

Stand: 19. August 2024

VCI-POSITION

Anforderungen und Anpassungsvorschläge an eine Fortentwicklung der individuellen Netzentgelte im Elektrizitätsbereich (Reform von § 19 Abs. 2 StromNEV)

Kernbotschaften

- ◆ Individuelle Netzentgelte (insbesondere die Bandlastregelung) haben eine hohe **Bedeutung für die internationale Wettbewerbsfähigkeit** der deutschen Industrie. Die angekündigte Übergangsregelung hin zu einer **Folgeregelung** muss daher **langfristig ausgelegt** sein, um die betroffene stromintensive Industrie nicht wirtschaftlich zu überfordern.
- ◆ Die zukünftige Entlastungsregelung muss **praxistauglich** ausgestaltet sein und Unternehmen eine **angemessene Planbarkeit** bieten. Dies umfasst angemessene Toleranzschwellen, ausreichende Reaktionszeiten sowie die Nutzbarkeit auch für Unternehmen ohne eigenen Zugang zum Spotmarkt.
- ◆ Die BNetzA-Überlegungen bezüglich einer Nachfolgeregelung sehen einen „systemdienlichen“ Flexibilitätsanreiz vor, der jedoch eng auf das kurzfristige Verbrauchsverhalten in Bezug auf den Spotmarkt fokussiert. Dieser Ansatz sollte deutlich weiter gefasst werden und auch die gesamte **arbeits- und kapazitätsbezogene „Energiewendekompetenz“ von Letztverbrauchern** mittels einer Entgeltentlastung würdigen.
- ◆ Flexibilitätspotenziale der chemisch-pharmazeutischen Industrie sind äußerst **heterogen und durch technische und wirtschaftliche Faktoren beschränkt**. Um für alle Betroffenen auch im zukünftigen System eine **äquivalente Entlastungswirkung** zu gewährleisten, sind neben individuellen Entlastungstatbeständen deshalb auf politischer Seite auch **allgemeine Netzentgeltentlastungen** umzusetzen. **Ein weiterer Anstieg der Netzentgelte für die Industrie muss wirksam vermieden werden.**

Hinweis: Die vorliegende Stellungnahme kommentiert im Schwerpunkt die Überlegungen der BNetzA hinsichtlich der Reform der Industrienetzentgelte. Flexibilitätspotenziale und -hemmnisse der chemisch-pharmazeutischen Industrie sowie die konkreten Fragen der BNetzA werden in einem **separaten Papier** näher erläutert. Der VCI weist jedoch darauf hin, dass diese aufgrund der großen Heterogenität der Branche als Verband allenfalls allgemein beantwortet werden können. Er regt gegenüber der BNetzA eine gesonderte

Abfrage unter betroffenen Industrieunternehmen zu Flexibilitätsoptionen und -hemmnissen mit ausreichendem zeitlichen Vorlauf an.

Status Quo: Bedeutung individueller Netzentgelte für die Industrie

Angesichts des Auslaufens der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) bis spätestens 31. Dezember 2028 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) eine Neuregelung des Systems der „Sondernetzentgelte“ im Strombereich am 24. Juli 2024 mit der Konsultation des Papiers „Eckpunkte zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich“ eingeleitet.

Die BNetzA strebt bereits ab 2026 eine Nachfolgeregelung von § 19 Abs. 2 Satz 1 und Satz 2 StromNEV in Form einer behördlichen Festlegung an. Der Prozess soll bis Ende 2025 mit dem Erlass einer Festlegung abgeschlossen werden. Laut Aussagen der BNetzA sowie der Bundesregierung sollen bestehende Vereinbarungen über individuelle Netzentgelte zwar ab 2026 nicht unmittelbar ihre Wirkung verlieren. Vielmehr sind „hinreichende Übergangsfristen“ für Letztverbraucher vorgesehen, „die eine Umstellung ihrer Produktion und die Realisierung von Flexibilitätspotentialen in einem angemessenen Übergangszeitraum“ ermöglichen¹.

Der Reformvorschlag sieht insbesondere ein **Ende der „Bandlastregelung“** nach Satz 2 vor, die für die stromintensive Industrie (neben der „Atypik“ nach Satz 1) eine große Bedeutung hat. Die Regelung gesteht Verbrauchern mit hoher, gleichförmiger Netznutzung und einer jährlichen Mindeststromabnahme von 10 GWh eine Netzentgeltreduktion um maximal 80 bis 90 % zu – abhängig von den erreichten Jahresvollbenutzungsstunden (ab 7.000 bis 8.000 Vollbenutzungsstunden) sowie dem individuellen „physikalischen Pfad“ zum nächsten grundlastfähigen Kraftwerk bzw. Netzknotenpunkt.

