

» STELLUNGNAHME

zum Orientierungspapier „Einspeiseentgelte“ (Festlegungsverfahren AgNes)

Berlin, 27.03.2026

Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vertritt über 1.550 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit über 300.000 Beschäftigten wurden 2021 Umsatzerlöse von 141 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 17 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 66 Prozent, Gas 60 Prozent, Wärme 88 Prozent, Trinkwasser 89 Prozent, Abwasser 45 Prozent. Die kommunale Abfallwirtschaft entsorgt jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und hat seit 1990 rund 78 Prozent ihrer CO₂-Emissionen eingespart – damit ist sie der Hidden Champion des Klimaschutzes. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau: 206 Unternehmen investieren pro Jahr über 822 Millionen Euro. Künftig wollen 80 Prozent der kommunalen Unternehmen den Mobilfunkunternehmen Anschlüsse für Antennen an ihr Glasfasernetz anbieten.

Wir halten Deutschland am Laufen – denn nichts geschieht, wenn es nicht vor Ort passiert: Unser Beitrag für heute und morgen: #Daseinsvorsorge. Unsere Positionen: www.vku.de

Interessenvertretung: Der VKU ist registrierter Interessenvertreter und wird im Lobbyregister des Bundes unter der Registernummer: R000098 geführt. Der VKU betreibt Interessenvertretung auf der Grundlage des „Verhaltenskodex für Interessenvertreterinnen und Interessenvertreter im Rahmen des Lobbyregistergesetzes“.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

Der VKU ist mit einer Veröffentlichung der Stellungnahme einschließlich der personenbezogenen Daten einverstanden.

Einleitung

Mit der Veröffentlichung der Orientierungspunkte zu Einspeisenetzentgelten weitet die Bundesnetzagentur (BNetzA) im Rahmen des AgNes-Prozesses ihre Überlegungen zu einer zukünftigen Netzentgeltsystematik (NES) aus. Nach den Vorstellungen der BNetzA sollen für Einspeiser künftig sowohl ein Kapazitätsentgelt als auch ein dynamischer Arbeitspreis als Anreizkomponente im neuen Netzentgeltsystem zur Anwendung kommen.

Der VKU begrüßt die transparente Darstellung der Orientierungspunkte und die Möglichkeit, die Überlegungen der BNetzA bereits im Frühstadium einordnen und bewerten zu können. Die bisherigen Überlegungen der BNetzA würden einen erheblichen und tiefgreifenden Eingriff in alle Wertschöpfungsstufen der Energiewirtschaft darstellen.

Bereits in seiner Stellungnahme zum Auftaktpapier hat sich der VKU klar gegen die Einführung von Einspeisenetzentgelten im originären Sinne ausgesprochen. Nach Bewertung der nun vorliegenden Orientierungspunkte bekräftigt der VKU diese Position. Die Einführung eines Kapazitätsentgelts wird durch den VKU abgelehnt. Auch die vorgeschlagene Ausgestaltung der dynamischen Netzentgeltkomponente ist aus Sicht des VKU abzulehnen.

Wie von der BNetzA im Orientierungspapier vorgeschlagen, wäre eine Beteiligung von neuen, künftigen Einspeisern an den Netzkosten über Baukostenzuschüsse (BKZ) nach Auffassung des VKU grundsätzlich der Ansatz, der im weiteren Prozess weiter ausgearbeitet werden sollte.

Im Folgenden werden die zentralen Kritikpunkte an den im Orientierungspapier dargestellten Vorschlägen zu Einspeisenetzentgelten vertieft dargelegt. Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen der Workshops hervorgehoben, im AgNes-Reformprozess für systematisch ausgereifte Ideen offen zu sein. Vor diesem Hintergrund entwickelt die Stellungnahme einen in sich geschlossenen, konsistenten und fachlich tragfähigen Vorschlag, der im Anhang ausführlicher erläutert wird und der geeignet ist, die angestrebten Reformziele effektiv zu erreichen und die AgNes-Reform in zentralen Punkten entscheidend voranzubringen.

Das unter dem Arbeitstitel „Netzentlastungsentgelt (NEE)“ ausgearbeitete Modell stellt eine klar strukturierte, einfach umsetzbare und leistungsorientierte Anreizkomponente für Einspeiser bereit. Es fördert netzdienliches Verhalten von Einspeisern wirksam und ermöglicht zugleich eine ihrer Systementlastung angemessene Honorierung.

1. Bewertung des BNetzA-Vorschlag zum Kapazitätsentgelt

Der VKU spricht sich gegen die Einführung eines Kapazitätsentgelts aus, da verpflichtende regelmäßige Zahlungen von Einspeisern an Netzbetreiber nach Auffassung des VKU keinen zusätzlichen Nutzen im Sinne der Gesamtsystemeffizienz erzeugen würden. Vielmehr würden solche Entgelte lediglich zu einer Verschiebung von Netzkostenanteilen in den Strompreis führen, ohne die Netznutzer bzw. Endverbraucher tatsächlich zu entlasten, da grundsätzlich keine Kosten aus dem Gesamtsystem beseitigt, sondern nur die Zahlungsflüsse verändert werden.

