

AgNes-Zwischenbericht: Wo stehen wir bei der Reform der Netzentgelte?

Steffen Boche und Wolfgang Elsenbast

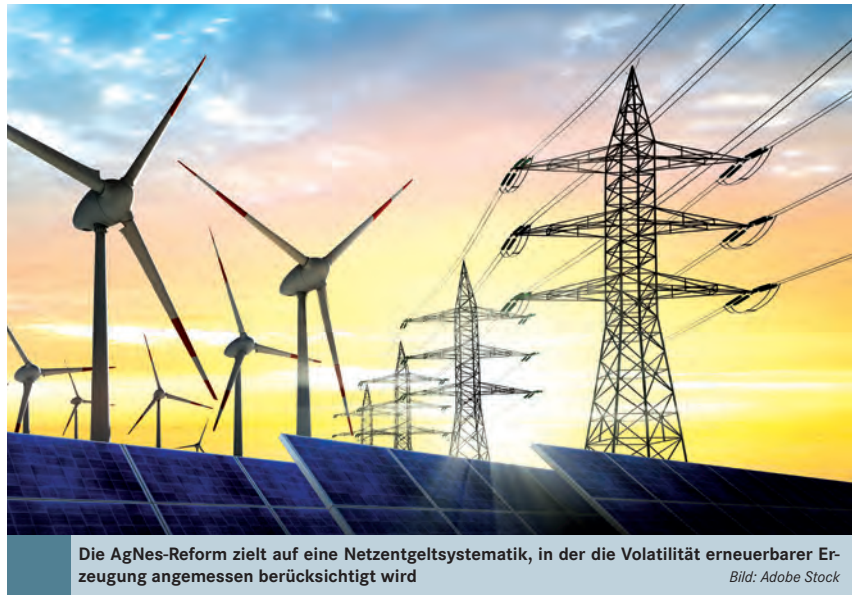
Mit der Reform der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) zeichnet sich ein Paradigmenwechsel ab. Ziel der Bundesnetzagentur (BNetzA) ist es, dass Netzentgelte über die Finanzierung der Netzinfrastukturs hinaus auch netzdienliches Nutzungsverhalten anreizen sollen. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat am 27. Mai 2026 ein Hintergrundpapier mit Zwischenergebnissen zum Reformvorhaben vorgestellt. In diesem Beitrag werden die Vorschläge dargestellt und im Lichte der im AgNes-Prozess dazu veröffentlichten Stellungnahmen analysiert. Zur Bewertung der diskutierten Modelle wird ein Vergleich zum Stand in der Schweiz und den dortigen Entwicklungen gezogen.

Das Anliegen von AgNes

Die Stromnetzentgeltverordnung (Strom-NEV), die bislang die Bildung von Netzentgelten regelt, tritt mit Ablauf des 31.12.2028 außer Kraft. Zur Vermeidung erheblicher Rechtsunsicherheiten muss die BNetzA daher den bisherigen Regelungsstand der §§ 12 ff. StromNEV durch eine oder mehrere Festlegung(en) ersetzen. Dies erfolgt im AgNes-Prozess, dessen erste Ergebnisse mit dem Zwischenbericht [1] nun vorliegen. Unabhängig von der rechtlichen gibt es auch eine zwingende sachliche Notwendigkeit, denn die aktuelle Netzentgeltsystematik ist nicht mehr zeitgemäß. Sie stammt aus einer Zeit, in der Netzengpässe kein relevantes Thema waren. Die Reform der Netzentgelte ist umso zwingender, da ein erheblicher Teil des Ausbaus der erneuerbaren Energien noch kommt und der Netzausbau immer noch deutlich verzögert ist.

Die volkswirtschaftlichen Dimensionen des Netzausbaus sind erheblich. So schätzen die Übertragungsnetzbetreiber den Investitionsbedarf bis 2045 auf 365–392 Mrd. €. Davon entfallen 149–167 Mrd. € auf Offshore-Netzanbindungen. Die großen Verteilnetzbetreiber schätzen die Investitionen für den Netzausbau bis 2045 auf ca. 207 Mrd. € (ohne 1:1-Ersatz). Auch die Kosten des Netzengpassmanagements steigen, sie belaufen sich aktuell auf ca. 3 Mrd. €. Das jetzige System setzt keine Verhaltensanreize für eine netzdienliche Netznutzung, um einen ineffizient hohen Netzausbau zu vermeiden.

Herausforderungen durch die Energiewende, die auch seitens der BNetzA im AgNes-Prozess Berücksichtigung finden,



Die AgNes-Reform zielt auf eine Netzentgeltsystematik, in der die Volatilität erneuerbarer Erzeugung angemessen berücksichtigt wird

Bild: Adobe Stock

sind der Ausbau von PV- und Windkraftanlagen, erhöhte Anschlussbegehren durch Speicher und Rechenzentren sowie die Transformation in der Wärmeerzeugung und Mobilität, wodurch Netzengpässe zunehmen und Netzausbau bedarfe einhergehen. Dabei steigert der verzögerte Netzausbau die Engpassmanagementkosten. Die Volatilität des Systems nimmt durch die erneuerbare Stromerzeugung deutlich zu, sodass der Flexibilitätsbedarf zunimmt. Eine wesentliche Anforderung an die Netzentgeltsystematik ist es, dass Kosten verursachergerecht getragen und fair verteilt werden.

