

Stellungnahme von Enpal

zum AgNes-Festlegungsentwurf der Bundesnetzagentur
(GBK-25-01-1#3)

1. Wahlmöglichkeit für Prosumer schaffen: Pauschaler Prosumer-Aufschlag auf den Grundpreis und Alternative eines dynamischen Netzentgelts für die Erzeugung

Tenorziffer: 8.2 Ermittlung der Finanzierungsentgelte für den Verbrauch

Die BNetzA möchte mit einem Grundpreis-Aufschlag für Prosumer eine stärkere Beteiligung dieser Gruppe von Netznutzern bewirken. Bislang haben diese Haushalte nur einen Grund- und einen Arbeitspreis bezahlt, wie alle anderen Haushalte ohne PV-Anlage. Die vorläufige Antwort der Bundesnetzagentur auf die Frage, wie Prosumer langfristig einen fairen Beitrag zur Finanzierung der Netze leisten können, ist jedoch wenig ambitioniert – und auch nicht fair: Auf den regulären jährlichen Grundpreis sollen pauschal alle Haushalte mit PV-Anlage künftig einen weiteren jährlichen Aufschlag zahlen, völlig unabhängig davon, wie sich die individuellen Prosumer verhalten und wie klein oder groß die durch sie verursachten Netzkosten sind. Der Aufschlag soll bis zu 90 Prozent des Grundpreises betragen können – was in zahlreichen Netzgebieten einer zusätzlichen jährlichen Belastung der betroffenen Haushalte von über 100 Euro entsprechen würde.

Mit der vorgesehenen Regelung verspielt die BNetzA eine große Chance, auf der Verteilnetzebene – also der Netzebene, an die die Haushalte angeschlossen sind – durch **dynamische Einspeise-Netzentgelte mehr Effizienz und Flexibilität** anzureizen und **die Netzentgeltbelastung für alle Haushalte zu minimieren**:

- **Quantitative Analysen** zeigen, dass ein dynamisches Entgelt in Euro pro kWh **den geringsten Netzausbaubedarf** erzeugt. Je kostenreflektiver ein Netzentgelttarif ausgestaltet wird, desto langsamer wächst die aggregierte Spitzenlast – und damit der erforderliche Netzausbau bei zunehmender Elektrifizierung (Vgl. SmartEn (2025): A roadmap for cost-reflective electricity network tariffs in the EU, Seite 10).
- Auch die **BNetzA erkennt an**, dass **dynamische Netzentgelte die Netzkosten** senken. Sie würden „die Verlagerung von Strombezug– bzw. -einspeisung aus netzengpassbelastenden Zeitfenstern in netzengpassfreie Zeitfenster“ anreizen und so dabei helfen, „Engpassmanagementmaßnahmen durch die Netzbetreiber und die damit verbundenen Kosten zu vermeiden“. Dynamische Netzentgelte seien ein „zweckdienliches Instrument zur Stärkung einer effi-

zienten Netznutzung und einer höheren Kostenreflexivität“ (Vgl. Bundesnetzagentur, Entwurf wegen des Verfahrens zur Festlegung der allgemeinen Netzentgeltsystematik für die Elektrizitätsversorgungsnetze (AgNes), Seite 168 f.).

- **Prosumer reagieren auch auf dynamische Änderungen des Netzentgeltniveaus.** Befürchtungen der BNetzA hinsichtlich einer zu geringen Preissensitivität von Letztverbrauchern sind bei Prosumern unbegründet. Ein deutlicher Effekt zeigt sich beispielsweise im Rahmen des Projekts „Grids und Benefits“ von Bayernwerk Netz GmbH, BMW, EWE Netz GmbH, Lechwerke AG, MAINGAU Energie, Neon, Octopus Energy Germany GmbH, RWTH Aachen, TenneT TSO GmbH, The Mobility House und TransnetBW GmbH. Aus diesem geht hervor, dass die erprobten dynamischen Netzentgelte 20% des Gesamtverbrauchs verschieben. Von den knapp 6.500 analysierten Ladevorgängen wurden knapp 70% verschoben (vgl. <https://neon.energy/Neon-Grids-and-Benefits.pdf>, Folie 25).