Die Entlastung mittels individueller Netzentgelte ist damit wirtschaftlich äußerst bedeutsam und weiterhin grundsätzlich netztechnisch sachgerecht:

- Die wirtschaftliche Bedeutung individueller Netzentgelte für die energieintensive Industrie ist insbesondere angesichts der in den letzten Jahren stark gestiegenen Stromnetzentgelte nicht von der Hand zu weisen.

Von 2023 auf 2024 verdoppelte sich das durchschnittliche Übertragungsnetzentgelt von 3,12 ct/kWh auf 6,43 ct/kWh. Mit einem Investitionsbedarf von über 460 Mrd. EUR für den Netzausbau bis 2045 zur Integration der fluktuierenden Erneuerbaren Energien werden die Netzentgelte in den kommenden Jahren voraussichtlich sogar noch weiter ansteigen.

Das Entlastungsvolumen der betroffenen Industrie wird 2024 voraussichtlich bei deutlich über 1 Milliarde EUR liegen, wobei die individuelle Entlastungssumme pro

¹ Eckpunktepapier_24072024.pdf (bundesnetzagentur.de), S. 8

Abnahmestelle bei der Bandlastprivilegierung im Durchschnitt im niedrigen zweistelligen Millionenbereich liegt.

Ein ersatzloser Wegfall oder deutlicher Rückgang der Netzentgeltreduktion hätte erhebliche und negative Folgen für die betroffene Industrie. Die Steigerung der Netzentgelte (im Extremfall um Faktor 5 bis 10 zzgl. etwaiger weiterer Anstiege!) würde die Stromkosten eklatant in die Höhe treiben und damit die ohnehin schwierige Lage der Energieintensiven im internationalen Wettbewerb weiter verschärfen. Die notwendige Elektrifizierung von Prozessen würde dadurch ausgebremst und Carbon Leakage mit der Abwanderung energieintensiver Produktion zunehmen. Die Folgen machen sich bereits heute bei Unternehmen bemerkbar, die konjunkturell bedingt die Schwelle von 7.000 Vollbenutzungsstunden verfehlen.

- Das individuelle Netzentgelt wurde ursprünglich eingeführt, um **netzdienliches, stabilisierendes Verbrauchsverhalten** in einem von Grundlastkraftwerken dominierten Stromsystem anzureizen.

Mit dem zunehmenden Anschluss volatiler und dezentraler Einspeiser wächst im Zuge der Energiewende auch die Belastung der Netze, woraus primär der Netzausbaubedarf und damit einhergehende Netzausbau- und Engpassmanagementkosten entstehen. Damit steigt auch der Flexibilitätsbedarf im System – etwa in Form von Speichern, steuerbaren Backup-Kraftwerken oder Demand Side Management.

Zugleich weist der VCI darauf hin, dass ein gleichmäßiges Abnahmeverhalten (**Bandlast**) als Pendant zur Mindesterzeugung im Stromsystem nach wie vor einen **netzdienlichen Effekt** hat, der zur Senkung oder Vermeidung der Erhöhung der Netzkosten beiträgt. Denn plötzliche Leistungsspitzen industrieller Abnehmer wären auch zum aktuellen Stand der Energiewende wenig förderlich für einen kosteneffizienten Netzbetrieb, vor allem wenn dadurch Netzengpässe entstehen. Darüber hinaus ist eine gleichförmige Stromabnahme nicht per se systemschädlich, sondern aufgrund ihrer verlässlichen Präsenz im Netz eine Voraussetzung dafür, dass überhaupt jederzeit systemdienliche Flexibilität angeboten werden kann.

Selbst wenn die netzdienliche Bedeutung der Bandabnahme im Laufe der Zeit sinkt, kann sie zumindest nicht wie im Eckpunktepapier dargestellt als „*netzschädlich*“ bezeichnet werden, da sie sehr kalkulierbar ist. Sie sollte daher langfristig zwischen einer netzdienlichen flexiblen Abnahme und einer netzschädlichen unflexiblen und schwer kalkulierbaren Netznutzung (wie der volatilen EE-Einspeisung) eingeordnet werden.

