| Stand: 21.10.2025

STELLUNGNAHME

DISKUSSIONSPAPIER DER BNETZA ZU ENTGELTEN FÜR INDUSTRIE UND GEWERBE

Zusammenfassung

- Der VCI begrüßt die Integration der Industrienetzentgeltreform in den AgNes-Prozess, da so eine **konsistente Regelung** besser gewährleistet werden kann. Auch zwischen BNetzA und Bundesregierung ist eine engere Koordination nötig, um auf **sinkende Netzkosten** hinzuwirken und widersprüchliche Anreizeffekte im Netzbereich zu vermeiden.
- Individuelle Netzentgelte haben eine sehr **hohe wirtschaftliche Bedeutung** für die Industrie. Ihr Wegfall würde zu erheblichen Mehrbelastungen und Wettbewerbsnachteilen führen und muss durch entsprechende Maßnahmen abgefedert werden.
- Der VCI begrüßt, dass die BNetzA mit der Reform **freiwillige nachfrageseitige Flexibilität ermöglichen, regulatorische Hürden abbauen und ein entsprechendes Anreizsystem** dafür schaffen will und bringt sich konstruktiv in den Prozess ein. Da ein gleichmäßig hoch ausgelastetes Netz hinsichtlich Kosteneffizienz und Versorgungssicherheit unbestritten das energiewirtschaftliche Optimum darstellt, befürwortet der VCI neben dem neuen Flexibilisierungsanreiz weiterhin auch den parallelen **Beibehalt der Bandlastregelung bei Verlängerung und Weiterentwicklung der derzeitigen freiwilligen Flexibilisierungsmöglichkeit (BK4-22-089).**
  - Ein neues Anreizsystem zur nachfrageseitigen Flexibilisierung muss grundlegende Anforderungen erfüllen. Dazu zählen eine **äquivalente Reduktionswirkung** auf Niveau der Bandlast, kein Anheben der **Verbrauchsschwelle** von 10 GWh/a, die Möglichkeit zur **Clusterung von Entnahmestellen** (d.h. Anwendung auf Abnahmestellen), die Berücksichtigung verschiedener **Spannungsebenen,** die Gleichbehandlung von **Netztypen**, eine unterjährige und **frühzeitige Entlastungswirkung**, die Berücksichtigung von **Auffangtatbeständen bei Ausfällen und Revisionen** sowie die Zulässigkeit **asymmetrischer Flexibilität**.
  - Es sollte ein **breites Spektrum an Erfüllungsoptionen** ermöglicht werden. Dazu zählen sowohl **markt- als auch netzorientierte Anreize** sowie Maßnahmen der Letztverbraucher im Sinne der „**Energiewendekompetenz**“ wie die Integration Erneuerbarer Energien mittels PPA oder kapazitätsbezogener systemdienlicher Dienstleistungen. Dies ist gerade auch für nicht oder kaum flexibilisierbare Letztverbraucher relevant.
  - Die drei von der BNetzA vorgestellten Optionen werden untenstehend im Einzelnen kommentiert.

- Die massiven **Kosten- und Engpassprobleme im Netz** gehen primär auf den subventionierten **Ausbau lastferner, fluktuierender Stromerzeugung** zurück. Im Sinne der EU-rechtlich gebotenen Kostenreflexivität der Netzentgelte müssen daher auch auf der Erzeugerseite **Anreize für eine Vergleichmäßigung der Einspeisung** (etwa durch Stromspeicher) geschaffen werden. Eine alleinige Problemlösung durch industrielle Verbrauchsanpassungen unter Inkaufnahme wirtschaftlicher Nachteile und Effizienzeinbußen im Vergleich zum Status Quo erscheint weder realistisch noch wäre dies zu rechtfertigen.
- Wenn eine Änderung des sowohl energie- als auch betriebswirtschaftlich eigentlich optimalen Verbrauchsverhaltens trotz negativer Konsequenzen für die internationale Wettbewerbsfähigkeit bewirkt werden soll, ist hierfür **zumindest eine lange Übergangsfrist** von mindestens 10 Jahren sowie eine entsprechende Kompensation nötig.
- Das **Flexibilisierungspotenzial** der chemisch-pharmazeutischen Industrie ist **heterogen**. Während grundsätzlich Potenzial im Bereich der Energie- bzw. Wärmeversorgung besteht, unterscheiden sich produktionsseitige Potenziale je nach Prozess und Einbettung in einen stofflichen Verbund. Produktionsprozesse sind aus fundamentalen betriebswirtschaftlichen, technischen und sicherheitsrelevanten Gründen allgemein auf eine **maximale, gleichmäßige Anlagenauslastung** ausgelegt. Eine potenzielle Flexibilisierung ist nur dann umsetzbar, wenn der Preisvorteil einer flexiblen Fahrweise größer ist als die Nachteile. Die Flexibilitätserbringung muss daher stets **freiwillig** erfolgen und **angemessen vergütet** werden. Sie darf **regulatorisch zugleich nicht behindert** werden.

Grundsätzliches

Verfahren der Großen Beschlusskammer

Der VCI begrüßt ausdrücklich den **ergebnisoffenen Charakter des Diskussionspapiers** sowie die frühzeitige **Einbindung betroffener Stakeholder** im Rahmen der laufenden Konsultation und in dem Workshoptermin am 30. September 2025.

Ebenso ist es positiv, dass das bisherige Verfahren BK4-24-027 zur Reform der Elektrizitätsnetzentgelte als GBK-25-01-1#3 in den Prozess zur Reform der allgemeinen Netzentgelte (AgNes) integriert wird. Damit kann im Sinne der Planungssicherheit besser gewährleistet werden, dass die reformierte **allgemeine Netzentgeltsystematik mit neuen individuellen Anreizen kompatibel** ist.

