

Stellungnahme

September 2026

Festlegungsentwurf AgNes

Zusammenfassung

Bitkom begrüßt grundsätzlich, dass die Netzentgeltsystematik weiterentwickelt und stärker an den Anforderungen eines zunehmend dezentralen und flexiblen Stromsystems ausgerichtet werden soll. Entscheidend ist aus Bitkom-Sicht jedoch eine praxistaugliche, digital umsetzbare und investitionssichere Ausgestaltung. Prosumer, Speicher, Rechenzentren, Ladeinfrastruktur und gemeinschaftliche Versorgungskonzepte dürfen nicht durch unverhältnismäßige Mehrbelastungen oder unklare Abwicklungsprozesse ausgebremst werden. Dafür braucht es klare Begriffe, verlässliche Daten- und Marktkommunikationsprozesse, diskriminierungsfreien Datenzugang sowie transparente und rechtzeitig verfügbare Preis- und Netzsignale.

Hinweis: Das Tabellenformat basiert auf dem verpflichtenden Excel-Formular zur Abgabe einer Stellungnahme der Bundesnetzagentur.

Vorschläge

Tenorziffer	Stellungnahme
1.2 Anwendungsbereich	Die Formulierung lässt offen, ob und auf welcher Rechtsgrundlage Entgelte für Blindarbeit künftig erhoben werden dürfen. Hier bedarf es einer ausdrücklichen Klarstellung seitens der BNetzA.
2. Begriffsbestimmungen	Die vorgeschlagene Definition sollte durch eine Regelung ersetzt werden, die unbürokratischer umzusetzen ist, keine unklaren Abgrenzungen beinhaltet und Rechtsstreitigkeiten vermeidet und ihren Zweck des verfassungsmäßigen Vertrauensschutzes von Investitionen erfüllt. Aus unserer Sicht liegt eine endgültige Investitionsentscheidung dann vor, wenn ein entsprechender Beschluss von Unternehmensführung und Aufsichtsorganen vorliegt und eine Sicherung der Finanzierung in geeigneter Form nachgewiesen werden kann. Ggf. ist ein Nachweis über die Sicherung der benötigten Grundstücke additiv hinzuzuziehen.
2. Begriffsbestimmungen	Bitkom lehnt eine Beteiligung von Prosumern an der Finanzierung der Netze grundsätzlich nicht ab. Kritisch sieht Bitkom jedoch, den Prosumerzuschlag auf jede einzelne Marktllokation innerhalb eines Gebäudes oder einer gemeinschaftlich genutzten Kundenanlage anzuwenden.