Die damit verbundene zusätzliche Komplexität in Kostenwälzung und Entgeltkalkulation, die keinen erkennbaren netz- oder systemdienlichen Mehrwert erzeugt, würde zudem zu höheren Transaktionskosten führen, ohne den Netzbetreibern zusätzliche liquide Mittel bereitzustellen.

Darüber hinaus entsteht mehr Unsicherheit für Erzeuger, obwohl Investitionen in gesicherte Erzeugungsleistung notwendig sind und daher angereizt statt behindert werden sollten. Ein Einspeiseentgelt würde Kosten nur von den Netzkosten in den Bundeshaushalt und/oder in die Energiepreise „verschieben“. Aufgrund von Risikoaufschlägen und steigender Unsicherheit würde dies die Gesamtkosten der Verbraucher sogar weiter erhöhen.

Die Einführung einer Finanzierungskomponente für Einspeiser wäre sachwidrig (schwerwiegender Verstoß gegen das Prinzip der Kostenreflexivität), wenn Einspeiser keine Netzkosten verursachen. Das ist in verbrauchsdominierten Netzen der Fall. Hier sind Einspeiser sogar netzdienlich und vermeiden Kosten für den weiteren Netzausbau. Die Bundesnetzagentur erkennt zwar zutreffend an, dass zwischen verbrauchs- bzw. lastdominierten Netzen einerseits und einspeisedominierten Netzen andererseits zu differenzieren ist. Allerdings entspricht die von der BNetzA vorgenommene Darstellung nicht der tatsächlichen Netzrealität. In Deutschland existiert eine deutlich höhere Zahl verbrauchsdominierter Netze, zu denen insbesondere der überwiegende Teil der städtischen Verteilnetze zählt. Während einspeisedominierte Netze flächenmäßig größere Gebiete abdecken, wird der Großteil der Netze in Deutschland als lastdominiert betrieben. Zudem befindet sich der weit überwiegende Anteil der Endkunden in eben diesen verbrauchsdominierten Netzen.

Die Energie-, Wärme- und Verkehrswende ändert an der Einspeisedominanz der einen und der Verbrauchsdominanz der anderen Verteilnetze wenig. Daher ist es wichtig, dass die BNetzA dies differenziert betrachtet. In lastdominierten Netzen wird die Entnahme stärker als die Einspeisung steigen. Daher ist in verbrauchsdominierten Netzen Entnahmekapazität knapp und folgerichtig zu bepreisen. Einspeisekapazität kann in diesen Netzen hingegen weiterhin als „vorhanden“ vorausgesetzt werden, da die Dimensionierung dort primär von der Verbrauchslast abhängt. Gleichzeitig ist ein effektiver Anreiz zur Einspeisung bei hohen Entnahmelasten zur Vermeidung hoher Bezugslasten aus vorgelagerten Netzen erforderlich.

In erzeugungsdominierten Netzen auf der anderen Seite wird der Zubau der bislang weitgehend ungesteuerten Erzeugung aus erneuerbaren Energien weiter zunehmen. Auch die Last wird aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung weiter steigen: Insofern werden selbst in diesen Netzen zunehmend Stunden, Tage und Wochen auftreten, in denen Lasten die Einspeisungen überwiegen, was die lokalen Verteilnetze, aber auch die vorgelagerten Kuppelstellen und Transportnetze, belastet. Die BNetzA konzentriert sich allerdings in ihren Überlegungen offenbar auf den EE-Zubau und damit nur auf die einspeisedominierten Netze bzw. auf einspeisedominierte Zeiträume und will das Problem hoher und steigender Netzkosten undifferenziert auf alle Erzeuger überwälzen.

Im Zuge der aktuellen regulatorischen Entwicklungen stellt sich zunehmend die Frage nach der Abgrenzung zwischen gesetzgeberischen Grundentscheidungen und der regulatorischen Ausgestaltung durch die Bundesnetzagentur. Diese Frage gewinnt insbesondere vor dem Hintergrund an Bedeutung, dass derzeit auf gesetzgeberischer Ebene mehrere energiepolitische Vorhaben parallel verfolgt werden, etwa zur Synchronisierung von erneuerbarem Ausbau und Netzausbau, zur Weiterentwicklung der EEG-Förderung sowie zur Umsetzung der Kraftwerksstrategie und damit zum Neubau gesicherter Kraftwerkskapazitäten. Gerade diese Vorhaben setzen verlässliche und konsistente Rahmenbedingungen voraus, da Investitionsentscheidungen in Erzeugung, Infrastruktur und Flexibilität in enger Wechselwirkung mit der künftigen Netzentgeltsystematik stehen.