Die bestehende Netzentgeltsystematik wurde für ein Energiesystem entwickelt, das von zentralen Großkraftwerken, weitgehend passiven Verbrauchern und geringen Anforderungen an die Flexibilität geprägt war. Mit dem Fortschreiten der Energiewende stellt sich zunehmend

die Frage, ob die bisherige Ausgestaltung den zukünftigen Anforderungen an Finanzierung und Systemsteuerung noch gerecht wird. AgNes adressiert deshalb zwei Zielgrößen gleichzeitig: die Finanzierung eines stark wachsenden Netzes und die Beanreizung netzdienlichen Verhaltens. Beide Ziele sollten möglichst effizient erfüllt werden. Wichtig bei der Bewertung der Ausgestaltung der Maßnahmen ist eine Unterscheidung nach Finanzierungs- und Anreizfunktion:

- Über Entgeltkomponenten mit Finanzierungsfunktion soll der Finanzierungsbedarf der Netzbetreiber nahezu vollständig gedeckt werden.
- Über Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion sollen Investitions- und Einsatzentscheidungen und auch der Verbrauch von Netznutzern so beeinflusst werden, dass deren Wirkungen auf die Netzkosten stärker internalisiert werden.

Dabei ist zu beachten, dass Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion auch Verhaltensanreize setzen und Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion einen gewissen Finanzierungsbeitrag erzielen.

Bei der bisherigen Netzentgeltsystematik stand die Finanzierungsfunktion im Vordergrund. AgNes kann daher als Ansatz verstanden werden, neben der Finanzierungsfunktion eine möglichst wirksame Anreizfunktion zu implementieren. Vor diesem Hintergrund untersucht der Beitrag, inwieweit die im Zwischenbericht von AgNes vorgeschlagenen Reformelemente dieser Funktion gerecht werden.

Modell für Großverbraucher

Vorgesehen ist ein neues Modell für Großverbraucher. Für Verbraucher mit einem Netzanschluss oberhalb der Niederspannung bzw. einem Verbrauch größer als 100.000 kWh/a mit Netzanschluss in der Niederspannung soll gelten, dass die Netznutzer für eine ex-ante bestellte Kapazität ein Kapazitätsentgelt zahlen sollen. Darüber hinaus ist ein zweigeteilter Arbeitspreis vorgesehen. Für die innerhalb der Kapazitätsbestellung verbrauchten Mengen soll ein regulärer Arbeitspreis (AP1) gelten. Für oberhalb der Kapazitätsbestellung verbrauchte Mengen soll ein höherer Arbeitspreis (AP2) angesetzt werden. Es wird alternativ eine Konkretisierung vorgeschlagen, und zwar, dass der AP2 mindestens 200 % und maximal 350 % von AP1 beträgt und dass die Netzkosten zu 30 % bis 60 % aus dem regulären Arbeitspreis (AP1) abgedeckt werden. Die Kapazitätsbestellung durch den Verbraucher kann jährlich nach Veröffentlichung der Preisblätter durch die Netzbetreiber erfolgen. Wenn keine Kapazitätsbestellung eines Verbrauchers vorliegt, leitet der Netzbetreiber die Kapazität aus den dem Netzbetreiber vorliegenden Lastgängen des Netznutzers ab. Wann und ob ein zusätzlicher dynamischer Arbeitspreis (AP3) für Großverbraucher eingeführt wird, ist derzeit noch offen.

Während der derzeit etablierte Leistungspreis die höchste individuelle Leistungsanspruchnahme ex post bepreist, macht der Kapazitätspreis die Nutzung knapper Netzressourcen bereits ex ante sichtbar und reduziert Flexibilitätshemmnisse,

da für individuelle, seltene Lastspitzen nur der AP2 anfällt. Aus Sicht der Bundesnetzagentur verbessert das Kapazitätsbuchungssystem sowohl die Kostenreflexivität der Netzentgelte als auch die Planbarkeit für Netzbetreiber und Netznutzer.

Dieses Modell steht in Konkurrenz zu einem Modell, das der BDEW zusammen mit dem EWI entwickelt hat [2]. Das BDEW-Modell besteht aus zwei statischen und einer dynamischen Komponente. Die statischen Komponenten sind eine garantierte Kapazität (GK) und ein Überschreitungspreis (ÜP). Eine Dynamisierung erfolgt über die optionale Kapazität (OK), die von flexiblen Verbrauchern gebucht und deren Verfügbarkeit vom Netzbetreiber temporär eingeschränkt werden kann. Bei Überschreiten der optionalen Kapazität greift ein teurer Überschreitungspreis. Es wird vorgeschlagen, dass die Dynamisierung graduell erfolgt, bspw. zunächst in statischen Zeitfenstern pro Jahr, und im Laufe der Zeit eine Anpassung vorgenommen wird. Das Modell soll perspektivisch und mit Übergangsphase unabhängig von der Spannungsebene für alle Netzkunden gelten, die mit einem intelligenten Messsystem (iMSys) ausgestattet sind. Für SLP-Kunden ohne iMSys soll weiterhin das geltende Grundpreis-Arbeitspreis-Modell angewendet werden.

Aus Sicht des BDEW leistet die Mindestkapazität einen gut prognostizierbaren Beitrag zur Netzkostendeckung. Für die Netznutzer stünde auch schon ein wesentlicher Teil der zu zahlenden Netzentgelte vorab fest, was die Planbarkeit erhöht. Die Kostenreflexivität sei laut BDEW höher, da die netzauslegungsrelevante zeitgleiche Jahreshöchstlast besser abgebildet wird als über Arbeitspreise. Ergänzend wird aber auch angemerkt, dass mögliche Verteilungswirkungen zu beachten sind. Laut EWI sind die Vorteile des Modells auch darin zu sehen, dass die optionale Kapazität lastgetriebene Engpässe im Verteilnetz über Mengensignale mit hoher Planungssicherheit adressiert [3].