	Bei gemeinschaftlicher Gebäudeversorgung, Mieterstrom und Energy Sharing innerhalb eines Gebäudes würde eine marktllokationsscharfe Erhebung zu einer sachlich nicht gerechtfertigten Mehrfachbelastung führen, obwohl die Netzinfrastruktur nur über einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt beziehungsweise Hausanschluss in Anspruch genommen und dimensioniert wird. Dies würde insbesondere die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung gegenüber dem Mieterstrom benachteiligen und die Wirtschaftlichkeit digitaler, dezentraler Versorgungskonzepte erheblich beeinträchtigen. Der Prosumerzuschlag sollte daher bei sämtlichen gebäudebezogenen gemeinschaftlichen Versorgungsmodellen höchstens einmal je Netzanschlusspunkt/Hausanschluss erhoben werden. Maßgeblich muss die physische Inanspruchnahme des Netzes sein, nicht die Anzahl der aus marktkommunikativen oder abrechnungstechnischen Gründen gebildeten Marktllokationen. Mieterstrom, gemeinschaftliche Gebäudeversorgung und gebäudebezogenes Energy Sharing sind insoweit gleichzustellen. Voraussetzung ist eine praxistaugliche Ausgestaltung, die eine effiziente operative Abwicklung ohne unverhältnismäßigen Zusatzaufwand ermöglicht. Außerdem schlagen wir folgende Anpassung vor: "Eine Entnahmestelle in der Niederspannung, wenn neben der aus dem Netz bezogenen elektrischen Energie auch elektrische Energie aus einer hinter denselben Netzanschlüssen gelegenen Erzeugungsanlage bezogen wird. (...) "
2. Begriffsbestimmungen	Die Definition der Umspannebene ist ungenau und lässt dadurch die für die Entgeltzuordnung entscheidende Abgrenzung zur Netzebene offen. Insbesondere sollte eindeutig geregelt werden, wann ein Anschluss unmittelbar an der Sekundärseite eines Trafos der Umspannebene und wann dem nachgelagerten Netz zuzuordnen ist.
5.2 Kostenwälzung	Der Begriff der Eigenerzeugung ist in diesem Zusammenhang nicht hinreichend bestimmt. Es muss eindeutig klargestellt werden, ob ausschließlich die hinter einem Netzanschluss erzeugte und unmittelbar vor Ort verbrauchte Energie oder auch Erzeugungsmengen innerhalb der betrachteten beziehungsweise nachgelagerten Netzebenen gemeint sind. Ohne diese Abgrenzung ist der Wälzungsschlüssel nicht einheitlich und prüfbar ermittelbar.
7. Jährlichkeitsprinzip	Die Ausführungen der BNetzA werden begrüßt, da sie die notwendige Planbarkeit und Verbindlichkeit der jährlichen Netzentgeltbildung sicherstellen.
8.1 Ermittlung der Finanzierungsentgelte für den Verbrauch	Die Regelung knüpft das Entgelt an die Anschlussnetzebene der Entnahmestelle, während die Begriffsdefinition auch Weiterverteiler und nachgelagerte Netz- oder Umspannebenen als Entnahmestellen erfasst. Hier muss klargestellt werden, welche Netzentgelte Anwendung finden sollen.
8.2 Ermittlung der Finanzierungsentgelte für den Verbrauch	Bitkom unterstützt grundsätzlich das Ziel der BNetzA, Prosumer angemessen an der Finanzierung der Netze zu beteiligen. Der vorgesehene pauschale Aufschlag auf den Grundpreis ist hierfür ein grundsätzlich nachvollziehbarer Ansatz. Gleichzeitig setzt ein pauschaler Aufschlag allein keine zusätzlichen Anreize für ein netzdienliches Einspeise- und Verbrauchsverhalten. Gerade bei Prosumern bestehen durch PV-Anlagen, Heimspeicher, Wärmepumpen, Ladepunkte und Energiemanagementsysteme erhebliche Flexibilitätspotenziale. Dynamische beziehungsweise mindestens zeitvariable Netzentgelte können grundsätzlich dazu