Die BNetzA hat mit dem „**physikalischen Pfad**“ eine Systematik etabliert, um diesen kostensenkenden Effekt zu quantifizieren, indem fiktive Leitungskosten vom Netzanschlusspunkt des Letztverbrauchers zur nächsten geeigneten Stromerzeugungsanlage oder Netzknotenpunkt berechnet und den allgemeinen Netzentgelten gegenübergestellt werden. **Sofern sich hierbei eine Kostenvermeidung ergibt, ist es weiterhin sachgerecht, ein individuelles Netzentgelt zu gewähren.** Andernfalls bestünde die Gefahr, dass sich Industriebetriebe tatsächlich zunehmend über z.T. erheblich günstigere Direktleitungen versorgen, wodurch ihr Beitrag zu den allgemeinen Netzkosten

entfiele und die Belastung anderer Netznutzer steigen würde. Bereits heute zahlen viele Betriebe deutlich mehr Netzentgelt als nach dem physikalischen Pfad berechnet wurde.

Es wird vor diesem Hintergrund begrüßt, dass bei der geplanten Revision der Bandlastprivilegierung nach Aussage der BNetzA zumindest ein **längerer Übergangszeitraum** gelten soll. Ebenso ist es positiv, dass auch die Bundesregierung in ihrem Wachstumspaket bekräftigt, dass für Unternehmen bei denen ein flexibler Stromverbrauch nicht möglich ist „eine **beihilfekonforme Verlängerung der Regelungen gemäß § 19 Absatz 2-Satz 1 bzw. Satz 2 der StromNEV**“ vorgenommen bzw. Maßnahmen ergriffen werden sollen, die die entsprechende Entlastungswirkung verlängern. **Dieses Vorhaben muss dringend weiter konkretisiert werden, um schnell Planbarkeit zu ermöglichen.**

Angesichts des späteren Auslaufens der StromNEV (erst Ende 2028) sieht der VCI prinzipiell keine zwingende Notwendigkeit dafür, dass die BNetzA die Reform ohne EU-rechtlichen Grund bereits um drei Jahre auf Anfang 2026 vorzieht. **Um die betroffene Industrie nicht zu überfordern, plädiert der VCI daher dafür, die vorgesehene Übergangsregelung längerfristig, d.h. über 2030 hinaus, auszugestalten.** Ideal wäre aus Sicht des VCI eine **Entfristung und Weiterentwicklung der bisher bis Ende 2025 befristeten Regelung BK4-22-089**, da diese eine Flexibilisierung ermöglicht, ohne dass **Unternehmen ohne signifikantes Flexibilisierungspotenzial** benachteiligt und potenziell aus Deutschland verdrängt werden.

Da mit dem fortschreitenden Kohleausstieg geeignete Kraftwerke schrittweise entfallen, würde die aus dem physikalischen Pfad resultierende Entlastung der Bandlastprivilegierung ohnehin allmählich auslaufen. Mindestens sollte im Rahmen der angedachten Übergangsregelung jedem Letztverbraucher ein **jährliches Wahlrecht** eingeräumt werden, ob er die bestehende (über 2030 hinaus verlängerte) Regelung nutzen möchte oder die Nachfolgeregelung.

Kommentierung der Reformüberlegungen

Das Eckpunktepapier schlägt einen „**systemdienlichen**“ **Flexibilitätsanreiz** vor. Mit diesem soll künftig das individuelle Strombezugsverhalten eines Letztverbraucher in Zeiten besonders hoher bzw. besonders niedriger Strompreise betrachtet werden. Eine Entlastung bei den Stromnetzentgelten soll erfolgen, sofern der Netznutzer in diesen Zeiten erheblich von seiner individuellen Abnahme im Jahresdurchschnitt abweicht. Dieser Ansatz baut auf dem Zeitfenstersystem der derzeitigen befristeten „Flexibilitätsfestlegung“ auf (Festlegung zur Anpassung und Ergänzung von Voraussetzungen für die Vereinbarung individueller Netzentgelte für den Netzzugang, BK4-22-089, Ziffern 4 und 5), die zum 31. Dezember 2025 ausläuft.