Im Gegensatz zum BDEW-Modell haben Arbeitspreise im BNetzA-Modell noch eine wichtige Rolle. Diese sollen dazu führen, dass die Anreizwirkung des Entgeltes mit Finanzierungsfunktion möglichst gering ausfällt, d. h., dass marktliche Anreize

über Großhandelspreise und netzdienliche Signale über die Entgelte mit Anreizfunktion möglichst wenig verzerrt werden. Das BDEW-Modell denkt hingegen Anreiz- und Finanzierungsfunktion zusammen. Dadurch erhalten Netzsignale voraussichtlich ein stärkeres Gewicht. Eine verursachergerechte Kostenweitergabe gemäß den tatsächlichen Wirkungen auf die Netzkosten ist dadurch weniger gegeben, weil die gleichzeitige Netznutzung relevant ist. Diese ist nicht identisch mit der Summe der individuellen Jahreshöchstlasten (dabei ist der Gleichzeitigkeitsfaktor zu berücksichtigen).

Im Vergleich dazu sind in der Schweiz die Netzbetreiber auf den höheren Netzebenen in ihrer Preissetzung weitgehend frei. Dabei dominieren klar Leistungspreise, ergänzt durch Arbeits- und Grundpreise (letztere auf der Mittel- und Hochspannung). Es wird kein Kapazitätsmodell wie in AgNes diskutiert, die gemessene Leistungsspitze ist weiterhin der zentrale Kostentreiber.

Das Grundmodell in der Niederspannung

Das im AgNes-Prozess vorgesehene Grundmodell in der Niederspannung umfasst einen verpflichtenden Grundpreis zuzüglich eines Arbeitspreises. Es gilt für alle Verbraucher in der Niederspannung mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 kWh. Zudem soll ein höherer Grundpreis für Prosumer anfallen. Hier ist ein Aufschlag auf den Grundpreis in Höhe von 70–90 % des Grundpreises vorgesehen. Der Grundpreis soll 20–40 % der Netzkosten abdecken. Damit sollen die Finanzierungsbeiträge der Prosumer erhöht werden, da sich diese durch die Netzkostenweitergabe über Arbeitspreise ansonsten weniger an den Netzkosten beteiligen, ohne dass diese tatsächlich Netzkosten reduzieren würden.

Dieser Vorschlag wird heftig diskutiert. Eine Alternative bestünde darin, Kapazitätspreise oder gestaffelte Grundpreise für Prosumer anzuwenden. Seitens des BDEW wird das Modell abgelehnt, denn mit einer umfassenden Verwendung des BDEW-Vorschlags könnte man auf ein „Prosumerentgelt“ verzichten und netzdienliches Verhalten mit einem einzigen Entgeltsystem anreizen – statt getrennte

Entgeltsysteme mit Finanzierungs- und Anreizfunktion aufzusetzen. Es sei daher nicht nachvollziehbar, warum ein Kapazitätspreis nicht auch für Netznutzer mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100.000 kWh gewählt würde. Auch BSW und BVES sehen darin keine Vorteile gegenüber einem Kapazitätspreis [4].

Grundpreise haben vor allem eine Finanzierungs- und keine Anreizfunktion. Sie sind deshalb gut geeignet, damit Prosumer einen vergleichbaren Beitrag wie andere Netznutzer zur Netzkostenfinanzierung leisten. Grundpreise setzen jedoch keine netzdienlichen Anreize, was seitens der BNetzA aber auch nicht damit erreicht werden soll. Dafür sollen zukünftig dynamische Netzentgelte als Entgelt mit Anreizfunktion zum Einsatz kommen.

Die Verteilungswirkungen der Umsetzung des BDEW-Modells wären ergänzend näher zu untersuchen, wenn man dieses bevorzugt, da die gleichzeitige Anwendung auf der Niederspannungsebene eine größere Änderung darstellt. Die Einführung von Kapazitätspreisen für Prosumer und weitere Netznutzer in der Niederspannung ist vermutlich mit erheblichen Verteilungswirkungen verbunden. Tendenziell würden Haushalte mit einem gleichmäßigen Lastprofil und einer hohen Auslastung ihrer Anschlusskapazität profitieren, während Netznutzer mit hohen Leistungsanforderungen und vergleichsweise geringer Auslastung stärker belastet würden. Für Prosumer mit Batteriespeichern, Wärmepumpen oder steuerbaren Verbrauchseinrichtungen entstünden zugleich Anreize, ihre Flexibilität netzdienlich einzusetzen und dadurch ihre Kapazitätsinanspruchnahme zu reduzieren. Ihre konkrete Ausprägung hängt jedoch wesentlich von der Parametrierung der Kapazitätspreise ab und bedürfte daher einer vertieften Analyse. Zudem ist zu beachten, dass gerade bei den Niederspannungskunden individuelle Höchstlastzeitpunkte nicht mit der zeitgleichen Höchstlast zusammenfallen, was eher gegen das Modell spricht.

In der Schweiz wurde bei der letzten Reform der Netzentgelte für Haushalts- und Gewerbekunden in der Niederspannung neben einem weiterhin stark arbeitsbasierten Tarifierungsmodell aus ebendiesen

Gründen die Option dynamischer Netzentgelte eingeführt. Zugleich wurde ein vereinfachtes Modell eingeführt, dass die Netzbetreiber bis zu 50 % der Netzkosten über einen zeitdifferenzierten Leistungspreis decken können.

Kostenwälzung

Im AgNES-Prozess vorgesehen wird eine Entkopplung der Kostenwälzung zwischen Netzbetreibern und Netzebenen von der Ermittlung der Netzentgelte für Letztverbraucher. Die Verteilung des Wälzungsbetrages soll auf Basis des Schlüssels des „netzbezogenen Letztverbrauchs“ erfolgen. Er ist definiert als die Summe aller Letztverbraucherentnahmen aus der betreffenden und allen nachgelagerten Ebenen bis hin zur Niederspannungsebene. Dies umfasst sowohl Mengen im eigenen Netz als auch in Netzen von nachgelagerten Netzbetreibern. Damit soll die Deckung der vorgelagerten Kosten anhand der tatsächlichen Nutzung des Netzes erfolgen [5].