	beitragen, Strombezug und Einspeisung aus netzengpassbelastenden in netzengpassfreie Zeitfenster zu verlagern und dadurch Engpassmanagement- und Netzausbaukosten zu reduzieren. Sie sollten perspektivisch den statischen Prosumerzuschlag um eine Anreizkomponente als Alternative ergänzen und Prosumern ermöglichen, durch netzdienliches Verhalten ihre Netzentgeltbelastung zu reduzieren. Gleichzeitig ist eine Übertragung dieses Ansatzes auf die Einspeisung in der Niederspannung mit zusätzlichen technischen und prozessualen Anforderungen verbunden. Um solche Modelle perspektivisch einführen und das vorhandene Flexibilitätspotenzial besser nutzen zu können, sollten die hierfür notwendigen technischen und prozessualen Voraussetzungen zügig geschaffen werden. Dazu gehören insbesondere verlässliche und massengeschäftstaugliche Prozesse für Messung, Abrechnung und Marktkommunikation, eine hohe Qualität und Verfügbarkeit der erforderlichen Daten, diskriminierungsfreier Datenzugang sowie transparente und rechtzeitig verfügbare Preis- beziehungsweise Netzsignale. Die Erfahrungen mit zeitvariablen Netzentgelten nach § 14a EnWG, der weitere Smart-Meter-Rollout und die zunehmende Beobachtbarkeit der Niederspannungsnetze sollten dafür gezielt genutzt werden. Soweit vollständig dynamische Netzentgelte noch nicht umsetzbar sind, sollten zeitvariable Modelle als Zwischenschritt berücksichtigt werden. Unabhängig davon sollte ein Prosumerzuschlag bei gemeinschaftlichen Versorgungsmodellen nicht mehrfach erhoben werden. Bei Mieterstrom, gemeinschaftlicher Gebäudeversorgung und gebäudebezogenem Energy Sharing würde eine Erhebung für jede einzelne Marktlotation zu einer sachlich nicht gerechtfertigten Mehrfachbelastung führen, obwohl die Netzinfrastruktur über einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt beziehungsweise Hausanschluss in Anspruch genommen und dimensioniert wird. Maßgeblich sollte daher die physische Inanspruchnahme des Netzes und nicht die Anzahl der aus marktkommunikativen oder abrechnungstechnischen Gründen gebildeten Marktlotationen sein. Der Prosumerzuschlag sollte bei diesen Modellen insgesamt höchstens einmal je Netzanschlusspunkt beziehungsweise Hausanschluss erhoben werden.
8.3 Ermittlung der Finanzierungsentgelte für den Verbrauch	Bitkom sieht eine verpflichtende Vorab-Ausweisung der Prosumereigenschaft kritisch, solange noch kein Prosumeraufschlag tatsächlich abgerechnet wird. Die Ausweisung auf der Stromrechnung sollte daher erst dann erfolgen, wenn der Prosumeraufschlag beim jeweiligen Letztverbraucher tatsächlich zur Anwendung kommt. Voraussetzung ist, dass die Netzbetreiber den Lieferanten die Prosumereigenschaft rechtzeitig, vollständig und eindeutig zur Verfügung stellen. Verzögerte oder fehlende Meldungen dürfen nicht zu einer rückwirkenden Belastung der Lieferanten führen. Beginn und Ende der Prosumereigenschaft sollten klar definiert und Änderungen unverzüglich übermittelt werden. Die Einordnung, ob eine Prosumereigenschaft vorliegt, sollte durch den zuständigen Verteilnetzbetreiber erfolgen. Eine Ableitung allein aus bestehenden Lokations- oder Abrechnungsdaten ist aus Sicht des Bitkom nicht ausreichend. Sofern die Ausweisungspflicht bereits ab dem 1. April 2028 bestehen bleibt, müssen die erforderlichen Informationen den Lieferanten mit ausreichendem Vorlauf zur Verfügung gestellt werden.