Umso wichtiger ist eine enge inhaltliche und zeitliche Abstimmung zwischen den gesetzlichen Initiativen des BMWF und den regulatorischen Entwicklungen der BNetzA. Erfolgen grundlegende Festlegungen zur Entgeltsystematik parallel oder sogar losgelöst von laufenden gesetzgeberischen Vorhaben, drohen widersprüchliche Steuerungssignale, Unklarheiten über Zuständigkeiten sowie erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich Zeitplan, Investitionsbedingungen und künftiger Kostenstrukturen. Dies gefährdet nicht nur die Planungssicherheit, sondern birgt die konkrete Gefahr eines Investitionsstaus – und zwar nicht allein beim Ausbau erneuerbarer Energien, sondern ebenso bei regelbarer Erzeugung, Speichern und Netzen. Vor diesem Hintergrund ist eine klare und frühzeitige Verzahnung von Gesetzgebung und Regulierung nicht nur wünschenswert, sondern aus Sicht der Investitions- und Versorgungssicherheit dringend erforderlich.

Sollte die Bundesnetzagentur bzw. der Gesetzgeber sich ungeachtet der vorherigen Ausführungen dennoch für eine Finanzierungskomponente in Form eines Kapazitätsentgelts entscheiden, dann müsste dieses so marktneutral wie möglich ausgestaltet werden. Denn anders als von der BNetzA dargestellt, sind Kapazitätspreise nicht wettbewerbsneutral. Sie erhöhen die Vollkosten und müssen „irgendwann verdient werden“. Damit wirken sie sich grundsätzlich auf die Merit Order aus. Im Durchschnitt würden Einspeiser mit höheren Kapazitätspreisen gegenüber solchen mit niedrigeren Kapazitätspreisen im Wettbewerb benachteiligt werden.

Insbesondere eine Einführung entsprechender Entgelte für Bestandsanlagen (aber auch bereits im Bau befindliche Anlagen) wäre aus unserer Sicht keinesfalls zulässig. Dagegen spricht allein schon der notwendigerweise zu gewährleistende Vertrauensschutz. Diese Anlagen wurden auf Grundlage der zum Investitionszeitpunkt geltenden regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen geplant, finanziert und errichtet. Nachträgliche zusätzliche Belastungen würden diese Kalkulationsgrundlagen rückwirkend verschlechtern und in langfristig gebundene Investitionsentscheidungen eingreifen.

Gerade im Kraftwerksbereich sind hohe Fixkosten, lange Kapitalbindungsdauern und auf Jahre ausgelegte Refinanzierungsmodelle prägend. Eingriffe in diese Rahmenbedingungen beeinträchtigen nicht nur die Wirtschaftlichkeit einzelner Anlagen, sondern schwächen auch das Vertrauen in stabile regulatorische Rahmenbedingungen und damit die Investitionsbereitschaft insgesamt.

2. Bewertung des BNetzA-Vorschlags für Baukostenzuschüsse

Die Form der Beteiligung der Einspeiser an der Finanzierung der Netze sollte vorab sorgfältig abgewogen werden. Einspeiser - insbesondere steuerbare Anlagen - sind für ein sicheres und effizientes Energiesystem notwendig. Zusätzliche Kosten würden tendenziell über Energie- bzw. Strompreise an Verbraucher weitergegeben. Wenn dennoch eine Beteiligung vorgesehen wird, erscheint das Instrument der Baukostenzuschüsse als die sachgerechteste und systematisch konsistenteste Lösung. Baukostenzuschüsse bieten eine wirkungsvolle Möglichkeit, Einspeiser an den Netzkosten zu beteiligen, ohne die Nachteile laufender Einspeiseentgelte und damit einhergehender Marktverzerrungen zu erzeugen. Ihr zentraler Vorteil liegt darin, dass sie einmalig anfallen und damit unmittelbar in die Investitionsentscheidung neuer Erzeugungsanlagen einfließen. Dadurch entsteht ein klares, früh wirksames Preissignal, das Projektierer dazu veranlasst, Standorte zu wählen,

die das Netz weniger belasten oder an denen zusätzlicher Netzausbau tatsächlich notwendig und sinnvoll ist.

Diese direkte Steuerungswirkung ist deutlich stärker als bei regelmäßig erhobenen Entgelten, die über Jahre hinweg wirken und deren Einfluss auf Standortentscheidungen eher diffus bleibt. Zudem schaffen einmalige Baukostenzuschüsse Kalkulationssicherheit für den Projektierer, da zukünftige und nicht kalkulierbare Netzentgeltveränderungen keine zusätzlichen Auswirkungen auf die langfristige Ergebnisentwicklung der Erzeugungsanlage haben. Aktuell ist die Investitionsbereitschaft für neue Erzeugungsanlagen aufgrund der unsicheren Rahmenbedingungen ohnehin stark eingeschränkt.