Der BDEW stimmt dem Vorschlag im Wesentlichen zu. Er merkt aber an, dass die Verwendung der kWh-basierten Kostenwälzung mit einem Bruch der avisierten Netzentgeltsystematik einhergeht und die Komplexität des gesamten Systems erhöht. Wichtig ist aber, dass die neue Netzentgeltsystematik in der Praxis für alle umsetzbar ist. Auch Stimmen aus der Stromwirtschaft bringen diesen praktischen Punkt an, d. h., dass klare Umsetzungsregeln notwendig sind.

Andere Stimmen sind kritischer. So merkt bspw. die Thüga an, dass neben den systematischen Fragen das vorgeschlagene Modell erhebliche praktische Herausforderungen aufwirft. Die Stromnetze sind in weiten Teilen durch vermaschte Strukturen geprägt, in denen Energieflüsse nicht eindeutig einzelnen Netzebenen oder Netzpfaden zugeordnet werden können. Eine verursachungsgerechte Zuordnung von Energiemengen im Sinne des vorgeschlagenen Modells sei vor diesem Hintergrund nur eingeschränkt möglich. EWE NETZ sieht derzeit keinen triftigen Grund, das System der Kostenwälzung übergangsweise mit Bezug zum Letztverbrauch zu ändern. Die aktuelle Vorgehensweise, die Kosten entsprechend den (netzebenenscharfen) Jahreshöchst-

lasten zu wälzen, sei ein etablierter und sachgerechter Prozess. Die Zuordnung der Kosten nach dem Letztverbrauch hätte gegenüber dem aktuellen Modell vergleichbare Vor- und Nachteile im Hinblick auf die verursachungsgerechte Zuordnung von Kosten.

Aus unserer Sicht wirkt der Vorschlag ebenfalls kontraintuitiv [6]. So ist die Jahreshöchstlast für die Netzkosten von Bedeutung und nicht der Letztverbrauch. Es wird mithin unterstellt, dass dieser recht umfassend mit der Last übereinstimmt. In der Schweiz wird zu 90 % nach der Leistung gewälzt und nur zu 10 % nach dem Verbrauch (dies aber netto).

Einspeiseentgelte mit Finanzierungsfunktion

Ab dem 1.1.2029 soll ein kapazitätsbasiertes Einspeiseentgelt mit Bezug auf die vertraglich festgelegte Netzanschlussleistung erhoben werden (sog. G-Komponente). Zahlungspflichtig sind Erzeugungsanlagen, deren installierte Bruttoleistung den Schwellenwert von 30 kW überschreitet.

Die Übertragungsnetzbetreiber sollen jährlich gemeinschaftlich einen bundeseinheitlichen Kapazitätspreis festlegen. Nach der vorgeschlagenen Formel soll er 4 bis 7 €/kW/Jahr betragen. Grundsätzlich soll es eine Ausnahme für Bestandsanlagen für 20 Jahre nach Inbetriebnahme geben. Prosumer und Steckersolargeäte sind nicht betroffen. Entscheidungen zu Baukostenzuschüssen (BKZ) sowie zur Implementierung von Flexible Connection Agreements (FCA) sollen im Jahre 2027 erfolgen.

Interessant ist, dass die BNetzA die G-Komponente als ein Entgelt mit Finanzierungsfunktion konzipiert. Dies widerspricht der ökonomischen Literatur, die fordert, dass diese so ausgestaltet sein sollte, dass netzdienliche Standorte geringere Beiträge zahlen. Dadurch erhielten Investoren Anreize, Anlagen dort zu errichten, wo das Netz weniger belastet wird und weniger Ausbaubedarf entsteht. Sinnvoll wird meist eine Lösung zusammen mit Baukostenzuschüssen (BKZ) erachtet: die BKZ für Netzausbaukosten.

Der Vorschlag der G-Komponente wird eher kritisch gesehen. So stellt Frontier in einem Gutachten für RWE fest [7], dass Einspeisenentgelte von den Stromerzeugern in den Geboten am Strommarkt berücksichtigt und somit an die Verbraucher weitergegeben werden. Dieser Punkt trifft aber nicht für die Ausgestaltung der G-Komponente als Kapazitätspreis zu. Zutreffend ist aber die Kritik, dass eine G-Komponente die Förderkosten bei den erneuerbaren Energien erhöhen kann, da auch hier die Zahlungen mit berücksichtigt werden. Dies kann zu geringeren Erzeugungskapazitäten führen.

Lion Hirth kritisiert [8], dass eine Lenkungswirkung zum Zeitpunkt der Investition voraussetzt, dass Investoren Entscheidungsspielraum haben. Bei Offshore-Wind wären aber die meisten Eckpunkte jedoch vom Staat vorgegeben: Standorte und die Netzanschlusskapazität folgen unmittelbar aus der staatlichen Flächenplanung – ein Entgelt kann die Standortwahl also gar nicht steuern. Da Offshore-Wind über Contracts for Differences (CfD) gefördert wird, würden die Mehrkosten am Ende vor allem im Bundeshaushalt landen. Ein Erzeugernetzentgelt wirke also wie eine – wegen der zusätzlichen Unsicherheit teurere – Netzfinanzierung aus dem Haushalt über den Umweg der Offshore-Windkraft. Mehr Lenkungswirkung gäbe es indes bei Onshore-Wind, da könnte eine G-Komponente netzsparende Anreize setzen. Allerdings sehe der jetzige Vorschlag eine bundeseinheitliche G-Komponente vor, wo gerade diese Anreizfunktion entfällt.