So wirkt unabhängig von Sondertatbeständen der **Leistungspreisanteil** bei der Netzentgeltkalkulation bereits heute als wesentliches wirtschaftliches Flexibilitätshemmnis, da kurzzeitige Lastspitzen im Jahresverlauf zu einem deutlichen Anstieg der Netzentgelte führen können. Hinzu kommen grundlegende Fragestellungen hinsichtlich neuer Entgeltkomponenten, Regeln für Speicherentgelte oder der Dynamisierung von Netzentgelten, die im Verfahren zu berücksichtigen sind.

Es wird in diesem Zusammenhang weiterhin auf die Notwendigkeit hingewiesen, auch das laufende Verfahren GBK-25-02-1#1 zu **vermiedenen Netzentgelten** inhaltlich und zeitlich mit AgNes zu synchronisieren, da auch hier relevante inhaltliche Verknüpfungen vorliegen. Dass die Festlegung zur Abschaffung der individuellen Netzentgelte für

singulär genutzte Betriebsmittel gem. § 19 Abs. 3 StromNEV losgelöst von AgNes beschlossen wurde, bedauert der VCI.

Zudem sollten sich **BNetzA und Bundesregierung stärker koordinieren**, um widersprüchliche Anreizeffekte und Regelungen zu vermeiden. Dies betrifft seitens der Bundesregierung v.a. im Koalitionsvertrag angekündigte Vorhaben wie die Absenkung der Stromnetzentgelte aus Haushaltsmitteln, die Beibehaltung der Unterstützung von Letztverbrauchern ohne Flexibilisierungspotenzial sowie die Förderung von Flexibilität und den Ausbau systemdienlicher Speicherkapazitäten.

Wirtschaftliche Bedeutung individueller Netzentgelte

Wie bereits in früheren Stellungnahmen erläutert[1], hat die **wirtschaftliche Bedeutung individueller Netzentgelte für die energieintensive Industrie** insbesondere angesichts der in den letzten Jahren stark gestiegenen Stromnetzentgelte stark zugenommen. Seit 2023 hatte sich das durchschnittliche Übertragungsnetzentgelt mehr als verdoppelt. Der vorgesehene Zuschuss aus Bundesmitteln zur Senkung der Übertragungsnetzkosten in Höhe von 6,5 Mrd. EUR für die kommenden vier Jahre wird daher ausdrücklich begrüßt. Allerdings wird die **Kostensenkung** aufgrund der bottom-up-Berechnungslogik des physikalischen Pfads **bei einem Großteil der Bandlastkunden kaum oder nicht ankommen**, wodurch ihre Situation sich durch die Maßnahme nicht grundlegend verbessert. Aufgrund enormer Investitionsbedarfe für den Netzausbau ist bis 2045 zudem mit weiter steigenden Netzkosten zu rechnen.

Ein ersatzloser **Wegfall** oder deutlicher Rückgang der bisherigen Netzentgeltreduktion hätte **erhebliche und negative Folgen** für die betroffene Industrie. Eine deutliche Steigerung der Netzentgelte würde die Stromkosten eklatant in die Höhe treiben und damit die ohnehin schwierige Lage der energieintensiven Industrien im internationalen Wettbewerb weiter verschärfen. Die notwendige Elektrifizierung von Prozessen würde dadurch ausgebremst und Carbon Leakage mit der Abwanderung energieintensiver Produktion zunehmen. Eine solche Abwanderung würde auch das begrenzte Flexibilitätspotenzial der Industrie weiter verringern.

Sollten Unternehmen in Zukunft aufgrund veränderter Zugangskriterien oder mangelnder Flexibilisierungspotenziale den Anspruch auf reduzierte Netzentgelte verlieren, müssen diese **Nachteile durch gleichwertige politische Entlastungsmaßnahmen abgefedert** werden.

Systemdienlichkeit der Bandlast und Übergangsregelung

Der VCI bedauert, dass die seitens der Industrie vorgeschlagene Option einer **Fortführung der Bandlast bei gleichzeitiger Verlängerung und Weiterentwicklung auf Basis der Flexibilisierungsfestlegung BK4-22-089 nach § 118 Abs. 46a EnWG** im Diskussionspapier und dem Workshop von der BNetzA bisher abgelehnt wird. Aus Sicht der chemisch-pharmazeutischen Industrie ist dies **weiterhin das präferierte**

[1] VCI-Position: Anforderungen und Anpassungsvorschläge an eine Fortentwicklung der individuellen Netzentgelte im Elektrizitätsbereich (August 2024)

Vorgehen als parallele Option neben einem neuen Anreizsystem, da auf diesem Weg freiwillige Flexibilitätspotenziale realisiert werden können, ohne dass nicht-flexible Abnehmer benachteiligt würden. Bei einem Wegfall der bisherigen Bandlastregelung drohen gerade für nicht oder kaum flexibilisierbare Abnehmer **signifikante Mehrkosten und der Verlust der Wirtschaftlichkeit**.