Zugleich verschaffen Baukostenzuschüsse den Netzbetreibern frühzeitig Liquidität. Da ein Teil der netzbedingten Kosten bereits beim Anschluss neuer Anlagen gedeckt wird, sinkt der Kapitalbedarf für Netzausbau und -verstärkung. Das wirkt langfristig stabilisierend auf die Netzentgelte und erhöht die Planbarkeit für alle Beteiligten. Auch für Anlagenbetreiber entsteht mehr Sicherheit, weil die Kostenbelastung klar und einmalig zu Beginn feststeht und nicht von zukünftigen regulatorischen Entwicklungen abhängt. Zudem lassen sich Bestands- und Neuanlagen sauber voneinander trennen, was Fragen des Vertrauensschutzes entschärft.

Ein weiterer Vorteil besteht darin, dass BKZ regional differenziert werden können – sogar innerhalb eines Netzgebiets. Damit lassen sich netztechnische Engpässe gezielt adressieren und der Zubau von Erzeugung dorthin lenken, wo er system- und kosteneffizient ist. Gleichzeitig bleibt das Instrument vergleichsweise einfach und schnell umsetzbar, da es keine komplexen Abrechnungsmechanismen oder laufenden Verpflichtungen erfordert. Insgesamt ermöglichen Baukostenzuschüsse somit eine effiziente, planbare und praktikable Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten und tragen dazu bei, Netzausbau und Erzeugungszubau besser aufeinander abzustimmen.

Zusätzlich können optionale FCAs (Flexible Netzanschlussvereinbarungen) angereizt werden, etwa über BKZ-Rabatte. Voraussetzung dafür ist eine synchronisierte und pragmatische Ausgestaltung von BKZ und FCA.

3. Bewertung dynamischer Netzentgelte für Einspeiser

Der VKU hat sich mit seiner Stellungnahme zum Orientierungspapier „Dynamische Netzentgeltkomponente“ (Festlegungsverfahren AgNes) bereits kritisch mit den erwarteten Auswirkungen einer dynamischen Netzentgeltkomponente auseinandergesetzt. Das bisher von der BNetzA dargestellte Modell kann weder verlässlich zu zielgerichteten Netzentlastungseffekten führen noch praxistaugliche, wirtschaftlich sinnvolle Anreize für Einspeiser setzen, wäre aber mit erheblichen Mehraufwänden für alle Stakeholder verbunden. Diese Einschätzung deckt sich mit den bereits in der VKU-Stellungnahme zur dynamischen Netzentgeltkomponente dargelegten Bedenken.

Der VKU zweifelt auch die Praxistauglichkeit dieses Instruments an und stellt zudem in Frage, ob es neben dem Redispatch die mit der Netzentgeltreform angestrebten Wirkungen erzielen wird. Insbesondere weist der VKU auf die fehlende Kosten-Nutzen-Analyse für die erforderlichen Investitionen aller Netzbetreiber und den Implementierungsaufwand sowie die laufenden Transaktionskosten aller Stakeholder hin. Für den VKU ist es absehbar, dass mit den dynamischen Netzentgel-

ten für Einspeiser der Redispatch nicht hinreichend reduziert werden kann, um ein derart hochkomplexes und kostenaufwändiges Instrument zu rechtfertigen. Allein der Mehrwert ggü. Redispatch ist fraglich. Denn es ist nicht unwahrscheinlich, dass das System der dynamischen Netzentgelte im Saldo höhere Kosten produzieren wird, als der relativ unkomplizierte Redispatch – der lediglich Kosten ersetzt und keine (einzupreisenden) Risiken für Erzeuger bewirkt.

Der VKU hat im Zuge der bisherigen Diskussionen stets hervorgehoben, dass eine Anreizkomponente in den Netzentgelten sinnvoll sein kann, sofern sie einen klaren Beitrag zur Systemeffizienz leistet und sich ihr Nutzen im Verhältnis zu den entstehenden Kosten rechtfertigen lässt. Sie muss Engpässe reduzieren oder vermeiden, das System vereinfachen und/oder Kosten sparen. Sie sollte keine neue Komplexität schaffen, sondern stattdessen Kalkulationssicherheit und Investitionssicherheit für Erzeuger erhöhen. Schließlich sind Erzeuger im System notwendig – und der Wert flexibler, steuerbarer Erzeuger für das System nimmt durch den Ausbau von EE eher zu als ab. Die von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte erfüllt diese Anforderungen nicht. Die erwartbaren Wirkungen sind unklar, während gleichzeitig erhebliche Implementierungs-, IT- und Abwicklungskosten entstehen würden. Dies birgt das Risiko, dass ein hochkomplexes Instrument geschaffen wird, dessen Mehrwert nicht erkennbar ist, welches jedoch erhebliche zusätzliche Aufwände verursacht und zudem unweigerlich Marktverzerrungen erzeugt.

Es drohen zudem standortbedingte systematische Mehr- und Minderbelastungen, die von den betroffenen Anlagenbetreibern nicht oder nur unzureichend ausgeglichen werden können. Von einem beabsichtigten Instrument zur Verhaltenssteuerung würde das Modell zu einem Instrument der standortbedingten Belastung werden. Wer in einem netztechnisch ungünstigen Gebiet angeschlossen ist, würde strukturell häufiger oder stärker belastet – auch dann, wenn der Betreiber selbst kaum reale Ausweichmöglichkeiten hat.