Die BNetzA argumentiert mit dem Ansatz der Folgeregelung und ihrer Kritik der Bandlastprivilegierung primär aus Sicht der „**Systemdienlichkeit**“. „*Als systemdienlich wird dabei ein Netznutzungsverhalten angesehen, das sich positiv auf die Kosten der Energieversorgung insgesamt oder auf die Kosten eines stabilen Netzbetriebs auswirkt*“.

So sei die Residuallast durch die Energiewende volatiler geworden. Eine stetige Abnahme habe dadurch überwiegend keinen Nutzen mehr im Hinblick auf Netzkostensenkungen oder Netzstabilität und könne engpassverschärfend wirken. Starres Abnahmeverhalten verhindere zudem die EE-Markintegration und verursache durch marktbedingte Abregelungen Ineffizienzen im System.

Die BNetzA benennt bereits einige mögliche Risiken und Kritikpunkte der Folgeregulierung, die an dieser Stelle aus Sicht des VCI kommentiert und ergänzt werden:

● Auswirkungen auf bisher entlastete, stromintensive Letztverbraucher

Der VCI weist darauf hin, dass **nachfrageseitige Flexibilitätpotenziale** in der chemischen Industrie äußerst heterogen und **nur eingeschränkt und unter bestimmten Voraussetzungen** vorhanden sind (sh. separate Stellungnahme „Flexibilitätpotenziale und -hemmnisse der chemisch-pharmazeutischen Industrie“ für eine detaillierte Erläuterung). Nicht alle stromintensiven Verbraucher sind technisch und wirtschaftlich in der Lage, dem Stromsystem Flexibilitäten zur Verfügung zu stellen. Aufgrund der großen Diversität an Produkten, Prozessen und Verbundsystemen unterscheiden sich auch die Flexibilitätpotenziale und Herausforderungen je nach betroffenem Prozess und Verbundeffekten sehr stark. Zudem reduziert sich mit flexibler Abnahme in vielen industriellen Prozessen die Energieeffizienz und hat damit einen aus Energiewendesicht negativen Effekt.

Es ist daher davon auszugehen, dass aus Sicht des VCI in der neuen Entlastungssystematik **deutlich weniger Unternehmen** einen Anspruch auf ein reduziertes Netzentgelt hätten, wie bereits die nach wie vor geringe Nutzung der oben genannten Flexibilitätsfestlegung BK4-22-089 verdeutlicht. Gerade Unternehmen, deren Flexibilisierungspotenziale schon heute nahezu ausgeschöpft sind oder die keine technischen Potenziale aufweisen, sind somit dem **Risiko massiver Kostensteigerungen** ausgesetzt.

Ohne ein **System mit äquivalenter Entlastungswirkung** sind demnach erhebliche negative Folgen für die Wettbewerbsfähigkeit der Strompreise zu erwarten. Diese eigentlich netzregulatorische Reform käme somit einem massiven Eingriff in die Industrie- und Standortpolitik gleich. Ein Wegfallen großer industrieller Verbraucher hätte wiederum einen Anstieg der Netzkosten für weitere Verbraucher zur Folge.

Neben behördlich geregelten individuellen Netzentgelten hält der VCI daher mit Blick auf die hohen Energiekosten der Industrie **ergänzende allgemeine Entlastungsmaßnahmen** für geboten, die von der Bundesregierung politisch umzusetzen sind. Hier sind z.B. die **Übernahme von Engpassmanagementkosten in den Bundeshaushalt** oder zumindest die **zeitliche Streckung von Netzkosten** mittels Amortisationskonto als sinnvolle Maßnahmen zu nennen. Die Ankündigung der Bundesregierung im Rahmen des Wachstumspakets entsprechende Maßnahmen vorzulegen, wird ausdrücklich begrüßt.² Es wäre im Hinblick auf die

² Die angekündigte Überprüfung „vermiedener Netzentgelte“ wird jedoch kritisch bewertet, da sie insbesondere bei industriellen KWK-Betreibern zu Mehrbelastungen führt.

aktuelle angespannte wirtschaftliche Situation und zur Erhöhung der Planungssicherheit überaus wichtig, dass die BNetzA ihre Maßnahmen eng mit den Ankündigungen der Bundesregierung abstimmt und zur Verbesserung der Rahmenbedingungen gerade für die Energieintensiven in Deutschland beiträgt.

Um weitere Belastungen zu vermeiden, muss der **bewährte Mechanismus der Wälzung der Entlastungsbeträge** über die §19 Abs. 2 StromNEV-Umlage inklusive der bestehenden Entlastungsmöglichkeiten von der Umlage auch im neuen System beibehalten werden.