- Das mit der Bandlastregelung nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV angereizte gleichmäßige Abnahmeverhalten hat als Pendant zur Mindesterzeugung im Stromsystem nach wie vor einen netzdienlichen Effekt. So führt die Vermeidung plötzlicher Leistungsspitzen industrieller Abnehmer auch zum aktuellen Stand der Energiewende zur Senkung oder Vermeidung höherer Netzkosten, wenn das Entstehen von Netzengpässen vermieden wird. Darüber hinaus ist eine gleichförmige Stromabnahme nicht per se netzschädlich, sondern aufgrund ihrer verlässlichen Präsenz im Netz eine Voraussetzung dafür, dass überhaupt jederzeit systemdienliche Flexibilität angeboten werden kann.
  - Dass ein gleichmäßig hoch ausgelastetes Netz hinsichtlich Kosteneffizienz und Versorgungssicherheit das energiewirtschaftliche Optimum darstellt, ist unumstritten.
  - Die massiven **Kosten- und Engpassprobleme** im Netz gehen primär auf den subventionierten **Ausbau lastferner, fluktuierender Stromerzeugung** zurück.
  - Im Sinne der EU-rechtlich gebotenen Kostenreflexivität der Netzentgelte müssen daher auf der Erzeugerseite **Anreize für eine Vergleichmäßigung der Einspeisung** (etwa durch erzeugungsnahe Stromspeicher) geschaffen werden.
  - Wenn stattdessen die Industrie mit einer Anpassung ihres Verbrauchs - unter Inkaufnahme wirtschaftlicher Nachteile im Vergleich zum Status Quo - die dadurch aufgetretenen Probleme alleine lösen soll, wäre dies weder realistisch noch nicht zu rechtfertigen.
  - Der VCI spricht sich in der AgNes-Reform im Sinne der Kostenreflexivität daher für die **stärkere Beteiligung volatiler Erzeuger an den durch sie verursachten Netzkosten** aus.
- Wenn also eine Änderung des sowohl energie- als auch betriebswirtschaftlich eigentlich optimalen Verbrauchsverhaltens bewirkt werden soll, ist hierfür **zumindest eine lange Übergangsfrist nötig**, in der die Bandlast parallel zu einem neuen Anreizsystem zunächst beibehalten wird.
  - Dass die Bandlast laut GBK bis zum Auslaufen der StromNEV Ende 2028 unverändert fortbesteht, ist zunächst einmal sinnvoll und positiv.
  - Auch nach Außerkrafttreten der StromNEV sollte die Frist zum Auslaufen der Bandlastregelung möglichst langfristig und **ohne zusätzliche Modifikationen oder Abschmelzfaktoren** gestaltet werden. Da mit dem fortschreitenden Kohleausstieg geeignete Kraftwerke schrittweise entfallen, würde die aus dem physikalischen Pfad resultierende Entlastung der Bandlastprivilegierung ohnehin allmählich auslaufen.
  - Ein langer Übergang ist zwingend nötig, damit Unternehmen ausreichend **Zeit für Investitionen in die Flexibilisierung sowie die Umstellung von Prozessen** haben. Dort wo dies nicht möglich ist, erlauben lange Übergangsfristen zumindest die Konsequenzen für das Energiesystem durch drohende Restrukturierungen der betroffenen Industrien zu analysieren und ggf. die Installation einer Batterie als Notlösung.

- Das Diskussionspapier wirft die Frage auf, ob bestehende Vereinbarungen über 2028 hinaus Geltung behalten sollen. Der VCI spricht sich ausdrücklich für einen solchen **Bestandsschutz** aus.
- Seitens der BNetzA wurden im bisherigen Verfahren mehrfach Mitte der 2030er bzw. 2035 als Auslaufzeitraum genannt. Die Bandlast sollte auch im neuen Verfahren der GBK keinesfalls früher beendet werden. Der VCI plädiert daher für einen **Übergangszeitraum von mindestens 10 Jahren**. Ein solcher Zeitraum ist angesichts typischer Investitionszyklen in der Industrie richtig und angemessen. Auch für evtl. erforderliche Netzanschlusserhöhungen bedarf es aufgrund limitierter Kapazitäten der Netzbetreiber mehrjähriger Vorlaufzeiten.
- Jeder Letztverbraucher soll pro Abnahmestelle im Übergangszeitraum wählen können, zu welchem Zeitpunkt der Übergang in den neuen Sondertatbestand stattfinden soll.

- Noch vor ihrem Auslaufen sollte die **optionale Flexibilisierungsmöglichkeit nach BK4-22-089 zumindest befristet verlängert und weiterentwickelt werden**, um die Bandlast vorübergehend für die freiwillige Reaktion auf Netzbetreibersignale oder kurzfristige Marktpreise zu öffnen. Damit können Lernmöglichkeit für Unternehmen bereitgestellt werden, die bislang regelmäßig keine nachfrageseitige Flexibilität anbieten.
  - Zudem ist eine Fortführung und Weiterentwicklung der Regelung nach 2025 aus Sicht des VCI dringend geboten, da andernfalls eine **ggf. mehrjährige Regelungslücke** entsteht, in der **bereits realisierte Flexibilitätspotenziale in der Industrie wieder verloren gehen** würden.
  - Aufwändige Prozessumstellungen und Investitionen, die für die Teilnahme an der Regelung umgesetzt wurden, würden ins Leere laufen. Ebenso würde ein nahtloserer Übergang von der jetzigen Regelung des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV auf eine Nachfolgeregelung von vorneherein verhindert.

Heterogenes Flexibilitätspotenzial der Chemie

Für die chemisch-pharmazeutische Industrie wird auf folgende grundlegende Punkte hinsichtlich der Flexibilitätspotenziale hingewiesen, die bei der Gestaltung von Flexibilitätsanreizen zu beachten sind. Eine detaillierte Stellungnahme des VCI zu industriellen Flexibilitätspotenzialen und -hemmnissen wurde im August 2024 im Rahmen der Konsultation der Beschlusskammer 4 veröffentlicht.[2]

- Grundsätzlich weist die chemisch-pharmazeutische Industrie eine **enorme Heterogenität hinsichtlich der Flexibilitätspotenziale** in Prozessen und Energieerzeugung auf.
  - Einerseits bestehen **erzeugungsseitige Flexibilitätspotenziale** im Grundsatz im Bereich der Wärme- und Prozessdampfversorgung chemischer

[2] VCI-Stellungnahme: Flexibilitätspotenziale und -hemmnisse der chemisch-pharmazeutischen Industrie (August 2024)

Produktionsprozesse durch Ergänzung von KWK-Anlagen um elektrische Wärmeerzeuger (Elektrodenkessel, Wärmepumpen). Solche Potenziale würden mit einer fortschreitenden Elektrifizierung (und bei geeigneten Rahmenbedingungen) zunehmen.

  - Auch in gewissen stromintensiven **Produktionsprozessen** gibt es (technisch und wirtschaftlich begrenzte) Potenziale.
  - Nicht alle Unternehmen können jedoch Flexibilitäten anbieten, beispielsweise wenn Prozesse technisch nicht zu flexibilisieren sind – auch diese dürfen nicht auf der Strecke bleiben.
  - Es sind zudem in Verbundproduktionen komplexe (unternehmensübergreifende) Interdependenzen zwischen einzelnen Prozessen zu beachten.