Die **BNetzA** scheint **vor dynamischen Einspeise-Netzentgelten** in der Niederspannung vor allem auch **aus technischen Gründen zurückzuschrecken**. Das ist in vielerlei Hinsicht **nicht nachvollziehbar**:

- In der Niederspannung werden **zeitlich und örtlich variable Netzentgelte schon heute implementiert**. Zwar verzögert sich aktuell die flächendeckende Umsetzung von zeitvariablen Netzentgelten auf Verbrauch (**Modul 3 der Festlegung zu § 14a EnWG**). Das ist primär dem initialen Aufsetzen der neuen Prozesse rund um die Übermittlung der Zählzeitdefinitionen sowie der Aggregation der Messwerte je Tarifstufe geschuldet gewesen. Im Jahr 2027 ist jedoch mit dem Hochlauf zu rechnen. Marktkommunikationsprozesse und Tarifanwendungsfälle sind definiert und Marktprozesse schwingen sich ein.
- **Der Rollout intelligenter Messsysteme schreitet voran.** Über alle grundzuständigen Messstellenbetreiber (gMSB) wurde die gesetzlich vorgeschriebene Ausstattungsquote von 20 Prozent zum Stichtag 31.12.2025 erreicht (Vgl. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzzugang-Messwesen/Mess-undZaehlwesen/iMSys/artikel.html>). Bis 31. Dezember 2032 müssen gMSB 90 Prozent aller insgesamt auszustattenden Messstellen kleinerer Erzeugungsanlagen mit intelligentem Messsystem ausgestattet haben (Vgl. § 45 Abs. 1 Nr. 4 e) MsbG).

- **Die Beobachtbarkeit des Netzes wird sich in der Niederspannung absehbar erhöhen.** Die BNetzA weist im Entwurf zurecht darauf hin, dass die Beobachtbarkeit des Netzes Voraussetzung für die zielgenaue Bestimmung eines dynamischen Netzentgelts ist (Vgl. Bundesnetzagentur, Entwurf wegen des Verfahrens zur Festlegung der allgemeinen Netzentgeltsystematik für die Elektrizitätsversorgungsnetze (AgNes), Seite 169). Mit dem flächendeckenden Rollout intelligenter Messsysteme in der Niederspannung wird das Netz für seine Betreiber in den kommenden Jahren deutlich transparenter. Mit Beschluss der Festlegung nach § 14a EnWG hat die BNetzA Netzbetreiber zudem bereits verpflichtet, spätestens zum 1.1.2029 die Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen auf Basis **der Netzzustandsermittlung** umzusetzen (sog. Netzorientierte Steuerung) (vgl. Bundesnetzagentur, Festlegung zur Durchführung der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG, Tenorziffer 4.2. i.V.m. Tenorziffer 10.5.). Die stetig fortschreitende **Digitalisierung der Ortsnetzstationen** leistet hier einen wichtigen Beitrag. Ferner ist die **Erhebung von Netzzustandsdaten und deren tägliche Übermittlung an den Netzbetreiber** über das Smart-Meter-Gateway bereits eine gesetzlich vorgeschriebene **Standardleistung beim Messstellenbetrieb mit intelligenten Messsystemen** und kann im Auftrag des Netzbetreibers vom Messstellenbetreiber erhoben werden (vgl. § 56 MsbG). Mehrere hunderttausende SMGW senden bereits Daten über den hierfür erforderlichen Tarifierungsfall 10, ganz überwiegend zwischen Verteilnetzbetreibern (VNB) und gMSB. Aber auch zwischen VNB und wettbewerblichen Messstellenbetreibern (wMSB) sind die dafür erforderlichen Prozesse um den sternförmigen Versand in der Verprobung. Bedeutsam hierbei: Der reine Digitalisierungsgrad ist nicht entscheidend bzw. korreliert nicht 1:1 mit der Sichtbarkeit. Vielmehr sind es saisonal, räumlich sowie kundensegmentspezifische Cluster, die Aufschluss erlauben über Netzzustände. Anders formuliert: **Netzzustandsprognosen sind über Pattern-Datenanalysen bereits auf Basis einer weitaus geringeren Digitalisierungsdurchdringung möglich.** Netzzustands-Prognosen sind entsprechend nicht von der Anzahl verbauter SMGW allein her zu denken.