Des Weiteren bestehen erhebliche Inkohärenzen mit anderen regulatorischen und gesetzlichen Steuerungsansätzen, etwa im Zusammenhang mit flexiblen Netzanschlüssen, dem Redispatch-Regime, der EEG-Systematik oder künftigen Kraftwerksausschreibungen. Schließlich ist die Anreizwirkung bei dargebotsabhängiger Erzeugung wie Wind- und PV-Anlagen fraglich, da diese auf Preissignale nur eingeschränkt reagieren können. In der Folge droht kein zielgenauer Lenkungseffekt, sondern vor allem eine zusätzliche Belastung mit negativen Auswirkungen auf Investitionssicherheit, Finanzierbarkeit und Ausbaugeschwindigkeit.

Aus diesem Grund lehnt der VKU die von der BNetzA vorgeschlagenen dynamischen Netzentgelte für Einspeiser als Anreizkomponente entschieden ab und plädiert für eine behutsame, praxistaugliche Weiterentwicklung der bestehenden Netzentgeltmodelle, die einen tatsächlichen Systemnutzen ermöglicht, unnötige Komplexität vermeidet und für Netzbetreiber wie auch Netznutzer wirtschaftlich sowie technisch umsetzbar bleibt.

4. VKU-Vorschlag: Leistungsorientierte Anreizkomponente für Einspeiser (Netzentlastungsentgelt - NEE)

Der Strommarkt bildet lokale Netzsituationen nicht ab. Ohne netzlastbezogene Anreize werden steuerbare Einheiten rein marktdienlich betrieben. Dies führt perspektivisch zu häufigeren Eingrif-

fen durch Netzbetreiber, steigenden Engpass und Systemkosten sowie zu einem höheren Ausbaubedarf. Nach Auffassung des VKU werden dynamische arbeitsorientierte Netzentgelte dies nicht verhindern können. Denn beim **BNetzA-Vorschlag für dynamische Netzentgelte** handelt es sich um ein **rein kuratives Instrument**, dessen Einführung – insbesondere, wenn es für Einspeiser UND Verbraucher eingeführt würde – aufwändig, risikobehaftet und mit zweifelhaftem Nutzen verbunden wäre. Die Auswirkungen wären kaum überschaubar. **Erforderlich und systemisch sinnvoll ist vielmehr ein präventives Instrument**, das den realen Netznutzen steuerbarer dezentraler Flexibilität abbildet und effektiv, aber einfach, Anreize für system- und netzdienliche Fahrweise der Erzeugungsanlagen bewirkt.

Der VKU schlägt vor, dass im Rahmen der AgNes-Reform ein leistungsorientiertes Anreizsystem eingeführt wird, welches effektiv und ohne neue komplexe Prozesse zur Netzentlastung beitragen sowie unnötigen Netzausbau und steigende Kosten vermeiden kann. Auch wird mit dem Modell der Tatsache Rechnung getragen, dass dezentrale lastnahe steuerbare Erzeuger auch weitere Systemvorteile bieten – wie z.B. die Senkung der Netzverluste und gesicherte Leistungsbereitstellung zu Zeiten von wenig Sonne und/oder Winddargebot.

Im Anhang befinden sich detaillierte Informationen zu Zielsetzung, zur Modelllogik und zu Vorteilen einer leistungsorientierten Anreizkomponente für Einspeiser. Der Vorschlag des VKU wird inhaltlich auch von den kommunalen Spitzenverbänden geteilt. Das Modell mit dem Arbeitstitel **Netzentlastungsentgelt (NEE)** basiert im Kern auf einer strikt leistungsbasierten Ausgestaltung ohne Arbeitskomponente. Zahlungen erfolgen nur bei tatsächlicher, nachgewiesener Entlastungswirkung (Reduktion der jährlichen Bezugsleistung). Berechtigt sind ausschließlich steuerbare Einheiten mit gesicherter Leistungsbereitstellung. Als diskriminierungsfreie Vergütungsbasis werden bundeseinheitliche ÜNB-Leistungspreise herangezogen. Die Abwicklung des NEE kann weitgehend über bestehende Prozesse erfolgen, um Komplexität und Implementierungsrisiken zu minimieren.

Ansprechpartner:

Bereich Netzwirtschaft:

Victor Fröse

Tel: 0170-8580 195

froese@vku.de

ANHANG: Netzentlastungsentgelt (NEE)

1. Eckpunkte für eine Anreizkomponente für Einspeiser

Die Umsetzung der Energiewende erfordert einen massiven Ausbau der Stromnetze: es müssen Millionen Kilometer Stromleitung verlegt, Umspannwerke modernisiert sowie Transformatoren, Kuppelstellen und weitere Komponenten errichtet oder ertüchtigt werden. Die AgNes-Reform scheint primär auf ländliche manchmal bzw. zeitweise überspeiste Netze abzielen. Dies greift zu kurz. Gerade in Verbraucherzentren und an den Kuppelstellen zum Übertragungsnetz wächst abnahmebedingt der Leistungsbedarf mit entsprechenden Risiken für die Versorgungssicherheit. Selbst in ländlichen Gebieten besteht die Gefahr, dass Lasten in Zeiten geringen EE-Dargebotes zunehmen – nicht zuletzt an windarmen, dunklen Wintertagen.