- Kapitalintensive und komplexe Produktionsprozesse der globalen chemischen Industrie sind aus fundamentalen betriebswirtschaftlichen und technischen Gründen allgemein auf eine **maximale und möglichst gleichmäßige Anlagenauslastung** ausgelegt.
- Eine potenzielle Flexibilisierung ist im technisch möglichen Rahmen auch nur dann umsetzbar, wenn der Preisvorteil einer flexiblen Fahrweise größer ist als die Nachteile.
- Die Flexibilitätserbringung muss daher stets **freiwillig** erfolgen und **angemessen vergütet** werden. Sie darf regulatorisch zugleich nicht behindert werden.
- Zu klären ist außerdem die Frage, wie eine flexible Fahrweise der Industrieanlagen mit Blick auf die **Personalplanung** und etablierte Arbeitszeit-, Schicht- und Pausensysteme umgesetzt werden soll, ohne gegen **arbeits- und tarifrechtliche Vorgaben** zu verstoßen.
- **Effizienzverluste** aufgrund der Flexibilisierung dürfen an anderer Stelle nicht zu Nachteilen für die Unternehmen führen (etwa hinsichtlich politisch gewollter Effizienzsteigerungen im Rahmen von Entlastungstatbeständen, EED, IED, EMAS, EnEfG, EDL-G, SpaEfV, ISO 50001, etc.). Aus Sicht des VCI ist insgesamt ein möglichst effizienter und damit auch CO_2-ärmerer Anlagenbetrieb erstrebenswert.
- Die **Datenlage** hinsichtlich regulatorisch gewünschter und realistisch erreichbarer industrieller Flexibilitätspotenziale und den damit verbundenen Kosten bleibt weiterhin **lückenhaft**. Der VCI regt im weiteren Verfahren daher die Beauftragung einer Studie oder eine gesonderte Abfrage der Bundesnetzagentur bei Unternehmen an, um die Wissensbasis hinsichtlich industrieseitiger Flexibilitätspotenziale und -hemmnisse zu verbessern.

Generelle Anforderungen an ein Anreizmodell

Folgende Rahmenbedingungen oder Anforderungen sollten unabhängig von der konkreten Ausgestaltung eines neuen Anreizmodells in jedem Fall gewährleistet sein:

- **Äquivalente Entlastungshöhe gewährleisten:** Anknüpfend an die bisherige Reduktionswirkung der Bandlastregelung von -80-90% maximaler Reduktion des regulären Netzentgelts je nach erreichten Vollbenutzungsstunden, sollte mit dem neuen Anreizsystem eine äquivalente Wirkung bei Erfüllung der Anforderungen erreichbar sein. Andernfalls wird der Anreiz zur Flexibilisierung geschmälert und es droht eine Verschlechterung der wirtschaftlichen Situation bisheriger Bandlastnutzer.

- **Keine Anhebung von Verbrauchsschwellen:** 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. Andernfalls drohen zahlreiche Unternehmen, die bisher ein individuelles Netzentgelt erhalten, aus der Regelung herauszufallen. Auch im Mittelstand bestehen relevante Flexibilitätspotenziale, die nicht durch übermäßig hohe Schwellenwerte ausgeschlossen werden dürfen.
- **Anwendung auf Abnahmestellen:** Es wird ausdrücklich begrüßt, dass das Diskussionspapier der GBK einheitlich den Begriff der „Abnahmestelle“ verwendet, da dieser die **Clusterung von Zählpunkten** ermöglicht, wie dies in der chemischen Industrie mit oftmals hunderten Zählpunkten pro Standort regelmäßig der Fall ist. Eine solche Clusterung ist auch zwingend nötig, damit Flexibilität innerhalb eines Standorts auch über Sekundärprozesse (z. B. Dampferzeugung mit flexiblen KWK-Anlagen, Power-to-Heat, Speicher, etc.) erbracht werden kann. Die Verwendung des Begriffs der „Entnahmestelle“, wie dies in früheren BNetzA-Entwürfen der Fall war, hätte hingegen zu einem Systembruch und für zahlreiche Unternehmen zu einem Verlust des Anspruchs auf ein individuelles Netzentgelt geführt. Eine Clusterung von Entnahmestellen zu einer Abnahmestelle sollte daher in jedem Fall wie bisher im Rahmen der geltenden Regelungen auch in einem neuen Anreizsystem weiter ermöglicht werden.
- **Berücksichtigung verschiedener Spannungsebenen:** Gemäß der bisherigen Regulierungspraxis muss weiterhin die Berücksichtigung und Clusterung von Entnahmepunkten auf verschiedenen Spannungsebenen (inkl. Niederspannung) zulässig sein, sofern ein physikalischer Zusammenhang besteht. Insbesondere in Chemieparks ist häufig eine hohe Anzahl von Niederspannungsanschlüssen mit hoher Gesamtabnahme weit über 10 GWh/a vorhanden, deren Flexibilitätspotential ansonsten unberücksichtigt bliebe.
- **Gleichbehandlung von Netztypen:** Die neue Regelung sollte neben Letztverbrauchern an Netzen der allgemeinen Versorgung wie in der bisherigen Praxis auch auf Letztverbraucher in geschlossenen Verteilnetzen (§ 110 EnWG) sowie auf Dritte in einer Kundenanlagen (bei Vorhandensein einer eigenen Marktlokation und Netznutzungsvertrag mit dem Netzbetreiber) anwendbar sein, sofern letzteres nach den notwendigen rechtlichen Anpassungen in Folge der BGH-Entscheidung zu Kundenanlagen nach § 3 Nr 24a EnWG weiterhin zulässig ist. Andernfalls droht durch den Verlust der bisherigen Entlastung die erhebliche Benachteiligung zahlreicher Unternehmen der chemischen Industrie an Verbundstandorten, deren Stromnetze diesen Netztypen zuzuordnen sind.
- **Unterjährige Entlastung:** Es muss vermieden werden, dass bereits das geringfügige Verfehlen von Schwellenwerten zur Lastabweichung in einem Zeitraum zum Verlust des individuellen Netzentgelts im Gesamtjahr führt. Es sollte daher eine unterjährige, idealerweise monatliche, Erfüllbarkeit der Kriterien ermöglicht werden. Werden die Kriterien in einem Intervall verfehlt, sollte dies nur zum Verlust des individuellen Netzentgelts im betroffenen Zeitraum führen. Zudem sollten gewisse Abweichungen zulässig sein, sodass beispielsweise bei einer Erreichung der Anforderungen in 10 Monaten des Jahres eine Entlastung für das gesamte Jahr gewährt wird. Dies ist ebenfalls im Kontext von Investitionen sinnvoll, die z.B. der Energieeffizienz oder der Dekarbonisierung dienen, da sich nach Inbetriebnahme eines solchen Anlagenteils