● Zu enger Fokus der Systemdienlichkeit auf marktliche Aspekte:

Das durch Hoch- und Niedrigpreise „systemdienlich“ angereizte Abnahmeverhalten fokussiert vor allem auf marktliche Aspekte und ist nicht automatisch mit Netzdienlichkeit gleichzusetzen. Wie die BNetzA bereits feststellt, können Engpasssituationen regional sehr unterschiedlich auftreten. Kommt es zum Beispiel bei niedrigen bundesweiten Strompreisen lokal zu einer geringen EE-Einspeisung, kann ein Anreiz zur Lastaufnahme sogar lokale Engpässe auslösen, die Netzentgelte durch neue Lastspitzen gegenüber dem vorgelagerten Netz erhöhen bzw. Mehrkosten beim Netzausbau verursachen, gerade in industriell geprägten Netzen.

Den Kritikpunkten der BNetzA, dass eine stetige Abnahme ohne Wert für das Netz sei und ein starres Abnahmeverhalten die EE-Marktintegration behindere, stellt der VCI entgegen, dass die Integration von Erneuerbaren Erzeugern in den Strommarkt vor allem eine marktorientierte Zielsetzung der Energiewende ist, die nicht zwingend zu effizientem Netzausbau und Netznutzung beiträgt. Aus netzwirtschaftlicher Sicht kann der **unkoordinierte Zubau von EE-Anlagen sogar Engpässe verschärfen** und Netzkosten erhöhen. Dem sollte beim Ausbau auch durch lokale Integration von Speichertechnologien entgegengewirkt werden.

Zudem erscheint ein reiner **Fokus auf das individuelle Abnahmeverhalten in Bezug auf Spotmärkte zu eng**, um das volle Potenzial an „systemdienlichem“ Netznutzungsverhalten zu realisieren, das sich positiv auf die Gesamtkosten der Energieversorgung oder die Kosten eines stabilen Netzbetriebs auswirkt.

Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, das Marktpreissignal um ein Netzzustandssignal zu ergänzen: In Situationen, in denen aufgrund des Marktpreises eine Erhöhung der Stromentnahme angereizt wird, muss der Netzbetreiber die Möglichkeit haben, ein Hochfahren zu untersagen, sofern es dadurch zu Problemen und Instabilitäten im Netz kommen würde.

Zugleich darf eine solche Untersagung einer geplanten flexiblen Reaktion dem Letztverbraucher **nicht negativ angerechnet** werden und den Zugang zur Netzentgeltentlastung versperren, da die potenziell entstehende Netzproblematik nicht in seiner Einflussosphäre liegt. Unabhängig davon sollte ein System zur flächendeckenden Signalisierung des Netzzustandes kurzfristig entwickelt und zunächst auf Ebene der Übertragungsnetzbetreiber implementiert werden.

● Betrachtung von Flexibilität in beide Richtungen

Je nach Anforderung des Marktes bzw. des Stromsystems zu einem bestimmten Zeitpunkt haben sowohl eine Erhöhung als auch eine Senkung des Strombezugs aus dem Netz eine positive Wirkung, Daher müssen **beide Optionen gleichberechtigt** zu einer Entlastung führen.

Demgegenüber darf aber eine **symmetrische Erbringung von Flexibilität** in beide Richtungen **keine Voraussetzung** für die Entlastung sein – dadurch würde Flexibilitätspotenzial in der Industrie verschenkt, weil Umfang, Dauer und Möglichkeit zu Hoch- oder Herunterfahren in Abhängigkeit vom jeweiligen Prozess sehr unterschiedlich ausgeprägt sein können.

● Referenzwertbestimmung anhand aktueller Situation

Die Überlegungen der BNetzA gehen dahin, dass ein Letztverbraucher dann als flexibel betrachtet wird, wenn sein Abnahmeverhalten erheblich von seinem „durchschnittlichen“ Bezug abweicht. Laut Eckpunktepapier ist dabei ein wesentlicher Parameter der **Lastgang des Letztverbrauchers über das Jahr**.

Es sollte klargestellt werden, dass der Referenzwert, von dem aus die Abweichung ermittelt wird, tendenziell durch eine **kurzfristige Betrachtung vor dem Zeitpunkt/Zeitraum, in dem eine flexible Laständerung erfolgt**, ermittelt wird. Dies ist insbesondere auch dadurch erforderlich, da sich bei erfolgreicher Flexibilisierung längerfristig ein gänzlich anderes als das „durchschnittliche“ Abnahmeverhalten ergibt.