Der reale Systemnutzen von dezentralen steuerbaren Erzeugungsanlagen (KWK-Anlagen, Strom-Großspeichern, steuerbaren erneuerbaren Erzeugern, etc.) ist ein essenzieller Baustein für eine effiziente Auslastung der bestehenden Netzinfrastuktur. Jedes Megawatt vermiedener Bezugslast aus der vorgelagerten Netzebene wirkt zu relevanten Zeitpunkten unmittelbar netzentlastend. Bei netzdienlicher Fahrweise können diese zumeist lastnahen Anlagen damit wichtige Beiträge zur Deckung von Lastspitzen und zur Reduktion von Netzverlusten insgesamt leisten.

Die lokale Netzsituation wird in der Preisbildung am “Einzonen-Strommarkt” nicht berücksichtigt. Werden steuerbare Erzeugungsanlagen rein marktorientiert (strompreisbasiert) betrieben, hat dies zur Folge, dass

- Netzbetreiber häufiger eingreifen müssen, um Engpässe zu managen,
- System- und Netzkosten ansteigen, um steigende Bezugslasten bedienen zu können,
- dezentrale Strukturen geschwächt werden und gegenüber großen, zentralen Erzeugern an Wettbewerbsfähigkeit verlieren. Dabei zeigt sich, dass gerade dezentrale Strukturen die Resilienz des Energiesystems erhöhen und Netzverluste reduzieren.
- die Netze und Kuppelstellen stärker als sonst nötig ausgebaut werden müssen.

Ein rein marktorientierter Betrieb erhöht die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten und erschwert den sicheren Netzbetrieb in einem zunehmenden volatilen Stromsystem. Zur Bewältigung dieser Herausforderungen bedarf es deshalb passender Instrumente, welche die effiziente Auslastung der bestehenden Netzinfrastuktur begünstigen und Engpässe präventiv reduzieren.

Das Modell für eine leistungsorientierte Anreizkomponente für Einspeiser mit dem Arbeitstitel **Netzentlastungsentgelt (NEE)** soll die netzwirtschaftlich relevante und systemdienliche Wirkung steuerbarer dezentraler Einheiten abbilden bzw. anreizen. Im Vordergrund steht eine verursachungsgerechte leistungsorientierte Logik, die Zahlungen strikt an eine messbare Entlastungswirkung koppelt. Eine Vergütung für eingespeiste Arbeit erfolgt explizit nicht. Zahlungen entstehen ausschließlich bei nachgewiesener Reduktion der jährlichen Bezugslast aus der vorgelagerten Netzebene. Ist die Bezugslastspitze identisch mit der Entnahmelastspitze (Vermeidungsleistung 0 MW), erfolgt keine Zahlung. Eine Vergütung entsteht nur, wenn die Bezugslastspitze unterhalb der Entnahmelastspitze liegt und damit eine tatsächliche Netzentlastung vorliegt.

2. Modelllogik

Das NEE basiert auf Kernprinzipien, die in der folgenden Abbildung zusammengefasst werden.

Ohne Einspeisung in die Netzebene

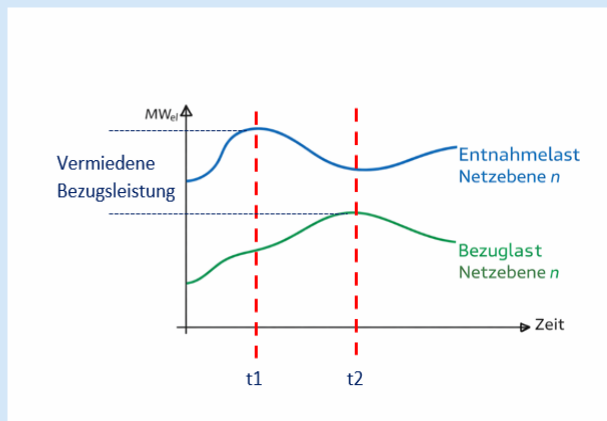
- Bezugsleistung entspricht der Entnahmelast (grüne Linie = blaue Linie)

Im Beispiel:

- Reduktion der maximalen Bezugsleistung
- Verschiebung des Bezugsleistungshöchstwerts in eine wärmere Jahreszeit

Vermiedene Bezugsleistung: z. B. 30 MW

- **Annahme am Zeitpunkt t_1 (höchste Entnahmelast):**
 - 80 % steuerbare Erzeugung,
 - 20 % Wind (nicht steuerbar)
- **Vergütung:**
 - Wind: 0 € ($30 \text{ MW} \times 0,2 \times \text{Leistungspreis} \times 0$),
 - Steuerbare Erzeugung: $30 \text{ MW} \times 0,8 \times \text{Leistungspreis}$



Was wird vergütet?