unterjährig deutlich andere Nutzungsverhalten ergeben können (z.B. Anstieg des Stromverbrauchs bei Elektrifizierung).

- **Ex-ante-Entlastung:** Die Industrie braucht hinreichend planbare Netzentgelte für die Kalkulation der Energiepreise. Eine ex-ante-Lösung ermöglicht im Gegensatz zu einer ex-post-Umsetzung, dass reduzierte Netzentgelte bereits in den Fertigungskosten eines Letztverbrauchers berücksichtigt werden können. Die Betrachtung der Erfüllung von Kriterien auf Monatsbasis könnte dahingehend genutzt werden, dass aufgrund der Erfüllung der Kriterien im aktuellen Intervall die Entlastung des Netzentgelts im darauffolgenden Intervall gewährt wird. Wenn die Kriterien verfehlt werden, wird die Entlastung im darauffolgenden Intervall nicht gewährt. Dadurch erhält die Industrie Planungssicherheit.
- **Auffangtatbestände bei objektiver Unmöglichkeit:** Unvermeidbare und von Unternehmen nicht beeinflussbare Umstände wie notwendige Anlagenrevisionen oder ungeplante Anlagenausfälle sollten sich nicht negativ auf die Erfüllung der Kriterien und Rabattgewährung auswirken.
- **Asymmetrische Flexibilitätserbringung:** Sowohl die Erhöhung als auch die Senkung des Strombezugs müssen gleichberechtigt zu einer Entlastung führen können. 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 Produktionsprozess oder auch der Auslastung sehr unterschiedlich ausgeprägt sein können
  - Gerade Prozesse mit hoher Auslastung (nahe 100%) wären andernfalls entweder gezwungen, dauerhafte Produktionsverluste in Kauf zu nehmen oder müssten in unwirtschaftliche Überkapazitäten oder Speicherlösungen investieren, um auf Dauer eine symmetrische Flexibilitätserbringung einhalten zu können und den bisherigen Anspruch auf ein reduziertes Netzentgeltniveau zu behalten.
  - Dies führt im internationalen Wettbewerb aber zu erheblichen Standortnachteilen. Zudem steht die Flexibilisierung bei Prozessen mit hoher Auslastung im direkten Konflikt mit Energieeffizienzvorgaben, die auf eine kontinuierliche Optimierung des Energieverbrauchs abzielen.

Kommentierung des Diskussionspapiers

Im Folgenden werden die drei Anreizmodelle der BNetzA kommentiert und anschließend zusätzliche Reformoptionen vorgeschlagen.

Grundsätzlich ist ein **Nebeneinander alternativer Optionen** wünschenswert, so wie dies heute bereits mit den Regelungen zu Bandlast und Atypik nach § 19 Abs. 2 Satz 1 und 2 StromNEV der Fall ist. Dies gewährt Unternehmen mehr Freiheit bei der Wahl eines für ihre Prozesse geeigneten Modells und führt dazu, dass die heterogenen system- und netzdienlichen Beiträge der Industrie umfassend nutzbar gemacht werden können.

Es wird daher vorgeschlagen, ein breites Spektrum an Erfüllungsmöglichkeiten im Rahmen der systemdienlichen „**Energiewendekompetenz**“ von Netznutzern zuzulassen. Dies umfasst neben markt- und netzdienlichen Anreizen z.B. auch feste, strukturierte sowie direkte EE-Bezüge und kapazitätsbezogen systemdienliche Dienstleistungen.

In Bezug auf die drei vorgestellten Optionen wird außerdem empfohlen **markt- und netzorientierte Aspekte** jeweils bei allen Modellen zu berücksichtigen. Weder sollte ein marktdienlicher Anreiz unbeabsichtigte netzschädliche Fehlanreize setzen, noch sollte ein netzdienlicher Anreiz Letztverbraucher zur Lasterhöhung bei extrem hohen Preisen „verpflichten“.