Auch bei typischen Bandlastkunden schwankt im Jahresverlauf die Last durchaus stärker, so dass ein langfristiger Durchschnitt nur sehr begrenzt aussagekräftig ist. Zudem bedingt die Betrachtung des Marktpreises am Spotmarkt eine kurzfristige Betrachtungsweise – für die Wirkung einer flexiblen Laständerung ist die „Ausgangslast“ unmittelbar vor der flexiblen Reaktion entscheidend, um eine sinnvolle Wirkung auf das Stromsystem auszuüben. Hier kann die Vorgabe der Flexibilitätssfestlegung (BK4-22-089) als Beispiel dienen, **die als Referenzwert die Stromabnahme unmittelbar vor Beginn eines Zeitfensters vorsieht**.

● Sicherheitsvorkehrungen zur Vermeidung von Unsicherheiten

Soweit Unternehmen in Zukunft ihren Strombezug anpassen und flexibles Lastverhalten umsetzen, steigt dadurch die Unsicherheit: Jahrzehntelang eingespielte technische hoch vernetzte, integrierte und rückintegrierte Prozesse müssen verändert, interne Betriebsabläufe angepasst bzw. sogar komplett neu strukturiert (ohne dass dadurch eine Tonne Produkt mehr produziert würde) und Mitarbeiter neu geschult werden. Damit steigt neben dem nicht unerheblichen finanziellen und logistischen Aufwand das Risiko, dass bestimmte Grenzwerte verfehlt werden oder Zeitfenstergrenzen unbeabsichtigt überschritten werden.

Sollten solche minimalen Überschreitungen unmittelbar zum Verlust der Entlastung führen, wäre das ein starker Anreiz für Unternehmen, erst gar keine Schritte zur Flexibilisierung zu unternehmen. Angesichts der oben dargestellten Bedeutung der

Sondernetzentgelte für die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie müssen diese Risiken abgemildert werden.

Das könnte – je nach Ausgestaltung einer zukünftigen Regelung – durch Einführung von **Toleranz- oder Karenzzeiten oder -schwellen** erfolgen, oder etwa durch eine **zeitanteilige Betrachtung**, die sicherstellt, dass bei einer Zielverfehlung nicht die Entlastung für ein ganzes Kalenderjahr, sondern nur für die betroffene Periode wegfällt.

● Lastspitzen als Flexibilitätshemmnis in allgemeiner Netzentgeltsystematik

Laut Eckpunktepapier wird die BNetzA „auch die aktuelle allgemeine Netzentgeltsystematik einer Prüfung unterziehen und ggf. erforderliche Reformen vornehmen“. Der VCI weist darauf hin, dass die Netzentgeltberechnung in der Industrie vor allem auf dem **Leistungspreisanteil** basiert. Dies führt dazu, dass **kurzzeitige Lastspitzen** im Jahresverlauf zu einem deutlichen **Anstieg der Netzentgelte** führen können. Schon heute ist dies ein **entscheidendes wirtschaftliches Hemmnis für die Flexibilitätserbringung**, völlig unabhängig davon, ob ein Unternehmen die Regelung der intensiven Netznutzung in Anspruch nimmt oder nicht.

Auch dies ist ein Grund für die geringe Inanspruchnahme der Flexibilitätsfestlegung BK4-22-089, bei der Lastspitzen zwar nicht bei der Berechnung der 7.000 Vollbenutzungsschwelle berücksichtigt wurden, dafür aber bei der Berechnung der regulären Netzentgelte, auf der das individuelle Netzentgelt basiert. Der VCI stimmt zu, dass die freiwillige Flexibilitätserbringung nicht regulatorisch verhindert werden darf. **Höhere Lastspitzen aufgrund der (negativen) Flexibilitätserbringung dürfen daher nicht im Rahmen der regulären Netzentgeltberechnung berücksichtigt werden.**

● Ausreichend Reaktionszeit ermöglichen

Jegliche Signale, die eine flexible Stromentnahmeänderung anzeigen sollen, müssen aus Sicht des Letztverbrauchers mit **hinreichendem zeitlichem Vorlauf** bekanntgegeben werden. Dies gilt sowohl für die Ermittlung von Zeitfenstern für Hoch- oder Niedrigpreiszeiten als auch für Signale zum Netzzustand.