Der BDEW sieht die grundsätzlichen Vorteile einer G-Komponente, da der Netzausbau in einspeisedominierten Netzen vor allem durch den energiepolitisch bedingten kontinuierlichen Zubau erneuerbarer Energien getrieben ist. Allerdings würden die Ziele der Anreizfunktion mit der Einführung von Einspeiseentgelten nicht erreicht. Deren Einführung erhöhe die Komplexität und den bürokratischen Aufwand. Der BNE sieht eher Vorteile in einem alternativen Ansatz, die BKZ in jährliche Raten aufzuteilen, um feste und im Rahmen der Finanzierungsstrukturierung verlässlich planbare Kapazitätsentgelte zu gewährleisten. Auch der BSW bevorzugt einen gut designten Baukostenzuschuss. Auch bei

den Unternehmen der Stromwirtschaft findet die G-Komponente recht begrenzt Anklang. Es sollte eher innerhalb eines Netzgebiets möglich sein, den BKZ räumlich zu differenzieren, insbesondere in der Hochspannung. Der BKZ setzt einmalige, investitionsbezogene Standortsignale und Anreize zur optimalen Netzanschlussdimensionierung. Die Höhe des BKZ könnte aufgrund der Entwicklungen der Netzeingänge für Neuinvestitionsentscheidungen in späteren Jahren angepasst werden. Öfter kommt der Vorbehalt, dass Einspeiseentgelte schwerer kalkulierbar wären.

Internationale Erfahrungen

In der EU gibt es diverse Länder mit Einspeiseentgelten, wobei es einen gewissen Trend zu deren Einführung gibt (siehe Tab. 1).

Fasst man die Diskussion zusammen, so ist vor allem die bundeseinheitliche Ausgestaltung der G-Komponente zu kritisieren. Die BNetzA verlagert die Anreizfunktion, welche normalerweise mit der Einführung einer G-Komponente verbunden wird, auf die BKZ und dynamische Netzentgelte. Eine G-Komponente sollte, wenn sie eingeführt wird, möglichst regio-

nal und nach Technologien differenzieren, wie bspw. im UK, Dänemark und in Norwegen. So könnte sie ihre Steuerungswirkung entfalten. In der jetzigen Ausgestaltung wirkt sie wie eine komplexe Finanzierungskomponente. Sinnvoll ist der Bestandsschutz.

In der Schweiz wurde die Einführung einer G-Komponente bei der letzten Reform des Stromversorgungsgesetzes verworfen, um die Konkurrenzfähigkeit der Wasserkraft zu sichern. Deren Einführung wird aber erneut diskutiert werden, da Großverbraucher darin einen Vorteil sehen.

Speichernetzentgelt mit Finanzierungsfunktion

Bei der Speicherregulierung wird vorgesehen, dass netzgekoppelte Stromspeicher sich durch ein moderates bundeseinheitliches Kapazitätsentgelt an der Netzfinanzierung beteiligen. Das Kapazitätsentgelt orientiert sich an der vertraglichen Netzanschlusskapazität des Stromspeichers. Arbeitsbezogene Entgelte werden nicht erhoben. Alternativ könnten anlagengekoppelte Stromspeicheranlagen netzentgeltseitig mit der Letztverbrauchs- oder Erzeugungsanlage, an die sie gekoppelt

Land	G-Komponente	BKZ
DE	nein, aber kommend	ja
CH	nein	Netzkostenbeitrag, was ähnlich ist
BE	ja, alle Ebenen, regional differenziert	Ja
DK	ja, alle Ebenen, geographisch differenziert im Verteilnetz	Regional differenzierter Beitrag zu Netzverstärkungen
F	ja, Übertragungsnetz	projektbezogene Beteiligung an Netzausbauten („quote-part“)
UK	ja, Übertragungs- und Verteilnetz, unterschieden nach Technologie und im Übertragungsnetz regional differenziert	ja
LUX	nein	ja
NL	nein, aber in Planung	nicht systematisch, kein klassischer BKZ
NOR	alle Anlagen über 100 kW, einheitlich pro eingespeister kWh (Übertragungs- und Verteilnetz) sowie über Wirkverluste (zeitlich und regional differenziert)	Infrastrukturbeitrag
AT	nein	BKZ, Einspeiser sollen zudem ab dem 1. Januar 2027 einen jährlichen Versorgungsinfrastrukturbeitrag entrichten

Tab. 1 Vergleich der Beteiligung der Erzeuger an den Netzkosten

Quelle: BET [9] und eigene Recherche

sind, zusammen behandelt werden. Speicherentgelte für Speicher in Prosumer-Anlagen (< 30 KW) werden nicht erhoben. Der Vorschlag „Speicher über ein Kapazitätsentgelt“ erfährt vielfach Zustimmung. Der BDEW schlägt vor, ein Kapazitätsentgelt in Abhängigkeit von der Anschlussleistung und des Wirkungsgradverlustes des Stromspeichers zu erheben, sodass der Speicher einen Kapazitätspreis nur im Verhältnis seiner Wirkungsgradverluste bezahlt. Dies erlaubt einen kostenreflexiven und planbaren Finanzierungsbeitrag von Stromspeichern an den Netzkosten und setzt systemdienliche Anreize. Zusätzlich sollten Kapazitätspreis-Rabatte im Verhältnis zu betrieblichen Einschränkungen aus dem Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung (FCA) gewährt werden. Diese wären für Neuanlagen zwischen Netz- und Anlagenbetreiber zu vereinbaren.

Wichtig sei, so bspw. der VKU, dass bei Speichern ihr Netzentgelt bei netzdienlicher Betriebsweise aufgrund ihrer spezifischen Eigenschaften deutlich reduziert wird. So fordert weitergehend der BSW, dass, sofern Speicher prinzipiell netzdienlich agieren, sie vollständig von den Netzentgelten befreit werden sollten. Die SWM sprechen sich dafür aus, dass Speicher einen geringeren Finanzierungsbeitrag leisten sollten als konventionelle Netznutzer. Sie bevorzugen einen reduzierten Kapazitätspreis bezogen auf die vertraglich festgelegte Anschlusskapazität für Speicher – wie auch für Elektrolyseure. Darüber hinaus sollten Speicher über Baukostenzuschüsse und dynamische Netzentgelte an den Netzkosten möglichst verursachergerecht beteiligt werden.