- Den von der BNetzA im Papier mehrfach vorgeschlagenen **Zubau elektrischer Speicher** zur Erreichung vorgegebener Flexibilitätsschwellen **bewertet der VCI aus folgenden Gründen kritisch**:
  - Je nach zugrundeliegendem Anreizmodell und der Dauer der Flexibilitätserbringung ist der Bau von Batteriespeichern mit signifikanten **Investitionskosten** verbunden, die sich erst über einen längeren Zeitraum amortisieren und damit Investitionsmittel binden, die die internationale Wettbewerbsfähigkeit gegenüber dem Status quo nicht stärken.
  - Der wirtschaftlich optimale Betrieb von Stromspeichern ist eine hochkomplexe Aufgabe, insbesondere, wenn die verschiedenen Märkte (Regelenergie, Intraday, Day-Ahead) zusätzlich von externen Vorgaben im Zusammenhang mit den Netzentgelten überlagert werden. Industrielle Verbraucher werden dadurch in ein **Marktsegment außerhalb ihres Kerngeschäfts** hineingezwungen, was mit zusätzlichen **Risiken und Bürokratie** verbunden ist.
  - Vielen Industriestandorten fehlen bereits heute geeignete **freie Flächen**, sodass die Inbetriebnahme von Batteriespeichern am gleichen Netzanschlusspunkt in vielen Fällen nicht möglich sein wird.
  - Hinzu kommen zunehmend **knappe Netzanschlusskapazitäten**, die die Elektrifizierung und den Anschluss von Speicherkapazitäten hemmen, sowie lange, ggf. mehrjährige Planungs-, Genehmigungs- und **Umsetzungszeiträume** für Speicherlösungen, wodurch Speicher allenfalls mittelfristig zur Verfügung stehen.
  - Letztlich ist ein massenhafter Zubau von Speichern durch industrielle Abnehmer auch **systemisch und volkswirtschaftlich weniger sinnvoll als erzeugungsnahe Stromspeicher**: Während erzeugungsnahe Speicher Volatilität und die Netzbelastung reduzieren, bleibt dieser positive und politisch gewünschte Effekt bei industrienahen Speicherlösungen aus. Im Gegenteil kann der verbrauchsnahe Zubau die Effizienz des Stromsystems noch weiter verschlechtern und zusätzliche Netzausbaukosten verursachen. Somit dürfte auch der Effekt auf die Netzkosten bei erzeugungsnahen Speichern deutlich stärker sein.
  - Da das „neue“ Industrienetzentgelt vorwiegend auf die Ausregelung fluktuierender Stromerzeugung (und nicht etwa auf einer Entlastung des Stromnetzes an der Abnahmestelle) abzielt, müsste der **Einsatz von Speichern als „Ersatzlösung“** für eine Flexibilisierung **ortsunabhängig** erfolgen und dann der Abnahmestelle zugerechnet können. Auf diese Weise könnten auch mehrere von den Industrienetzentgelten betroffene Unternehmen Konsortien bilden und netz- und betriebswirtschaftlich weitaus sinnvollere Großspeicher an dafür geeigneten Standorten installieren.
  - Es sollte beim Einsatz industrieller Speicher daher generell zulässig sein, die Flexibilitätserbringung auch für Speicher im gleichen Netz zuzulassen, die aufgrund der knappen Netzanschlusskapazitäten und des eingeschränkten Platzangebots nicht Teil der gleichen Abnahmestelle eines Letztverbrauchers sein können. Auch der Speicherbetrieb über verbundene Unternehmen sollte möglich sein. So lassen

sich die Investitionskosten erheblich reduzieren bei gleichbleibender Entlastung für das Stromnetz.

Option 1: Spotmarktorientierte Flexibilitätsanreize

- Grundsätzlich gelten die zuvor genannten generellen Anforderungen an ein Anreizsystem.
- **Wie werden Zeiträume für Preisreaktionen determiniert?**
  - Der Referenzzeitraum für den die Abweichung des Abnahmeverhaltens eines Letztverbrauchers von seinem „durchschnittlichen Bezug“ sollte eher als **kurzfristige Betrachtung vor dem Zeitpunkt/Zeitraum der flexiblen Laständerung** gestaltet werden. 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 Flexibilitätsfestlegung (BK4-22-089) als Beispiel dienen, die als Referenzwert die Stromabnahme unmittelbar vor Beginn eines Zeitfensters vorsieht.
  - Den alternativ im Papier vorgeschlagene Ansatz die Flexibilitätserbringung über einen Korrelationskoeffizienten festzustellen, erscheint hingegen ungeeignet, da dann der Fokus nicht mehr auf definierten Hoch- oder Niedrigpreiszeitfenstern, sondern auf der Fahrweise in allen Stunden liegen würde.
- **Welche Vorlaufzeit ist erforderlich?**
  - Die nötigen Vorlaufzeiten in der chemischen Industrie sind heterogen und hängen von individuellen Prozessen, Verbundeffekten und diversen externen Rahmenbedingungen ab (z.B. Umfang der Lastanpassung). Daher kann hierzu keine pauschale Aussage getroffen werden.
  - Es wird jedoch allgemein darauf hingewiesen, dass eine Lastanpassung nach Schließen des Day-Ahead-Markts (12 Uhr am Vortag) unweigerlich dazu führt, dass **Bilanzkreise ins Ungleichgewicht** geraten und entsprechend der Regularien über Maßnahmen am Intraday-Markt ausgeglichen werden müssen. Damit würde nicht nur der Intraday-Markt erheblich beeinträchtigt, sondern die flexible Fahrweise der Unternehmen konterkariert. Schlussendlich würde die Maßnahme lediglich destabilisierend wirken, ohne den erhofften positiven Effekt.
  - Der VCI bevorzugt daher ein **externes Signal mit ausreichend zeitlichem Vorlauf**. Der Vorschlag der BNetzA zur Beauftragung einer zentralen Stelle für entsprechende Preisprognosen mit einem Vorlauf von 3 Tagen erscheint daher sinnvoll.
- **Wie hoch soll die Lastabweichung sein?**
  - Es wird erneut auf die sehr heterogenen Flexibilitätspotenziale in der chemischen Industrie hingewiesen, die eine pauschale Aussage erschweren. Während manche Prozesse kein oder kaum wesentliches Flexibilisierungspotenzial aufweisen, liegen bei anderen Unternehmen begrenzte Möglichkeiten vor, die jedoch mit

entsprechenden Kosten verbunden sind. Zudem sind Potenziale **meist asymmetrisch** – so ist eine Lastreduktion tendenziell zwar eher möglich, aber nur wenn Produktionsausfälle und Qualitätsverluste finanziell kompensiert werden wirtschaftlich darstellbar. Eine Lasterhöhung ist nur bei schwacher konjunktureller Auslastung möglich oder erfordert bei (wirtschaftlich gewollter) hoher Auslastung teure Überkapazitäten, Stoffspeicher, Stromspeicher oder hybride Prozesswärmeversorgung.