8.4 Ermittlung der Finanzierungsentgelte für den Verbrauch	Bei der Kapazitätsbestellung bestehen noch verschiedene operative Fragen. Nach der aktuellen Systematik werden die Preisblätter der Verteilnetzbetreiber frühestens zum 15. Oktober veröffentlicht, während die Bestellkapazitäten für das Folgejahr bis zum 31. Dezember gemeldet werden müssen. Es muss sichergestellt werden, dass zwischen Veröffentlichung der Preisblätter und Bestellfrist ausreichend Zeit für eine sachgerechte Ermittlung der Bestellkapazitäten verbleibt. Dies gilt insbesondere für Unternehmen mit einer Vielzahl von Liegenschaften, die eine entsprechend große Zahl von Lastprofilen bewerten und Bestellkapazitäten ermitteln müssen. Für den Fall, dass keine neue Bestellung erfolgt, sollte zudem eine einfache Fortführung des Vorjahreswertes möglich sein, sofern dies gegenüber einer automatischen Neuberechnung durch den Netzbetreiber wirtschaftlich günstiger ist. Eine Anpassung der Bestellkapazität sollte auch unterjährig möglich sein, wenn sich das Lastprofil wesentlich verändert, etwa durch die Inbetriebnahme von Batteriespeichern, PV-Anlagen oder größeren Verbraucher- bzw. Erzeugungsanlagen. Bei Netzanschlussvereinbarungen mit nicht vollständig fester Anschlusskapazität sollte zudem klargestellt werden, welcher Wert als vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität und damit als Obergrenze der Bestellkapazität maßgeblich ist. Dies betrifft insbesondere Vereinbarungen nach § 17 Abs. 2b EnWG mit einer festen und einer flexiblen beziehungsweise abregelbaren Komponente. Da entsprechende Netzanschlussverträge bereits vor Einführung der neuen Netzentgeltsystematik geschlossen werden, muss ihre entgeltliche Behandlung frühzeitig und rechtssicher feststehen. Für das erste Betriebsjahr sollte zudem transparent geregelt werden, wie die für den Anschlussnutzer günstigste Bestellkapazität ermittelt wird. Dabei sollte nicht allein die Jahreshöchstlast maßgeblich sein, sondern die gesamte Netzentgeltbelastung unter Berücksichtigung der beiden Arbeitspreise betrachtet werden. Bei Infrastrukturen mit längeren Hochlaufphasen, etwa Rechenzentren, sollte zudem geprüft werden, ob eine auf das erste Betriebsjahr begrenzte Ex-post-Bestabrechnung ausreichend ist oder diese bis zum Vorliegen eines repräsentativen Lastprofils länger ermöglicht werden sollte. Besonders relevant ist dies auch bei neu errichteten Schnellladehubs. Dort ist eine verlässliche Kapazitätsbestellung vor dem ersten vollständigen Betriebsjahr regelmäßig nicht möglich, da sich die Auslastung erst entwickelt und einzelne Verkehrsspitzen den normalen Regelbetrieb nicht abbilden. Die Bestabrechnung sollte daher so lange gelten, bis ein repräsentativer zwölfmonatiger Lastverlauf vorliegt. Anschließend sollte die Bestellkapazität auf Grundlage des tatsächlichen Lastprofils angepasst werden können. Darüber hinaus muss geklärt werden, wie die Kapazitätsbestellung und die daraus resultierenden AP1- und AP2-Entgelte praktisch zwischen Anschlussnutzer, Netzbetreiber und Lieferant abgewickelt werden. Insbesondere bei All-inclusive-Verträgen, etwa in der Ersatzversorgung, ist eine kundenindividuelle Berücksichtigung der bestellten Kapazität und der daraus resultierenden Netzentgelte nur schwer praktikabel. Zudem sollte bei Änderungen der vorläufigen Netzentgelte nach dem 15. Oktober eine Neuberechnung und Anpassung der Kapazitätsbestellung gegenüber dem Verteilnetzbetreiber bis zum 31. Januar möglich sein.
---	---