Vergütet wird ausschließlich die tatsächlich vermiedene Bezugsleistung in Folge der Bewertung auf Basis Entnahmelast- und Bezuglastkurve der jeweiligen Einspeiseebene. Des Weiteren erfolgt eine Aufteilung der vermiedenen Bezugsleistung bzw. der davon abzuleitenden Vergütung auf die beteiligten Einspeiser. Hierzu wird ihr Beitrag am Tag der höchsten Entnahmelast der gleichen Spannungsebene herangezogen. Speist eine Anlage zum Zeitpunkt der Entnahmehöchstlast dieser Spannungsebene nicht ein oder ist die insgesamt in der Spannungsebene erfolgte Bezugslastreduktion = 0 (Entnahmelastspitze = Bezuglastspitze), erfolgt keine Zahlung.

Die Ermittlung der Vermeidungsleistung erfolgt nach der Differenz zwischen der Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der betrachteten Einspeiseebene und der Jahreshöchstlast des Bezugs aus der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene. Das Prinzip ist dem Diagramm in der Abbildung und den dortigen Beispielrechnungen zu entnehmen.

Wer erhält das Entgelt?

Das NEE können grundsätzlich und unabhängig von dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme alle dezentralen Einheiten, die eine gesicherte Leistung bereitstellen, erhalten. Wenn volatile dargebotsabhängige Einspeisungen nicht planbar und nicht gezielt netzauslastungsorientiert in das Netz einspeisen können, werden sie bei den Zahlungen nicht berücksichtigt.

Wie hoch ist das NEE?

Um eine diskriminierungsfreie Vergütungsbasis sicherzustellen, die keine falschen Anreize setzt, und gleichzeitig den vermiedenen Leistungsbezug angemessen adressiert, sollen die NEE auf Basis des bundesweit einheitlichen ÜNB-Leistungspreises des Lieferjahres ausgezahlt werden.

Vorschlag: Netzebene 2 (HöS/HS) für Jahresbenutzungsdauer ≥ 2500 h/a. Damit wird eine Differenzierung und Ungleichbehandlung durch lokale Netzentgelte vermieden. Für die Wahl der Entgelte ≥ 2500 h/a sprechen die bereits bekannten Argumente.

Benötigt ein Verteilnetzbetreiber mehr gesicherte Leistung als vom NEE angereizt, etwa bei lokalen Engpässen im Verteilnetz oder an der Kuppelstelle zum ÜNB, kann er „NEE 2.0+“ nutzen. Damit sind zusätzliche Zusagen nach § 14c Abs. 1 EnWG für marktgestützte Flexibilitätsdienstleistungen möglich und mit Einspeisern konkret vertraglich vereinbar.

3. Ergänzende systemische Argumente

Zahlung nur bei tatsächlicher Bezugslastreduktion

Das NEE vergütet keine Einspeisung an sich, sondern ausschließlich nachweisbare Reduktion der höchsten Bezugslast der jeweiligen Spannungsebene eines Jahres. Die Zahlung entsteht nur, wenn eine steuerbare Einheit tatsächlich entlastet. In Netzen ohne Entlastungswirkung entstehen entsprechend keine Zahlungen.

Flussrichtungsumkehr und Rückspeisung

Rückspeisung ins vorgelagerte Netz begründet im NEE keinen Anspruch, weil sich dadurch keine Bezugslastreduktion ableitet. In Einspeiser geprägten Netzen führt die Logik systemimmanent zu geringen oder keinen Zahlungen, weil relevante Bezugsleistung aus der vorgelagerten Netzebene typischerweise nicht auftritt oder nicht reduziert wird. Das Modell ist damit robust gegen Fehlansätze in Netzen mit Flussrichtungsumkehr.

Vergütung tatsächlich erbrachter Spitzenentlastung

Das NEE beschränkt die Berechtigung bewusst auf steuerbare Einheiten mit gesicherter Leistungsbereitstellung. Darüber hinaus wird nicht etwa die installierte Leistung vergütet, sondern ausschließlich tatsächlich erbrachte Spitzenentlastung. Dadurch entsteht eine klare Leistungswirkung und ein Anreiz, Anlagen netzdienlich einzusetzen.

Regionale Übervorteilungen werden vermieden

Durch die bundeseinheitliche ÜNB-Preisbasis werden regionale Übervorteilungen und Standortanreize zur Maximierung von Entgelten systematisch ausgeschlossen. Standortanreize entstehen nur dort, wo reale Entlastungspotenziale durch hohe Entnahmelasten bestehen und damit dort, wo der Systemnutzen am größten ist.

Kostenintensität und Belastung der Verbraucher

Das NEE setzt am zentralen Kostentreiber an und führt keine zusätzlichen Kosten ein, sondern ordnet bestehende Kosten besser zu. Netzausbau, Engpasskosten und Transformatorengrenzen werden durch Leistungsspitzen verursacht, nicht durch Jahresarbeit. Ohne NEE steigt die Bezugsleistung aus der vorgelagerten Netzebene und damit die zu zahlenden Leistungspreise für die vorgelagerte Spannungsebene. Mit dem NEE wird ein Teil der ansonsten anfallenden vorgelagerten Kosten an diejenigen Akteure weitergegeben, die die Entlastung tatsächlich erbringen.