Das Vorgehen der BNetzA ist insgesamt vorteilhaft zu bewerten. Wichtig ist, dass eine netzdienliche Fahrweise der Speicher belohnt wird. Dies ist durch die Einführung dynamischer Netzentgelte für Speicher gewährleistet. Werden diese eingeführt – ohne einen Rebound-Peak zu erzeugen –, so könnte man auch auf einen Kapazitätspreis verzichten. Dies wäre somit noch näher zu untersuchen [10]. Hinzu kommen dann noch FCAs.

Die Diskussion um Speicherentgelte verdeutlicht zugleich die grundsätzliche Herausforderung einer Netzentgeltsys-

tematik, die sowohl Finanzierungs- als auch Anreizfunktionen erfüllen soll. Aus Sicht der Finanzierungsfunktion ist eine Beteiligung von Speichern an den Netzkosten erwägenswert, um die Netzkosten auf eine möglichst große Nutzerzahl zu verteilen und dadurch für individuelle Nutzer zu begrenzen. Aus Sicht der Anreizfunktion sollten Speicher hingegen nur diejenigen Kosten tragen, die sie verursachen. Speicher können Lastspitzen reduzieren, erneuerbare Erzeugung zeitlich verschieben und damit sowohl den Netzausbaubedarf als auch Redispatchkosten verringern. Ihre tatsächliche Wirkung auf das Netz hängt jedoch maßgeblich vom konkreten Betriebsverhalten ab. Während ein netzdienlich eingesetzter Speicher zur Entlastung des Systems beitragen kann, kann ein marktpreisgetriebener Betrieb lokale Netzengpässe unter Umständen sogar verstärken. Vor diesem Hintergrund erscheint die Herausforderung neben der grundsätzlichen Frage einer Kostenbeteiligung von Speichern darin zu liegen, die Entgeltstrukturen so auszugestalten, die netzdienliche Betriebsweisen fördern und netzbelastende Verhaltensweisen angemessen bepreisen. Dies ist über dynamische Netzentgelte möglich.

In der Schweiz wurde im Rahmen der vorbereitenden Arbeiten bei der letzten Revision des Stromversorgungsgesetzes auch ein Kapazitätsentgelt für Speicher in Gutachten für das Bundesamt für Energie vorgeschlagen [11]. Schlussendlich wurde es aber verworfen und eine Netzentgeltbefreiung für Batteriespeicher und Umwandlungsanlagen eingeführt, um diese mit den Pumpspeicherkraftwerken gleichzustellen. Dabei werden reine Speicher (ohne Endkunden) von den Netzentgelten befreit. Speicher mit Endverbrauchern werden nur von den Arbeitsentgelten befreit, sodass bestehende Grund- oder Leistungspreise erhalten bleiben und zur Netzkostenfinanzierung beitragen. Speicher können zudem für netzdienliches Verhalten von den Verteilnetzbetreibern vergütet werden, auch können sie dynamisch bepreist werden.

Dynamische Netzentgelte

Bei den dynamischen Netzentgelten soll es ab 2027 ein Opt-in für Verbraucher

auf der Niederspannung geben. Ab 2028 wird es eine Folgefestlegung für dynamische Netzentgelte bei Speichern geben, sodass ab spätestens 2030 deren Bepreisung erfolgen kann. Zwischen 2030 und 2032 sollen dynamische Netzentgelte bei Erzeugern eingeführt werden.

Das Zielmodell umfasst einen zeitlich (15 Minuten) und örtlich variablen Arbeitspreis, ein unterschiedliches Preissignal vor und hinter einem Engpass und eine „vorzeichengerechte“ Ausgestaltung des Preissignals. Es soll zu einer Veröffentlichung des Preissignals auf einer Plattform vor dem Day-Ahead kommen. Die Höhe des Preissignals soll sich an den Engpassmanagement-Kosten und der Wirksamkeit der Anreizsetzung orientieren.

Die Stellungnahmen zu den dynamischen Netzentgelten sind durchmischt. Teils werden sie klar befürwortet, bspw. in der Stellungnahme der Monopolkommission. Die SWM merken bei ihrer eher positiven Einschätzung an, dass dynamische Netzentgeltkomponenten auch das Ziel verfolgen sollten, lastbedingte Netzengpässe zu adressieren, bspw. im Folge einer Sektorkoppelung. Zudem könnte die dynamische Netzentgeltkomponente zumindest langfristig auch die Netzverlustkosten widerspiegeln. Sie erwähnen zudem, dass ein schrittweiser Ansatz verfolgt werden sollte und ausreichende Zeiträume erforderlich sind, um die neuen Preiskomponenten praktikabel umzusetzen. Die Thüga merkt an, dass vor Einführung dynamischer Netzentgelte eine Kosten-Nutzen-Analyse zu erfolgen habe. Teils wird angeführt, dass ihre Einführung sehr komplex sei, bspw. seitens der E.ON-VNB. Angemerkt wird auch, dass die Einführung der dynamischen Netzentgelte erlösneutral zu erfolgen habe und zusammen mit der Ausgestaltung von FCA und dem Gesamtsystem zu betrachten ist.

Deutlich kritischer ist hingegen die Stellungnahme der vier ÜNB. Sie würden bei Einführung dynamischer Netzentgelte auf der Übertragungsnetzebene zum Echtzeitpreisgestalter, was eine neue Rolle wäre. Zudem gäbe es eine Gefahr einer doppelten Steuerung mit dem Redispatch, der nicht ersetzt und komplizierter wird. Die Systemeffizienz bliebe unklar.