- Mit zunehmender Elektrifizierung der Wärmeerzeugung können sich – bei derzeit in der Breite ungünstigen Rahmenbedingungen – in Zukunft ggf. weitere Potenziale ergeben.
- Für eine detaillierte Erläuterung wird auf das entsprechende VCI-Positionspapier zu Flexibilitätspotenzialen und -hemmnissen hingewiesen.[3]

Welche Toleranzen sind denkbar?

- Wie zuvor erwähnt sind Toleranzzeiträume zwingend nötig, um z.B. Revisionen, Ausfälle oder andere externe Faktoren abzudecken. Unternehmen sollten bei einer objektiven nicht-Erfüllbarkeit nicht benachteiligt werden.

Wie kann Netzproblemen vorgebeugt werden?

- Der VCI stimmt der BNetzA zu, dass ein marktorientierter Anreiz nicht unbeabsichtigt zu Netzengpässen führen darf. Ein Marktpreissignal sollte um ein **Netzzustandssignal** ergänzt werden – etwa in Form des vorgeschlagenen „Vetorechts“ des Netzbetreibers. 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 dessen Einflusssphäre liegt.
- Unabhängig davon sollte ein System zur flächendeckenden Signalisierung des Netzzustandes kurzfristig entwickelt und zunächst auf Ebene der Übertragungsnetzbetreiber implementiert werden.

Wie hoch ist der administrative Aufwand?

- Der VCI teilt die Sichtweise der BNetzA, dass der **administrative Aufwand** für Letztverbraucher bei dem marktorientierten Anreizmodell **tendenziell hoch** ist. Der Mehraufwand muss daher minimiert werden – etwa durch Beauftragung einer zentralen Stelle mit der Veröffentlichung von Preisprognosen bzw. Reaktionszeitfenstern. Unternehmen sollten nicht zur Aufstellung langfristiger Prognosen verpflichtet werden. Dies ist nicht Kernaufgabe der Industrie und würde viele Unternehmen überfordern. Zudem würde dies zu großen **Planungsunsicherheiten** führen.
- Daneben ist mit Blick auf die **Qualität von Preisprognosen** die Frage zu klären, wie sich die Prognosequalität zukünftig entwickeln wird. Bei weiteren starkem EE-Zubau, insbesondere aber Zubau von Speichern und dementsprechend stark steigender flexibler Reaktion (im Gesamtsystem, nicht notwendigerweise in der

[3] VCI-Stellungnahme: Flexibilitätspotenziale und -hemmnisse der chemisch-pharmazeutischen Industrie (August 2024)

Industrie) wäre zunächst (ggf. temporär) eine Verschlechterung der Prognosegüte nicht auszuschließen.

- 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.

Option 2: Netzdienliche Flexibilitätsanreize

- Grundsätzlich gelten die zuvor genannten generellen Anforderungen an ein Anreizsystem.
- **Wie werden Zeiträume für Netzreaktionen determiniert?**
  - Der Vorschlag zur Definition von Lastzeitfenstern durch Netzbetreiber wird grundsätzlich begrüßt. Aufgrund der inhaltlichen Nähe zur **Atypik** nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV sollte jedoch möglichst schnell klargestellt werden, inwiefern es hierbei Überschneidungen zu der etablierten Regelung gibt und ob und wann eine Reform der Atypik geplant ist. Dies bleibt im Diskussionspapier unklar.
  - In einem rein netzorientierten Modell dürfen marktliche Aspekte nicht ausgeblendet werden. So sollte vermieden werden, dass Unternehmen bei sehr hohen Spotmarktpreisen (regional) zur Lasterhöhung „verpflichtet“ werden.
  - Eine verpflichtende tägliche Netzreaktion erscheint nicht zielführend. Stattdessen sollten sich vorab definierte Zeitfenster lediglich auf Zeiträume beschränken, in denen ein entsprechendes flexibles Verhalten netzdienlich und aus Sicht der Netzbetreiber notwendig ist.
- **Welche Vorlaufzeit ist erforderlich?**
  - Der zeitliche Vorlauf muss einen angemessenen Ausgleich zwischen dem Bedarf an frühzeitiger Information seitens der Letztverbraucher und einer möglichst zeitnahen Berücksichtigung der realen Netzreaktion schaffen. Analog zu Option 1 ist beispielsweise ein Signal der Netzbetreiber mit mindestens 3 Tagen Vorlauf denkbar.
- **Wie hoch sollten Lastabweichungen sein?**
  - Für Referenzzeiträume gelten die gleichen Kommentare wie bei Option 1, wo ein kurzfristigerer Referenzzeitraum bevorzugt wird. Die Last im Vorjahreszeitraum des jeweiligen Zeitfensters erscheint aufgrund (konjunktureller) Schwankungen in Produktionsprozessen nur begrenzt aussagekräftig zu sein.
  - Ein langsamer stufenweiser Anstieg der Lastschwelle erscheint geeigneter als initial festgelegte, höhere Schwellenwerte, um für Letztverbraucher im Rahmen einer Übergangsfrist einen langsamen Einstieg in die Flexibilitätserbringung zu ermöglichen. Ein solches Modell sollte auch in Option 1 erwogen werden.
  - Wie zuvor erläutert, kann verbandsseitig aufgrund der Heterogenität betroffener Prozesse in der chemisch-pharmazeutischen Industrie allerdings keine pauschale Aussage zu erreichbaren Flexibilitätspotenzialen getroffen werden. Während bei einigen Prozessen möglicherweise langfristig kaum 1% Lastanpassung als

Reaktion auf externe Signale realistisch ist, kann das Potenzial in anderen Fällen höher liegen. Ein unbegrenzter Anstieg der Schwellenwerte sollte in keinem Fall vorgegeben werden.

- Es wird außerdem erneut auf die zumeist asymmetrischen Potenziale in der chemisch-pharmazeutischen Industrie hingewiesen: Gerade bei sehr hoch ausgelasteten Prozessen ist eine Lasterhöhung nur durch zusätzliche Investitionen oder eine dauerhafte (unwirtschaftliche) Unterauslastung möglich. Daher sollte auf eine Symmetrievorgabe verzichtet werden.