Die bundeseinheitliche Preisbasis verhindert regionale Verzerrungen auf Einspeiser- und Verbraucherseite. Zahlungen werden strikt an eine messbare Reduktion der Bezugsleistung gekoppelt. Dadurch sinken Lastspitzen sowie Engpasskosten und der zusätzliche Netzausbaubedarf wird gedämpft. Insgesamt sind geringere Kosten für Netznutzer und weniger Markteingriffe, insbesondere durch Redispatch, zu erwarten.

Alternativen wie zusätzlicher Netzausbau oder verstärktes Engpassmanagement wären volkswirtschaftlich teurer. In Bezug auf die volkswirtschaftliche Perspektive spielt auch der Faktor Zeit eine Rolle. Vorhandene Anlagen können und werden mit dem NEE unmittelbar netzentlastend eingesetzt. Systemverbesserungen über verstärkte Netze können erst nach einer längeren Zeitspanne nach Planung, Genehmigung und Bau zur Verfügung stehen.

Technologieoffenheit und Diskriminierungsfreiheit

Die Differenzierung erfolgt nicht nach Energieträgern, sondern nach der Fähigkeit zur gesicherten Leistungsbereitstellung in Lastspitzenstunden. Diese Abgrenzung ist netzwirtschaftlich sinnvoll und vermeidet unnötige Kosten durch zufällige Beiträge nicht steuerbarer Einheiten. Steuerbare Technologien einschließlich Speicher und steuerbare erneuerbare Erzeugung sind grundsätzlich umfasst. Volatile Einspeiser ohne Flexibilisierung sind sachgerecht ausgeschlossen, weil keine gesicherte Spitzenwirkung gewährleistet ist.

Keine langfristigen Zahlungsverpflichtungen

Mit dem NEE entstehen keine automatischen langfristigen Verpflichtungen. Jede Abrechnungsperiode (Kalenderjahr) beginnt neu. Die Zahlung erfolgt nur bei tatsächlicher Reduktion der jeweiligen Jahresbezugsleistung.

Transformatoren und Kuppelstellen als kritischer Engpass

Transformatoren und Kuppelstellen zwischen Netzebenen werden zunehmend zum limitierenden Faktor. Lieferzeiten und Kosten steigen und die Belastung in Winterspitzen nimmt zu. Das NEE setzt genau in diesen Situationen an, indem es eine betriebliche Entlastung in Spitzenstunden anreizt und kurzfristig ohne Bau- und Wartezeiten sowie Implementierungsaufwand/-zeit wirksam werden kann.

Zunehmender Leistungsbedarf bei begrenzter Ausbaugeschwindigkeit

Elektrifizierung von Wärme, Mobilität und weiteren Prozessen erhöht die Spitzenlasten lokal und bundesweit. Der Netzausbau kann dem nicht folgen. Instrumente, die Spitzen dämpfen und vorhandene Infrastruktur besser auslasten, sind daher eine effiziente und notwendige Ergänzung zum Netzausbau.

Einheitspreiszone und fehlende netzbezogene Preissignale

Das Energiemarktdesign (eine Preiszone) bietet keine ausreichenden Signale um system-/netzdienliche Fahrweisen zu erreichen. Das NEE ergänzt den Markt um ein einfaches leistungsbasiertes Signal, das gezielt in Engpassstunden wirkt, ohne den Marktmechanismus insgesamt zu ersetzen.

Unterschiedliche Netztypen lastdominiert und einspeisedominiert

Das Modell differenziert systemimmanent. In einspeisedominierten Netzen treten Zahlungen mangels Bezugsreduktion typischerweise nicht oder nur gering auf. In lastdominierten Netzen entstehen Zahlungen nur bei realer Entlastung. Dadurch wird das System robust gegen Fehlsteuerungen und bleibt zugleich einfach.

Praktikabilität und schnelle Einführung

Daten und Prozesse können weitgehend auf dem bestehenden Abwicklungsrahmen aufgesetzt werden. Es sind lediglich geringfügige Änderungen in den Prozessen der Anschlussnetzbetreiber

erforderlich. Dies reduziert die administrative Belastung und erhöht die Umsetzungswahrscheinlichkeit sowie den zu erwartenden Erfolg massiv.

Zur Begrenzung des administrativen Aufwands ist ergänzend eine Mindestanlagengröße in MWel oder eine Mindest-Anschlussspannungsebene zu empfehlen. Da der überwiegende Teil der Netzentlastungswirkung von mittelgroßen und großen Anlagen ausgeht und kleine Anlagen (< 1MWel) weniger häufig regelmäßigen Einsatzoptimierungen unterliegen, bleibt die Wirksamkeit des Instruments hiervon unberührt.