8.5 Ermittlung der Finanzierungsentgelte für den Verbrauch	Die Bestellung der Kapazität wird im Verhältnis zwischen dem Netzbetreiber und Anschlussnutzer geregelt. Idealerweise erfolgt die Bestellung über die Umsetzung der Internetplattform nach § 20 b EnWG. Zudem könnte über diesen Weg dem Anschlussnutzer auch das Preisblatt des Netzbetreibers zur Verfügung gestellt werden. Das ist auch folgerichtig, da der Lieferant (auch bei all-inklusive-Verträgen als Netznutzer) nicht die notwendige Kapazität des Anschlussnutzer abschätzen bzw. beurteilen und in die Pflicht genommen werden kann. Ergänzend wäre wichtig, dass die VNB bis zur Umsetzung der Internetplattform nach § 20 b EnWG verständlich erklären müssen, wie mit der Bestelleistung umgegangen wird: Der Anschlussnutzer muss dies vom VNB mitgeteilt bekommen und sollte es auch auf der Internetseite des VNB finden können. Zudem sollte auch eine neutrale Veröffentlichung auf Behördenseite, die die Abläufe erklärt, erfolgen (vergleichbar Energie-Preisbremse FAQ des Finanzministeriums). Im Unterschied zu § 14a-Fall handelt es sich bei dem Kapazitätspreis um einen durchlaufenden Posten und ist nicht Teil der Tarifikalkulation des Lieferanten. Zudem handelt es sich hier um eine andere Kundengruppe (B2B). Der Kapazitätspreis auf die bestellte Kapazität soll nach Aussage der BNetzA mindestens 10 Prozent und höchstens 100 Prozent der individuellen vorherigen Jahreshöchstlast betragen. Dies bringt im operativen Betrieb für die Anschlussnutzer erhebliche Nachteile mit sich, wenn sich beispielsweise Verbrauchsverhalten über den Jahreswechsel stark verändert (Bsp.: von Leerstand auf Vollbetrieb, Kapazitätserweiterung oder -reduzierung der Produktion). In Ausnahmefällen sollte daher auch eine Leistung von deutlich weniger als 10 Prozent und deutlich mehr als 100 Prozent gewählt werden können. Zugleich sollten einzelne kurzfristige Kapazitätsüberschreitungen nicht zu unverhältnismäßig hohen Belastungen durch AP2 führen. Hierfür braucht es eine praxistaugliche Ausgestaltung, die zwischen einzelnen Lastspitzen und einer dauerhaft zu niedrig bestellter Kapazität unterscheidet. Bei bestehenden All-inclusive-Verträgen, etwa in der Ersatzversorgung oder bei einer Belieferung nach § 37 EnWG, ist eine kundenindividuelle Abwicklung und Preisdifferenzierung nicht realisierbar. Diese und vergleichbare Versorgungsverhältnisse sollten daher den Regelungen nach Tenorziffer 8.2 bzw. 8.3 zugeordnet werden.
9.1 Finanzierungsentgelte für Erzeugungsanlagen	Bitkom gibt bei der Einführung von Einspeiseentgelten für Erzeugungsanlagen zu bedenken, dass die Auswirkungen auf Investitionen in erneuerbare Energien, PPA-Märkte und die Stromkosten der Industrie bei der weiteren Ausgestaltung angemessen berücksichtigt werden sollten. Zusätzliche Netzkosten können die Wirtschaftlichkeit neuer Projekte beeinträchtigen und sich langfristig auch in den Preisen von Strombezugsverträgen (PPAs) für industrielle Letztverbraucher niederschlagen.
10.1 Finanzierungsentgelte für Stromspeicheranlagen	Die Netzentgelte sind direkt zwischen den Betreibern der Energiespeicher (netzgekoppelt) und den Netzbetreibern abzuwickeln und abzurechnen. Der Lieferant (auch als Netznutzer im all-inklusive-Vertrag) ist in diesem Abrechnungsprozess nicht mit einzubeziehen – sofern vertraglich keine abweichenden Vereinbarungen zwischen den Beteiligten bestehen. Zu beachten ist die Wechselwirkung mit anderen Kostenelementen, insbesondere mit Baukostenzuschüssen BKZ und Flexiblen Anschlussvereinbarungen FCA. Es fehlt bisher an einer Zusammenschau aller regulatorischen Kostenbestandteilen, die in ihrer kumulativen Wirkung die Wirtschaftlichkeit der Stromspeicher stark beeinträchtigen können. So können die

	Bestandteile eines FCA, wie die Begrenzung von Rampen oder die Begrenzung der Kapazität, die für Netzdienstleistungen zur Verfügung steht, starken Einfluss auf die Erlösströme haben. Nach unserer Auffassung ist es sachgerecht, einen Abschlag auf die zu entrichtenden Netzentgelte für die Anlagen zu gewähren, die auf Verlangen des Netzbetreibers oder durch gesetzliche Vorgaben einen FCA abschließen.
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 des Bundesnetzagentur geschaffen werden, die sowohl Heim- als auch Gewerbespeicher eine Inanspruchnahme der Netzentgeltbefreiung für nur zwischengespeicherte Mengen im Rahmen der vereinfachten Messung saldierungsfähiger Strommengen gemäß der MiSpeL-Systematik ermöglicht. Insbesondere muss 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. Die Begriffe Stromspeicheranlage, Erzeugungsanlage, Letztverbrauchsanlage und Entnahmestelle werden nicht trennscharf verwendet. Insbesondere bleibt offen, welches konkrete Abrechnungsobjekt bei der gemeinsamen Betrachtung mehrerer Anlagen und Entnahmestellen maßgeblich ist. Die Regelung sollte auf eindeutig definierte Begriffe abstellen und die Zusammenführungslogik vollständig beschreiben.
12.1 Entgelte mit Anreizfunktion	siehe Anmerkung bei 8.2
12.2 Entgelte mit Anreizfunktion	Bei einer perspektivischen Ausgestaltung dynamischer beziehungsweise zeitvariabler Netzentgelte müssen Fehlanreize aus dem Zusammenspiel bundesweiter Marktpreissignale und lokaler Netzsituationen vermieden werden. Niedrige oder negative Börsenpreise können beispielsweise einen gleichzeitigen Verbrauchsanstieg auslösen, obwohl einzelne Verteilnetze bereits hoch ausgelastet sind. Soweit solche Netzentgelte künftig zur Anwendung kommen, sollten die zugrunde liegenden Signale transparent, nachvollziehbar und mit Marktpreisen sowie der Flexibilitätsvermarktung kombinierbar sein. Voraussetzung sind belastbare Netzzustands- beziehungsweise Engpassindikatoren und ein ausreichender zeitlicher Vorlauf. Ziel sollte sein, Markt- und Netzsignale möglichst konsistent miteinander zu verbinden und automatisiert verarbeiten zu können. Planbare Anreize sind dabei schwer kalkulierbaren Belastungen vorzuziehen. Zudem sollte klargestellt werden, welche Stromspeicheranlagen von Ziffer 12.2 erfasst werden. Insbesondere bleibt das Verhältnis zu anlagengekoppelten Speichern bei Letztverbrauchern unklar. Während Ziffer 10 zwischen unterschiedlichen Speicherkonstellationen differenziert und anlagengekoppelte Speicher gemeinsam mit dem Letztverbraucher betrachtet, schließt Ziffer 12.5 dynamische Netzentgelte für Letztverbraucher aus. Ziffer 12.2 sollte daher eindeutig klarstellen, ob das dynamische Netzentgelt nur für rein netzgekoppelte Speicher oder auch für anlagengekoppelte Speicher bei Letztverbrauchern gilt. Die Vorgabe, dass an jeder Marktllokation, an der ein Grundpreis entrichtet wird, auch ein Prosumeraufschlag zum Tragen kommt, macht das Konzept der gemeinschaftlichen

	Gebäudeversorgung per se unwirtschaftlich. Hier ist die Verhältnismäßigkeit nicht mehr gegeben und dies widerspricht der Vorgabe einer aufkommensneutralen Ausgestaltung der Netzentgelte.
12.5 Entgelte mit Anreizfunktion	§ 14a EnWG schafft mit Modul 3 bereits zeitvariable Preissignale zur Aktivierung von Flexibilität. Perspektivisch sollten die Voraussetzungen dafür geschaffen werden, diese stärker an den tatsächlichen lokalen Netzbedingungen auszurichten und dynamischer (z.B. DayAhead) auszurollen. Dafür müssen insbesondere die notwendigen Prozesse, eine verlässliche Datenbasis und die praktische Umsetzung durch die Netzbetreiber schnellstmöglich sichergestellt werden. Bei Stromspeichern sollte zudem klar abgegrenzt werden, ob dynamische beziehungsweise zeitvariable Entgelte nur für die Einspeisung oder auch für den Netzbezug gelten. Unbeabsichtigte Auswirkungen auf verbrauchende Marktlösungen sind zu vermeiden. Die Bundesnetzagentur sollte im Rahmen der Folgefestlegung zu Entgelten mit Anreizfunktion ausdrücklich prüfen, wie lokal innerhalb einer Netzgruppe ausgeglichene Einspeise- und Entnahmemengen aus Energy-Sharing-Modellen gemäß § 42c EnWG berücksichtigt werden können. Dabei sollte insbesondere die Rolle von Batteriespeichern und anderen Flexibilitätsoptionen betrachtet werden, die eine zeitliche Verschiebung lokal erzeugter erneuerbarer Energie und eine Entlastung der Netzinfrastruktur ermöglichen. Die regulatorische Behandlung von zwischengespeichertem Strom sollte zwischen AgNes, MiSpeL und § 42c EnWG konsistent ausgestaltet werden, um Investitionssicherheit für Energiegemeinschaften, Quartierspeicher und bidirektionale Ladeinfrastruktur zu gewährleisten. Gleichzeitig sollte sichergestellt werden, dass die mit MiSpeL geschaffenen Anreize zur Speicherung und netzdienlichen Nutzung erneuerbarer Energien durch die zukünftige Netzentgeltsystematik nicht faktisch entwertet werden.
13. Sonderformen der Netznutzung	Die Pflicht des Netznutzers zum Nachweis der Zusammenführungsvoraussetzungen widerspricht der zuvor vorgesehenen Durchführung unabhängig von einem Verlangen des Anschlussnutzers. Ein Netznutzer – insbesondere ein Lieferant – kennt regelmäßig nicht sämtliche Entnahmestellen eines Anschlussnutzers. Die Prüfung sollte daher dem Netzbetreiber auf Grundlage seiner Anschluss- und Stammdaten obliegen; die erforderlichen Informationen sind standardisiert bereitzustellen. Dies könnte bspw. über die Gemeinsame Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs nach § 20 b EnWG abgewickelt werden. Zudem begrüßt Bitkom die Möglichkeit des Poolings, hält die Ausnahme für Speicher jedoch für zu eng. Separate Netzanschlüsse können auch aufgrund objektiver technischer Anschlussbedingungen, Brandschutzanforderungen oder Vorgaben des Netzbetreibers erforderlich sein, nicht nur aufgrund einer behördlichen Entscheidung. Eine Zusammenführung sollte für Anlagen desselben Ladehubs möglich sein, wenn sie vom selben Betreiber genutzt werden und in derselben Netzgruppe mit demselben nächstgelegenen Umspannwerk liegen. Eine beliebige standortübergreifende Saldierung wird nicht gefordert.
17.2 Übergangsvorschriften	Bitkom sieht den Auslauf der Bandlastregelung zum Ende des Jahres 2031 mit Blick auf die noch offene Nachfolgeregelung kritisch. Der Entwurf sieht anschließend ein separat festzulegendes Sondernetzentgelt vor, das Anreize für eine flexiblere industrielle Abnahme schaffen soll, konkretisiert dessen Ausgestaltung jedoch noch nicht. Es sollte daher frühzeitig

	und transparent geklärt werden, nach welchen Kriterien netzfreundliche Flexibilität künftig anerkannt und bei den Netzentgelten berücksichtigt wird. Für mehr Planungs- und Investitionssicherheit sollte die Übergangsfrist auf mindestens fünf Jahre verlängert werden. Bei langfristigen Investitionen, etwa in Rechenzentren mit mehrjähriger Hochlaufphase, bildet eine dreijährige Frist den erforderlichen Vorlauf nicht angemessen ab.
17.5 Übergangsvorschriften	Die Regelungen zum Vertrauensschutz sollten den gesetzlichen Rahmen nicht unnötig einschränken. Für Stromspeicheranlagen sollte grundsätzlich die Inbetriebnahme bis zum 4. August 2029 ausreichen, um die bestehende Netzentgeltbefreiung in Anspruch nehmen zu können. Ein zusätzliches Kriterium einer finalen Investitionsentscheidung (FID) vor dem 1. Januar 2027 ist aus Bitkom-Sicht nicht erforderlich und kann angesichts langer Projektvorlaufzeiten sowie sich verändernder technischer und regulatorischer Rahmenbedingungen zu unnötiger Rechts- und Investitionsunsicherheit führen. Zugleich sollte die im Entwurf angelegte Übergangslücke vermieden werden: Für Anlagen mit einer FID nach dem 31. Dezember 2026 darf zwischen 2027 und 2029 keine Phase entstehen, in der weder die bestehende Netzentgeltbefreiung noch die neue Entlastungssystematik greift. Dies gilt insbesondere auch für kleinere, anlagengekoppelte Speicher von Prosumern. Sollte die Bundesnetzagentur am FID-Kriterium festhalten, sollte der Nachweis einfach, rechtssicher und unbürokratisch ausgestaltet werden. Auf komplexe Nachweise über bestimmte Anteile des Investitionsvolumens oder Vertragsstrafen sollte verzichtet werden.
17.6 Übergangsvorschriften	Für Pumpspeicheranlagen gelten die genannten Bedenken zum FID-Kriterium in besonderem Maße. Planung, Genehmigung und gegebenenfalls geologische Erkundungen dauern häufig viele Jahre und erfordern bereits früh erhebliche Vorleistungen. Zusätzliche FID-Anforderungen, etwa verbindliche Bestellungen über einen hohen Anteil des Investitionsvolumens oder erhebliche Vertragsstrafen, sind angesichts der sehr hohen Projektvolumina unverhältnismäßig und schaffen zusätzliche Rechts- und Kostenrisiken. Für den Vertrauensschutz sollte daher maßgeblich sein, dass vor dem 4. August 2029 ein rechtsgültiger Bescheid der zuständigen Beschlusskammer der Bundesnetzagentur vorliegt. Die besonderen Planungs- und Investitionsbedingungen von Pumpspeicherprojekten müssen bei der Ausgestaltung des Vertrauensschutzes angemessen berücksichtigt werden.
17.8 Übergangsvorschriften	s.o. Kommentierung zu Ziffer 8.3.

Bitkom vertritt mehr als 2.200 Mitgliedsunternehmen aus der digitalen Wirtschaft. Sie generieren in Deutschland gut 200 Milliarden Euro Umsatz mit digitalen Technologien und Lösungen und beschäftigen mehr als 2 Millionen Menschen. Zu den Mitgliedern zählen mehr als 1.000 Mittelständler, über 700 Startups und nahezu alle Global Player. Sie bieten Software, IT-Services, Telekommunikations- oder Internetdienste an, stellen Geräte und Bauteile her, sind im Bereich der digitalen Medien tätig, kreieren Content, bieten Plattformen an oder sind in anderer Weise Teil der digitalen Wirtschaft. 82 Prozent der im Bitkom engagierten Unternehmen haben ihren Hauptsitz in Deutschland, weitere 8 Prozent kommen aus dem restlichen Europa und 7 Prozent aus den USA. 3 Prozent stammen aus anderen Regionen der Welt. Bitkom fördert und treibt die digitale Transformation der deutschen Wirtschaft und setzt sich für eine breite gesellschaftliche Teilhabe an den digitalen Entwicklungen ein. Ziel ist es, Deutschland zu einem leistungsfähigen und souveränen Digitalstandort zu machen.

Herausgeber

Bitkom e.V.

Albrechtstr. 10 | 10117 Berlin

Ansprechpartner

Emilie Hansmeyer | Manager Energy & Smart Grids

T +49 30 27576-334 | e.hansmeyer@bitkom.org

Verantwortliches Bitkom-Gremium

AK Smart Grids

Copyright

Bitkom 2026

Diese Publikation stellt eine allgemeine unverbindliche Information dar. Die Inhalte spiegeln die Auffassung im Bitkom zum Zeitpunkt der Veröffentlichung wider. Obwohl die Informationen mit größtmöglicher Sorgfalt erstellt wurden, besteht kein Anspruch auf sachliche Richtigkeit, Vollständigkeit und/oder Aktualität, insbesondere kann diese Publikation nicht den besonderen Umständen des Einzelfalles Rechnung tragen. Eine Verwendung liegt daher in der eigenen Verantwortung des Lesers. Jegliche Haftung wird ausgeschlossen. Alle Rechte, auch der auszugsweisen Vervielfältigung, liegen beim Bitkom oder den jeweiligen Rechteinhabern.