast stehen. Soll die bisherige Höhe der Netzentgeltermäßigung wieder erreicht werden, müssen allerdings an die Zumutbarkeit durchaus spürbare Erwartungen gestellt werden. Eine rein symbolische Änderung des bisherigen Verhaltens wird auch vor dem Hintergrund der europarechtlichen Regelungen und der Beobachtung der deutschen Privilegierungstatbestände durch ausländische Wettbewerber nicht ausreichend sein.

Die Potentiale für diese Flexibilität gilt es zu identifizieren und durch einen Anreizmechanismus effektiv einer Realisierung zuzuführen. Dabei geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass Instrumente und technische

Lösungen, die bisher zur Erreichung einer hohen Benutzungsstundenzahl eingesetzt wurden, auch Ansätze für eine Flexibilisierung des Nutzungsverhaltens bieten können.

2. Ziel: Flexibilität der Abnahmestelle

Ziel des neuen Sondertatbestands soll die Hebung von Flexibilität zugunsten des Energieversorgungssystems sein. Den ersten Schritt dazu bildet der Wegfall der Bandlastregelung nach einer Übergangszeit. Darüber hinaus soll aber auch ein zusätzlicher Anreiz zu Flexibilität gesetzt werden. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist nicht entscheidend , auf welche Weise Unternehmen die höhere Flexibilität erreichen. Einige werden dies durch Flexibilisierung von Produktionsprozessen umsetzen; andere Akteure werden Nebenprozesse, vornehmlich solche, die bisher in Richtung Vergleichmäßigung optimiert wurden, künftig in Richtung Flexibilität optimieren. Aber auch der Einsatz von Speichern ist eine Option. Diese Option wäre insbesondere für Betriebe mit produktionsseitig besonders geringen Flexibilitätspotentialen attraktiv. Sie können genutzt werden, um die Anforderungen eines potentiellen Sondertatbestands in Bezug auf den Lastgang zu erfüllen. Investitionen in Speicher dürften sich, jedenfalls nach den der Bundesnetzagentur vorliegenden Erkenntnissen über Investitionskosten und Nutzungsdauern, schon durch die Erreichung eines etwaigen Netzentgeltrabatts sehr kurzfristig amortisieren. Ob und inwieweit darüber hinaus Speicher von den Unternehmen gleichzeitig im Arbitragegeschäft oder auf den Regelenergiemärkten eingesetzt werden, bleibt der betriebswirtschaftlichen Optimierung der Unternehmen unterworfen.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist es nicht notwendig, im Detail die Erreichung der Flexibilität zu regeln und zu prüfen. Wenn aber eine Rabattregelung an der Änderung der Flexibilität ansetzt, müssen diese Veränderungen des Verhaltens im Ergebnis nachvollziehbar sein. Ob diese Veränderungen am Netzanschlusspunkt oder am konkreten Verhalten des Unternehmens ansetzen müssen, variiert je nach Option und unterliegt einer weiteren Diskussion.
Zu diskutieren ist noch, inwiefern sich dies primär im Verhältnis zwischen Netzbetreiber und Netznutzer klärt oder ob bzw. in welchem Umfang die Regulierungsbehörde selbst in das Netznutzungsverhältnis involviert wird. Die Bundesnetzagentur strebt dies nicht an, sieht dann aber klare Regelungen als erforderlich an, damit die Gleichbehandlung aller Netznutzer gewährleistet ist.

3. Angemessener Ausgleich

Ein Sondernetzentgelt muss die erreichbare Netzentgelterleichterung und die dafür geforderte Gegenleistung in einen angemessenen Ausgleich bringen. Je größer der systemdienliche Beitrag, desto höher kann eine Netzentgeltreduzierung ausfallen. Netzentgeltrabatte in vergleichbarer Höhe zu § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV sind denkbar, soweit die Reaktion auf den jeweiligen Anreiz mit Effekten einherzugehen vermag, die dies rechtfertigen. Schon heute beschreiben die normativen Rabatte nur eine Untergrenze der zu zahlenden Netzentgelte. Maßgeblich ist seit einigen Jahren im Rahmen der Bandlastregelung der sog. physikalische Pfad[7],

[7] Danach haben Letztverbraucher mindestens die Kosten einer fiktiven Direktleitung zur nächsten geeigneten Erzeugungsanlage zu zahlen. Dies spiegelt den Gedanken, dass mit der Bandlastregelung auch Direktleistungsbau verhindert werden soll. Die Letztverbraucher werden in den Netzentgelten also nicht besser gestellt als wenn sie eine eigene Leitung bauen würden. Durch den

der die mindestens zu zahlenden Entgelte beschreibt. Die zu diskutierenden Optionen nutzen Flexibilität zu markt- und systemdienlichen Zwecken, während andere an netzdienlichen Zwecken anknüpfen. Dementsprechend legen sie auch leicht unterschiedliche Maßstäbe an das den Rabatt bewirkende Verhalten. Dessen ungeachtet muss zwischen den angestrebten Zielen, dem dafür anzureizenden Verhalten und den dafür gewährten Netzentgeltermäßigungen ein nachvollziehbares Wertigkeitsverhältnis bestehen.

4. Verhinderung negativer Netzauswirkungen

Immer wichtiger bei Verhaltensanpassung und damit einhergehenden Veränderungen der Lastsituation werden die Interdependenzen zwischen den verschiedenen Netzebenen. Eine für das lokale Verteilnetz systemdienliche Änderung des Verbrauches kann in vorgelagerten Netzen eine gegenteilige Wirkung entfalten, wenn dort dadurch Engpässe entstehen oder verschärft werden. Gleichzeitig kann eine Änderung im Übertragungsnetz die Situation in den Verteilnetzen beeinflussen. Die positive Wirkung auf das Gesamtsystem könnte in diesen Fällen, je nach Wirkungsweise, gemindert oder negativ werden. Zum Ausschluss dieser Auswirkungen müssen (standardisierte) Abläufe zwischen Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern etabliert werden, die solche Effekte ausschließen.

5. Wechselwirkung mit der allgemeinen Netzentgeltsystematik

5.1 Dynamisierung in der allgemeinen Netzentgeltsystematik

In der Konsultation des AgNes-Diskussionspapiers hat sich eine große Mehrheit der Beiträge für die Einführung dynamisierter Netzentgelte ausgesprochen, um Knappheiten des Netzes zu adressieren. Hierzu gibt es durch die Digitalisierung der Netze, den Ausbau von Speicherkapazitäten und verbesserte Wetter- bzw. Einspeiseprognosen wachsende Möglichkeiten. Gleichzeitig hat der Großteil der Beiträge auch die Komplexität dynamischer Netzentgelte unterstrichen und sich für ein schrittweises Vorgehen ausgesprochen. Für den Einstieg wurde von manchen Konsultationsteilnehmern ein vergleichsweise simples, starr-variables System vorgesehen, wie es für bestimmte Verbraucher bereits im Rahmen der Festlegung nach § 14a EnWG gilt oder wie es in den Niederlanden als Weiterentwicklung oder Aufspaltung der bisherigen HT/NT- Ansätze zur Einführung ansteht.