Nicht zuletzt **steigt der Netzbezug von Prosumern im Vergleich zu klassischen Netznutzern erheblich**, da Prosumer meist auch über steuerbare Verbrauchseinrichtungen verfügen. Gemäß des vom Bundesministerium

für Wirtschaft und Energie (BMWE) geförderten „**Stromspiegel-Photovoltaik**“ liegt der Verbrauch eines Drei-Personen Haushalts mit PV-Anlage, Wärmepumpe und E-Auto bei zwischen 6.700 bis 12.000 kWh pro Jahr (vgl. <https://www.stromspiegel.de/ueber-uns-partner/partnerprojekte-des-stromspiegels/prosuffizienz/projekt-ergebnisse/>). Ein vergleichbarer Drei-Personen-Haushalt ohne diese Anlagen verbraucht wiederum nur zwischen 2.700 bis 7000 kWh (vgl. <https://www.co2online.de/presse/mehr-transparenz-fuer-pv-haushalte-co2online-veroeffentlicht-ersten-stromspiegel-fuer-photovoltaik/>). Besonders im Winter steigt der Beitrag von Prosumern zu den Netzfinanzierungskosten, da die PV-Erzeugung stark zurückgeht, während der Netzbezug signifikant ansteigt. **Obwohl der Gesamtverbrauch der Prosumer steigt, muss die Spitzenlast im Rahmen von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen bei entsprechenden Preissignalen aber nicht zwangsläufig zunehmen.** Durch flexibles, steuerbares Verhalten im Rahmen des Modul 3 §14a EnWG lässt sich der Mehrverbrauch zeitlich verschieben: Er erhöht zwar die Zahlungen über den Arbeitspreis, führt aber nicht zwangsläufig zu zusätzlichem Netzausbaubedarf.

Zudem übersieht ein starrer Prosumer-Aufschlag als einziges Mittel der Tarifierung von Prosumern den **Systembeitrag und Mehrwert von Prosumern gegenüber dem Netz**. Eine Studie von BSW-Solar und Enervis beziffert den Preisdämpfungseffekt der Photovoltaik über die Merit Order auf 6,1 Milliarden Euro im Jahr 2024, rund 50 Euro pro Haushalt, von dem auch Verbraucher ohne eigene Anlage profitieren (<https://www.solarwirtschaft.de/2025/10/29/studie-zu-strompreisen-milliardeneinsparungen-durch-photovoltaik/>). Agora Energiewende setzt den Systemwert von Dachanlagen gegenüber Freiflächen-PV bei 3 Cent pro Kilowattstunde an (<https://www.agora-energiewende.de/publikationen/vom-hausdach-in-den-strommarkt>). Ferner zeigen Zahlen der HTW Berlin: Intelligent gesteuerte Heimspeicher könnten allein im Verteilnetz bis 2045 12 Milliarden Euro an Ausbaukosten einsparen (<https://www.pv-magazine.de/2026/03/23/eine-kostenexplosion-im-verteilnetz-gibt-es-nicht/>). Die Studienlage verdeutlicht: **Der Nutzen aus Preisdämpfung, Systemwert und den Potentialen für Einsparungen beim Netzausbau übersteigt die Kosten, die der Aufschlag bei Prosumern verursacht beziehungsweise einholen soll.**

→ Statt eines pauschalen Prosumer-Aufschlags auf den Grundpreis, wie derzeit gemäß Tenorziffer 8.2 vorgesehen, **sollten Prosumer die Möglichkeit erhalten, zwischen den Alternativen eines Prosumer-**

Aufschlags und einem dynamischen Netzentgelt für die Erzeugung zu wählen. Um dem weiteren Umsetzungsaufwand für Netzbetreiber und Messstellenbetreiber Rechnung zu tragen, sollten dynamische Einspeisenentgelte und die Alternative eines pauschalen Prosumer-Aufschlags erstmals zum 1.1.2030 abgerechnet werden können. Bis dahin ist auf die Erhebung eines Prosumer-Aufschlags zu verzichten.

Sollte die Bundesnetzagentur zu dem Ergebnis kommen, dass die Einführung dynamischer Einspeiseentgelte als alternative Option zu einem pauschalen Prosumer-Aufschlag mittelfristig nicht möglich ist, sollte folgende Alternative zum pauschalen Prosumer-Aufschlag geprüft werden:

→ Prosumer, die ihren Strom im Rahmen der **Direktvermarktung** (Sonstige Direktvermarktung oder Marktprämienmodell, inklusive Pauschal- und Abgrenzungsoption) flexibel einspeisen, zahlen einen deutlich **reduzierten Prosumer-Aufschlag** von 10 Prozent. Prosumer, die ihren Strom im Rahmen einer festen Vergütung einspeisen, zahlen den Prosumer-Aufschlag wie vorgesehen.

Eine solche Regelung zur Beteiligung von Prosumern an den Netzkosten ließe sich – im Unterschied zu anderen bislang diskutierten Modellen, wie einer Staffelung des Aufschlags nach Größe der Erzeugungsanlage oder gestaffelte Kapazitätspreise – **technisch einfach umsetzen**, da Netzbetreiber über die Information verfügen, in welcher Veräußerungsform Anlagen in ihrem Netzgebiet betrieben werden. So kann der Netzbetreiber (NB) in den Stammdaten des Lokationsbündels der jeweiligen Entnahmestelle nachvollziehen, welche Veräußerungsform an einer erzeugenden Marktlokation (erz. MaLo) des Lokationsbündels der betreffenden verbrauchenden MaLo hinterlegt ist. In der Netznutzungsabrechnung zwischen NB und Lieferant (LF) weist der NB dann zunächst aus, dass auf Basis der erz. MaLo ein Prosumer-Aufschlag zu entrichten ist; bei erz. MaLos, für die der NB die Veräußerungsform Direktvermarktung nachvollzogen hat, wird eine Reduktion gewährt. Der LF stellt dem Anschlussnutzer dann nur den reduzierten Prosumer-Aufschlag in Rechnung. Aktuell ist gemäß UTILMD Anwendungshandbuch Strom (vgl. UTILMD Anwendungshandbuch Strom, Version 2.1, Konsolidierte Lesefassung mit Fehlerkorrekturen 29.06.2026, Seite 39) der LF nicht berechtigt, die

"Veräußerungsform der erzeugenden Marktlokation" nachvollziehen zu dürfen – ggf. müsste dies in der Marktkommunikation angepasst werden.

Die Regelung würde einer **schlanken binären Logik** – "Veräußerungsform Direktvermarktung ja oder nein" – folgen. Die Regelung würde zudem **starke Anreize für die Flexibilisierung und damit für eine Reduzierung von Netzkosten** schaffen: Insbesondere bislang **unflexible Bestandsanlagen in der festen Einspeisevergütung**, die den vollen Prosumer-Aufschlag zahlen müssten, würden durch den reduzierten Prosumer-Aufschlag in der Direktvermarktung zu einem **Wechsel in die Direktvermarktung incentiviert**. Nicht zuletzt stünde eine solche Regelung auch im Einklang mit Art. 18 Abs. 7 VO (EU) 2019/943, der, wie von der Bundesnetzagentur angeführt, "vorsieht, dass Verteilertarife sich anhand der Verbrauchs- und Erzeugungsprofile der Nutzer unterscheiden können". Prosumer, die im Rahmen der Direktvermarktung Strom einspeisen, weisen – etwa durch Umgehung der sog. "Mittagsspitze" – ein deutlich anderes Erzeugungsprofil auf als Prosumer, die ihren Strom in einem System mit fixer Vergütung einspeisen. Wie von der Bundesnetzagentur selbst ausgeführt (siehe vorherige Ausführungen zur Alternative 1), kann eine Verschiebung der Einspeisung die Netzkosten reduzieren. Dies sollte entsprechend anerkannt werden und sich in einem differenzierten Prosumer-Aufschlag niederschlagen.

2. Klare Verknüpfung bei der Netzentgeltbefreiung zwischen MiSpeL und AgNES

Tenorziffer: 10.2 Finanzierungsentgelte für Stromspeicheranlagen

Hinsichtlich der **Netzentgeltbefreiung auf zwischengespeicherte Strommengen** sollte eine klare, rechtssichere und Investitionssicherheit **schaffende Verknüpfung zwischen den Festlegungen MiSpeL und AgNES** der Bundesnetzagentur geschaffen werden, die sowohl Heim- als auch Gewerbespeichern eine Inanspruchnahme der Netzentgeltbefreiung für nur zwischengespeicherte Mengen im Rahmen der vereinfachten Messung saldierungsfähiger Strommengen gemäß der MiSpeL-Systematik ermöglicht. Die **derzeit** im Entwurf unter Tenor-

ziffer 10.2 Satz 3 **getroffene Formulierung** "soweit eine Abgrenzung dieser Mengen messtechnisch möglich ist" lässt hier **Unsicherheit** schaffenden Interpretationsspielraum und wirft die Frage auf, ob die Bundesnetzagentur die Berücksichtigung von Netzentgelten im Rahmen der Saldierungsmöglichkeit der Pauschaloption (im Unterschied zu Abgrenzungsoption) nicht länger ermöglichen möchte, da die Pauschaloption nur auf pauschalen Annahmen statt einer sauberen messtechnischen Trennung beruht.

→ Es muss daher sichergestellt werden, dass die mit MiSpeL vorgesehene pauschalierte Netzentgeltsaldierung nicht mit Inkrafttreten der AgNes-Systematik ab 2029 faktisch wieder entfällt. Die vereinfachten Verfahren müssen auch unter AgNes dauerhaft nutzbar bleiben, um Speicher- und V2G-Anwendungen nicht unnötig zu erschweren und – wie von der Bundesnetzagentur höchstselbst im Gründe-Teil angeführt – zu erreichen, dass "Einsätze der eigentlich anlangeggekoppelten Stromspeicheranlage für Zwecke der Arbitrage oder zur Beteiligung an Systemdienstleistungsmärkten nicht durch Arbeitspreise gehemmt werden", der Nutzen des Einsatzes "zu Arbitrage- oder Systemdienstleistungszwecken (...) für das Energieversorgungssystem" auch gehoben werden kann (vgl. Randnummer 415 des vorliegenden Entwurfs).

3. Weiterentwicklung von § 14a EnWG hin zu einem voll-dynamischen Netzentgelt

Tenzoriffer: 12.5 Entgelte mit Anreizfunktion

→ **§ 14a EnWG** schafft über Modul 3 einfache Preissignale für das Freischalten von Flexibilitäten. Diese sollten nun **konsequent zu einem dynamischen Preissignal weiterentwickelt** werden, um Anlageverhalte besser an den tatsächlichen Netzbedingungen zu orientieren.

Aktuell lässt sich Verbrauch nur statisch aus typischen Stoßzeiten hinausschieben; diese müssen allerdings nicht zwangsweise mit einer Höchstauslastung übereinstimmen. Engpässe im Netz entstehen durch die hohe Erzeugung aus erneuerbaren Energien und werden auch künftig durch einen zunehmend preisoptimierten Verbrauch verursacht. Letzterer wird an Bedeutung

gewinnen, da die Zahl preisoptimierter Ladevorgänge zunimmt und die einheitliche Gebotszone bundesweit dasselbe Preissignal setzt. Dadurch reagieren Lasten und Verbraucher synchron. Vor allem bei Prosumern in der Niederspannung wird dieses Verhalten zunehmen, da sie ihre E-Autos, Heimspeicher und Wärmepumpen entlang dynamischer Tarife betreiben. **Dynamische Netzentgelte adressieren sowohl Engpässe aufgrund erneuerbarer Energien als auch den neuen synchronen Verbrauch.** Das Entgelt bildet die tatsächliche Netzauslastung dabei zeitlich und möglichst netzgebietsspezifisch ab. So kann der Verbrauch überschüssigen Strom aufnehmen oder aus Zeiten hoher Auslastung verschoben werden. Nur so können diese Lasten zusätzlich einem dynamischen Netzentgelt unterworfen und netzdienlich integriert werden. Ferner sollte die BNetzA im Rahmen einer Weiterentwicklung auch die entsprechende **praktische Umsetzung seitens der Netzbetreiber stärker forcieren.**

4. Bruch beim Übergang der Netzentgeltbefreiung zwischengespeicherter Strommengen von § 118 Abs. 6 EnWG zu AgNes

Tenzoriffer: 17.5 Übergangsvorschriften

Der Beschlussentwurf weist eine Regelungslücke für Stromspeicheranlagen mit endgültiger Investitionsentscheidung nach dem 31.12.2026 auf, von der auszugehen ist, dass sie insbesondere für kleine Prosumer-Anlagen und bidirektionale Ladepunkte nicht durch die Bundesnetzagentur beabsichtigt wird.

So wird ergänzend zur genannten Tenzoriffer 17.5 im Gründe-Teil des Entwurfs in Tenzoriffer 22.4 ausgeführt, dass für Anlagen, die in den Genuss einer Netzentgeltbefreiung kommen wollen „bis zur Bekanntgabe dieser Festlegung (geplant für den 01.01.2027) eine endgültige Investitionsentscheidung (FID)“ getroffen worden sein muss. Zudem wird ausgeführt:

„In Abwägung der Bestandsschutzinteressen mit dem Vollziehungsinteresse, überwiegt das Interesse an dem Bestand der Regelung des § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG in der unter Tenzoriffer 17.5 Satz 1 getroffenen Form. (...) Anlagen, welche zum Zeitpunkt der Bekanntgabe der Festlegung noch keine finale Investitionsentscheidung im Sinne der Tenzoriffer 2 Nr. 1 getroffen haben, unterliegen ab dem

01.01.2029 dem Entgeltsystem nach Tenorziffer 10, auch wenn die gesetzliche Frist zur Inbetriebnahme des § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG zum 04.08.2029 erreicht werden würde. Diese Anlagen haben aufgrund der fehlenden Voraussetzungen zur Erreichung der endgültigen Investitionsentscheidung zum Zeitpunkt der Bekanntgabe dieser Festlegung (geplant für den 01.01.2027) keine Investition vorgenommen, die im Sinne des verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes zu schützen ist.“

Dies bedeutet, dass für Anlagen, für die erst nach dem 31.12.2026 eine FID vorliegt, im Zeitraum 01.01.2027 bis 01.01.2029 keine Befreiung von den Netzentgelten möglich wäre. Erst ab dem 01.01.2029 wäre die Befreiung im Rahmen des Entgeltsystems nach Tenorziffer 10 möglich.

Dies folgt aus dem Zusammenwirken der Regelungen des Entwurfs: Die Wirkung der Festlegung nach Tenorziffer 20 Satz 1 tritt bereits mit der Bekanntgabe ein, soweit nicht in den vorstehenden Tenorziffern ein späteres Datum genannt ist. Tenorziffer 17.5 nennt kein späteres Datum. Nach Rn. 526 der Begründung beschränkt sich die spätere materielle Wirkung ausdrücklich auf die Regelungen zur Entgeltbildung nach den Tenorziffern 8 bis 15; Tenorziffer 17 ist davon nicht erfasst. Tenorziffer 17.5 wirkt danach bereits ab dem 01.01.2027 und schränkt die Freistellung nach § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG ab diesem Zeitpunkt ein. Die an ihre Stelle tretende Entlastung nach Tenorziffer 10.2 Satz 3 setzen jedoch einen Arbeitspreis nach den Tenorziffern 8.2 Sätze 1 und 2 sowie 8.4 voraus. Diese werden nach Tenorziffer 1.2 aber erst ab dem 01.01.2029 der Entgeltbildung und Abrechnung zugrunde gelegt. Bis dahin fehlt es an einer Bezugsgröße, von der freigestellt werden könnte. Damit besteht für diesen Zeitraum keine Befreiungsmöglichkeit.

Es ist zu vermuten, dass ein bis zu zweijähriger „Bruch“ beim Übergang der Netzentgeltbefreiungssystematik nach § 118 Abs. 6 zur Netzentgeltbefreiungssystematik nach Tenorziffer 17.5 von AgNes nicht von der Bundesnetzagentur beabsichtigt ist. **Jedenfalls befänden sich sämtliche Stromspeicheranlagen – insbesondere auch solche von Prosumern** – für die erst nach dem 31.12.2026 „verbindliche Bestellungen von Komponenten, die mindestens die Hälfte des Investitionsvolumens abdecken, erfolgt sind und sich von den hierzu geschlossenen Verträgen nicht ohne wesentlichen Vermögensschaden

gelöst werden kann“ **in einer zweijährigen Phase, in der keine Netzentgeltbefreiung möglich ist.** Privathaushalte, die einen kleineren anlagegekoppelten Stromspeicher und bidirektionale Ladepunkte betreiben wollen, müssten bei einer verbindlichen Bestellung nach dem 31.12.2026 bis zu zwei Jahre auf eine Netzentgeltbefreiung warten, auch im Rahmen der Anwendung der MiSpeL-Systematik. **Dies könnte besonders im Bereich privater Haushalte zu Attentismus führen,** mit der Anschaffung einer Stromspeicheranlage bis zum Jahre 2029 zu warten.

→ Es muss daher sichergestellt werden, dass insbesondere für Prosumer-Anlagen ein bruchfreier Übergang der Netzentgeltbefreiung für zwischengespeicherte Strommengen im Rahmen des § 118 Abs. 6 EnWG hin zur neuen AgNes-Systematik gewährleistet ist.



Markus Meyer

Vice President Public &
Regulatory Affairs, Enpal B.V.
politik@enpal.de

Über Enpal

Enpal ist Europas führendes New-Energy-Unternehmen für dezentrale Energie mit mehr als 115.000 Kundinnen und Kunden. Enpal bietet eine integrierte Lösung aus Solaranlage, Batteriespeicher, Wallbox, Smart Meter und Wärmepumpe. Mit der KI-gestützten Plattform Enpal. One+ vernetzt das Unternehmen zehntausende Speicher und optimiert Strombezug wie -einspeisung am Strommarkt. Seit der Gründung 2017 in Berlin ist Enpal Marktführer für Solaranlagen in Europa, für Wärmepumpen in Deutschland sowie größter wettbewerblicher Messstellenbetreiber für Smart Meter. Weitere Informationen finden Sie unter corporate.enpal.com und auf [LinkedIn](#).