Hierbei ist ein angemessener Ausgleich zwischen dem Bedarf an frühzeitiger Information einerseits und möglichst zeitnaher Berücksichtigung der realen Verhältnisse in Markt und Netz zu schaffen.

Ungeklärt ist auch die Frage, wie eine flexible Fahrweise der Industrieanlagen mit Blick auf etablierte Arbeitszeit-, Schicht- und Pausensysteme umgesetzt werden soll, ohne gegen arbeits- und tarifrechtliche Vorgaben zu verstoßen.

● Langfristige Planbarkeit ermöglichen

Die Betrachtung des Lastgangs einer Abnahmestelle über das Jahr intendiert eine ex post-Betrachtung mit einer ex post-Entlastung. Eine solche Vorgehensweise bietet

gerade den Energieintensiven keine hinreichende Planungssicherheit. Jede zukünftige Entlastungsregelung muss in angemessenem Rahmen **eine ex-ante-Planbarkeit gewährleisten**, sodass Unternehmen eine Entlastung in der Kalkulation ihrer Produktionskosten berücksichtigen können. Eine reine ex-post-Auszahlung der Entlastung (vergleichbar mit der Strompreiskompensation) ist dafür ungeeignet. Es sollte ein System etabliert werden, welches nicht nur bürokratiearm ist, sondern auch den betroffenen Unternehmen zu jeder Zeit im Jahr hinreichende Planbarkeit bietet.

◆ **Nutzbarkeit der Entlastungsregelung über Dienstleister/Dritte sicherstellen**

Nicht alle stromintensiven industriellen Letztverbraucher verfügen über einen eigenen Zugang zum Spot- oder Intradaymarkt oder verwalten als Bilanzkreisverantwortliche ihren eigenen Bilanzkreis. In vielen Fällen erfolgt der Strombezug stattdessen über Dritte (**Versorger oder Dienstleister**), die ggf. auf Anweisung der Letztverbraucher agieren.

Es muss in der neuen Regelung sichergestellt werden, dass ein fehlender eigener Zugang zum Spotmarkt kein Ausschlusskriterium für eine Entlastung darstellt und auch nicht durch praxisferne Vorgaben verhindert wird.

So waren die Nachweisvorgaben der Flexibilitätsfestlegung BK4-22-089 bis zu einer nachträglichen Anpassung (BK4-22-089-A01) so restriktiv gestaltet, dass eine Inanspruchnahme ohne eigenen Zugang zum Spotmarkt kaum möglich war. Bei der geplanten Festlegung sollte diese Konstellation von Anfang an berücksichtigt und praxistauglich ausgestaltet werden.

Erweiterung des Entlastungskonzepts

Der bisherige Ansatz der BNetzA, bei der Folgeregelung für Industrienetzentgelte lediglich eine Anpassung des Abnahmeverhaltens in Bezug auf den Spotmarkt zu entlasten, ist zu eng gefasst und lässt andere wichtige Beiträge der Verbraucher außer Acht, die im Rahmen der Energiewende netz- bzw. „systemdienlich“ sind.

Bis der Netzausbau weit genug vorangeschritten ist, schlägt das Eckpunktepapier regionale Ausnahmemöglichkeiten für Netzgebiete vor, in denen eine Reaktion auf Signale am Spotmarkt engpassverschärfend wirken können (S. 10). *„Statt des marktbasierten Sondernetzentgelts könnten alternative Vereinbarungen [mit Netzbetreibern] ermöglicht werden, die allein auf ein netzdienliches Verhalten ausgerichtet sind. Beispielsweise könnte ein individuelles Netzentgelt als Gegenleistung für eine explizite Laststeuerung innerhalb bestimmter Grenzen auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers vereinbart werden“.*

Dieser Ansatz sollte aus Sicht des VCI deutlich weiter gefasst und nicht auf bestimmte Regionen beschränkt werden – auch um eine Benachteiligung einzelner Regionen zu vermeiden:

Analog zu den Plänen der BNetzA für Netzbetreiber sollte auch bei Letztverbrauchern die **„Energiewendekompetenz“** als systemdienliches Verhalten honoriert werden.³ Dieses

³ Vgl. Eckpunktepapier – Netze, Effizient, Sicher, Transformatiert; 18. Januar 2024; S. 16f

umfassendere Konzept würdigt die „systemdienlichen“ Bemühungen der Unternehmen zum Gelingen der Energiewende und kann die diversen technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen der Industrie hinsichtlich der nachfrageseitigen Flexibilitätserbringung besser berücksichtigen bzw. die unterschiedlichen Potenziale eher adressieren. Es wäre nicht nachvollziehbar, wenn die Behörde bei Netzbetreibern die „Energiewendekompetenz“ als wichtigen Faktor für Netzbetreiber beschreibt, jedoch bei industriellen Letztverbrauchern ignoriert.