Echte dynamische Netzentgelte erscheinen allerdings für industrielle Großverbraucher problematisch. Denn ihre Lasten bieten nur begrenzte Spielräume. Ein wirtschaftlicher Vorteil dürfte sich aus dynamischen Netzentgelten nur erzielen lassen, wenn kurzfristig und mit einem relativ großen Anteil der Last darauf reagiert würde. Dies wird durch die produzierende Großindustrie schwerlich leistbar sein. Soweit es gelingen würde, könnten zwar erhebliche Einsparungen erreicht werden, voraussichtlich jedoch nicht in einer Höhe von 80% (oder mehr) eines stetigen allgemeinen Netzentgelts. Die bisherige von der Bundesnetzagentur angestoßene Diskussion um dynamische Netzentgelte führt ebenfalls nicht in derartige Größenordnungen. Denn mit einem allgemeinen Hebel in solcher Größenordnung wäre die Refinanzierung der Netzkosten nur

---

Ausstieg aus der Kohleverstromung und der Kernenergie sind die durchschnittlichen Rabatte nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV mittlerweile deutlich unter 80% gesunken.

noch sehr schwer kalkulierbar. Auch sind technische Restriktionen wie etwa die Rampen für das Hoch- und Runterfahren und die erforderliche Vorabplanung des Lastgangs zu berücksichtigen. Dynamische Entgelte sind also nicht das richtige Instrument, um die erheblichen Beiträge zur Netz- und Systemdienlichkeit, die die Industrie auf Grund ihrer Größe beitragen kann, zu erreichen.

Im Rahmen der weiteren Überlegungen und Diskussionen um die (schrittweise) Einführung dynamischer Netzentgelte, muss die Vereinbarkeit etwaiger entsprechender Regelungen in der allgemeinen Netzentgeltsystematik mit einem neuen Sondernetzentgelt für stromintensive Letztverbraucher mitgedacht werden. Insbesondere aus diesem Grund hat die Bundesnetzagentur das bisherige Verfahren BK4-24-027 in den AgNes-Prozess überführt. Umsetzbar wäre das Nebeneinanderlaufen allgemeiner dynamischer Netzentgelte und einem Sondernetzentgelt für stromintensive Letztverbraucher durch die zusätzliche Veröffentlichung eines „fiktiven“ statischen Netzentgelts auf den Preisblättern, welches einerseits die Grundlage für Auf- und Abschläge in den dynamischen Netzentgelten und andererseits den Maßstab für den Rabatt durch das Sondernetzentgelt bieten würde.

Dahingegen würde ein schrittweiser Übergang zu dynamischen Netzentgelten für sog. atypische Netznutzer nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV aus Sicht der BNetzA gut geeignet sein, um Flexibilitätspotentiale sukzessive zu realisieren und sich künftig effektiver netzdienlich zu verhalten.

5.2 Entgeltkomponenten und Bemessungsgrundlage

Die Bandlastregelung knüpft in der Ermittlungsmethodik an keine der Entgeltkomponenten an. Es erfolgt ein prozentualer Abschlag auf das allgemeine Netzentgelt in Summe. Dieser Ansatz könnte aus Sicht der BNetzA auch für einen etwaigen künftigen Tatbestand Anwendung finden. Veränderungen der Entgeltkomponenten, etwa der in der AgNes-Konsultation oftmals befürwortete Ersatz des Leistungs- durch einen Kapazitätspreis, würden sich auf die Ermittlungsmethodik des Sondernetzentgelts sodann nicht auswirken. Je nach Ausgestaltung in Zielrichtung des Anreizes wäre es aber in Zukunft auch denkbar, den Rabatt auf eine bestimmte Entgeltkomponente zu richten oder auf verschiedene Entgeltkomponenten unterschiedliche Rabatthöhen wirken zu lassen.

Von Relevanz für die Notwendigkeit und den Umfang eines individuellen Netzentgeltes sind aber auch strukturelle Grundentscheidungen der allgemeinen Netzentgeltsystematik, wie etwa die künftige Ausgestaltung der Kostenstellenrechnung und der Kostenwälzung. Eine Veränderung der absoluten Netzentgelte für Industriekunden in den höheren Spannungsebenen, beispielsweise als Folge einer anderen Kostenzurechnung zu den Letztverbrauchern in den höheren Spannungsebenen gegenüber den weiterverteilenden Anschlussnehmern, ließe Bedarf und Steuerungswirkung der individuellen Netzentgelte in einem anderen Licht erscheinen.

Auch die Nutzung von Speichern zur Bereitstellung der Flexibilität muss mit den allgemeinen Entgeltregeln, die für diese Nutzergruppe zu erstellen sind abgestimmt sein. Im AgNes-Diskussionspapier hat die Bundesnetzagentur bereits darauf hingewiesen, dass künftige Regelungen bzgl. netzgebundener Speicher keine Geltung für Speicher erlangen sollen, die hinter einer Abnahmestelle installiert werden, um ausschließlich den Lastgang industrieller Großverbraucher im Hinblick auf ein neues Sondernetzentgelt zu optimieren. Sofern ein neues Sondernetzentgelt noch während des Geltungszeitraums der aktuellen

allgemeinen Netzentgeltsystematik in Kraft tritt, muss indes eine Kollision zu der Vollbefreiung von Speichern nach § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG vermieden werden. Denn diese Regelung kann unter bestimmten Prämissen auch für Speicher gelten, die hinter einer Abnahmestelle im industriellen Kontext eingesetzt werden.
Falls Speicher auch für Arbitrage oder zur Teilnahme am Regelenergiemarkt eingesetzt werden, gilt es eine taugliche Abgrenzung der jeweiligen Entgeltregime und der entsprechenden Energiemengen zu finden. Für die Diskussion sollte klar hervorgehoben werden, dass der dabei entstehende Messaufwand angesichts der Höhe der diskutierten Entgeltrabatte kein wesentliches Kriterium sein wird.

Damit Investitionen frühzeitig und effektiv vorgenommen werden können, sind hinreichende Übergangszeiten zwingend erforderlich (vgl. Kapitel V). Während dieser Übergangszeit müssen die Unternehmen auch hinreichende Kenntnis über die Anforderungen eines etwaigen neuen Tatbestands sowie über die regulatorische Behandlung von Speichern innerhalb der allgemeinen Netzentgeltsystematik haben. Zur Vermeidung einer Kollision könnte der Beginn des zeitlichen Anwendungsbereichs der neuen Regelung nach dem Auslaufen von § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG gelegt werden (gilt für Speicher, die vor dem 04.08.2029 in Betrieb genommen werden). Alternativ könnte die Bundesnetzagentur aufgrund der Festlegungsermächtigung in § 118 Abs. 6 S. 12 EnWG eine Kollisionsregelung treffen.

III Welche Optionen für einen neuen Sondertatbestand bieten sich für eine Diskussion an?

Grundsätzlich kommt eine Vielzahl von Ausgestaltungsmöglichkeiten für ein Rabattsystem in Frage. Auf Grundlage der Vorkenntnisse aus der Konsultation des Eckpunktepapiers möchte die Bundesnetzagentur in diesem Papier drei Ansätze näher zur Diskussion stellen. Sofern es weitere Vorschläge aus der Branche gibt, nimmt die Bundesnetzagentur diese auch weiterhin gerne entgegen.