- **Wie hoch ist der administrative Aufwand?**
  - Der Aufwand hängt letztlich von der Ausgestaltung des Instruments ab. Zusätzliche Berichtspflichten sollten allgemein auf ein Mindestmaß beschränkt und sensible Informationen und Geschäftsgeheimnisse geschützt werden.

Option 3: Netzdienliche Flexibilitätsanforderung durch Netzbetreiber

- Grundsätzlich gelten die zuvor genannten generellen Anforderungen an ein Anreizsystem.
- Der inhaltlich neue Konzeptvorschlag in Option 3 sollte im weiteren Verfahren näher erläutert werden. So sollte u.a. klargestellt werden, in welcher Hinsicht sich das Modell von Option 2 unterscheidet.
- Sofern der Unterschied im Umfang und der Tiefe der Eingriffsmöglichkeit des Netzbetreibers gegenüber dem Letztverbraucher liegt, weist der VCI darauf hin, dass **ungeplante, erhebliche externe Eingriffe in die Anlagenfahrweise** aufgrund der Anforderungen an die Anlagen- und Prozesssicherheit, Handhabung von Gefahrstoffen und Qualitätsverlusten **klar abzulehnen** sind. Hierin ist u.a. die geringe Akzeptanz des Nachfolgeproduktes der AbLaV, SEAL, in der chemischen Industrie begründet. Vor allem an Verbundstandorten erscheint eine solche externe Steuerung ohne Kenntnis komplexer stofflicher Zusammenhänge nicht umsetzbar.
- Praxistauglicher wäre eine Ausgestaltung, die auch die **Erbringung kapazitätsbezogener systemdienlicher Dienstleistungen** durch einen Letztverbraucher als Erfüllungsoption berücksichtigt. Der Vorschlag wird untenstehend sowie in der VCI-Stellungnahme von August 2024 näher erläutert.[4] Entsprechende Möglichkeiten zur Teilnahme unterscheiden sich je nach Unternehmen und Abnahmestelle.
- Insgesamt wäre Option 3 daher als **zusätzliche Option neben weiteren Anreizen**, nicht aber als alleiniges Modell sinnvoll.

[4] VCI-Position: Anforderungen und Anpassungsvorschläge an eine Fortentwicklung der individuellen Netzentgelte im Elektrizitätsbereich, S. 9f (August 2024)

Weitere Vorschläge des VCI

- **Erweiterung des Entlastungskriteriums:** Analog zu den Plänen der BNetzA für Netzbetreiber sollte auch bei Letztverbrauchern die „**Energiewendekompetenz**“ als systemdienliches Verhalten mit dem Erhalt eines individuellen Netzentgelts honoriert werden.[5] Dabei sollten sowohl arbeits- als auch leistungsbezogene Kriterien gleichberechtigt umfasst sein. Dazu zählen neben Flexibilitätskomponenten auf Basis von Strompreissignalen auch feste, strukturierte sowie direkte Erneuerbare Energie-Bezüge oder kapazitätsbezogen systemdienliche Dienstleistungen wie die Vorhaltung von Leistung im Rahmen des FSV-SEAL, die Teilnahme am Regelenergiemarkt, die Einbeziehung in den Unterfrequenzschutz oder Bereithaltung von Lastreduktionsvermögen als Vorstufe der sog. BDEW-Kaskade.[6] Dabei sollten existierende Instrumente auf ihre Anwendungstauglichkeit überprüft und ggf. auf die Möglichkeiten der Industrie hin angepasst werden. Insbesondere das AbLaV-Nachfolgeprodukt SEAL enthält restriktive Komponenten, die dieses Instrument für weite Teile der chemischen Industrie ausschließen.
- **Berücksichtigung und Gleichbehandlung von PPA-Verträgen:** Im Rahmen vorheriger Konsultationen zur Reform der individuellen Netzentgelte wurde seitens der BNetzA eine Anrechnung von EE-Bezügen auf die Flexibilitätskriterien über PPA vorgeschlagen. Der VCI spricht sich klar für eine solche Option als alternatives Erfüllungskriterium aus, da auch auf diesem Wege eine systemdienliche Gegenleistung erbracht wird (Integration von Erneuerbaren Energieanlagen).
  - Dabei sollten jedoch alle Arten von PPA-Verträgen gleichbehandelt werden. Grundsätzlich tragen alle Formen grüner PPA zu einer Integration Erneuerbarer Energien in das Gesamtsystem bei und unterstützen damit ein übergeordnetes Ziel der Netzentgeltreform. Neben „festen“ PPA-Bezügen stellen „pay-as-produced“ oder „pay-as-forecast“ PPA-Verträge durch den fluktuierenden Bezug, auf den das Unternehmen flexibel reagieren muss, eine noch stärkere Integrationsleistung dar und sollten gleichgestellt werden.

[redacted]

Verband der Chemischen Industrie e.V. – VCI
Mainzer Landstraße 55
60329 Frankfurt

www.vci.de | www.ihre-chemie.de | www.chemiehoch3.de
LinkedIn | X | YouTube | Instagram

---

[5] Vgl. Eckpunktepapier – Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.; 18. Januar 2024; S. 16f
[6] VCI-Position: Anforderungen und Anpassungsvorschläge an eine Fortentwicklung der individuellen Netzentgelte im Elektrizitätsbereich, S. 9f (August 2024)

Datenschutzhinweis | Compliance-Leitfaden | Transparenz

- 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 2.300 Unternehmen aus der chemisch-pharmazeutischen Industrie und chemienaher Wirtschaftszweige gegenüber Politik, Behörden, anderen Bereichen der Wirtschaft, der Wissenschaft und den Medien. 2024 setzten die Mitgliedsunternehmen des VCI rund 240 Milliarden Euro um und beschäftigten über 560.000 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter.