

Berlin, 21. Oktober 2025

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdeu.de

Stellungnahme

Netzentgelte für Industrie und Gewerbe

Stellungnahme zum Diskussionspapier der Bundesnetzagentur vom 24. September 2025

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | Allgemeine Anmerkungen..... | 3 |
| 2 | Kernpunkte für die Ausgestaltung eines Netzentgeltrabatts | 4 |
| 3 | Bewertung der Diskussionsoptionen | 5 |
| | 3.1 Spotmarktorientierte Flexibilitätsanreize | 5 |
| | 3.2 Netzdienliche Flexibilisierung..... | 7 |
| | 3.3 Netzdienliche Anforderungen des Flexibilitätseinsatzes durch Netzbetreiber | 9 |
| 4 | Fazit und Ausblick | 10 |

1 Allgemeine Anmerkungen

Im Rahmen des Verfahrens zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes, GBK-25-01-1#3) hat die Große Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur (BNetzA) am 24. September 2025 ein neues Diskussionspapier zu Netzentgelten für Industrie und Gewerbe zur Konsultation gestellt. Der BDEW bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme und bittet um Berücksichtigung der folgenden Punkte.

Der BDEW teilt die Sichtweise der BNetzA, dass die bestehende Ausprägung der Bandlastprivilegierung nach § 19 Abs. 2 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) keinen sinnvollen energiewirtschaftlichen Anreiz mehr darstellt. Ein Ersatz der Besserstellung von dauerhaft hohen Stromabnahmemengen hin zu einem Flexibilitätsanreiz für Industrieunternehmen kann, richtig ausgestaltet, einen Beitrag zur Erreichung eines effizienten Stromversorgungssystems leisten.

Für sehr sinnvoll hält der BDEW die Überführung des Verfahrens zur Festlegung von Entgelten für Industrie und Gewerbe in den übergeordneten AgNes-Prozess zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik. Der BDEW hatte bereits in seiner Stellungnahme zum ursprünglichen Diskussionspapier vom 24. Juli 2024 darauf hingewiesen, dass eine separate Festlegung von Industrie-Sondernetzentgelten ein Risiko für ein konsistentes Entgeltregime darstellt. Mit der Integration des Verfahrens in den AgNes-Prozess erfolgt daher eine wichtige Verknüpfung. Noch effektiver wäre es jedoch, Privilegierungen und Sondernetzentgelte erst dann zu prüfen, wenn die Eckpunkte eines grundlegenden Entgeltregimes feststehen, ggf. wenigstens parallel mitzudenken und nicht vorher zu definieren. So kann eine konsistente Regelung am besten und effizientesten erreicht werden. Insbesondere sollten zunächst die Auswirkungen einer neuen Netzentgeltsystematik auf die Kunden, die heute von Sondernetzentgelten nach § 19 Abs. 2 StromNEV profitieren, feststehen, ehe eine neue Privilegierung finalisiert wird. Für eine sachgerechte Bewertung sollten die Auswirkungen der verschiedenen Modelle simuliert und berechnet werden. Nur so kann auch die Höhe des zukünftigen Rabatts auch bewertet werden.

Darüber hinaus sollte das Zusammenspiel bzw. die Abgrenzung des neuen Netzentgeltrabatts gegenüber der ebenfalls in 2028 auslaufenden Regelung zur atypischen Netznutzung im Rahmen des Verfahrens konkretisiert werden. Zudem sollte frühzeitig Klarheit bezüglich möglicher Übergangsregelungen und Adressatenkreis der Privilegierung bestehen, auch im Hinblick auf Bestandsschutz.

2 Kernpunkte für die Ausgestaltung eines Netzentgeltrabatts

Vor der Bewertung der einzelnen von der BNetzA zur Diskussion gestellten Optionen, müssen die grundlegenden Anforderungen an ein Sondernetzentgelt für Industrie und Gewerbe festgehalten werden. Die folgenden Punkte sind aus Sicht des BDEW dabei prioritär.

- › Sondernetzentgelt und Flexibilitätsanreiz müssen für Netzbetreiber, Industriekunden und Vertriebe **umsetzbar und praxistauglich** sein. Der Abwicklungsaufwand für die Qualifikation für ein Sondernetzentgelt, sowie für die Nachweisführung und -prüfung, sollte möglichst geringgehalten werden und dem Nutzen für das Gesamtenergiesystem angemessen sein. **Kernkriterium für die Gewährung eines Sondernetzentgelts sollte die Netzdienlichkeit der eingesetzten Flexibilität sein.** Dabei sollte die Kompatibilität mit anderen Flexibilitätsinstrumenten sichergestellt werden.
- › Im Diskussionspapier weist die BNetzA stets auf den Bedarf hin, symmetrische Flexibilität (also positive und negative Abweichungen von einem bestimmten Lastverhalten) zur Verfügung stellen zu müssen. Das ist aus Sicht der Netz- und Systemdienlichkeit weder zwingend erforderlich noch ein sinnvolles Ausschlusskriterium und würde Industriebetriebe zu einem dauerhaften Teillastbetrieb zwingen, sofern sie von der Privilegierung profitieren wollen. Auch einseitige Flexibilitätsbereitstellung (z.B. ausschließlich Absenkung) kann bei der Gewährung von Sondernetzentgelten berücksichtigt werden.
- › Der Flexibilitätsanreiz muss ein einheitliches Modell darstellen. Keine Option ist es aus Sicht des BDEW, mehrere der von der BNetzA angeführten Optionen nebeneinander zu etablieren. Bereits die Umsetzung eines einzigen Anreizmodells wird für erheblichen Umsetzungsaufwand in Industrie, Gewerbe und Energiewirtschaft sorgen. **Mehrere parallele Modelle sind daher unbedingt auszuschließen.** Sinnvoll sind jedoch Übergangsphasen zwischen dem aktuellen und dem künftigen Privilegierungsmodell.
- › Zudem wäre vorteilhaft, wenn zukünftige Regelungen in der allgemeinen Netzentgeltsystematik auch bei einer Rabattbewertung mitbenutzt werden könnten (z.B. bei variabler Ausgestaltung einer kWh-basierten basierten Netzentgeltkomponente)
- › Die bestehende Bandlastregelung mit ihrer starren 7000-Stunden-Mindestschwelle setzt Anreize für eine ineffiziente Optimierung. Solche Fehlanreize durch starre Schwellwerte sollten, sofern Schwellwerte nicht zwingend erforderlich sind, vermieden werden.
- › Hinweis: Eine Beibehaltung der 10 GWh-Grenze bei gleichzeitigem Wegfall der 7000-Stunden-Regeln würde zu einer signifikanten Ausweitung des Berechtigtenkreises führen. Mit Blick auf die Belastung der Netzkunden, die die Umlage finanzieren, sollte nach Einschätzung des BDEW auch geprüft werden, inwieweit zukünftig die Refinanzierung über eine kWh-basierte Umlage weiterhin zielführend ist.

- › Industrie- und Gewerbetunden, die vom Netzentgeltrabatt profitieren wollen, sollten selbstverständlich trotzdem die Möglichkeit haben, Systemdienstleistungen (wie z.B. Regelleistung) anzubieten. Voraussetzung für die Gewährung des Rabatts ist jedoch die Einhaltung der Anforderungen des Flexibilitätsanreizes.
- › Systemdienstleistungen werden vor dem Hintergrund des netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes nicht bewertet, solange die Anforderungen aus dem Sondernetzentgelt erfüllt werden.
- › Damit eine Erfüllung der Bedingungen für die Inanspruchnahme durch Industriekunden überhaupt möglich ist, müssen Toleranzen gewährt werden. Eine Erfüllung der noch zu definierenden Bedingungen in jedem einzelnen Betrachtungszeitraum könnte für die Industrie praktisch unmöglich umsetzbar sein.
- › Die verschiedenen Umsetzungsoptionen des Diskussionspapiers haben gemein, dass mit bestimmten Vorlaufzeiten Zeitfenster und Vorgaben für die Änderung des Lastverhaltens zu definieren sind, deren Einhaltung den Erhalt des Netzentgeltrabatts bedingt. In der Praxis stellt sich die Lage so dar, dass die Bedarfe sich zwischen Verteilnetz und Übertragungsnetz und ggf. auch zwischen Netzbetreibern (z.B. ein Wind- oder ein PV-geprägtes Netzgebiet) durchaus unterscheiden. Gleichzeitig entwickeln sich die technischen Fähigkeiten bei den Netzbetreibern in den kommenden Jahren deutlich weiter. Daher sollte geprüft werden, ob ein Zeitkorridor mit netzbetreiberindividuellen Vorläufen denkbar ist oder ob die Vorläufe grundsätzlich je Netzbetreiber individuell festgelegt werden könnten. Alternativ könnte auch ein Fahrplan, hin zu kürzeren Vorlaufzeiträumen festgelegt werden.

3 Bewertung der Diskussionsoptionen

3.1 Spotmarktorientierte Flexibilitätsanreize

Als erste Option stellt die BNetzA einen Flexibilitätsanreiz zur Diskussion, bei dem eine Orientierung an Marktpreisen und eine Anpassung des Lastverhaltens in Hoch- und Niedrigpreiszeiten mit einem Netzentgeltrabatt honoriert werden würde. Wie bereits in der Stellungnahme zum ersten Diskussionspapier vom 24. Juli 2024 festgestellt, ist eine Hebelung des Marktpreises über ein Sondernetzentgelt allerdings weder sachgerecht noch zielführend und kann zu zusätzlichen Netzengpässen führen. Stattdessen sollte, wie erfreulicherweise in den beiden weiteren Optionen umgesetzt, der Nutzen für das Netz maßgeblich für eine Netzentgeltentlastung sein. Eine Orientierung am Marktpreis wäre außerdem überflüssig, da der alleinige Wegfall der 7000-Stunden-Regelung des Bandlastprivilegs in vielen Fällen bereits zu einer marktlichen Optimierung führen würde, ohne dass es eines zusätzlichen Anreizes bedarf.

Zudem wird das Modell der differenzierten Netz- und Versorgungslandschaft im Bundesgebiet nicht gerecht: In lastdominierten Netzen beispielsweise sorgt zusätzliches marktorientiertes Flexibilitätsverhalten strukturell für zusätzliche Netzbelastungen, die die Netzbetreiber dort grundsätzlich mit Entlastungsmaßnahmen adressieren müssten. Ein Modell, das als einheitliche Regelung gedacht ist, aber prinzipiell nur in einspeisedominierten Netzen wirksam wird, sollte jedoch grundsätzlich überdacht werden. Zwar schlägt die BNetzA vor, mit einem Netzbetreiber-Vetorecht eine Möglichkeit zu schaffen, netzschädlichem Flexibilitätsverhalten vorzubeugen, doch dies ist allerhöchstens eine künstliche Lösung für ein mit dem Modell selbst geschaffenes Problem. Ratsamer wäre es, grundsätzlich einen Netzanreiz statt eines Marktanreizes in den Mittelpunkt zu stellen.

Wenig nachvollziehbar ist aus Sicht des BDEW die Einschätzung der Behörde, dass mit dieser Umsetzungsvariante nur überschaubare Umsetzungsaufwände einhergingen. Tatsächlich ist es keineswegs trivial oder unaufwändig, die tatsächliche Anreizbefolgung auf Kundenseite nachzuvollziehen. Zuletzt ist bei diesem Modell eine besonders ausgeprägte Abhängigkeit zum allgemeinen AgNes-Prozess gegeben: Denn wenn Industriekunden von einer im Prinzip marktpreisgekoppelten Dynamisierung der Netzentgelte profitieren, könnte das gleich anderen Netznutzern schwerlich verwehrt werden. Diese Diskussion sollte jedoch primär im AgNes-Prozess geführt werden.

Zu den Fragen der BNetzA, die sich an Netzbetreiber und Energiewirtschaft richten, gibt der BDEW die folgenden Rückmeldungen:

- › **Wäre in dem Modell eine eigenständige „Beschaffung“ der Preisprognosen sinnvoll oder sollten zentrale Prognosen veröffentlicht werden?** Eine eigenständige Beschaffung von Preisprognosen würde deren individuelle Plausibilisierung erforderlich machen, um Missbrauch vorzubeugen. Hierbei kann es zu bilateralen Konflikten kommen, die dann geschlichtet werden müssten. Aus Sicht des BDEW ist das Modell grundsätzlich ungeeignet, eine eigenständige Prognosebeschaffung wäre zusätzlich kontraproduktiv. Dem ist voranzustellen, dass marktliche Preisprognosen bislang nicht im Aufgabenspektrum des Netzbetreibers liegen und insofern zu mehr Aufwand (einmalige und laufende Kosten) aufgrund neuer Prozesse führen.
- › **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?** Die Kritik ist aus energiewirtschaftlicher Sicht nachvollziehbar. Im Einzelfall käme es jedoch auf die Parametrierung des Standardlastgangs an. Erst dann kann analysiert werden, welche negativen Effekte davon ausgehen könnten.

3.2 Netzdienliche Flexibilisierung

Als zweites Modell stellt die BNetzA eine Variante zur Diskussion, nach der Industriekunden in entsprechend netzdienlichen Zeiträumen ihre Last erhöhen bzw. verringern würden und im Gegenzug eine Netzentgeltrabattierung erhalten könnten. Ausdrücklich begrüßenswert ist hierbei, dass diese Option die Netzdienlichkeit in den Mittelpunkt rückt. Aus Sicht des BDEW ist diese Variante als Grundlage für ein Industrieentgelt gut geeignet. Zentral ist dabei, was mit „Verschiebung“ der Last gemeint ist: Notwendig ist eine Erhöhung oder Verringerung von Leistung im Zeitraum X auf/um Y MW. Auch hier müsste eine Verknüpfung zu den AgNes-Diskussionen erfolgen, um die relevanten Entgeltkomponenten und die relevanten Parameter für Industrieentgelte zu harmonisieren.

Fraglich ist noch, welcher geeignete Referenzzeitraum sich als Baseline für die netzdienlichen Abweichungen anbietet. In einem System mit einem zentralen Kapazitätspreis könnte die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität ggf. Grundlage für weitere Überlegungen sein. In Bezug auf den Zeitverlauf für die Vorgabe von Hoch- und Niedriglastfenstern ist aus Sicht der Branche ein gestuftes und differenziertes Vorgehen denkbar und sinnvoll: Hierbei könnten Zeitfenster im Verteilnetz zu Beginn weitgehend statisch, zum Beispiel monatsweise festgesetzt werden. Im weiteren Verlauf könnte das Modell durch eine zeitlich differenziertere Auflösung und kürzere Vorlaufzeiten weiterentwickelt werden. Auch eine Unterscheidung nach Netzen, die von unterschiedlichen Erzeugungstechnologien geprägt sind, könnte sinnvoll sein. So können die Vorlaufzeiten in PV-geprägten Netzen auch zukünftig länger sein, als in windgeprägten Netzen. Hierbei sollte auch eine kundenindividuelle Ausgestaltung möglich sein, um den Gegebenheiten von heterogenen Flächennetzen gerecht zu werden. Zudem können unerwünschte Gleichzeitigkeiten bei den Energieflüssen vermieden werden, falls mehrere Sonderentgeltkunden in derselben Netzregion angeschlossen sind. Auf Übertragungsnetzebene bietet sich eine geringere Vorlaufzeit an.

Bei monetären Anreizmodellen wie der vorgeschlagenen Option müssen Freiwilligkeit und Verbindlichkeit ausbalanciert werden. Eine verbindliche Regelung ermöglicht den Netzbetreibern, zu erwartende Flexibilitäten in der Netzdimensionierung zu berücksichtigen und Netzkosten langfristig zu reduzieren. Instrumente hierzu können zum Beispiel verbindliche Fahrplananmeldungen sein, die der Netzbetreiber für Engpassprognosen und Betriebsführungsprozesse nutzen kann. Andererseits schafft eine freiwillige Regelung Spielräume für die Optimierung auf Kundenseite. Im Rahmen einer freiwilligen Anreizregelung kann eine hohe langfristige Verbindlichkeit der angenommenen Flexibilitätsbereitstellung über einen signifikanten monetären Anreiz sichergestellt werden. Hierbei ist aber auch auf ein angemessenes Verhältnis zwischen Flexibilitätsdienstleistung und Flexibilitätsanreiz zu achten.

Insgesamt stellt diese Option bei richtiger Ausgestaltung eine vielversprechende Lösung dar, sofern ein angemessener Ausgleich zwischen Anreiz, Freiwilligkeit und Verbindlichkeit und Umsetzbarkeit sichergestellt ist. So könnte auch die aktuell gängige Praxis zu Sondernetzentgelten für atypische Netznutzung entsprechend synchronisiert werden. Gleichwohl bestehen immer noch Aufwände bei der Umsetzung (z.B. bei der Einführung der geplanten Flexibilitätsbänder), die sich in einer auskömmlichen Umsetzungsfrist (u.a. auch Vorlaufzeiten für den Industriebetrieb zur Anpassung seiner Stromabnahme) widerspiegeln müssten.

Zu den Fragen der BNetzA, die sich an Netzbetreiber und Energiewirtschaft richten, gibt der BDEW die folgenden Rückmeldungen:

- › **Sind aus Sicht der Netzbetreiber einheitliche Vorgaben an die Minstdauer von Lastabweichungen innerhalb der Zeitfenster zweckdienlich? Falls ja, in welchem Bereich sollten sich diese bewegen?** Bei der Vorgabe der Zeitfenster sollten netzbetreiberindividuelle Bedarfe berücksichtigt werden. Eine einheitliche Festlegung von Vorgaben, inkl. Vorgaben zur Minstdauer, sollte daher im ersten Schritt nicht erfolgen. Es sollte aber bei der Ausgestaltung darauf geachtet werden, dass die Netzbetreiber ausreichend lange Zeitfenster vorgeben können, in welchen eine netzdienliche Lastabweichung zu fahren ist, um einen wirksamen netzdienlichen Effekt zu erzielen.
- › **Welche maximalen Vorlaufzeiten zur Veröffentlichung der Zeitfenster sind aus Sicht der Netzbetreiber vertretbar, damit die Netzzustände tatsächlich abgebildet werden können?** Die passgenaue Abbildung von Netzzuständen kann sich nach Netzgebiet und Netzbetreiber unterscheiden. Gerade auf Übertragungsnetzebene kann eine sehr kurze Vorlaufzeit im Bereich einiger Viertelstunden hilfreich sein. Auf Verteilnetzebene kann es hingegen sinnvoll sein, gerade zum Start statische, für längere Zeiträume festgelegte Zeitfenster zu nutzen. Auch eine Unterscheidung nach Netzen, die von unterschiedlichen Erzeugungstechnologien (z.B. Wind vs. PV) geprägt sind, könnte sinnvoll sein.
- › **Gibt es ein Rampenproblem und wie löst man es?** Aus Sicht des BDEW kommt es auf die genaue Ausgestaltung an, ob ggf. Rampen entstehen könnten (z.B. bei sehr kleinen Fenstern und gleichzeitig hohen Laständerungsanforderungen) Mit Blick auf die diskutierten begrenzten Dimensionen des Flexibilitätseinsatzes sollten diese aber eher gering und zunächst möglicherweise vernachlässigbar sein. Sollte dies jedoch von Relevanz sein, so könnte dem durch kundenindividuelle Zeitfenster begegnet werden oder alternativ wäre auch eine graduelle Ausprägung der Übergänge zwischen Normalzustand und Hoch-/Niederzeitfenster denkbar.
- › **Welcher Referenzzeitraum erscheint Netzbetreibern und Letztverbrauchern geeignet, die durchschnittliche Last des gesamten Vorjahres oder die Last im Vorjahreszeitraum des**

jeweiligen Zeitfensters? Aus energiewirtschaftlicher Sicht scheinen beide Referenzzeiträume übermäßig lang und deutlich zu weit vom Erbringungszeitpunkt entfernt. Stattdessen sollte der zeitliche Unterschied zwischen Referenz- und Erbringungszeitraum deutlich geringer sein, ohne jedoch Risiken bzw. drohende Engpässe im Netz durch strategisches Verhalten anzureizen. So könnten zum Beispiel kurzfristige Werte jenseits der definierten Lastanpassungszeitfenster herangezogen werden.

3.3 Netzdienliche Anforderungen des Flexibilitätseinsatzes durch Netzbetreiber

Zuletzt stellt die BNetzA zur Diskussion, dass Industriekunden im Gegenzug für Netzentgeltribattierungen begrenzte Eingriffsrechte für Netzbetreiber gewähren, die diese dann für netzdienliche Lastveränderungen nutzen können. Auch hier ist erfreulich, dass die Netzdienlichkeit im Fokus steht, auch ist die Logik des Modells nachvollziehbar. Zu beachten wären mögliche Widersprüche und Wechselwirkungen zu anderen Flexibilitätsinstrumenten wie z.B. flexiblen Netzanschlussvereinbarungen. Nachteile ergeben sich aus einer hohen wahrgenommenen Eingriffsintensität, erheblichen praktischen Umsetzungsaufwänden und möglichen Risiken für sensible Industrieprozessen bei Fremdanweisungen. Auch ist es in der Praxis nicht vorgesehen und auch nicht technisch möglich, dass der Netzbetreiber industrielle Lasten unmittelbar steuert.