A Spotmarktorientierte Flexibilitätsanreize

Im ersten Vorschlag sollen deutliche positive Effekte für das Energieversorgungssystem durch einen Anreiz zur Reaktion auf Spotmarktentwicklungen erreicht werden. Der Ansatz zielt auf eine markt- und systemdienliche Nutzung von Flexibilitätspotentialen. Der zunehmenden Volatilität der Einspeisung stehen noch sehr geringfügige flexible Lasten gegenüber. In vielen Situationen erzeugen EE-Anlagenbetreiber keinen Strom, weil Mengen nicht wirtschaftlich vermarktet werden können. Durch lastseitige Reaktionen ließe sich dieser Effekt eindämmen und somit das Ziel der EE-Marktintegration fördern. Gleichzeitig könnte marktorientierte Lastflexibilität auch Hochpreisphasen mindern und somit das Strompreisniveau stabilisieren. Man würde den früheren Begründungsansatz, einer kontinuierlichen Stromproduktion in Großkraftwerken eine ähnlich kontinuierliche Nachfrage zur Seite zu stellen, auf das heutige System anpassen und einer volatilen Erzeugung eine flexible Nachfrage zur Seite stellen. Anders als die dynamischen Netzentgelte ist hier nicht die Netzentlastung das Ziel, sondern die Systemoptimierung.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur wäre ein Ansatz denkbar, innerhalb dessen stromintensive Letztverbraucher in Zeiten von Hochpreisphasen und Preissenken von ihrer gewöhnlichen Fahrweise abweichen und flexibel auf diese Marktentwicklungen reagieren. Bei einer effektiven Ausgestaltung würden sie eine Dienstleistung an das Energieversorgungssystem erbringen, die Netzentgeltrabatte in vergleichbarer prozentualer Höhe zur Bandlast rechtfertigt. Nachfolgend wird ein Ansatz für einen entsprechenden Anreizmechanismus skizziert, der an die bereits erprobte Festlegung nach § 118 Abs. 46a EnWG angelehnt ist, jedoch nicht mehr an die Erreichung einer Benutzungsstundenschwelle anknüpft, denn die mit einer Erreichung von bestimmten Benutzungsstunden verbundenen negativen Effekte gilt es gerade zu vermeiden.

1. Wie werden Zeiträume für Preisreaktionen determiniert?

Hochpreisphasen und Preissenken treten im Tagesverlauf, auch bei zunehmender volatiler Einspeisung, nicht sprunghaft zu völlig auseinanderliegenden Viertelstunden auf. Vielmehr baut sich beides über mehrere Stunden auf. Die höchsten und niedrigsten Preise eines Tages treten auf den Spotmärkten i.d.R. in Blöcken auf. Dementsprechend wäre es sinnvoll, die Preisreaktionszeiträume um die jeweiligen Hochpreisphasen und Preissenken eines Tages zu legen. Die teilnehmenden Letztverbraucher würden in den so entstehenden Blöcken mit hinreichender Zeit zur Berücksichtigung der Hoch- und Runterfahrrampen reagieren. Das Flexibilitätsziel läge darin, in den entsprechenden Stunden im Schnitt eine wesentliche Lastabweichung im Vergleich zu einem Referenzzeitraum aufzuweisen (z.B. durchschnittliche Last desselben Tages, der Stunden dieses Tages ohne Flexibilitätsanforderung oder durchschnittliche Last des Vorjahres). Die nachfolgende Grafik zeigt beispielhaft die Day-ahead Preisentwicklung am 20.08.2025 auf. Die grün markierten Balken kennzeichnen die Stunden mit den niedrigsten Preisen, die ein Hochfahren verlangen würden. Die roten Balken zeigen die Stunden mit den höchsten Preisen, in denen mit einer Lastabsenkung zu reagieren wäre. Maßgeblich wäre dabei nicht, dass in jeder der markierten Stunden reagiert wird, sondern die durchschnittliche Abweichung in den gekennzeichneten Zeiten zur Referenzlast.

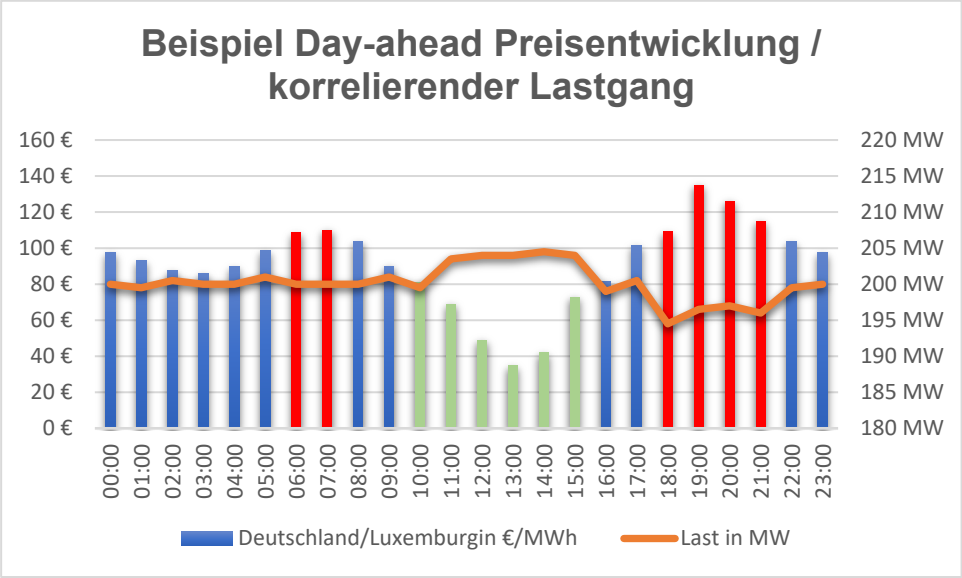

Abbildung 1: Beispiel für eine Day-ahead Preisentwicklung und einen korrelierenden Lastgang

Alternativ zur starren Ermittlung der Zeiten wäre auch die Festlegung eines Korrelationskoeffizienten denkbar, der die Korrelation zwischen der Preisentwicklung und dem Lastgang eines Letztverbrauchers misst. Der Tatbestand könnte so ausgestaltet werden, dass das Flexibilitätsziel als erreicht gilt, wenn ein bestimmter Schwellenwert der Korrelation nicht unterschritten wird. In der Abbildung 1 ist ein fiktiver Lastgang für einen Letztverbraucher dargestellt, der mit einer Grundlast von ca. 200 MW fährt, die korrelierend zu den Preisveränderungen in geringem Prozentbereich variiert. Die Korrelation müsste indes nicht zwingend an Tagesziele gebunden werden, sondern könnte auch auf längere Zeiträume ausgelegt werden.