Folgende **arbeits- und leistungsbezogene Kriterien** sollten dabei gleichberechtigt umfasst werden.

● **Arbeitsbezogene Energiewendekompetenz**

Anpassung der Stromabnahme aus dem Netz auf ein Marktpreissignal hin, entsprechend dem von der BNetzA vorgestellten Ansatz (hier sollte neben dem Day-Ahead-Markt auch der Intradaymarkt berücksichtigt werden).

Dazu stehen dem Industrieunternehmen grundsätzlich unterschiedliche Optionen zur Verfügung (z.B. Anpassung der Fahrweise der Produktionsanlagen oder von KWK-Anlagen, Hochtemperatur-Wärmepumpen, E-Kesseln oder anderen Erzeugungsanlagen)

Direktinvestitionen in EE-Anlagen / Direktbezug von EE-Strom (z.B. über PPA)

● **Kapazitätsbezogene Energiewendekompetenz**

Vorhaltung von Leistung im Rahmen des FSV-SEAL bei gleichzeitiger Anpassung der Regelung auf die technischen Möglichkeiten der Industrie

Teilnahme am Regellenergiemarkt und anderen Systemdienstleistungsmärkten, Einbeziehung in den Unterfrequenzschutz (UFLA) und

ggf. die Bereithaltung von Lastreduktionsvermögen als Vorstufe der sog. BDEW-Kaskade.

Wird eine der oben genannten Energiewendekompetenzen erfüllt, sollte ein **Sondernetzentgelt für die betroffene Abnahmestelle** gewährt werden.

Eine Verknüpfung an die bisherige Vollbenutzungsstundenzahl wie bisher ist nicht mehr nötig. Die **Mindestarbeitsmenge darf als Schwelle nicht prohibitiv hoch** festgelegt werden und sollte **keinesfalls über den bisherigen Wert von 10 GWh/a** pro Abnahmestelle hinaus angehoben werden. Auch im **Mittelstand** bestehen relevante Flexibilitätspotenziale, die nicht durch übermäßig hohe Schwellenwerte ausgeschlossen werden dürfen.

Ergänzend wird angeregt, die **Aggregation von Abnahmestellen eines Unternehmens an einem Standort** zur Erfüllung der Mindestschwelle zuzulassen, da diese letztlich mit der Summe ihrer Abnahme- und Einspeisestellen zum Gelingen der Energiewende beitragen und sowohl als Stromerzeuger als auch als -verbraucher netzdienlich agieren können. Demnach sollten auch in Chemieparks, die als geschlossene Verteilernetze oder Netze der allgemeinen Versorgung reguliert werden, Flexibilitäten von KWK-Anlagen mit eigener Marktllokation für die netzentgeltspflichtigen Abnahmestellen des Chemieparks angerechnet werden dürfen, um eine Diskriminierung gegenüber Kundenanlagen zu vermeiden. So

können Unternehmen oder Chemieparkbetreiber mit Eigenerzeugung am Standort beispielsweise Netzspitzen ihrer Entnahmestellen durch die parallele Anpassung der Stromeinspeisung aus dem eigenen Kraftwerk entgegenwirken und das Netz so physikalisch entlasten.

- Registernummer des EU-Transparenzregisters: 15423437054-40
- Der VCI ist unter der Registernummer R000476 im Lobbyregister, für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und gegenüber der Bundesregierung, registriert.

Der VCI und seine Fachverbände vertreten die Interessen von rund 1.900 Unternehmen aus der chemisch-pharmazeutischen Industrie und chemienaher Wirtschaftszweige gegenüber Politik, Behörden, anderen Bereichen der Wirtschaft, der Wissenschaft und den Medien. 2022 setzten die Mitgliedsunternehmen des VCI rund 260 Milliarden Euro um und beschäftigten knapp 550.000 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter.