

Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V. | Frère-Roger-Str. 8-10 | 52062 Aachen

Aachen, den 18.09.2026

Stellungnahme des Solarenergie-Förderverein Deutschland zum

Entwurf des Verfahrens zur Festlegung der allgemeinen Netzentgeltsystematik für die Elektrizitätsversorgungsnetze (AgNes) vom 05.08.2026

Geschäftszeichen: GBK-25-01-1#3

Sehr geehrte Damen und Herren,

vielen Dank für die Gelegenheit, zum [Festlegungsentwurf der Netzentgeltreform \(AgNES\) vom 5. August 2026](#) Stellung nehmen zu können.

Die eingereichten Rückmeldungen übermitteln wir wie vorgegeben digital in der strukturierten Excel-Vorlage der Bundesnetzagentur. Das vorliegende Dokument dient der ergänzenden Erläuterung und besseren Lesbarkeit unserer Argumentation.

Der SFV stimmt der uneingeschränkten Veröffentlichung dieser Stellungnahme sowie der Excel-Datei zu. Eine geschwärzte Fassung ist nicht erforderlich. Das gewünschte Formblatt ist ebenfalls angehängt.

Vorab-Beurteilung des Prozesses:

Wir begrüßen ausdrücklich die Durchführung von Konsultationsworkshops und die transparente Einbindung der Fachöffentlichkeit durch die BNetzA. Auch das Ziel, Netzentgelte flexibler und verursachergerechter auszugestalten, unterstützen wir im Grundsatz.

Wir weisen jedoch nachdrücklich darauf hin, dass der vorliegende Entwurf an entscheidenden Stellen Fehlanreize setzt: Insbesondere der geplante starre Prosumer-Aufschlag sowie das Fehlen zeitdynamischer Netzentgelte für Kleinerzeuger entziehen klimafreundlichen Dezentralisierungskonzepten – etwa in Mehrparteienhäusern und bei PV- und Heimspeicher-Anlagen – die wirtschaftliche Grundlage und gefährden die Akzeptanz der Energiewende.

Einleitung

Bezugnehmend auf die Tenorziffern

8.2 Ermittlung der Finanzierungsentgelte für den Verbrauch

9.1 Finanzierungsentgelte für Erzeugungsanlagen

[In unserer Stellungnahme vom 27. Juni 2025](#) haben wir konkrete Vorschläge vorgelegt, um die Netzentgeltsystematik an den gesetzlichen Klimazielen auszurichten. Da der vorliegende Festlegungsentwurf diese Kernargumente, insbesondere in den Erläuterungen im Abschnitt „Gründe“ (Stellungnahme 4), unberücksichtigt lässt, bringen wir sie hiermit erneut ein.

- 1.** Eine zukunftsfähige Netzentgeltlogik darf nicht bei einer rein kurzfristigen Bilanzrechnung stehen bleiben. Wer die Finanzen des Netzausbaus von klimapolitischen Zielen trennt, ignoriert den gesamtwirtschaftlichen Nutzen der Dekarbonisierung und die Folgekosten eines verfehlten Klimaschutzes. Die Vermeidung externer Umweltkosten muss ein fester Bestandteil bei Entscheidungen zur Entgeltberechnung für den Netzausbau sein.
- 2.** Das aktuelle System kehrt den Verursachergedanken um: Anstatt dezentrale Erzeuger für ihren Beitrag zur lokalen Systemstabilität zu entlasten, belastet die rein kostenbasierte Logik genau jene Akteure, die die Energiewende vor Ort umsetzen. Es fehlen gezielte finanzielle Anreize für netzdienliches Verhalten, etwa für den abgestimmten Eigenverbrauch oder den Einsatz von Speichern. Starre Entgeltstrukturen wälzen die Kosten bei Prosumern bis 30 kW bzw. mit jährlichen Entnahmen

bis 100.000 kWh ungerechtfertigt ab, führen zur Ungleichbehandlung, bremsen Investitionen in regionale klimafreundliche Technologien und gefährden die Akzeptanz für dringend notwendige Transformationsprozesse.

Bezugnehmend auf die Tenorziffern

9.1 Finanzierungsentgelte für Erzeugungsanlagen

12.5 Entgelte mit Anreizfunktion

3. Das Verteilnetz darf kein passives Transportnetz bleiben. Millionen dezentraler Anlagen, Speicher, Wärmepumpen und Wallboxen dürfen nicht isoliert betrachtet werden. In einem zellularen Energiesystem stimmen lokale Zellen Erzeugung und Verbrauch eigenständig ab und entlasten so die übergeordneten Netzebenen. Eine modernisierte Netzentgeltsystematik sollte diesen zellularen Ansatz aufgreifen und finanziell belohnen, wer sein Systemverhalten flexibel an der Netzstabilität ausrichtet.

4. Unflexible, fossile Kohlekraftwerke müssen systemgerecht und proportional stärker an der Finanzierung der Netzinfrastruktur beteiligt werden. Ihre Erzeugungsprofile stehen im fundamentalen Widerspruch zu den Anforderungen eines zunehmend dezentralen und volatilen Energiesystems. Da die Trägheit fossiler Großkraftwerke zusätzliche Flexibilitätsanforderungen und Netzausbaubedarfe nach sich zieht, ist eine höhere Kostenheranziehung netzökonomisch und verursachergerecht begründet. Auch der unkonditionierte Betrieb fossiler Gaskraftwerke verliert im Zuge des voranschreitenden Ausbaus erneuerbarer Energien seine Systemkompatibilität. Zwar nehmen steuerbare Gaskraftwerke eine Übergangsfunktion zur Bereitstellung von gesicherter Leistung und Systemdienstleistungen ein, ihr fossiler Betrieb verursacht jedoch signifikante Treibhausgasemissionen und verdrängt flexiblere, CO₂-freie Alternativen. Eine adressierte Bepreisung der Netznutzung für fossilen Gasstrom stärkt das Verursacherprinzip und setzt erforderliche Investitionsanreize für die Umrüstung auf grünen Wasserstoff und andere Langzeitspeicher. Ergänzend ist auf die fiskalische Lenkungswirkung hinzuweisen: Die CO₂-Bepreisung fossiler Erzeugung speist den Klima- und Transformationsfonds (KTF) des Bundes. Diese Mittel bieten der Politik eine sachgerechte Handhabung, um Netzkosten gezielt durch Bundeszuschüsse zu dämpfen und die Transformation der Netzinfrastruktur ohne strukturelle Schieflagen zu finanzieren.

Bezugnehmend auf die Tenorziffern

12.1 Entgelte mit Anreizfunktion

14.1 Verprobung

5. Wir erkennen ausdrücklich an, dass der Umbau des Energiesystems und der Aufbau der dafür notwendigen Infrastruktur für eine dezentrale Energiewende einen enormen Finanzierungsbedarf nach sich ziehen. Dennoch regen wir an, die veranschlagten Gesamtkosten noch einmal grundlegend zu überprüfen. Dabei sollten alle Potenziale moderner Flexibilisierungen, vielfältiger Speicheroptionen sowie die neuen Verantwortlichkeiten und Handlungsoptionen der Akteure bei netzdienlichem Verhalten vollständig berücksichtigt werden, um Kostentreiber gezielt zu reduzieren. Nur so können die Kosten gerecht umgelegt und die dringend notwendige, umfassende Energiewende mit hoher gesellschaftlicher Akzeptanz realisiert und im Einklang mit den Klimazielen vollzogen werden.

Zu unseren Kritikpunkten im Einzelnen:

1. Keine starre Grundpreis-Regelung für Prosumer !

1.1. Wirtschaftlicher Betrieb gefährdet

Bezugnehmend auf die Tenorziffern

8.2 Ermittlung der Finanzierungsentgelte für den Verbrauch

13. Sonderformen der Netznutzung

Damit die Klimaziele erreicht werden können, muss der Regulierungs- und Netzentgeltrahmen den Ausbau der Erneuerbaren Energien aktiv unterstützen. Eine zentrale Erkenntnis aus 25 Jahren Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist eindeutig: Investitionen werden nur dann getätigt, wenn die wirtschaftliche Tragfähigkeit eines Projektes verlässlich gesichert ist.

Zunehmend komplexe Förderstrukturen, häufige Novellierungen mit immer neuen bürokratischen Hürden, Verschlechterungen bei den Vergütungsregeln sowie fehlende EU-beihilferechtliche Planungssicherheit haben der Energiewende in den letzten Jahren spürbar geschadet und wertvolle Zeit gekostet. Der entscheidende Schlüsselfaktor für die Transformation bleibt die wirtschaftliche Attraktivität. Nur sie schafft die nötige Dynamik für erforderliche Investitionen.

In diesem Zusammenhang widersprechen wir der Bundesnetzagentur in ihrer Analyse, dass - neben den vielen anderen gesetzlichen Verschlechterungen, denen Erneuerbare Energien ausgesetzt sind - die geplante Grundpreispauschale für Prosumer keine negativen Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Anlagen hat. Durch die pauschale Belastung verringert sich der finanzielle Vorteil der Selbstversorgung und schwächt den wirtschaftlichen Anreiz für Investitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen an und auf Gebäuden deutlich. Die Argumentation der BNetzA, dass selbst ein gering verbleibender Vorteil des Eigenverbrauchs die Erhebung eines Grundpreises rechtfertigt, zeigt die fehlende klimapolitische Sichtweise. Der Gebäudesektor nimmt eine Schlüsselrolle beim Erreichen der gesetzlichen Klimaziele ein. Werden die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für PV-Anlagen auf Wohn- und Gewerbegebäuden durch zusätzliche Entgeltkomponenten geschmälert, dämpft dies die Investitionsbereitschaft von Bürgern sowie Unternehmen deutlich.

Besonders die Energiewende im Geschosswohnungsbestand wird durch einen Grundpreisaufschlag wirtschaftlich geschwächt. Innovative Konzepte wie die Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung (GGV) sind darauf angewiesen, dass vor Ort erzeugter und genutzter Strom von Netzentgelten entlastet wird. Nur dieser Kostenvorteil schafft den nötigen Spielraum, um die hohen administrativen, technischen und rechtlichen Hürden in Mehrparteienhäusern zu kompensieren.

Doch nach den Vorgaben des aktuellen AgNES-Festlegungsentwurfs der Bundesnetzagentur droht die Umsetzung der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung (§ 42b EnWG) zu einem bloßen Alibi-Projekt zu verkommen. Anstatt den PV-Ausbau auf Mehrparteienhäusern zu stärken, führen die geplante Entgeltstruktur und administrative Hürden zu einer massiven wirtschaftlichen Schieflage. Der zentrale Knackpunkt ist die Systematik der Abrechnung: In der GGV soll jede teilnehmende Wohneinheit über ihre eigene aktive Marktlokations-ID einzeln als Prosumer eingestuft und mit einem separaten Grundpreisaufschlag belegt werden. Dieser fixe Aufschlag pro Haushalt zehrt die verbleibenden Erträge kleinerer Anlagen vollständig auf und entzieht dem Modell schlagartig seine finanzielle Grundlage. Damit wird die GGV gegenüber dem klassischen Mieterstrommodell oder dem Einzählermodell drastisch benachteiligt: Dort fällt der Prosumer-Aufschlag in der Regel nur einmalig am zentralen Summenzähler an und kann auf alle Einheiten verteilt werden. Solange dieser strukturelle Nachteil nicht ausgeräumt wird, bleibt die versprochene unbürokratische Teilhabe an der Energiewende für Bewohner von Mehrfamilienhäusern ein gesetzgeberisches Alibi. In ähnlicher Weise droht auch Energy Sharing durch diese nachteilige Systematik blockiert zu werden, sobald Prosumer EE-Strom an Dritte weitergeben. Dass hier neben dem Grundpreisaufschlag auch reguläre Netzentgelte für die Letztverbraucher eingepreist werden sollen, verschlechtert die Wirtschaftlichkeit des Instruments weiterhin.

Die hier kurz umrissenen Gründe bremsen den Solarausbau im urbanen Raum spürbar und verwehren breiten Bevölkerungsschichten den gleichberechtigten Zugang zu lokal erzeugtem EE-Strom. Dies gefährdet die Akzeptanz für dringend notwendige Umstrukturierungsprozesse. Aus diesen genannten Gründen steht die BNetzA-Entgeltlogik in direktem Widerspruch zu den Ausbauzielen des Gesetzgebers und dem Anspruch einer sozial gerechten Energiewende.

1.2. Ungleichbehandlung

Bezugnehmend auf die Tenorziffern

8.2 Ermittlung der Finanzierungsentgelte für den Verbrauch

9.1 Finanzierungsentgelte für Erzeugungsanlagen

Durch AgNES wird die Methodik zur Verteilung der Netzkosten zwischen den einzelnen Netzebenen neu geregelt. Die konkreten finanziellen Auswirkungen auf einzelne Netzgebiete lassen sich derzeit noch nicht verlässlich beziffern, da die Effekte je nach lokaler Netzstruktur und regionaler Erzeugungslandschaft unterschiedlich stark ausfallen werden.

Auch die heutige Ausgestaltung von Grundpreisen weist bereits heute gravierende strukturelle Unterschiede auf. Sie variieren regional extrem und weisen eine enorme Bandbreite auf: Während der bundesweite Durchschnitt bei etwa 73 € pro Jahr liegt, schwanken die tatsächlichen Kosten je nach Netzgebiet zwischen 12 € und bis zu 200 € pro Jahr. (siehe [Gutachten](#)). Würde man diese uneinheitliche Kostenverteilung für Prosumer bis 30 kWp wie geplant pauschal weiterverfolgen, käme es - unabhängig von den Grundpreis-Unterschieden bei Letztverbrauchenden - regional zu massiven Unterschieden bei den Grundpreisentgelten von Prosumern mit Anlagen bis 30 kWp.

Zusätzlich erzeugt der Festlegungsentwurf eine wirtschaftlich unhaltbare Ungleichbehandlung zwischen verschiedenen Anlagengrößen. Während Betreiber von PV-Großanlagen ($P > 30$ kWp) ein kapazitätsbasiertes Einspeiseentgelt als Betriebskosten einkalkulieren und über die Direktvermarktung an die Endverbraucher weiterreichen könnten, trifft die geplante Prosumerabgabe Betreiber von Kleinanlagen ($P \leq 30$ kWp) mit voller Härte. Wer Solarstrom primär für den Eigenbedarf erzeugt, besitzt keine Möglichkeit zur Kostenwälzung. Die Abgabe zehrt die Ersparnis der Selbstversorgung auf und gefährdet den wirtschaftlichen Betrieb von dezentralen PV-Investitionen im Wohn- und Gewerbesektor.

Darüber hinaus belastet die geplante Prosumerabgabe das gesetzlich angestrebte klima- und ressourcenschützende Systemverhalten. Sparsame Haushalte und Selbstversorger, die durch eigene Photovoltaikanlagen die Netze entlasten, dürfen nicht mit zusätzlichen Pauschalen belegt werden.

Dabei unterscheidet sich die Wirkung der Eigenstromerzeugung auf das Netz sachlich nicht von anderen Maßnahmen zur Verbrauchsreduktion. Ob ein Haushalt seinen Jahresnetzbezug (etwa von 5.300 kWh auf unter 3.000 kWh) durch hocheffiziente Haushaltsgeräte, die Umstellung des Heizsystems oder die Nutzung einer PV-Anlage senkt, ist für die Beteiligung an der Netzfinanzierung im Ergebnis identisch. In allen Fällen sinkt die entnommene Strommenge. Die Prosumer-Abgabe ist deshalb sachlich verfehlt: Es ist nicht zu begründen, warum die Verbrauchsreduktion durch Photovoltaik mit einer Prosumerabgabe belegt werden soll, während dieselbe Stromeinsparung durch Effizienzmaßnahmen gebührenfrei bleibt.

Statt Prosumer mit kleinen PV-Anlagen und Speichern pauschal mit starren Abgaben zu belasten, müssen Anreize für systemdienliches Verhalten geschaffen werden. Wer durch das Zusammenspiel von PV, Heimspeicher, Wärmepumpe oder E-Auto seine Höchstlast am Netzanschluss reduziert oder Lasten flexibel verschiebt, entlastet die Netze physisch. Diese Systemdienlichkeit kleiner Betreiber muss durch freiwillige, zeitvariable bzw. dynamische Netzentgelte belohnt werden, anstatt sie durch Pauschalen abzustrafen.

1.3. Angriff auf Bestandsschutz

Bezugnehmend auf die Tenorziffern

17.4 Übergangsvorschriften

17.8 Übergangsvorschriften

Die im Festlegungsentwurf vorgesehene Regelung zum Bestandsschutz führt aus mehreren Gründen zu einer bedenklichen Entwicklung: Beim kapazitätsbedingten Einspeiseentgelt sieht der Entwurf vor, dass Erzeugungsanlagen über 30 Kilowatt, die bereits in Betrieb sind, sowie Anlagen, für die vor der Bekanntgabe der Festlegung eine endgültige Investitionsentscheidung getroffen wurde und die bis zum 4. August 2029 in Betrieb gehen, erst nach Ablauf von 20 Jahren ab Inbetriebnahme entgeltpflichtig werden. Die getroffene Investitionsentscheidung muss dem Netzbetreiber bis zum 31. März 2027 allerdings nachgewiesen werden.

Der gänzlich fehlende Bestandsschutz beim geplanten Prosumer-Aufschlag stellt demgegenüber einen gravierenden Vertrauensbruch für Investor:innen dar. Indem die Neuregelung ab dem 1. Januar 2029 ohne jegliche Übergangsfristen ausnahmslos auf alle Entnahmestellen und Bestandsanlagen angewendet werden soll, wird getätigten wie auch aktuell geplanten Investitionen rückwirkend ab 2029 die verlässliche Kalkulationsgrundlage entzogen. Diese Regelung trifft einen wesentlichen Pfeiler

der Energiewende, denn auf PV-Anlagen bis 30 kWp entfällt mehr als [ein Drittel der gesamten bundesweiten PV-Kapazität](#).

Sie reiht sich nahtlos in eine mittlerweile über 25-jährige Historie regelmäßiger regulatorischer Eingriffe, steigender bürokratischer Hürden und abrupt geänderter Förderbedingungen ein. Dieses ständige Wechselspiel aus Zusage und Entzug hat dem Ausbau der Erneuerbaren-Energien-Infrastruktur bereits in der Vergangenheit massiven Schaden zugefügt. Besonders kritisch ist der Umstand, dass bereits getätigte Investitionen auf langfristigen Amortisations- und Ertragserwartungen aufbauen. Fällt der Schutz für Bestandsanlagen weg, geraten bestehende Bankfinanzierungen und Kapitaldienste in erhebliche Schieflagen. Gleichzeitig wird die Aufnahme neuer Kredite massiv erschwert, da Finanzinstitute das gestiegene politische Risiko einpreisen müssen. Ohne einen wirksamen und verlässlichen Vertrauens- und Bestandsschutz droht die Investitions- und Finanzierungsbereitschaft in zentrale Schlüsseltechnologien wie Photovoltaik, Speicher und Wärmepumpen nachhaltig zu erlahmen. Um den weiteren Infrastrukturausbau nicht vorsätzlich zu lähmen, ist eine verlässliche und langfristig planbare Gesetzgebung ohne rückwirkende Belastungen zwingend erforderlich.

2. Kapazitätspreis und -entgelte

Bezugnehmend auf die Tenorziffern

8.4 Ermittlung der Finanzierungsentgelte für den Verbrauch

8.5 Ermittlung der Finanzierungsentgelte für den Verbrauch

Das bestehende Netzentgeltsystem, das hauptsächlich auf statischen Grund- und Arbeitspreisen basiert, stößt bei der wachsenden Zahl flexibler Verbraucher wie Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen und Heimspeichern an seine Grenzen. Es spiegelt die Möglichkeiten im Verteilnetz nicht wider und entfaltet kaum Steuerungswirkung.

Vor dem Hintergrund des nun Fahrt aufnehmenden Smart-Meter-Rollouts rückt die Nutzung dynamischer, am Spotmarkt orientierter Stromtarife in greifbare Nähe. Dies eröffnet erhebliche Potenziale, etwa beim intelligenten Laden von Elektrofahrzeugen (inklusive Vehicle-to-Grid) sowie beim optimierten Betrieb von Heimspeichern. Für die Ausbau- und Investitionskosten der Netzbetreiber ist schlussendlich nicht die tatsächlich geflossene Arbeit in Kilowattstunden, sondern die bereitzustellende Höchstlast in Kilowatt maßgeblich. Das erfordert ein Umdenken im System, auch bei den Netzgebühren.

Die Bundesnetzagentur beschreibt im Festlegungsentwurf, dass das Netzentgeltsystem durch ein **Kapazitätspreis-System** und kapazitätsbasierte Entgelte konsequent auf den Grundsatz der Verursachergerechtigkeit umgestellt werden muss. Wer hohe Leistungsspitzen verursacht, treibt den physischen Netzausbaubedarf und beteiligt sich proportional stärker an den Infrastrukturkosten, während netzdienliches Verhalten gezielt belohnt wird.

Die kapazitätsbezogene Betrachtungsweise wird allerdings nur für Entnahmestellen im Niederspannungsnetz mit einer jährlichen Entnahme über 100.000 kWh und für Entnahmestellen oberhalb des Niederspannungsnetzes vorgesehen. Anstatt eines einzelnen Arbeitspreises sollen - so die BNetzA - zwei Arbeitspreise (Ct/kWh) festgelegt werden.

Arbeitspreis 1 = Normaltarif (AP1) soll für alle Kilowattstunden, die entnommen werden, solange die aktuelle Leistung innerhalb der bestellten Kapazität liegt. Es wird davon ausgegangen, dass damit 30-60 % der gesamten Netzkosten abgebildet werden.

Arbeitspreis 2 = Kapazitätspreis (AP2) legt einen erhöhten Tarif bei Überschreitung fest. Sobald die Entnahmelast im laufenden Betrieb die bestellte Kapazität überschreitet, gilt für die in dieser Zeit entnommenen Kilowattstunden der höhere Arbeitspreis. Dieser Preis darf maximal 3,5 mal höher als AP 1 sein. Der Kapazitätspreis soll jährlich neu festgelegt werden und ist auf die vom Letztverbraucher für das jeweilige Jahr bestellte Kapazität zu entrichten. Diese jährlich wiederkehrende starre Festlegung soll min. 10 % und max 100 % der vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazität betragen.

Zusätzlich wird für Anlagen über 30 kWp ein kapazitätsbezogenes Finanzierungsentgelt ermittelt, dass sich aus der eingespeisten Jahresenergiemenge (MWh), den Regelenenergiekosten, der Verlustenergie und den kapazitätsbasierte Verteilungskosten zusammensetzt, die sich jeweils aus der Summe der vertraglich vereinbarten Einspeisekapazität der Anlagen im Gebiet ergeben. Nach Modellrechnungen könnte das Finanzierungsentgelt ca. 3,20 €/kW/a bis 6,10 €/kW/a betragen.

2.1. Kritik am Kapazitäts-Entgeltsystem

Mit statischen, bis zu ein Jahr im Voraus festgelegten Zeitfenstern, kann weder auf aktuelle Wetterlagen (Sonne, Wind) noch auf reale Markt- oder Netz-Situationen reagiert werden. Ein auf diese Weise festzulegender Kapazitätspreis führt weiterhin zu Problemstellungen, denn durch starre jährliche Tarifzeiten für ganze Netzgebiete droht eine künstliche Gleichzeitigkeit. Wenn hunderte Wallboxen und Wärmepumpen punktgenau zu Beginn des Niedertarif-Fensters anspringen, verstärkt dies lokale Netzengpässe, anstatt sie zu lindern.

Feste, kapazitätsbezogene Finanzierungsentgelte für Erzeugungsanlagen verschlechtern die Planungssicherheit und erhöhen die Finanzierungsrisiken. Während Großabnehmer und Gewerbekunden die Zusatzkosten im Rahmen der Betriebskosten weiterreichen können, werden gemeinschaftliche Bürgerenergie-Projekte sowie Investor:innen im Geschosswohnungsbau benachteiligt. Für sie bedeutet die Vorgabe einen bürokratischen und technischen Mehraufwand, insbesondere im Bereich der IT-Infrastruktur, des Messwesens und der Abrechnungsprozesse, der die Wirtschaftlichkeit quartiersnaher Energiewende-Modelle beeinträchtigen könnte. Ebenso ist zu beklagen, dass Investor:innen, die solar geeigneten Dachflächen möglichst umfänglich nutzen wollen, immer dann hohe Kapazitätsentgelte zahlen müssen, wenn die Kapazität am Netzanschlusspunkt möglichst hoch bleiben soll. Eben diese Gebäudeflächen sind für die zügige Energiewende besonders wichtig.

Während Gewerbe- und Industriekunden über Leistungspreise und Peak-Shaving gezielt Anreize haben, Jahreshöchstlasten durch Speicher und Energiemanagement abzufangen, fehlen kleineren Prosumern im Niederspannungsbereich vergleichbare, einfache Instrumente. Die von der BNetzA vorgeschlagenen starren, ein Jahr im Voraus festgelegten Tarifzeiten sind ungeeignet, um das dezentrale Flexibilitätspotenzial von Millionen Kleinspeichern dynamisch zu heben.

2.2. Nutzen einer kapazitätsbezogenen Betrachtungsweise

Bezugnehmend auf die Tenorziffern

12.1 Entgelte mit Anreizfunktion

12.5 Entgelte mit Anreizfunktion

Ein kapazitätsbezogenes Regulierungssystem ist aus unserer Sicht für die Energiewende sinnvoll, weil es gezielte Anreize zur Vermeidung von Leistungsspitzen setzt und die effiziente Nutzung vorhandener Netzkapazitäten belohnt. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass die Anreize transparent, flexibel und für dezentrale Prosumer sowie Speicherbetreiber wirtschaftlich abbildbar gestaltet werden, anstatt sie durch starre Grundpreise - egal ob Prosumerabgabe oder Kapazitätsentgelt - zu konterkarieren.

Voraussetzung dafür ist ein zügiger Smart-Meter-Rollout, der allen Letztverbrauchern, explizit auch Prosumern mit Anlagen unter 30 kW, die freiwillige Teilnahme ermöglicht. Wir sind überzeugt, dass die Nachfrage nach dynamischen Netzentgelten mit steigender Zahl an Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und Heimspeichern rasch wachsen wird. Durch die gezielte Steuerung dieser Geräte können Haushalte einen entscheidenden Beitrag zur Lastflexibilisierung leisten und damit die Netzkosten effizient senken. Das funktioniert jedoch nur im Zusammenspiel: Erst wenn Strompreise

und Netzentgelte dynamische Signale senden, entsteht der nötige Anreiz für den Einsatz intelligenter, netzdienlicher Energiemanagementsysteme. Aus unserer Sicht sollte daher ein klares Recht für alle Verbraucher im Niederspannungsnetz verankert werden, neben dynamischen Stromtarifen auch zeitdynamische Netzentgelte zu nutzen.

Das immens gewachsene Potenzial dezentraler Flexibilität muss endlich genutzt werden: Aktuell sind in Deutschland rund 2,7 Millionen stationäre Batteriespeicher mit einer Gesamtkapazität von ca. 32 GWh und einer Leistung von ca. 21 GW installiert – der weit überwiegende Teil davon als dezentrale Heim- und Gewerbespeicher in Kopplung mit Photovoltaik (Quelle [Batterie-charts.de](https://www.batterie-charts.de)).

Unter der derzeitigen Regulierung verhält sich ein Großteil dieser PV-Speicher-Kombinationen mangels dynamischer Preissignale oft markt- und netzunabhängig: Sie laden in den morgendlichen Spitzenzeiten mit PV-Strom, statt dem Netz in Engpassphasen Strom zur Verfügung zu stellen, und speisen erst am später am Tag PV-Überschüsse ein. Damit eine automatisierte, netz- und marktdienliche Steuerung (z. B. prognosebasiertes Laden erst zu Preis- oder Erzeugungsspitzen) wirtschaftlich attraktiv wird, brauchen kleine Anlagenbetreibende zwingend ein einfaches, unbürokratisches Recht auf freiwillige zeit- und ortsdynamische Netzentgelte. Ein starres System aus Grundpreisaufschlägen oder jährlichen Kapazitätsfenstern blockiert dieses Flexibilitätspotenzial vollständig.

2.3. Einpreisung regionaler Vorteile sinnvoll

Bezugnehmend auf die Tenorziffern

5.1 Kostenwälzung

13. Sonderformen der Netznutzung

Eine grundlegende Abkehr von pauschalen, entfernungsunabhängigen Abrechnungssystemen („Briefmarken-System“), welche unabhängig von regionalen Strukturen (EE-Ausbau, Verbrauchsstrukturen) und der tatsächlichen lokalen Auslastung der Netze sowie der räumlichen Entfernung zwischen Erzeugung und Verbrauch sind, könnte außerdem die regionale Lenkungswirkung beim Ausbau der Erneuerbaren ankurbeln.

Investoren würden auf Basis von Transparenz und Anreizen gelenkt werden, durch die sie erkennen, an welchen Knotenpunkten das Netz überlastet ist und wo zusätzliche Einspeisungen im Gegenzug netzstabilisierend wirken. Ein zelluläres Stromnetz – wie vom VDE-Fachausschuss “Zellulare Netze” vorangetrieben (<https://www.vde.com/de/etg/arbeitsgebiete/zellulare-energiesysteme>) stärkt den Zusammenhalt des gesamten Energiesystems. Das Prinzip ist simpel: Lokale Einheiten und

Netzbereiche gleichen Erzeugung und Verbrauch vor Ort möglichst eigenständig aus. Nur wenn ein Überschuss oder Mangel entsteht, wird Energie mit den übergeordneten Netzebenen ausgetauscht. Das entlastet die vorgelagerten Netze spürbar, reduziert den Netzausbaubedarf und macht das Gesamtnetz stabiler und effizienter.

Die Analyse der BNetzA, dass eine geringere, mengenbezogene Nutzung des Netzes nicht zur Folge habe, dass auch Kosten im Netz eingespart werden, geht auch hier von einem starren System aus. Wir schlagen neben einer zeitdynamischen Netzentgelt-Struktur auch einen finanziellen Regelungsmechanismus vor, der die tatsächliche räumliche und netztechnische Distanz zwischen Erzeugung und Verbrauch einpreist. Nach diesem Prinzip sinken die Netzentgelte mit zunehmender regionaler Nähe: Nah am Verbrauchsort erzeugter und eingespeister Strom wird finanziell begünstigt, was den dezentralen Ausbau gezielt dort anregt, wo die Nachfrage entsteht, und unnötige Transportbedarfe über weite Strecken vermeidet.

Umgekehrt sollten sich aufwändige Anbindungen in netzfernen Regionen angemessen in den Entgelten widerspiegeln. Um den Hochlauf integrierter Hybridkraftwerke (etwa Kombinationen aus Wind, Freiflächen-PV und Speichern) sowie den Direktbezug von Ökostrom in Industriegebieten parallel zu beschleunigen, sollte dieser marktbasierte Ansatz durch gezielte staatliche Anschub- und Finanzierungshilfen flankiert werden.

Auch Energy-Sharing, sofern richtig genutzt, kann die Stromnetze maßgeblich entlasten. Netzentlastung funktioniert besonders gut, wenn auch kleine und mittlere Unternehmen (KMU) sowie reine Verbraucher teilnehmen und ein enger Lokalisierungsbezug besteht. Wird Energy Sharing mit zeitvariablen Netzentgelten kombiniert, steigt die Netzdienlichkeit signifikant an. Dies führt zu einer effizienteren Verteilung von Überschüssen und entlastet höhere Netzebenen. Entscheidend hierfür sind intelligente Steuerung, flexible Tarife und ein konsequenter Ausbau von Speichern.

Die Auffassung der [Gutachter](#), dass reduzierte Netzentgelte für Energy Sharing eine bloße „Förderung“ auf Kosten anderer Letztverbraucher sei, greift unseres Erachtens zu kurz. Ein Regulierungsmodell muss räumliche und echte zeitliche Preissignale zwischen regionalen Erzeugern und Verbrauchern etablieren, um die physikalische Realität der Netznutzung abzubilden:

Wenn Strom innerhalb eines lokalen Netzsegments (etwa unter demselben Ortsnetztransformator) erzeugt und direkt zeitgleich verbraucht wird, nimmt dieser Energietransport die übergeordneten Netzebenen (Mittel- und Hochspannung) nicht in Anspruch. Eine Reduktion der Entgelte für Energy Sharing ist daher keine unberechtigte Subvention, sondern die genaue spiegelbildliche Abbildung der nicht in Anspruch genommenen Infrastruktur. Werden lokale Stromflüsse durch gezielte Preissignale

aufeinander abgestimmt, sinken die physischen Transportdistanzen, Durchleitungsverluste und die Notwendigkeit kostspieliger Netzausbaumaßnahmen im Verteilnetz. Davon profitieren langfristig alle Letztverbraucher durch insgesamt niedrigere Netzkosten.

Ein pauschales Festhalten an starren Briefmarken-Netzentgelten blendet die Steuerungsfunktion von Tarifen vollständig aus. Das Energiesystem der Zukunft benötigt dynamische Preissignale zwischen regionaler Erzeugung und lokalem Verbrauch. Ohne finanzielle Anreize für das Energy Sharing fehlt Verbrauchern und Prosumern der Impuls, ihren Verbrauch gezielt an die lokale Erzeugung anzupassen.

Die reine Betrachtung des Status quo im Niederspannungsnetz übersieht, dass eine Verweigerung lokaler Flexibilitätsanreize zu höheren Gesamtkosten führt: Wenn lokale Erzeugung mangels Anreizen abgeregelt werden muss oder ungesteuert in übergeordnete Netzebenen drückt, entstehen erhebliche Kosten für Redispatch und Netzausbau, die letztlich von der Gesamtheit der Netznutzer getragen werden müssen.

3. Fazit und Appell

Eine zukunftsfähige Netzentgeltreform muss die physikalische Realität einer dezentralen, Erneuerbaren-basierten Energieversorgung widerspiegeln. Anstatt engagierte Prosumer mit pauschalen Grundpreisaufschlägen zu belasten und das Flexibilitätspotenzial von Millionen Kleinspeichern zu blockieren, muss die BNetzA auf echte dynamische Preissignale und die Honorierung netzdienlichen Verhaltens setzen.

Wir bitten die Bundesnetzagentur eindringlich, die vorgebrachten Bedenken und Vorschläge im weiteren Verfahren zu berücksichtigen und den Festlegungsentwurf im Sinne des Klimaschutzes und der Verursachergerechtigkeit nachzubessern. Für einen weiterführenden Austausch stehen wir Ihnen jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V. (SFV)