2. Welche Vorlaufzeit ist erforderlich?

Volkswirtschaftlich optimal erscheinen nach derzeitiger Einschätzung Reaktionen am Intra-Day Markt. Auch für die partizipierenden Unternehmen wäre nach dem Eindruck, den die Bundesnetzagentur aus verschiedenen Gesprächen mit Verbänden und Betroffenen gewonnen hat, eine Reaktion auf Intra-Day Preise betriebswirtschaftlich optimal. Daher sollte ein Flexibilitätsanreiz im Grundsatz daran anknüpfen. Es gilt aber auch zu berücksichtigen, dass gerade bei stromintensiven Letztverbrauchern oftmals noch keine technische Möglichkeit besteht, so kurzfristig zu reagieren. Selbst Reaktionen auf Day-ahead Preise mit einem 12-stündigen Vorlauf sind für einige stromintensive Letztverbraucher technisch noch nicht umsetzbar. Es sollten deshalb Möglichkeiten geschaffen werden, die Preisentwicklungen mit einem hinreichenden Vorlauf zu antizipieren. Anstelle tatsächlicher Preise könnten Prognosen vorgegeben werden, anhand derer Unternehmen ihre Lastanpassungen mit einem Vorlauf von einigen Tagen planen könnten. Es besteht bereits ein Markt für Prognosedienstleistungen. Die Unternehmen könnten sich die Prognosen selbst beschaffen. Alternativ wäre zu eruieren, ob eine zentrale Stelle mit der Veröffentlichung von Preisprognosen betraut wird, die für alle Letztverbraucher, die von den Sondernetzentgelten profitieren wollen, maßgeblich sein sollen. In Frage kämen etwa die regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber, die über die erforderlichen Informationen für entsprechende Prognosen bereits aufgrund der Redispatchplanung verfügen.

Preisprognosen mit einem Vorlauf von z.B. 3 Tagen haben dabei nach heutiger Wahrnehmung sowie Erkenntnissen aus einigen Untersuchungsverfahren im Zuge ungewöhnlicher Preisbildungen am Intraday-Markt der Bundesnetzagentur bereits eine hohe Treffgenauigkeit. Eine Orientierung daran würde positive Effekte mit sich bringen. Die Ergebnisse aus der Konsultation der Eckpunkte zeigen, dass die Treffgenauigkeit der den Preisen zugrundeliegenden Einspeise- und Lastprognosen mit dreitägigem Vorlauf nur geringfügig geringer als im Rahmen der Day-ahead Auktionen ist.

3. Wie hoch sollten Lastabweichungen sein?

Die Regelung soll große, stromintensive Letztverbraucher adressieren. Zu deren Realität zählt es, dass sie oft nur ein bedingtes Maß an Änderung des Abnahmeverhaltens realisieren können. Durchaus möglich sind für einen Großteil der industriellen Letztverbraucher Lastverlagerungen im einstelligen Prozentbereich von ihrer Bandlast. Diese Einschätzung hat sich in den zahlreichen Gesprächen, welche die Bundesnetzagentur im Anschluss an die im Juli 2024 veröffentlichten Eckpunkte geführt hat, verfestigt. Angesichts der hohen Verbräuche könnte aber auch durch vergleichsweise geringe relative Verlagerungen bereits ein Effekt erreicht werden. Dem überwiegenden Anteil der stromintensiven Unternehmen ist es – wie entsprechende Fallstudien belegen durchaus möglich durch Optimierung von Produktionsprozessen bereits eine solche in Rede stehende Flexibilität zu erreichen. Eine große Chance liegt dabei auch im Einsatz von Speichertechnologien, durch die auch Produktionsprozesse mit sehr geringem Flexibilitätspotential (z.B. Glas) einer größeren Flexibilisierung zugeführt werden können. Die Bundesnetzagentur sieht Lastabweichungen im Bereich von 3% bis 5% als denkbare Range für einen Flexibilitätsanreiz bezogen auf einen Tag.

4. Welche Toleranzen sind denkbar?

Ein Tatbestand, der auf die Erreichung täglicher Flexibilitätsziele abstellt, muss zwangsläufig auch Toleranzen vorsehen. Für einen gewissen Zeitraum stehen Produktionsstätten i.d.R. jährlich wegen Revisionen und Betriebsferien still. Auch können Anlagenschäden auftreten. Denkbar wäre eine bestimmte Anzahl an Tagen im Jahr festzulegen, an denen die Zielverfehlung unerheblich für die Rabattgewährung wäre. Zudem sollten Zeiten ausgenommen werden, in denen aufgrund einer Dunkelflaute Preisreaktionen nicht sinnvoll wären.

5. Wie kann Netzproblemen vorgebeugt werden?

Markt- und Netzsignal gehen mitunter auseinander. Es muss verhindert werden, dass der hier skizzierte marktorientierte Ansatz zusätzliche Netzengpässe und damit Kosten für Engpassmanagement oder Netzausbau verursacht. Kosten für Anschlusserweiterungen bleiben dagegen außer Betracht; diese hat ein Unternehmen selbst in der Hand und selbst zu bezahlen. Sie können daher der internen Optimierungsentscheidung überlassen bleiben.

Zur Vermeidung derartiger Wirkungen bedarf es einer Analyse, wann und wo Markt- und Netzsignal auseinandergehen und in welchen Fällen dies tatsächlich Zusatzkosten verursacht:
Erzeugungsnahe Zusatzlasten in Zeiten niedriger Preise wirken netzdienlich. Wenn z.B. niedrige Preise durch

starke Windenergieerzeugung verursacht werden, verringern zusätzliche Lasten im Norden die Menge, die abzutransportieren wäre und wirken somit engpassentschärfend. Gleichzeitig können zusätzliche Lasten im Süden in solchen Zeiten eine engpassverschärfende Wirkung haben. Dies hängt von dem Standort und dem Zeitpunkt der zusätzlichen Last ab.

Sollte sich die Bundesnetzagentur im Rahmen der allgemeinen Netzentgeltsystematik für ein grundsätzliches Finanzierungsmodell, das mit Kapazitäts- und Arbeitspreisen arbeitet, entscheiden, könnte die Frage von Relevanz werden, ob Letztverbraucher ihre vertraglich vereinbarte Kapazität überschreiten, um vom niedrigen Marktpreis zu profitieren.

Darüber hinaus sind auch Netzbelastungen auf Verteilnetzebene zu verhindern, die nicht pauschal beurteilt werden können, sondern von Netzgebiet zu Netzgebiet unterschiedliche Ausmaße haben, sodass dort zusätzlich oder auch verringerte Nachfragen unterschiedliche Wirkungen haben.

Negative Auswirkungen auf das Netz bei gleichzeitig positiver Systemwirkung ließen sich insbesondere durch eine Art „Vetorecht“ auf Netzbetreiberseite verhindern. Sofern ein Anschlussnetzbetreiber in bestimmten Zeiten oder Situationen eine netzschädliche Wirkung von Preisreaktionen prognostiziert, könnte er den betroffenen Letztverbrauchern ein entsprechendes Signal geben.

Zu diskutieren ist, ob diese Einschränkung vom Letztverbraucher schlicht hinzunehmen ist oder ob zugunsten dieser Letztverbraucher dann eine Flexibilitätsfiktion gelten könnte und sie so gestellt würden, als wären sie dem Signal gefolgt. Letzteres würde von den Betroffenen sicherlich begrüßt und könnte das Instrument attraktiv halten. Allerdings läuft diese auf einen durch Flexibilitätsanreize ausgelösten Netzausbau hinaus, will man nicht auf Dauer hinnehmen, dass Netzentgeltprivilegien ohne realen Beitrag zur Systemstärkung gewährt werden.

6. Wie hoch ist der administrative Aufwand?

Für Letztverbraucher würde sich aus diesem Ansatz durchaus ein gewisser administrativer Aufwand aus der Lastgangplanung ergeben. Gerade darin liegt die Leistung, welche mit einem hohen prozentualen Rabatt honoriert würde. Sofern keine Orientierung an den Intraday-Preisen erfolgt, sondern Preisprognosen relevant sein sollen, fordert auch deren „Beschaffung“ einen gewissen, nicht aber überbordenden Aufwand. Letztverbraucher können sich diese durch langfristige Dienstleistungsverträge sichern. In der Variante einer zentralen Veröffentlichung der einschlägigen Prognosen würde der entsprechende Aufwand bei der zentral verantwortlichen Stelle anfallen. Die ex-post Prüfung, ob die Voraussetzungen erfüllt wurden, wäre für Netzbetreiber und Regulierungsbehörden im Aufwand vergleichbar mit dem Prüfaufwand im Status quo. Erforderlich wäre – in der Variante „Korrelationskoeffizient“ wie auch in der Variante „Tagesziele“ – ein Übereinanderlegen von Preis- und Lastentwicklung. Entsprechende Prüftools könnten mit vergleichsweise geringem einmaligem Aufwand entwickelt werden.

7. Fragen für die Konsultation

Wäre in dem Modell eine eigenständige „Beschaffung“ der Preisprognosen sinnvoll oder sollten zentrale Prognosen veröffentlicht werden?

Würden Sie die Kritik teilen, die Bemessung des Rabatts an einer Abweichung von einem zuvor definierten Lastgang zu messen, setze ihrerseits wieder einen flexibilitätshemmenden Anreiz, zunächst einen solchen Standardlastgang zu realisieren, um dann die Abweichung nachzuweisen?

Welche Anforderungen stellt die Erreichung von Lastflexibilität von z.B. 3% bis 5% durch (zusätzlichen) Einsatz von Speichern (Lieferzeit, notwendige Fläche, Netzanschluss etc.)?

Wie verändern sich in den nächsten Jahren Lasten und Flexibilitätspotentiale durch die geplante Elektrifizierung von weiteren Prozessen in verschiedenen Branchen?

B Netzdienliche Flexibilisierung

Einen Beitrag zur Systemdienlichkeit und damit eine notwendige Voraussetzung zum Erhalt einer Entgeltreduzierung kann alternativ durch eine (zeitweise) netz- bzw. systemdienliche, situationsbezogene Verbrauchsanpassung von Bandlastverbrauchern erbracht werden.

Um im Falle von Ungleichgewichten im Netz die Stabilität zu gewährleisten, ergreifen Netzbetreiber, je nach Ursache, Engpassmanagementmaßnahmen. Kompensationszahlungen im Zuge von Redispatch-Maßnahmen verursachen erhebliche Kosten für das Energiesystem (im Jahr 2023 lagen diese bei ca. 3,2 Mrd. €[8]). Netztechnisch bedingte Abregelungen von EE-Erzeugungsanlagen mindern darüber hinaus die Einspeisung von günstigem und CO2-arm produziertem Strom.

Auch die Übertragungsnetzbetreiber können ein Interesse daran haben, aus Gründen der Systemstabilität die Stromnachfrage zu erhöhen. Die sogenannte Solarspitzen-Thematik hat ins Bewusstsein gehoben, dass eine flexible Nachfrage für das Netz nicht nur unter dem Blickwinkel von Engpässen von Bedeutung sein kann.

Bandlastverbraucher können durch eine situative Flexibilisierung ihres Verbrauchsverhaltens teilweise eine Abmilderung dieser Effekte bewirken und damit einen Beitrag zur Systemdienlichkeit leisten. Passt ein Bandlastkunde in bestimmten, zu definierenden Situationen seinen Bezug aus dem Netz anlassgerecht an, trägt er zur Vermeidung von Engpassmanagementkosten bei oder erbringt andere netz- und systemstützende Leistungen.

Wie bereits erörtert, dürfen Sondernetzentgelte gemäß europäischem Recht nur gewährt werden, sofern eine Gegenleistung zu Gunsten der Netze oder anderer vom Regulierer zu beachtenden Belange des Energiesystems erbracht wird. Der zu diskutierende Ansatz fördert ein Netznutzungsverhalten, welches die Netzauslastung optimiert, Kosten ersparen kann und/oder systemstabilisierende Wirkung hat. Damit wird das Flexibilitätspotential netzdienlich genutzt.

1. Wie werden Zeiträume für Netzreaktionen determiniert?

Hinsichtlich der Ausgestaltung ist ein Modell denkbar, in dem Netzbetreiber Zeitfenster unterschiedlicher Netzbelastungen (Niedrig- und Hochlastzeitfenster) definieren, in denen Verbrauchsanpassungen eine netzdienliche Wirkung entfalten. Als Flexibilitätserfordernis müssten Bandlastverbraucher ihre Leistung innerhalb dieser Fenster für eine bestimmte Zeitspanne entsprechend anpassen. Die Mindestdauer kann seitens der Bundesnetzagentur oder durch den Netzbetreiber vorgegeben werden.

Das grundsätzliche Verfahren der Bildung von Lastzeitfenstern ist durch die Regelung zur atypischen Netznutzung bereits erprobt, auch für diesen Anwendungsfall müssten Vorgaben zur Berechnung gemacht

[8] Monitoringbericht 2025, S. 25

werden. Es könnte den Netzbetreibern dabei freigestellt werden, je nach Verursachungsgrund von Engpasssituationen lediglich Hoch- oder Niedriglastzeitfenster zu veröffentlichen. Gleich der atypischen Netznutzung würden Netzbetreiber grundsätzlich zur Ausweisung von Lastzeitfenstern verpflichtet werden, damit alle Großverbraucher die Möglichkeit einer Flexibilitätserbringung erhalten.

2. Welche Vorlaufzeit ist erforderlich?

Die angestrebten systemdienlichen Effekte treten nur dann ein, wenn Netzbelastungen tatsächlich in den Zeitfenstern abgebildet werden. Da bestimmte Netzzustände den Netzbetreibern nicht weit im Vorhinein bekannt sind (die Übertragungsnetzbetreiber prognostizieren beispielsweise den Redispatchbedarf im sogenannten Week-Ahead Planning Process 7 Tage im Voraus), ist eine Kurzfristigkeit bei der Ausweisung der Zeitfenster erforderlich. Dagegen benötigen Bandlastverbraucher Zeit, um Verbrauchsanpassungen technisch und administrativ vorzubereiten.

Diese gegensätzlichen Anforderungen gilt es in Einklang zu bringen. Es erscheint in jedem Fall zwingend nötig, einen im Vergleich zur atypischen Netznutzung (jährlich) eklatant kürzeren Vorlauf im Bereich von Tagen, festzulegen und dabei nicht nur Netzentgeltunterschiede, sondern in den Vereinbarungen mit den Netzbetreibern auch die Verhaltensänderungen zu definieren.

3. Wie hoch sollten Lastabweichungen sein?

Als Referenz für die Berechnung der Abweichung innerhalb der Lastfenster käme beispielsweise die durchschnittliche Last des gesamten Vorjahres oder die Last im Vorjahreszeitraum des jeweiligen Fensters infrage. Bei einer hinreichen großen Abweichung könnten die Netzentgeltrabatte in vergleichbarer prozentualer Höhe zur Bandlast gerechtfertigt sein.

Das Kopernikus-Projekt SynErgie[9] schlägt beispielsweise ein stufenloses „Flexibilisierungsband“ vor, welches im Zeitverlauf ansteigende Anforderungen an die Erreichung der Entgeltreduzierung definiert. Im Jahr 2027 würde zunächst eine Eintrittsschwelle von 0,5 % Lastabweichung vorausgesetzt, deren Erreichung eine Entgeltreduktion von 80 % rechtfertigt. Passt der Bandlastverbraucher seine Last um 1 % an, reduziert sich sein Entgelt um 85 %. 90 % Entgeltreduzierung setzt eine Flexibilität von 1,5 % voraus. In den folgenden Jahren muss jeweils eine um 0,5 % höhere Lastanpassung erbracht werden, um die gleiche Reduzierung zu erhalten. Bis zum Jahr 2033 steigen die Anforderungen demnach auf 3,5 %, 4 % bzw. 4,5 % an. Damit würde einerseits der Einstieg in die Regelung erleichtert werden und andererseits dem Umstand Rechnung getragen, dass Flexibilisierungsmaßnahmen für viele Bandlastverbraucher eher auf mittlere Sicht vollständig umsetzbar sind. Bis zu welchem Zieljahr die Anforderungen weiter ansteigen, wäre zu diskutieren.

[9] Kopernikus-Projekt SynErgie: Diskussionspapier „Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik und Reform industrieller Netzentgelte“, S. 13 ff.

4. Wie hoch ist der administrative Aufwand?

Die Durchführung der Regelung dürfte mit vertretbarem Aufwand für die beteiligten Akteure administrierbar sein. Der Netzbetreiber könnte das Vorliegen der Voraussetzungen für die Entgeltreduzierung prüfen und das individuelle Entgelt berechnen. Dazu sollte es genügen, den Lastgang des stromintensiven Netznutzers in den Referenzzeiträumen mit dem Lastgang in den Lastzeitfenstern des betrachteten Zeitraumes zu vergleichen und die relativen Laständerungen festzustellen. Analog zur bisherigen Regelung könnte dem begünstigten Letztverbraucher die jährliche Berichtspflicht gegenüber der Bundesnetzagentur obliegen, was dieser die Kontrolle der Einhaltung der Kriterien ermöglicht.

5. Fragen für die Konsultation

Sind aus Sicht der Netzbetreiber einheitliche Vorgaben an die Mindestdauer von Lastabweichungen innerhalb der Zeitfenster zweckdienlich? Falls ja, in welchem Bereich sollten sich diese bewegen?

Welche minimale Vorlaufzeit benötigen die Letztverbraucher, um Verbrauchsänderungen umzusetzen? Welche maximalen Vorlaufzeiten zur Veröffentlichung der Zeitfenster sind aus Sicht der Netzbetreiber vertretbar, damit die Netzzustände tatsächlich abgebildet werden können?

Gibt es ein Rampenproblem und wie löst man es?

Welcher Referenzzeitraum erscheint Netzbetreibern und Letztverbrauchern geeignet, die durchschnittliche Last des gesamten Vorjahres oder die Last im Vorjahreszeitraum des jeweiligen Zeitfensters?

Ist für die Letztverbraucher eine ansteigende Anforderung an die Flexibilität hilfreich, die neuen Anforderungen besser erfüllen zu können?

C Netzdienliche Anforderungen des Flexibilitätseinsatzes durch Netzbetreiber

Eine weitere Möglichkeit die Erhaltung der Netzentgeltrabatte durch eine systemdienliche Leistung der stromintensiven Verbraucher, die von der heutigen Bandlastregelung profitieren, zu rechtfertigen, könnte in der gezielten, netzdienlichen Nutzung des Flexibilitätseinsatzes durch Netzbetreiber liegen. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass bereits die Abschaffung des bestehenden (Fehl-)Anreizes gegen ein flexibles Verhalten zu einer gewissen Flexibilisierung der Verbraucher führt. Der hier zur Diskussion gestellte Ansatz macht daher nicht den flexiblen Einsatz selbst, sondern die Möglichkeit des Netzbetreibers zur Beschränkung von sehr hohen oder zur Erhöhung von sehr niedrigen Bezugslasten in kritischen Netzsituationen zur Voraussetzung für die Netzentgeltreduzierung.

Wie bereits beschrieben, ist ein marktorientierter Einsatz von Flexibilität dem Grundsatz nach vorteilhaft, da er auch ein Stück weit extreme Preisausschläge am Markt dämpfen und die Integration von EE-Anlagen unterstützen kann. Da die Bandlastverbraucher und EE-Anlagen nicht gleichmäßig in den deutschen Stromnetzen verteilt sind, ist eine marktdienliche Flexibilisierung der Verbraucher allerdings, wie oben beschrieben, nicht automatisch auch gut für das Netz. Dagegen ist die explizite Bereitschaft, auf Aufforderung des Netzbetreibers, Flexibilität bereitzustellen im Grundsatz immer gut für das Netz. Je nach Gegebenheit wird die Richtung, in der Flexibilität vom Netzbetreiber benötigt wird, eine andere sein.

1. Welche Art von Beschränkung sollte dem Netzbetreiber ermöglicht werden?

Die Netzbetreiber sollten die Möglichkeit haben, den Strombezug derjenigen Verbraucher, die von einer solchen Netzentgeltreduzierung profitieren wollen, in kritischen Situationen nach oben oder nach unten auf einen Referenzwert zu beschränken. Abhängig von der Netzsituation würden die Netzbetreiber somit einen maximalen oder auch minimalen Leistungsbezug für bestimmte Stunden am Tag vorgeben dürfen, dem die Last dann zu folgen hätte, sodass der Netzbetreiber in seinen Zustandsprognosen mit diesem Wert arbeiten kann.

2. Wie sollte der Referenzwert ermittelt werden?

Der Referenzwert sollte einer Leistung entsprechen, den der Letztverbraucher typischerweise zu den gegebenen Stunden bezieht und die für den Verbraucher technisch somit auch kurzfristig umsetzbar sein sollte. Für die Verbraucher, die aktuell von den Bandlastregelungen profitieren, beispielweise also die Bandlastleistung. Die Höhe des Referenzwertes sollte folglich der durchschnittlichen Bezugsleistung des Vorjahres entsprechen. Ggf. könnte auch auf den Mittelwert der letzten drei Jahre abgestellt werden. Bei Neukunden kann der Referenzwert zwischen Unternehmen und Netzbetreiber einmalig vereinbart werden.

Neben etwaigen entgangenen Erlösen dürfte das Fahren der Referenzwerte somit zusätzliche Belastung für die Verbraucher darstellen. Für die Netzentgeltreduzierungen verzichtet der Verbraucher also für bestimmte Zeiträume im Jahr auf mögliche Markterlöse bzw. trägt abhängig von seiner Beschaffungsstrategie und der zu definierenden zeitlichen Fristen für eine solche Anforderung die Kosten für etwaige Gegengeschäfte.

3. Welche Rahmenbedingungen sollten für Anforderungen durch den Netzbetreiber gelten?

Um eine Wirkung zu entfalten, sollte die Vorlauffrist nicht zu groß sein. Die Anforderungen des Netzbetreibers sollten auf einer möglichst exakten Netzzustandsprognose beruhen können. Denkbar wäre beispielsweise ein Planungshorizont von 24 - 36 Stunden. Darüber hinaus wäre auch eine maximale Anzahl der Anforderungen und deren maximale Dauer durch den Netzbetreiber zu definieren.

Gleichzeitig sollte die Vorlauffrist aber auch ausreichend sein, um den Industriebetrieb nicht zu überfordern.

4. Wie könnte eine entsprechende Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und dem Verbraucher aussehen?

Hinsichtlich der Ausgestaltung könnten Netzbetreiber den adressierten Verbrauchern eine Vereinbarung anbieten, in welcher der Netznutzer ein vorgegebenes Verbrauchsverhalten in bestimmten Netzsituationen garantiert. Das Angebot des Netzbetreibers wäre verpflichtend, eine Teilnahme der Netznutzers freiwillig. In dieser bilateralen Vereinbarung, deren grundsätzlich zulässige Rahmenbedingungen Gegenstand der zu diskutierenden bundesweiten Festlegung sein müssten, würden Parameter wie Häufigkeit, Ausmaß, Dauer und Vorlaufzeit von netzbetreiberseitigen Anforderungen definiert. Bei der Ausgestaltung sollte darüber hinaus diskutiert werden, wie auch Anforderungen des vorgelagerten Netzbetreibers ermöglicht werden können, um auch Engpässe in den Übertragungsnetzen adressieren zu können. Die mögliche Rabatthöhe muss dabei von den bundesweit festgelegten Parametern abhängen, die die Gegenleistung für den Rabatt definieren.

Insgesamt sollte somit ein Rahmen geschaffen werden, der eine marktliche Flexibilisierung der heutigen industriellen Verbraucher, die von der Bandlastregelung profitieren, in dem Maße ermöglicht, in dem diese für das Netz keine zusätzlichen Belastungen für Engpassmanagement etc. verursacht. Gleichzeitig werden Investitionen in die Flexibilisierung der Kunden nur dort angereizt, wo sie volkswirtschaftlich auch effizient sind. Ähnlich wie beim § 14a EnWG erhalten die industriellen Verbraucher, die heute von der Bandlastregelung profitieren, für ihre Bereitschaft zur kurzfristigen Einschränkung des Einsatzes in netzkritischen Situationen eine Netzentgeltreduzierung.

Die Bundesnetzagentur verkennt nicht, dass ein Spannungsverhältnis zwischen der Freiheit der Ausgestaltung der beiden vorstehenden Regelungen durch die Netzbetreiber und dem Diskriminierungspotential, das dem innewohnt, besteht. Dem muss mit einer gewissen Standardisierung entgegengewirkt werden.

5. Wie hoch ist der administrative Aufwand?

Der Aufwand auf Seiten der Verbraucher und der Netzbetreiber sollte sich in Grenzen halten. Der vom Netzbetreiber einzufordernde Referenzwert sollte auf Basis vergangener Lastgänge mit dem industriellen Verbraucher abgestimmt werden. Grundlage für die Anforderungen durch den Netzbetreiber sollten bestehende Kurzfristprognosen sein. Zwischen Anschlussnetzbetreiber und Verbraucher wäre ein Kommunikationskanal einzurichten. Eine Überprüfung der Umsetzung der angeforderten Einschränkungen durch den Netzbetreiber ließe sich auf Basis der Lastgänge nachvollziehen. Maßnahmen bei Nicht-Umsetzung der angeforderten Einschränkungen sollten innerhalb der standardisierten Vereinbarung festgelegt werden. Eine jährliche Berichtspflicht gegenüber der Bundesnetzagentur erscheint zudem sinnvoll, um die Wirkung des neuen Instruments beurteilen zu können.

6. Gibt es Überschneidungen zu SEAL?

Die Möglichkeit, Verbrauchsflexibilität zu Systemstabilisierungszwecken gegen ein Entgelt anzubieten, besteht bereits durch das „Systemdienstleistungsprodukt im Echtzeitbereich aus abschaltbaren Lasten (SEAL)“ (als Nachfolge der „Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten“). Dies beschränkt sich jedoch auf die Übertragungsnetze und dient der Frequenzhaltung. Dazu bietet dieses Produkt nur die Möglichkeit zur Lastreduzierung.

7. Fragen für die Konsultation

Für welche Zeiträume müsste eine Anforderung durch den Netzbetreiber am Stück möglich sein, um Wirkung entfalten zu können? Welche Zeiträume wären aus Sicht der Verbraucher vertretbar?

Gibt es hinsichtlich des Referenzwertes besondere Anforderungen? Würden etwa saisonal unterschiedliche Referenzwerte benötigt?

Wie hoch müsste die Vorlaufzeit aus Sicht der Netzbetreiber sein, um die Anforderung bestmöglich in den bestehenden Engpassmanagementprozessen berücksichtigen zu können? Welche Vorlaufzeiten sind für die Verbraucher mindestens notwendig?

Wie werden die Anforderungen durch die Anschlussnetzbetreiber im Rahmen der Netzbetreiberkoordination mit den vorgelagerten Netzbetreibern berücksichtigt?

IV Verworfene Lösungsansätze

1. Konsultationsbeiträge

Im Rahmen der Konsultation des Eckpunktepapiers zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte wurde oftmals auf die volkswirtschaftliche Bedeutung industrieller Produktion verwiesen, derer sich die Bundesnetzagentur bewusst ist. Die Argumentation aus einigen Beiträgen, ein Netzentgeltrabatt könne mit ebenjener Bedeutung begründet werden, greift gleichwohl zu kurz. Sie verkennt die gesetzlichen Grenzen der Netzentgeltregulierung. Diese darf ausdrücklich nicht als Mittel zur Umsetzung politischer Ziele genutzt werden, wobei es auf die Frage, ob diese Ziele sinnvoll sind und dem Allgemeinwohl dienen, nicht ankommt. Aus gutem Grund haben sich Regulierungsbehörden aus der politischen Debatte herauszuhalten. Maßstab für Begünstigungen in den Netzentgelten ist nach dem Rechtsrahmen allein, ob damit Verbesserungen des Energieversorgungssystems erreicht werden.