Zu den Fragen der BNetzA, die sich an Netzbetreiber und Energiewirtschaft richten, gibt der BDEW die folgenden Rückmeldungen:

- › **Für welche Zeiträume müsste eine Anforderung durch den Netzbetreiber am Stück möglich sein, um Wirkung entfalten zu können?** Bei der Vorgabe der Zeitfenster sollten netzbetreiberindividuelle Bedarfe berücksichtigt werden. Eine einheitliche Festlegung von Vorgaben, inkl. Vorgaben zur Minstdauer, sollte daher im ersten Schritt nicht erfolgen. Die Freiheitsgrade sollten jedoch, gerade bei langer Vorlaufzeit, die Möglichkeit zur Festlegung von mehrstündigen Zeitfenstern vorsehen. Nur damit kann der Prognoseunsicherheit bei der Festlegung der Zeitfenster ausreichend Rechnung getragen werden.
- › **Gibt es hinsichtlich des Referenzwertes besondere Anforderungen? Würden etwa saisonal unterschiedliche Referenzwerte benötigt?** Der zeitliche Unterschied zwischen Referenz- und Erbringungszeitraum sollte möglichst klein sein, auch saisonale Referenzwerte bilden die notwendige Granularität nicht ausreichend ab, stellen aber eine Verbesserung gegenüber einer einfach Jahresbetrachtung dar. So könnten zum Beispiel kurzfristige Werte jenseits der definierten Lastanpassungszeitfenster herangezogen werden.
- › **Wie hoch müsste die Vorlaufzeit aus Sicht der Netzbetreiber sein, um die Anforderung bestmöglich in den bestehenden Engpassmanagementprozessen berücksichtigen zu können?** Für eine angemessene und transparente Berücksichtigung in den Redispatch-

Prozessen ist eine möglichst frühzeitige Information über netzdienlichen Einsatz von Industrieflexibilität optimal. Gleichzeitig sind aber auch im Redispatch-Prozess Abrufe bis Echtzeit bei Bedarf möglich. Eine konkrete Beantwortung dieser Frage ist im Kontext eines ausgearbeiteten Gesamtkonzepts besser möglich als ohne.

- › **Wie werden die Anforderungen durch die Anschlussnetzbetreiber im Rahmen der Netzbetreiberkoordination mit den vorgelagerten Netzbetreibern berücksichtigt?** Wie genau Informationen über industriellen Flexibilitätseinsatz im Rahmen des Netzbetreiberkoordinierungskonzepts (NKK) ausgetauscht werden, muss nach Vorliegen der Regelung in den entsprechenden Expertenkreisen diskutiert werden. Grundsätzlich liegen über das NKK alle Redispatch-relevanten Informationen von allen relevanten nach- und vorgelagerten Netzbetreibern bei allen Netzbetreibern vor.

4 Fazit und Ausblick

Die Entwicklung der Diskussionsvorschläge der BNetzA hin zu einem stärkeren Fokus auf Netzdienlichkeit sind aus Sicht des BDEW der eindeutig richtige Schritt. Eine Kopplung des Netzentgeltrabatts für Industriekunden an netzdienliches Flexibilitätsverhalten, umgesetzt durch Zeitvorgaben des jeweiligen Netzbetreibers, kann eine geeignete Neuregelung sein, deren Ausgestaltung weiterverfolgt werden sollte.

Entscheidend ist daneben, dass der Neustart des Verfahrens zur Regelung der Industrienetzentgelte nicht bloß auf eine Parallelisierung der Überlegungen mit dem AgNes-Prozess hinauslaufen darf. Stattdessen müssen beide Diskussionen – die Festlegung einer grundsätzlichen Netzentgeltsystematik und die Gewährung möglicher Rabatte für Industrie- und Gewerbetunden – eng miteinander verknüpft werden und konsistent geführt werden. Im Optimalfall würden Fragen der Privilegierung erst nach Feststehen einer grundsätzlichen Systematik bearbeitet werden und könnten somit miteinander verknüpft werden (z.B. Zeitfenster bei Rabatten und bei einer zeitvariablen kW-basierten basierten Netzentgeltkomponente). Es ist aber wichtig, der Industrie möglichst schnell eine Perspektive für die Handhabung der Netzentgeltprivilegierung nach 2028 zu geben.