Dynamische Netzentgelte in der Schweiz

In der Schweiz wurden dynamische Netzentgelte zum 1.1.2026 auf der Niederspannungsebene eingeführt. Sie können als Grundmodell für Haushalte und Gewerbekunden in der Grundversorgung zum Einsatz kommen, wenn weiterhin eine nicht-dynamische Alternative besteht. Bislang werden sie alleine als Wahlmodelle (Opt-in) eingeführt. Aus den uns bekannten Erfahrungen der Verteilnetzbetreiber erscheinen die Umsetzungskosten vertretbar, v. a. auch insoweit kein Einführungszwang besteht. Zudem wurde, wie schon oben erwähnt, die Möglichkeit geschaffen, über zeitvariable Leistungspreise auch ein vereinfachtes, dynamischeres Tarifierungsmodell zu benutzen. Als Zielmodell wird in der Schweiz eine 15-minütige Tarifierung gesehen, aber auch andere Modelle sind zulässig. Die dynamischen Netztarife sollen aus den heutigen geltenden HT-NT-Tarifen abgeleitet werden, sodass es keine Belastung der anderen Kundengruppen geben kann. Es gibt derzeit keine Diskussion darüber, dynamische Netzentgelte auf den Netzebenen 1 bis 3 einzuführen. Tab. 2 gibt eine Übersicht zur Verbreitung der dynamischen Netzentgelte in der Schweiz.

Herauszuheben ist neben den Pionieren der dynamischen Netzentgelte Groupe E und AET, dass die EKZ Anreize für ein netz- und marktdienliches Verhalten setzen will, indem sie einen dynamischen Stromtarif mit einer dynamischen Netznutzungskomponente und einer dynamischen Energiekomponente anbietet. Die Energiekomponente soll die Netznutzungskomponente nicht dominieren. Es gibt garantierte Ober- und Untergrenzen für die Endkunden. Die Kommunikation der Tarife erfolgt bis 18:00 Uhr am Vortag. Der Tarif soll sich durch die erwarteten Einsparungen selbst finanzieren. Bislang werden keine negativen Netznutzungspreise verwendet.

Zudem breiten sich in der Schweiz Modelle der Flexibilitätssteuerung aus, die in Ergänzung zu den dynamischen Netztarifen zu sehen sind und den Netzbetreibern die Möglichkeit geben, umfassender Flexibilität gegen Vergütung zu nutzen. Bspw. wird vereinbart, die obersten 40 % der Leistung nicht

Netzbetreiber	zeitliche Differenzierung	In Verbindung mit dynamischen Strompreisen
Groupe E	alle 15 Minuten	nein
AET	differenzierter HT-NT-Tarif	nein
EKZ	alle 15 Minuten	ja
CKW	stündlich	nein
Primeo	stündlich	nein
Gruyere Energie	differenzierter HT-NT-Tarif	nein
Tab. 2 Verbreitung dynamischer Netzentgelte in der Schweiz (Stand Anfang Juni 2026)		

einzuspeisen. Dafür wird eine erhöhte Einspeisevergütung gegeben.

Bei der Ausgestaltung von dynamischen Netzentgelten ist zu beachten, dass diese Rebound-Peaks verursachen können. Deshalb ist eine Kombination mit Leistungs- oder Kapazitätspreisen zu erwägen, um

die Spitzenlast bestmöglich zu adressieren. Dynamische Netzpreise plus dynamische Strompreise, kombiniert mit einem Leistungs- oder Kapazitätspreis, könnten laut einer Studie rund 10 % der Systemkosten einsparen (dabei wurde unterstellt, dass die dynamischen Netzentgelte 40 % der Netzkosten abdecken) [12].

Maßnahme	Fokus der Steuerung	Bewertung
Netztarife für Großverbraucher	Finanzierungsfunktion	Das BNetzA-Modell mit ergänzenden dynamischen Netzentgelten kann die Netzbelastung besser erfassen als das BDEW-Modell.
Netztarife auf der NS-Ebene	Finanzierungsfunktion	Es wurde kein Kapazitätspreis eingeführt, dessen Aufgabe könnten dynamische Netzentgelte besser übernehmen.
Kostenwälzung	Finanzierungsfunktion	Das Modell wirkt eher kontraintuitiv, da es nicht die Höchstlasten, sondern den Letztverbrauch als maßgebliche Wälzungsgröße verwendet.
Speicherentgelte	Finanzierungsfunktion	Kapazitätsentgelte für Speicher sind vorteilhaft, aber nicht zwingend erforderlich, wenn dynamische Netzentgelte, die Rebound-Peaks vermeiden können, eingeführt werden könnten. Über dynamische Netzentgelte und FCAs wird zugleich die Netzdienlichkeit der Speicher entlohnt.
G-Komponente	Finanzierungsfunktion	Die Einführung erscheint bei regionalen BKZ nicht zwingend erforderlich, da die BNetzA im Gegensatz zur internationalen Praxis der G-Komponente eine reine Finanzierungsfunktion zukommen lässt.
Dynamische Netztarife	Anreizfunktion	Die Einführung auf der Niederspannungsebene und für Speicher ist vorteilhaft. Dabei ist es wichtig, auf die Vermeidung von Rebound-Peaks zu achten. Die Vorteilhaftigkeit dynamischer Netzentgelte auf der Übertragungsnetzebene bedarf weiterer Untersuchungen.
Tab. 3 Zusammenfassende Bewertung		

Aus unserer Sicht überwiegen auf der Niederspannungsebene die Vorteile der dynamischen Netzentgelte, da sie Möglichkeiten zur effektiven Laststeuerung schaffen. Auch zur Steuerung der Speicher sind sie ein probates Instrument. Wichtig ist, wenn Knappheitspreise zur Reduzierung von Engpässen eingesetzt werden, dass diese mit ausreichender Präzision prognostiziert werden. Sie können gut zusammen mit einer dynamischen Energiekomponente verbunden werden. Um Rebound-Peaks zu vermeiden, ist zu erwägen, diese zusammen mit einem Leistungs-/Kapazitätspreis einzusetzen. Inwieweit eine weitere Ausdehnung auf höheren Netzebenen vorteilhaft ist, wäre noch vertieft zu untersuchen [13].

Abschließende Bemerkungen

Tab. 3 fasst die wesentlichen Ergebnisse dieses Beitrags zusammen. Dabei wird neben einer Kurzbewertung dargestellt, ob die jetzigen Vorschläge eher eine Finanzierungs- oder Anreizfunktion ausüben.

Die Analyse der bisherigen AgNes-Vorschläge zeigt, dass die Reform über eine Anpassung einzelner Netzentgeltbestandteile hinausgeht. Es zeichnet sich vielmehr ein Paradigmenwechsel ab: Netzentgelte sollen künftig nicht mehr ausschließlich der Finanzierung der Netzinfrastruktur dienen, sondern zunehmend auch netzdienliche Investitions- und Betriebsentscheidungen unterstützen. Vorteilhaft sind die Verbesserungen bei den Netztarifen für die Großverbraucher, die Einführung eines Kapazitätspreises bei den Speichern und die sukzessive Einführung der dynamischen Netztarife, bei denen noch Analysebedarf besteht. Letztere ermöglichen netzdienliche Anreize. Hinzu kommen regional differenzierte Baukostenzuschüsse und Regeln für FCAs, die ab 2027 präsentiert werden sollen.

Anmerkungen

[1] BNetzA: Hintergrundpapier: BNetzA präsentiert erstmals ein Gesamtkonzept für zukünftige Netzentgelte Strom ab 2029, 27. Mai 2026, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/20260527_AgnesPapier.pdf

- [2] EWI: Netzentgeltkriterien im Kontext der Anpassungen der Allgemeinen Netzentgelt-systematik StromEWI. Ein Vergleich der Netzentgeltmodelle der BNetzA und des BDEW im Hinblick auf Verbraucher. Gutachten im Auftrag des BDEW, 26. Mai 2026, abrufbar unter: <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/netzentgelt-kriterien-im-kontext-der-anpassungen-der-allgemeinen-netzentgeltsystematik-strom/>
- [3] EWI (siehe Fn. [2]), S. 29.
- [4] Eine grobe Berechnung von Felix Dembski (Sonnen GmbH) beziffert den Prosumer-Aufschlag auf bis zu 155 € p. a. inkl. MwSt. Dieser Aufschlag würde dann für eine 3 kWp PV-Anlage genauso wie für eine 300 kWp PV-Anlage gelten. Das sei nicht wirklich kostenreflexiv, siehe: https://www.linkedin.com/posts/felix-dembski-b33b83136_ersteinsch%C3%A4tzung-der-vorschlag%C3%A4ge-der-bnetza-share-7465430559822012416-m4Fm
- [5] Letztverbrauch aus Eigenerzeugung wird i. d. R. nicht separat gemessen und kann daher nicht berücksichtigt werden.
- [6] Ebenso argumentiert Lion Hirt, siehe: https://www.linkedin.com/posts/lionhirt_bnetza-agnes-activity-7465619854688145408-qqLM
- [7] Frontier Economics: Folgen der Einführung von Einspeiseentgelten im deutschen Strommarkt. Kurzstudie im Auftrag der RWE AG; 28. Februar 2026, S. 12 ff., abrufbar unter: https://www.frontier-economics.com/media/5scngvdd/note-frontier-paper_einspeiseentgelte-20260226-final-stc.pdf
- [8] Lion Hirt, siehe: https://www.linkedin.com/posts/lionhirt_neon-erzeugernetzentgelte-offshore-ugcPost-7467899236496527360-2zDY
- [9] BET und Aecoute®: Vergleich der Netzentgelte und Netzentgeltsystematiken in Europa für Strom, 08.12.2025, abrufbar unter: https://www.bet-consulting.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien_und_Gutachten/Gutachten_Vergleich_der_Netzentgelte_und_Netzentgeltsystematiken_in_Europa_für_Strom.pdf
- [10] Damit hätten dynamische Netzentgelte neben der Anreiz- auch eine Finanzierungsfunktion.
- [11] P. Abrari et al.: Neue Speicherregulierung bis 2050 im Strom-, Gas- und Wärmebereich. Abschlussbericht im Auftrag des Bundesamts für Energie. Dez. 2021, abrufbar unter: https://www.researchgate.net/publication/359618024_Neue_Speicherregulierung_bis_2050_im_Strom-_Gas-_und_Wärmebereich
- [12] C. Winzer & A. Darudi: Simulationen und Szenarien im Umgang mit Rebound-Peaks, Vortrag auf der Fachtagung dynamische Netzentgelte, Winterthur, Juni 2026.

- [13] Zusätzlich soll bei Sonderentgelten für industrielle Großverbraucher in einer gesonderten Folgefestlegung im Jahr 2027 entschieden werden. Mit der AgNes-Rahmenfestlegung ergehen Übergangsregelungen im Hinblick auf bisher genutzte Regelungen zur Bandlast und zur Atypik: Die Bandlast wird für Bestandskunden generell bis zum 31.12.2031 verlängert. Die atypische Netznutzung erfährt keine generelle Verlängerung; vorgesehen ist aber ein übergangsweiser Erhalt der Rabattstruktur für wirkmächtige industrielle atypische Nutzer mit einer jährlichen Abnahme ab 10 GWh.

Dipl.-Ing. Oec. S. Boche, Senior Consultant, E-Bridge Consulting, Bonn, Dr. W. Elsenbast, Bundesamt für Energie BFE, Bern, Fachspezialist für Marktregulierung und Lehrbeauftragter an der Universität Basel

s.boche@e-bridge.com

wolfgang.elsenbast@bfe.admin.ch

Dieser Artikel stellt die persönliche Ansicht der Autoren dar und ist insbesondere nicht als eine fachliche Bewertung des Bundesamtes für Energie zu sehen. Wir danken Dr. Martin Zapf für seine konstruktiven Kommentare.