Angesichts dessen erscheint auch der Vorschlag aus der Branche ungeeignet, die Bandlastregelung beizubehalten und um Flexibilitätsoptionen zu erweitern, wie es die Festlegung nach § 118 Abs. 46a EnWG tut. Denn bei dieser Übergangsvorschrift handelt es sich um eine Krisenregelung, die der Gesetzgeber während der Energiekrise im Jahr 2022 installiert und bewusst im zeitlichen Anwendungsbereich bis zum Jahr 2025 begrenzt hat. Zweck dieser Regelung war es, ganz kurzfristig Flexibilitätsspielräume angesichts eklatant hoher Energiepreise zu schaffen. Langfristig macht eine Beibehaltung der Bandlast auch unter Vornahme von Flexibilitätsspielräumen keinen Sinn. Die Bandlast ist nicht mehr privilegierungswürdig. Ein Verweben von Bandlastregelung und Flexibilitätsanreizen ist sinnwidrig, da man damit versuchen würde, zwei völlig gegenläufige Verhaltensweisen zu vereinen.

Ansätze, die in eine ähnliche Richtung gehen wie die soeben Erwähnten wären nicht nur energiewirtschaftlich ungeeignet. Vielmehr bergen sie aufgrund der rechtlichen Restriktionen ein hohes Risiko der späteren Aufhebung durch die europäischen Institutionen. In der Folge käme es zu aufwendigen Rückabwicklungen und nachträglichen wirtschaftlichen Schäden in Millionenhöhe für die betroffenen Unternehmen.

Es ist immer im Auge zu behalten, dass jede derartige Regelung aus vielen Richtungen angegriffen werden kann. Die Netznutzer, welche die in der Konsequenz nötige Umlage zu zahlen haben, können dagegen vorgehen. Die Europäische Kommission könnte unausgewogene Regelungen zum Gegenstand von Vertragsverletzungsverfahren sowie von beihilferechtlichen Verfahren machen. Und Wettbewerber der privilegierten Unternehmen im In- und Ausland können eine einseitige und nicht gut begründete Regelung ebenfalls angreifen.

2. Beschaffungsstrategische Spotmarktorientierung

Die Bundesnetzagentur hatte intern erwogen, die Flexibilität der Unternehmen direkt für eine Änderung des Beschaffungsverhaltens in Richtung einer Stärkung der kurzfristigen Beschaffung anzureizen. Vorstellbar wäre, die Beschaffung der aus dem Netz bezogenen Strommengen zum Maßstab zu machen. In der Regel

besteht der Strombezug industrieller Letztverbraucher aus einem Mix aus sehr langfristiger, mittelfristiger und einem kleinen Teil kurzfristiger Beschaffungen. Nähme man eine Erhöhung der kurzfristigen Beschaffung als Anknüpfungspunkt für den Netzentgeltrabatt, könnte theoretisch erwartet werden, dass die Day- ahead und Intraday Märkte gestärkt und Preisausschläge gedämpft würden.

Der beabsichtigte systemdienliche Effekt wäre dabei wie unter III.A, dass die Integration von EE-Erzeugung gefördert und Preisspitzen zugunsten aller Energieverbraucher gedämpft werden könnten. Der Ansatz hätte den Vorteil, dass jegliche Vorgaben, wann wie viel des Nutzungsverhaltens zu ändern wäre, entfallen könnte. Dies bliebe dem Unternehmen frei überlassen. Dies würde auch nicht zu einem beliebigen Verhalten führen, zumal Bilanzierungsverpflichtungen voll erhalten blieben.

Die Bundesnetzagentur hat sich mit möglichen Ausgestaltungsvarianten dieses Ansatzes auseinandergesetzt, nimmt im Ergebnis aber für die weitere Diskussion davon Abstand. Hintergrund ist zunächst, dass eine Erhöhung kurzfristiger beschafften Mengen noch keine zusätzliche Flexibilisierung ermöglicht. Die von stromintensiven Letztverbrauchern realistisch erwartbare Flexibilität dürfte sich bereits mit den aktuell durch Bandlastkunden am Spotmarkt gedeckten Residuallasten abdecken lassen. Die Erhöhung dieser Mengen würde für viele Adressaten einen Anreiz zu ineffizienter Energiebeschaffung bieten, ohne dass sich dies positiv auf die Märkte auswirkt. Denn der kurzfristige Handel bietet nicht nur große Chancen, sich günstig mit Energie zu versorgen; er birgt auch nicht zu vernachlässigende Preisrisiken. Zudem könnten negative Auswirkungen auf den Märkten eintreten, wenn dort zusätzliche Mengen ohne Preiselastizität für Bandlastverbräuche in jeder Viertelstunde abgenommen werden müssten.

Darüber hinaus würde in einem entsprechenden Tatbestand die Parametrierung des kurzfristiger zu beschaffenden Anteils nicht einfach sein. Denn der Ansatz birgt auch erhebliche Risiken für die Unternehmen. Der kurzfrist-Anteil müsste schon erheblich sein, um die entsprechenden Rabatte rechtfertigen zu können.

V Übergangsregeln

Die Bundesnetzagentur sieht vor, den Unternehmen Übergangsfristen zu gewähren, die eine Anpassung an die neuen Erfordernisse und die Realisierung von Flexibilitätspotentialen ermöglichen. Die Regelungen des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV werden vor dem Außerkrafttreten der StromNEV mit dem 31.12.2028 keine Anpassungen erfahren.

Darüber hinaus wird die Bundesnetzagentur gegebenenfalls unter Vornahme erforderlicher Modifikationen, eine Verlängerung des Tatbestands ins Auge fassen. Im Rahmen dessen ist es auch zu diskutieren, ob bestehende Vereinbarungen über individuelle Netzentgelte nicht ihre Wirkung verlieren, sondern über das Jahr 2028 hinaus Geltung behalten können.

Zu diskutieren ist vorgesehen, das neue, flexibilitätsanreizende Sondernetzentgelt in der Übergangsphase zunächst neben die aktuellen Regelungen treten zu lassen. Unternehmen sollten die Möglichkeit haben, den richtigen Zeitpunkt für den Wechsel in das neue System frühzeitig bzw. innerhalb angemessener Karenzfristen zu wählen. Die genaue Ausgestaltung ist abhängig von dem schlussendlich optionierten Modell.

Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Beispiel für eine Day-ahead Preisentwicklung und einen korrelierenden Lastgang 21

Abkürzungsverzeichnis

AgNes	Allgemeine NetzentgeltSystematik
Art.	Artikel
Az.	Aktenzeichen
BK	Beschlusskammer
EE	Erneuerbare Energien
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GBK	Große Beschlusskammer
GWh	Gigawattstunde
HT	Hochtarif
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NT	Niedertarif
SEAL	Systemdienstleistungsprodukt im Echtzeitbereich aus abschaltbaren Lasten
StromNEV	Stromnetzentgeltversorgung

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Große Beschlusskammer Energie

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

gbk@bnetza.de

www.bundesnetzagentur.de

Tel. +49 228 14-0

Fax +49 228 14-8872

Stand

September 2025

bundesnetzagentur.de

x.com/BNetzA
social.bund.de/@bnetza
youtube.com/BNetzA